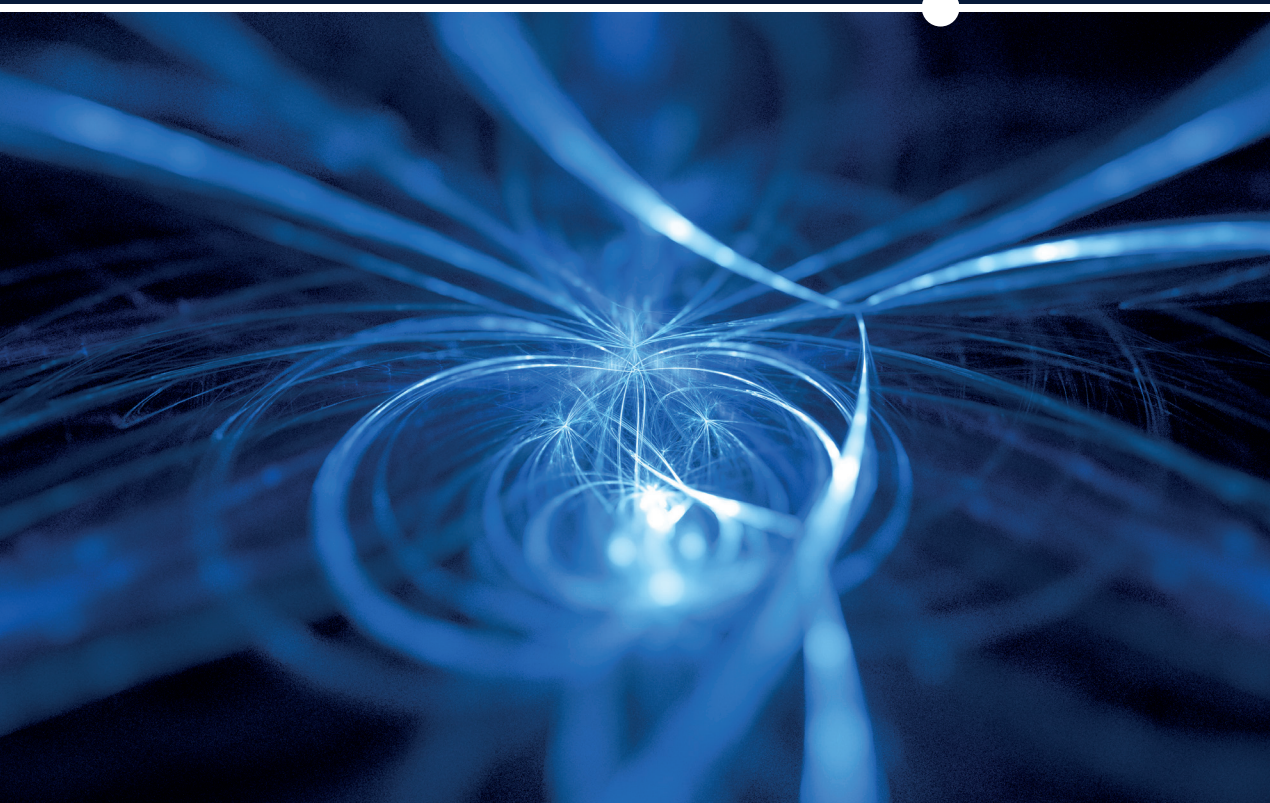


PRZYSZŁOŚĆ ENERGII



Redakcja naukowa

Michał Kleiber | Katarzyna Anna Nawrot | Katarzyna Sobiech-Grabka

PAN
POLSKA AKADEMIA NAUK

Komitet
Prognoz



Ministerstwo
Przemysłu



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

PRZYSZŁOŚĆ ENERGII

Polska Akademia Nauk
KOMITET PROGNOZ PAN

PRZYSZŁOŚĆ ENERGII

Redakcja naukowa

Michał Kleiber | Katarzyna Anna Nawrot | Katarzyna Sobiech-Grabka

Warszawa 2026



Komitet
Prognoz

Pałac Kultury i Nauki, Pl. Defilad 1, 00-901 Warszawa
piętro XXV, pokój 2503, tel. 22 182 61 21
e-mail: komprog@pan.pl
www.prognozy.pan.p

Redakcja naukowa:
Michał Kleiber
Katarzyna Anna Nawrot
Katarzyna Sobiech-Grabka

Recenzja:
Agata Dziewulska

Koordynatorka produkcji:
Karolina Trusz
Biuro Upowszechniania Nauki i Wydawnictw, Dział Wydawnictw

Projekt okładki:
Aneta Karwowska
Biuro Komunikacji

Opracowanie graficzne:
Andrzej Figatowski
Biuro Upowszechniania Nauki i Wydawnictw, Dział Wydawnictw

Wydawca:
Polska Akademia Nauk
Komitet Prognoz PAN

© Copyright by Komitet Prognoz PAN
Warszawa 2026

Wszelkie prawa zastrzeżone
Kopiowanie, przedrukowywanie i rozpowszechnianie całości lub fragmentów niniejszej
publikacji bez zgody wydawcy zabronione

ISBN 978-83-68418-36-1

Druk i oprawa:
Agencja Wydawniczo-Poligraficzna GIMPO
ul. Transportowców 11, 02-858 Warszawa

Spis treści

SŁOWO WSTĘPNE.....	7
CZĘŚĆ I	
BEZPIECZNA ENERGIA. WYZWANIA I SZANSE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ POLSKI	11
Michał KLEIBER	
Kontrolowana synteza termojądrowa ważnym elementem energetyki przyszłości	13
Controlled Nuclear Fusion as a key Element of Future Energy Systems	
Katarzyna SOBIECH-GRABKA, Katarzyna A. NAWROT	
Przesilenie cywilizacyjne: Polska transformacja energetyczna w kontekście globalnej zmiany	19
A Civilizational Turning Point: Poland's Energy Transition in the Context of Global Change	
Anna STANKOWSKA	
Dzielnice pozytywnie energetyczne PED w świetle wyzwań stabilności sieci elektroenergetycznej – czy jest to warunek konieczny sukcesu technicznej i systemowej transformacji energetycznej w Polsce?.....	23
Positive Energy Districts (PEDs) in the Context of Power System Stability Challenges – Are They a Necessary Condition for the Success of the Technical and Systemic Energy Transition in Poland?	
CZĘŚĆ II	
INNOWACJE I TECHNOLOGIE – KLUCZ DO PRZYSZŁEGO BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO.....	37
Katarzyna SOBIECH-GRABKA, Małgorzata KUBAŃSKA, Tomasz ZIELIŃSKI	
Spółdzielnia energetyczna: filar konkurencyjności biznesu i narzędzie realizacji strategii energetyki rozproszonej w Polsce	39
Energy Cooperative: A Pillar of Business Competitiveness and a Tool for Implementing the Distributed Energy Strategy in Poland	

Spis treści

Grzegorz MAZUR	
Morska energia odnawialna jako element zrównoważonego rozwoju gospodarczego.....	49
Marine Renewable Energy as a Component of Sustainable Economic Development	
Krzysztof JERZAK	
Drugie życie kopalni – możliwości wykorzystania nieczynnych kopalni węgla na potrzeby transformacji energetycznej i minimalizacji zjawiska osieroceń.....	63
The second life of mines – the possibilities of using closed coal mines for the purposes of energy transformation and minimizing the phenomenon of orphans	
CZĘŚĆ III	
IMPLIKACJE DLA POLITYKI GOSPODARCZEJ W WYMIARZE REGIONALNYM I GLOBALNYM	83
Małgorzata BURCHARD-DZIUBIŃSKA	
Rola wybranych zasobów naturalnych w ewolucji energetycznego zasilania procesów gospodarczych.....	85
The Role of Selected Natural Resources in the Evolution of Energy Supply for Economic Processes	
Adriana ŁUKASZEWICZ	
Polityka energetyczna krajów Unii Europejskiej w pierwszych dekadach XXI wieku	107
Energy Policy of the European Union Member States in the First Decades of the 21st Century	
Konrad PRANDECKI	
Polityka energetyczna i klimatyczna – wyzwania i implikacje z perspektywy globalnej	125
Environmental Threats as a Factor in the Loss of Security	

Słowo wstępne

Węzeł gordyjski jest metaforą problemu, którego rozwiązanie wymaga podejścia niestandardowego, określanego mianem aleksandryjskiego. W gospodarce światowej XXI wieku pojawiło się kilka węzłów gordyjskich, a tradycyjne podejścia do ich rozwiązywania mogą nie przynieść pożądaných rezultatów. Ponowne wojny w Europie oraz geopolityczna zmiana układu sił w gospodarce światowej, możliwe wojny surowcowe i energetyczne, powrót głodu w wielu częściach globu i rosnące nierówności, globalna pandemia i pojawienie się sztucznej inteligencji na niewyobrażalną dotąd skalę – to tylko niektóre obszary wyłaniających się wyzwań.

Przedkładana monografia jest częścią tematu „Węzły gordyjskie okresu przesilen cywilizacyjnych”, podjętego przez członków Komitetu Prognoz Polskiej Akademii Nauk oraz pierwszym krokiem ukazania złożoności węzłów gordyjskich XXI wieku. Celem podejmowanej inicjatywy jest identyfikacja i zgłębienie węzłów gordyjskich pierwszej połowy XXI wieku. Zdajemy sobie sprawę ze złożoności podejmowanych problemów. Nie chodzi jednak o podejście całościowe, ale kompleksowe. Zamiast próbować ukazać wszystkie możliwe węzły gordyjskie XXI wieku, chcemy skupić się na wybranych kwestiach kluczowych.

Niniejsza publikacja koncentruje się na przyszłości energii. Transformacja energetyczna stanowi bowiem kluczowy, złożony i wielowymiarowy węzeł gordyjski naszych czasów i jedno z najważniejszych wyzwań rozwojowych pierwszych dekad XXI wieku, wyznaczając kierunki zmian gospodarczych, technologicznych, społecznych i politycznych zarówno w wymiarze krajowym, jak i globalnym. Nie jest to tylko zmiana technologiczna, lecz głęboka przemiana systemowa. Determinuje ona rozwój gospodarczy, bezpieczeństwo narodowe oraz jakość życia kolejnych pokoleń w wymiarze całej gospodarki światowej.

Rosnące zapotrzebowanie na energię, postępujące zmiany klimatyczne, konieczność ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz narastające zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego sprawiają, że dotychczasowe modele wytwarzania i dystrybucji energii wymagają zasadniczej przebudowy. W przypadku Polski proces ten wiąże się dodatkowo z koniecznością stopniowego odchodzenia od wysokoemisyjnych źródeł energii oraz

dostosowania krajowego systemu energetycznego do dynamicznie zmieniających się warunków technologicznych i regulacyjnych Unii Europejskiej.

Niniejsza monografia podejmuje próbę wielowymiarowej analizy wyzwań i szans związanych z transformacją energetyczną Polski, koncentrując się na problematyce bezpieczeństwa energetycznego, innowacji technologicznych oraz implikacji gospodarczych i politycznych zachodzących zmian. Tom ma charakter interdyscyplinarny, zawierając 9 rozdziałów, stanowiących odrębne teksty, łącząc perspektywy nauk prawnych, technicznych, ekonomicznych, nauk o zarządzaniu oraz studiów nad polityką publiczną i relacjami międzynarodowymi. Poszczególne rozdziały różnią się formą i objętością w zależności od tez formułowanych przez autorów. Przedkładana monografia stanowi zarówno rozwinięcie wcześniejszych prac Komitetu Prognoz PAN, poświęconych zagadnieniom bezpieczeństwa i wyzwaniom współczesnego świata, m.in. *Bezpieczeństwo Europy w globalnym świecie*, red. J. Kleer, K. Prandecki, 2018¹; *Zielone finanse*, red. M. Burchard-Dziubińska, K. Prandecki, 2023²; *Skutki i zagrożenia cywilizacji informacyjnej*, red. K.A. Nawrot, K. Prandecki, 2023³; *Pokój i bezpieczeństwo w obliczu narastających zagrożeń*, red. B. Galwas, K.A. Nawrot, K. Prandecki 2024⁴, jak i redaktorów tomu w kontekście problematyki energii⁵.

Część pierwsza książki, zatytułowana *Bezpieczna energia. Wyzwania i szanse transformacji energetycznej Polski*, poświęcona jest fundamentalnym zagadnieniom związanym z zapewnieniem stabilnych i bezpiecznych źródeł energii w długim horyzoncie czasowym. Autorzy tej części – Michał Kleiber, Katarzyna A. Nawrot, Katarzyna Sobiech-Grabka, Anna Stankowska – analizują m.in. potencjał kontrolowanej syntezy termojądrowej jako przyszłego filaru zeroemisyjnej energetyki, polską transformację energetyczną w kontekście globalnej zmiany i zachodzących przesilen cywilizacyjnych oraz rolę dzielnic pozytywnie energetycznych w kontekście stabilności krajowej sieci elektroenergetycznej i systemowej transformacji sektora energii.

W części drugiej, *Innowacje i technologie – klucz do przyszłego bezpieczeństwa energetycznego*, uwaga Autorów – Katarzyny Sobiech-Grabki, Małgorzaty Kubańskiej, Tomasza

¹ https://prognozy.pan.pl/images/Bezpieczestwo_globalne__18_11_15.pdf (dostęp: 18.12.2025).

² <https://publikacje.pan.pl/chapter/127155/spis-tresci-br> (dostęp: 18.12.2025).

³ Publikację można pobrać ze strony Polskiej Akademii Nauk: <https://publikacje.pan.pl/book/150399/skutki-i-zagrozenia-cywilizacji-informacyjnej> (dostęp: 18.12.2025).

⁴ Publikację można pobrać ze strony Polskiej Akademii Nauk: <https://publikacje.pan.pl/book/155815/pokoj-i-bezpieczenstwo> (dostęp: 18.12.2025).

⁵ K.A. Nawrot – udział w realizacji projektu badawczego pt. „Cluster for innovative energy” w ramach programu „HORIZON-MSCA-2022-SE-01” Komisji Europejskiej, na podstawie umowy grantowej nr 101129820; K.A. Nawrot – udział w realizacji projektu badawczego pt. „Determinanty zdolności do absorpcji innowacji w gospodarce turystycznej w zakresie odnawialnych źródeł energii” w ramach konkursu „OPUS 3” Narodowego Centrum Nauki, na podstawie umowy grantowej nr UMO-2012/05/B/HS4/00953; K.A. Nawrot – udział w realizacji projektu Jean Monnet Centre of Excellence (JMCoe) pt. „Resilient and Transforming Europe” (Transform EU) Komisji Europejskiej, na podstawie umowy grantowej nr 101127374, GAP-101127374.

Zielińskiego, Grzegorza Mazura i Krzysztofa Jerzaka – została skoncentrowana na rozwiązaniach technologicznych i organizacyjnych sprzyjających rozwojowi energetyki rozproszonej. Szczególne miejsce zajmuje analiza spółdzielni energetycznych jako narzędzia wzmacniającego konkurencyjność przedsiębiorstw oraz możliwości adaptacyjnych gospodarki. Autorzy podejmują również problem morskiej energii odnawialnej oraz zagospodarowania nieczynnych kopalni węgla jako elementu łagodzenia społecznych i przestrzennych skutków transformacji energetycznej.

Część trzecia monografii, *Implikacje dla polityki gospodarczej w wymiarze regionalnym i globalnym*, rozszerza perspektywę analizy, ukazując transformację energetyczną jako proces głęboko zakorzeniony w uwarunkowaniach politycznych, surowcowych i geostrategicznych. Autorzy tej części – Małgorzata Burchard-Dziubińska, Adriana Łukaszewicz i Konrad Prandacki – przedstawiają kolejno zagadnienia dotyczące roli zasobów naturalnych w ewolucji systemów energetycznych, polityki energetycznej państw Unii Europejskiej oraz globalnych wyzwań stojących przed polityką energetyczno-klimatyczną.

Redaktorzy i autorzy tomu wyrażają przekonanie, że przedstawione analizy i wnioski stanowią istotny wkład w debatę naukową i ekspercką nad przyszłością energetyki w Polsce, a także przyczynią się do lepszego zrozumienia złożonych procesów transformacyjnych zachodzących we współczesnej gospodarce światowej.

Michał Kleiber
Katarzyna Anna Nawrot
Katarzyna Sobiech-Grabka

Warszawa, styczeń 2026

CZĘŚĆ I

**BEZPIECZNA ENERGIA.
WYZWANIA I SZANSE
TRANSFORMACJI
ENERGETYCZNEJ POLSKI**

Kontrolowana synteza termojądrowa ważnym elementem energetyki przyszłości[★]

Abstrakt: Narastające zmiany klimatyczne oraz degradacja środowiska naturalnego wymuszają poszukiwanie stabilnych, bezpiecznych i niskoemisyjnych źródeł energii. Choć odnawialne źródła energii zyskują na znaczeniu, ich niestabilność ogranicza możliwość pełnego pokrycia globalnego zapotrzebowania energetycznego. Tradycyjna energetyka jądrowa, oparta na rozszczepieniu jąder atomowych, wiąże się natomiast z problemami bezpieczeństwa oraz składowania odpadów promieniotwórczych. W artykule przeanalizowano potencjał fuzji termojądrowej jako alternatywnego, niemal niewyczerpywalnego źródła energii. Przedstawiono kluczowe różnice pomiędzy rozszczepieniem a syntezą jądrową, podkreślając wysokie bezpieczeństwo operacyjne reaktorów fuzyjnych oraz brak długotrwałych odpadów radioaktywnych. Omówiono aktualny stan badań nad fuzją, w tym projekt ITER, rosnące zaangażowanie sektora prywatnego oraz przełomowe osiągnięcia badawcze w Chinach i Stanach Zjednoczonych. Wskazano również główne wyzwania technologiczne i ekonomiczne związane z komercjalizacją tej technologii oraz jej potencjalną rolę w przyszłej transformacji energetycznej.

Słowa kluczowe: fuzja termojądrowa, transformacja energetyczna, zmiany klimatyczne, energetyka jądrowa, zeroemisyjne źródła energii

Controlled Nuclear Fusion as a Key Element of Future Energy Systems

Abstract: Accelerating climate change and the ongoing degradation of the natural environment necessitate the search for stable, safe, and low-emission energy sources. Although renewable energy sources are gaining importance, their inherent intermittency limits their ability to fully meet global energy demand. Conventional nuclear power based on nuclear fission, in turn, faces challenges related to safety and the long-term storage of radioactive waste. This article examines the potential of nuclear fusion as an alternative, virtually inexhaustible source of energy. It outlines the key differences between nuclear fission and fusion, emphasizing the high operational safety of fusion reactors and the absence of long-lived radioactive waste. The paper discusses the current state of fusion research, including the ITER

[★] Na podstawie: *Kontrolowana synteza termojądrowa ważnym elementem energetyki przyszłości*, w: „Wszystko co najważniejsze”, <https://wszystkoconajwazniejsze.pl/prof-michal-kleiber-fuzja-termojadrowa-energetyka-przyszlosci/> (dostęp: 30.11.2025).

project, the growing involvement of the private sector, and recent scientific breakthroughs in China and the United States. It also identifies the major technological and economic challenges associated with the commercialization of fusion technology, as well as its prospective role in the future global energy transition.

Keywords: nuclear fusion; energy transition; climate change; nuclear energy; zero-emission energy sources

Większość osób na świecie nie ma wątpliwości dotyczących zachodzących zmian klimatu i niebezpieczeństwa ich konsekwencji. Osoby te wierzą w ogromną ilość szeroko dostępnych informacji i opinii badaczy przewidujących już w najbliższych dekadach narastające fale groźnych upałów, wzrost poziomu mórz wywołujący rozległe zniszczenia, problemy z dostępem do wody pitnej, rosnące zagrożenie huraganami i nawałnicami deszczów, dramaty ludności zamieszkującej rejony nadmorskie bądź okołorównikowe i wiele, wiele innych nieszczęść. Istnieją też sceptycy konsekwentnie uważający przepowiadanie takich wydarzeń za przesadne i niewarte olbrzymich nakładów finansowych potrzebnych do skutecznej z nimi walki. Jednak nawet owi sceptycy w większości się zgadzają, że nie można odmówić realności problemom trwającej dewastacji środowiska naturalnego i zanieczyszczenia powietrza, które mają niezaprzeczalny, bardzo negatywny wpływ na zdrowie człowieka. Poprawa tej sytuacji wymaga zasadniczych zmian w energetyce, transporcie i wielu innych obszarach życia, a kluczową postulowaną zmianą jest oczywiście stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych. Dzisiejsze alternatywy dla węgla, gazu i ropy są jednak dalekie od satysfakcjonujących – źródła odnawialne wykorzystujące słońce, wiatr i przepływy wody są niestabilne i generują ciągle relatywnie małą część potrzebnej energii. Za dobrą alternatywę uważana jest powszechnie energetyka jądrowa, ale i ona w dotychczas stosowanej tradycyjnej wersji ma swoje istotne wady. Bazuje bowiem na reakcji rozczepienia jąder atomów w procesie ich zderzania, wymagającym bardzo skrupulatnej kontroli i użycia pierwiastków ciężkich, których atomy po rozpadzie wytwarzają radioaktywne śmieci. W dodatku dostępność pierwiastków potrzebnych w tym procesie staje się w dzisiejszym świecie coraz bardziej problematyczna.

Odpowiedzią na powyższe trudności jest rosnące zainteresowanie innym sposobem wykorzystania jądrowej generacji energii – fuzją termojądrową lub kontrolowaną syntezą termojądrową. Terminy te oznaczają odtworzenie w kontrolowanych warunkach procesów zachodzących w jądrze słońca. W reaktorze fuzyjnym zachodzi reakcja odwrotna do opisanej wyżej – zamiast rozbić jądra atomów należy doprowadzić do ich połączenia. Prowadzi to do dość istotnych różnic między nimi, wśród których może najważniejsze są dwie. Po pierwsze, w reaktorze termojądrowym nigdy nie zajdzie niekontrolowana reakcja łańcuchowa, więc nie ma niebezpieczeństwa awarii takiej jak w Fukushima czy Czarnobylu. Druga różnica to brak odpadów radioaktywnych, które w przypadku reaktorów rozszczepieniowych trzeba przechowywać przez tysiące lat w bezpiecznym miejscu.

Jedyną substancją radioaktywną, która mogłaby zostać uwolniona do otoczenia w wyniku awarii reaktora termonuklearnego, jest tryt o połowicznym okresie rozpadu wynoszącym tylko około 12 lat.

W przeciwieństwie do tradycyjnej energetyki jądrowej, uznawanej obecnie w krajach takich jak Niemcy czy Japonia za stwarzającą istotne zagrożenia dla środowiska naturalnego, reaktory termojądrowe uważane są za praktycznie niewyczerpywalne źródła energii przyjaznej człowiekowi. Wiele jąder atomowych może służyć w nich jako paliwo, a najkorzystniejsze wydaje się dzisiaj doprowadzanie do syntezy jąder deuteru i trytu, czyli izotopów wodoru. Paliwo takie byłoby w zasadzie darmowe i właśnie dlatego większość badań prowadzona jest w tym kierunku. Prace badawcze dotyczące praktycznego wykorzystywania fuzji do generowania energii trwają już od paru dziesięcioleci, ale do niedawna trudno było być w tej sprawie optymistą. Mam tu swoje osobiste doświadczenie – w latach 2004–2005 byłem z ramienia UE jednym z negocjatorów w sprawie inicjatywy dotyczącej utworzenia międzynarodowego centrum badawczego ITER dotyczącego budowy eksperymentalnego reaktora fuzyjnego, tzw. tokamaka, w Cadarache w południowej Francji. Negocjacje zakończyły się powodzeniem i w 2006 roku Japonia, Korea Południowa, Chiny, Indie i Unia Europejska podpisały w tej sprawie kluczowe porozumienie. Inicjatywa miała wielu krytyków, czego doświadczałem osobiście w licznych rozmowach z politykami, ekspertami, a nawet bardzo kompetentnymi fizykami niewierzącymi w jej powodzenie. Nie przeszkodziło to idei fuzji termojądrowej w zdobywaniu coraz większej popularności, czego konsekwencją są badania dotyczące jej wykorzystywania prowadzone od lat w wielu miejscach na świecie, także przez prywatne firmy. W finansowanie fuzji zaangażowani są nie tylko znani giganci energetyczni, na przykład Chevron, lecz także osoby i firmy dotychczas niezwiązane z branżą energetyczną – Bill Gates czy Google. Złożoność prowadzonych badań jest niezaprzeczalnym faktem. Przykładowo koszt przygotowań do budowy eksperymentalnego reaktora termonuklearnego, tokamaka ITER, szacowany początkowo na parę miliardów euro został już bardzo znacznie przekroczony. A i tak ITER, budowany na wzór działającego obecnie mniejszego tokamaka JET, nie jest planowany do pełnienia funkcji komercyjnej elektrowni, jest bowiem w zamierzeniu ciągle projektem demonstracyjnym i typowo badawczym. Współcześnie potrafimy wywoływać reakcję termojądrową w bombach termojądrowych (chciałoby się dodać – niestety!) oraz, na niewielką skalę, w urządzeniach badawczych. Powodem tych ograniczeń jest poważny problem związany z budową takich reaktorów. Aby wywołać odpowiednią reakcję, potrzebne jest podgrzanie plazmy w reaktorze do temperatury rzędu dziesiątków milionów stopni Celsjusza, a to jest bardzo trudne i w dodatku wymaga dostarczenia dużej ilości energii. Innymi słowy, aby produkować energię, trzeba najpierw wykorzystać jej znaczną ilość. Dotychczas ten energetyczny bilans wypadał zawsze ujemnie, czyli inwestycja się po prostu nie zwracała. Do niedawna przewidywano, że kraje biorące udział w budowie reaktora ITER rozwiną technologię, która przynajmniej pozwoliłaby na skonstruowanie prototypowej elektrowni termojądrowej. Nie wydawało się jednak realne, aby taka elektrownia powstała przed rokiem 2040. Nadzieje rozbudziły w ostatnich latach wielkie pieniądze na badania pochodzące ze wspomnianych firm prywatnych, których właściciele obiecują, że w ciągu

dosłownie paru lat zostaną uruchomione reaktory pilotażowe, zaś rozwiązania komercyjne będą gotowe już na początku lat 30., dostarczając zeroemisyjną energię nieograniczoną dostępnością zasobów.

Nie sposób w tym miejscu nie wspomnieć o ciągle nie do końca rozwiązany ważnym problemie opóźniającym budowę komercyjnych elektrowni termojądrowych. O ile we wspomnianych wyżej bombach wodorowych krótkotrwała reakcja termonuklearna jest opanowana pod względem technicznym, o tyle dotychczas nie udało się przeprowadzić kontrolowanej, długotrwałej reakcji termojądrowej z dodatnim wynikiem energetycznym. Powodem jest potrzeba dłuższego podtrzymywania wspomnianej bardzo wysokiej temperatury plazmy, w której zachodzi reakcja. Trudno sobie w tej sytuacji wyobrazić reaktor, w którym plazma o takiej temperaturze miałaby kontakt ze ściankami urządzenia. Najlepszym, obecnie dokładnie badanym rozwiązaniem jest wykorzystanie faktu, iż plazma jest obdarzona ładunkiem elektrycznym, co umożliwia jej zamknięcie w tzw. pułapce magnetycznej będącej odpowiednio ukształtowanym polem magnetycznym. Ciekawostką w tym kontekście może być fakt, iż pierwszy pomysł na stworzenie takiej pułapki dla plazmy pochodzi z prowadzonych przeszło 60 lat temu prac fizyka Andrieja Sacharowa z Instytutu Energii Atomowej w Moskwie – uczonego szanowanego dzisiaj powszechnie jako aktywnego sowieckiego dysydenta i laureata Pokojowej Nagrody Nobla. Zaproponowana przez niego komora będąca pułapką magnetyczną dla plazmy deuterowo-trytowej została nazwana powszechnie dzisiaj stosowanym i użytych już wyżej określeniem tokamak, pochodzącym od rosyjskiej nazwy Toroidalna Kamiera s Magnitnymi Katuszkami.

Ważnym, budzącym nadzieję krokiem na drodze do zbudowania komercyjnego reaktora termojądrowego był niedawny sukces badaczy chińskich, którzy w styczniu 2023 roku osiągnęli w reaktorze EAST temperaturę prawie pięciokrotnie wyższą od temperatury słońca i utrzymali ją przez 17 minut. Historyczną w omawianym kontekście datą okazał się też dzień 5 grudnia 2022 roku, kiedy to naukowcy z kalifornijskiego Lawrence Livermore National Laboratory dostarczyli do fuzyjnego reaktora 2,05 MJ (megadżula) energii, odzyskując 3,15 MJ energii. Powyższe wydarzenia zasadniczo zwiększyły optymizm wszystkich zwolenników fuzyji.

W wyścigu państw o pierwszeństwo w dostępie do nieograniczonych źródeł energii produkowanych przez reaktory termojądrowe bardzo aktywną rolę odgrywają od pewnego czasu Niemcy. Podana w pierwszych dniach października 2025 roku zapowiedź niemieckich naukowców i polityków zbudowania do 2030 roku pierwszego na świecie reaktora termojądrowego spotkała się z powszechnym zainteresowaniem. Niemiecki rząd przyjął „Plan działań na rzecz syntezy jądrowej”, w ramach którego ma tam niebawem powstać wielki ekosystem syntezy jądrowej łączący naukę i przemysł. Kwota środków finansowych przeznaczona na działania prowadzone w ramach tego programu ma wynieść 2 mld euro, ze szczególnym zwiększeniem nakładów na badania naukowe. Wyznaczony cel jest ambitny – Niemcy chcą stać się gospodarzem pierwszej na świecie komercyjnej elektrowni termojądrowej.

Zauważmy jednak, że pewnym problemem dotyczącym każdej innowacji o potencjalnie wielkim znaczeniu jest zawsze koszt jej wdrożenia i eksploatacji. Dobrą wiadomością

jest tu fakt, iż przyszłe elektrownie termojądrowe – niebędące urządzeniami badawczymi – nie będą potrzebowały drogich instrumentów do badania plazmy umożliwiającej diaognozowanie i kontrolowanie parametrów wyładowania, niezbędnych obecnie do eksperymentów z ITER-em. Mimo tego koszty budowy tych elektrowni wydają się dzisiaj być i tak relatywnie wysokie. W tym kontekście z pewnością trzeba jednak przypomnieć historię rozwoju innych innowacyjnych źródeł energii. Na przykład wykorzystywane obecnie powszechnie odnawialne źródła energii w postaci farm fotowoltaicznych czy wiatrowych dwie dekady temu zdawały się być kosztownym hobby dostępnym tylko dla najbogatszych państw, a dziś energia elektryczna uzyskana z OZE okazuje się być tańsza od tej produkowanej z węgla.

Podsumowując, należy podkreślić potencjalne zalety fuzji termojądrowej:

- jest to w istocie niewyczerpywalne źródło energii, bowiem dostęp do potrzebnych materiałów jest praktycznie nieograniczony,
- nie występuje emisja szkodliwych gazów cieplarnianych,
- wysoka efektywność energetyczna, czyli generowanie znacznie większej ilości energii z mniejszej ilości paliwa w porównaniu do konwencjonalnych źródeł energii, w tym energii jądrowej z rozszczepienia,
- brak długotrwałych odpadów radioaktywnych,
- wysokie bezpieczeństwo operacyjne,
- niezawodność w działaniu w długiej perspektywie czasowej.

Rozważając przyszłość energetyki, nie sposób nie wspomnieć choćby jednym zdaniem o innych czekających nas nowościach. Mam tu na myśli na przykład bardzo głęboką geotermię czy produkowany ekologicznie tzw. zielony wodór. Jednak omówienie tych technologii i ich zastosowań wykracza już poza ramy tego tekstu.

Katarzyna SOBIECH-GRABKA 

ORCID: 0000-0002-1678-2954

Szkoła Główna Handlowa w Warszawie
Al. Niepodległości 162
02-554 Warszawa

Katarzyna A. NAWROT 

ORCID: 0000-0002-0830-707X

Uniwersytet Warszawski, ul. Krakowskie
Przedmieście 26/28, 00-927 Warszawa

Przesilenie cywilizacyjne: Polska transformacja energetyczna w kontekście globalnej zmiany

Abstrakt: Transformacja energetyczna Polski stanowi dziś jedno z kluczowych wyzwań rozwojowych, zarówno w kontekście krajowym, jak i europejskim czy globalnym. Jej dynamika pozostaje ściśle powiązana z debatą nad przyszłą konkurencyjnością Unii Europejskiej, koniecznością mobilizacji inwestycji oraz rozwoju strategicznych technologii energetycznych. Transformacja energetyczna postrzegana jest jako proces wynikający z presji klimatycznej, uwarunkowań geopolitycznych oraz zobowiązań regulacyjnych, a jednocześnie – jako szansa na poprawę bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności gospodarki i jakości życia. Szczególną uwagę poświęcono konsekwencjom opóźnień transformacyjnych w wymiarze ekonomicznym, społecznym i zdrowotnym oraz potrzebie sprawiedliwej transformacji uwzględniającej regiony i grupy zawodowe dotknięte zmianami. W artykule wskazano trzy kluczowe osie analityczne podejmowanej problematyki: geopolitykę i regulacje, innowacje technologiczne i architekturę systemu elektroenergetycznego oraz rolę decentralizacji i współpracy lokalnej w budowie odpornego systemu energetycznego.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, polityka energetyczna Polski, odnawialne źródła energii, decentralizacja energetyki, konkurencyjność gospodarki

A Civilizational Turning Point: Poland's Energy Transition in the Context of Global Change

Abstract: Poland's energy transition currently represents one of the key developmental challenges, both in the national context and in the broader European and global dimensions. Its dynamics are closely linked to the debate on the future competitiveness of the European Union, the necessity of mobilizing investment, and the development of strategic energy technologies. The energy transition is perceived as a process driven by climate pressures, geopolitical conditions, and regulatory commitments, while simultaneously constituting an opportunity to enhance energy security, economic competitiveness, and quality of life. Particular attention is devoted to the consequences of delays in the transition across economic, social, and health dimensions, as well as to the need for a just transition that takes into account regions and occupational

groups most affected by structural change. The article identifies three key analytical axes of the discussion: geopolitics and regulation, technological innovation and the architecture of the power system, and the role of decentralization accompanied by local cooperation in building a resilient energy system.

Keywords: nuclear fusion; energy transition; climate change; nuclear energy; zero-emission energy sources

W szerszym kontekście europejskim dynamika polskiej transformacji energetycznej pozostaje ściśle powiązana z debatą nad przyszłą konkurencyjnością Unii Europejskiej, której kluczowe ramy analityczne wyznacza m.in. raport Mario Draghiego (2024). Były prezes Europejskiego Banku Centralnego wskazuje na pilną potrzebę pogłębienia integracji rynku wewnętrznego, redukcji barier regulacyjnych oraz mobilizacji znaczących inwestycji publicznych i prywatnych w strategiczne technologie, w tym w sektor energetyczny, jako warunek konieczny odbudowy globalnej pozycji gospodarczej UE. W tym ujęciu wyzwania stojące przed Polską wpisują się w szerszy, ogólnoeuropejski wysiłek na rzecz budowy zielonej, innowacyjnej i konkurencyjnej gospodarki.

Kryzys klimatyczny przestał być dla Polski odległą prognozą, a staje się coraz wyraźniej obserwowalną rzeczywistością. Potwierdzają to dane empiryczne, wskazujące m.in. na wzrost średnich temperatur, rosnącą liczbę dni z ekstremalnymi upałami przekraczającymi 30°C, skracanie okresu zalegania pokrywy śnieżnej oraz zmianę charakteru opadów na coraz częstsze deszcze nawalne, prowadzące do powodzi błyskawicznych, przy jednoczesnym nasilaniu się okresów suszy (Kurowski, 2024).

Realizacja transformacji energetycznej stanowi zatem zarówno wyraz odpowiedzialności międzypokoleniowej, jak i pilne zobowiązanie wobec obecnych wyzwań rozwojowych. Opóźnienia lub zaniechania w odchodzeniu od wysokoemisyjnych źródeł energii generują poważne konsekwencje o charakterze ekonomicznym, społecznym i zdrowotnym. W wymiarze gospodarczym wysokie koszty energii istotnie obniżają konkurencyjność polskiej gospodarki. W wymiarze społecznym rosnąca presja kosztowa dotyka budżetów domowych, pogłębiając zjawisko ubóstwa energetycznego. Natomiast w wymiarze zdrowotnym zanieczyszczenie powietrza negatywnie oddziałuje na stan środowiska i zdrowie publiczne, prowadząc corocznie do przedwczesnej śmierci ponad 40 tys. osób (European Court of Auditors' 2018; Najwyższa Izba Kontroli, 2025; Puls Medycyny, 2025).

Jednocześnie proces transformacji powinien być realizowany w sposób sprawiedliwy, z uwzględnieniem interesów regionów i grup zawodowych szczególnie narażonych na negatywne skutki zmian strukturalnych, w tym pracowników sektora górniczego. Zamykane kopalnie należy postrzegać nie tylko jako koszt społeczno-gospodarczy, lecz także jako potencjalny zasób rozwojowy. Adaptacja ich infrastruktury na potrzeby energetyki odnawialnej i magazynowania energii może stanowić przykład racjonalnej i inkluzywnej transformacji.

Kierunki zmian w Polsce zostały określone w dokumentach strategicznych rządu. Aktualnie przyjmowana Strategia Rozwoju Polski do 2035 roku podkreśla znaczenie rozbudowy

nowoczesnej i wysokiej jakości infrastruktury energetycznej jako warunku wzrostu konkurencyjności i dobrobytu. Istotnym elementem tej wizji jest rozwój energetyki rozproszonej, w tym energetyki obywatelskiej (Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, 2025).

Doświadczenia pełnoskalowej wojny w Ukrainie dodatkowo potwierdzają, że dywersyfikacja i decentralizacja systemu elektroenergetycznego są kluczowe dla zwiększenia jego odporności i bezpieczeństwa. System elektroenergetyczny oparty na dużych, scentralizowanych jednostkach wytwórczych charakteryzuje się zwiększoną podatnością na zakłócenia o charakterze militarnym i infrastrukturalnym, podczas gdy rozproszone, lokalne źródła energii istotnie podnoszą odporność systemu na ryzyko paraliżu operacyjnego.

Szczegółową ścieżkę transformacji wyznacza Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040), oparta na trzech filarach: sprawiedliwej transformacji, zeroemisyjnym systemie energetycznym oraz poprawie jakości powietrza (Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021). Realizacja tych celów wymaga głębokich zmian strukturalnych, w tym osiągnięcia co najmniej 23% udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii brutto do 2030 roku oraz stopniowego odchodzenia od paliw kopalnych (Ibidem, s. 62–63).

Przejście od deklaracji strategicznych do skutecznej implementacji operacyjnej napotyka jednak liczne bariery, stanowiące swoiste węzły gordyjskie transformacji. Ich identyfikacja i analiza mogą być prowadzone wzdłuż trzech osi tematycznych: (1) geopolityki, bezpieczeństwa i regulacji, (2) innowacji technologicznych oraz architektury systemu elektroenergetycznego, a także (3) decentralizacji, współpracy lokalnej i budowy odporności miejskiej jako fundamentów nowoczesnego i bezpiecznego systemu energetycznego.

W kontekście geopolityki, bezpieczeństwa i regulacji należy wskazać, że zapewnienie długookresowej stabilności oraz niezależności energetycznej w warunkach narastającej niestabilności geopolitycznej stanowi jedno z kluczowych wyzwań współczesnej polityki energetycznej. Dla Polski problem ten ma szczególne znaczenie ze względu na uwarunkowania geograficzne i historyczne, w tym bezpośrednie sąsiedztwo z Federacją Rosyjską, której działania w sferze energetycznej od dłuższego czasu cechuje instrumentalizacja dostaw surowców jako narzędzia presji politycznej. Doświadczenia ostatnich lat, zwłaszcza po 2022 roku, jednoznacznie potwierdziły, że bezpieczeństwo energetyczne stało się integralnym elementem bezpieczeństwa narodowego i europejskiego.

Równoległe istotnym czynnikiem kształtującym ramy transformacji są regulacje Unii Europejskiej, w szczególności wynikające z Europejskiego Zielonego Ładu oraz pakietu „Fit for 55”. Choć mechanizmy te mają na celu przyspieszenie dekarbonizacji oraz ujednolicenie rynku wewnętrznego, rodzą one jednocześnie pytania o tempo, koszty i elastyczność wdrożeń w państwach o zróżnicowanej strukturze miksu energetycznego. W tym kontekście kluczowe staje się rozstrzygnięcie, czy obowiązujące i projektowane regulacje pełnią funkcję katalizatora wzmacniającego bezpieczeństwo energetyczne, czy też – w przypadku niedostosowania do realiów krajowych – mogą działać jako czynnik ograniczający zdolność państw do zapewnienia stabilnych dostaw energii.

Osiągnięcie celów zeroemisyjnych określonych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP2040) wymaga nie tylko zmiany struktury wytwarzania energii, lecz także głębokiej przebudowy architektury całego systemu elektroenergetycznego. Kluczową

rolę w tym procesie odgrywa wdrażanie innowacji technologicznych, obejmujących zarówno wielkoskalowe źródła energii, jak i rozwiązania zdecentralizowane.

W perspektywie strategicznej istotne znaczenie przypisuje się morskiej energetyce wiatrowej oraz energetyce jądrowej, które mogą zapewnić stabilne, niskoemisyjne źródła energii w podstawie systemu, wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne państwa. Jednocześnie rosnąca rola fotowoltaiki, małej energetyki wodnej oraz magazynów energii sprzyja zwiększeniu elastyczności systemu oraz ograniczeniu zależności przedsiębiorstw i gospodarstw domowych od scentralizowanych dostawców energii.

Szczególnym obszarem analiz jest możliwość wtórnego wykorzystania infrastruktury nieczynnych kopalń węgla na potrzeby magazynowania energii, w tym w formie magazynów grawitacyjnych lub elektrowni szczytowo-pompowych. Rozwiązania te mogą przyczynić się do minimalizacji tzw. aktywów osieroconych, jednocześnie wspierając proces sprawiedliwej transformacji regionów górniczych.

Skuteczna transformacja energetyczna wymaga przełożenia celów strategicznych na poziom lokalny i regionalny, gdzie faktycznie zachodzi większość procesów inwestycyjnych i konsumpcyjnych. W tym kontekście decentralizacja systemu energetycznego staje się nie tylko kwestią technologiczną, lecz także instytucjonalną i społeczną.

Innowacyjne modele organizacyjne, takie jak spółdzielnie energetyczne, klastry energii czy dzielnice pozytywnej energii, umożliwiają łączenie lokalnej produkcji, konsumpcji i magazynowania energii, wzmacniając odporność miast i regionów na zakłócenia zewnętrzne. Modele te sprzyjają również aktywizacji społeczności lokalnych, zwiększeniu akceptacji społecznej dla transformacji oraz bardziej sprawiedliwemu podziałowi kosztów i korzyści wynikających z dekarbonizacji.

Z perspektywy urbanistycznej rozwój lokalnych systemów energetycznych odgrywa kluczową rolę w budowie odporności miejskiej, umożliwiając ograniczenie skutków kryzysów energetycznych, klimatycznych i geopolitycznych. W efekcie decentralizacja i współpraca wielopoziomowa stają się jednym z fundamentów trwałej i bezpiecznej transformacji energetycznej.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Puls Medycyny, 2025, *40 tys. – tyle osób w Polsce co roku umiera z powodu smogu. [RAPORT]* [na:] <https://pulsmedycyny.pl/medycyna/choroby-ukladu-oddechowego/40-tys-tyle-osob-w-polsce-co-roku-umiera-z-powodu-smogu-znajdujemy-sie-w/>, dostęp 7 grudnia 2025 r.
- [2] European Court of Auditors, 2018, *Zanieczyszczenie powietrza: nasze zdrowie nadal nie jest wystarczająco chronione*, t. 23/2018, Luxembourg.
- [3] Kurowski, Ł., 2024, *Ryzyko klimatyczne w sektorze bankowym*, Oficyna Wydawnicza SGH, Warszawa.
- [4] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2021, *Polityka Energetyczna Polski do 2040 (PEP40)* Warszawa.
- [5] Najwyższa Izba Kontroli, 2025, *NIK o ochronie powietrza przed zanieczyszczeniami cz. I*, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/dbaj-o-zdrowie-nie-oddychaj.html> (dostęp: 7.12.2025).
- [6] Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, 2025, *Strategia Rozwoju Polski do 2035 r.*

Anna STANKOWSKA 

ORCID: 0000-0001-8319-8021

Szkoła Główna Handlowa w Warszawie
Al. Niepodległości 162
02-554 Warszawa

Dzielnice pozytywnie energetyczne PED w świetle wyzwań stabilności sieci elektroenergetycznej – czy jest to warunek konieczny sukcesu technicznej i systemowej transformacji energetycznej w Polsce?

Abstrakt: W ostatniej dekadzie europejska polityka energetyczna przesunęła akcent z pojedynczych budynków w standardzie NZEB na skalę dzielnic i miasta. W jej centrum znalazła się koncepcja dzielnic pozytywnie energetycznych (*Positive Energy Districts* – PED), definiowanych jako obszary miejskie lub grupy budynków, które są wysoko efektywne energetycznie, elastyczne, w skali roku osiągają co najmniej zerowy bilans emisji gazów cieplarnianych i zarządzają lokalną nadwyżką energii z OZE, przy jednoczesnym zapewnieniu wysokiej jakości życia i sprawiedliwości społecznej.

W niniejszym rozdziale poddano krytycznej analizie potencjał i rolę PED w Polsce, wykraczając poza bilans energetyczny w stronę wyzwań stabilności działania systemu elektroenergetycznego. W oparciu o najnowsze analizy operatorów systemów przesyłowych, europejskie dokumenty strategiczne oraz studia przypadków wdrożeń technologii Grid Forming (GFM) weryfikowana jest hipoteza o konieczności implementacji PED jako elementów stabilizujących Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE). Badania wskazują, że w obliczu spadku sztywności napięcia i inercji systemu PED, wyposażone w zaawansowane inwertery typu GFM oraz systemy elastyczności stają się warunkiem koniecznym dla bezpiecznej i pełnej dekarbonizacji.

To interdyscyplinarne podejście umożliwia powiązanie koncepcji urbanistycznej PED z wymogami bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (*Security of Supply*). Wykazano, że w specyficznych uwarunkowaniach polskiej transformacji, charakteryzującej się spadkiem mocy zwarciorowej, PED wyposażone w zaawansowane inwertery GFM przestają być jedynie koncepcją urbanistyczną, a stają się technologicznym warunkiem koniecznym (*sine qua non*) dla stabilnej i pełnej dekarbonizacji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W związku z tym autorka postawiła następujące pytanie: Dzielnice pozytywnie energetyczne PED w świetle wyzwań stabilności sieci elektroenergetycznej – czy jest to warunek konieczny sukcesu technicznej i systemowej transformacji energetycznej w Polsce?

Słowa kluczowe: grid forming, dzielnice pozytywnie energetyczne, Positive Energy Districts, transformacja energetyczna, wspólnoty energetyczne, spółdzielnie energetyczne, Polska, OZE

Positive Energy Districts (PEDs) in the Context of Power System Stability Challenges – Are They a Necessary Condition for the Success of the Technical and Systemic Energy Transition in Poland?

Abstract: Over the last decade, European energy policy has shifted its focus from individual Nearly Zero-Energy Buildings (NZEB) to the scale of districts and cities. At the core of this shift lies the concept of Positive Energy Districts (PEDs), defined as urban areas or groups of buildings that are highly energy-efficient and flexible, achieve at least a net-zero annual greenhouse gas emissions balance, and manage local renewable energy surpluses, while simultaneously ensuring a high quality of life and social equity.

This chapter critically analyses the potential and role of PEDs in Poland, moving beyond the energy balance perspective towards the challenges of power system stability. Based on the latest analyses by transmission system operators, European strategic documents, and case studies of Grid Forming (GFM) technology deployments, the hypothesis that PED implementation is necessary as a stabilising element of the Polish Power System (KSE) is examined. The research indicates that in the face of declining system voltage stiffness and inertia, PEDs equipped with advanced grid-forming (GFM) inverters and flexibility systems are becoming a necessary condition for a safe and complete decarbonisation process.

This interdisciplinary approach enables the linkage of the urban planning concept of PEDs with the operational security requirements of the power system (Security of Supply). It is demonstrated that under the specific conditions of the Polish energy transition, characterised by decreasing short-circuit power, PEDs equipped with advanced GFM inverters cease to be merely an urban concept and instead become a technological sine qua non for the stable and full decarbonisation of the Polish Power System. Consequently, the author formulates the following research question: Positive Energy Districts (PEDs) in the context of power system stability challenges – are they a necessary condition for the success of the technical and systemic energy transition in Poland?

Keywords: grid forming, Positive Energy Districts (PEDs), energy transition, energy communities, energy cooperatives, Poland, renewable energy sources (RES)

Ewolucja paradygmatu: od budynku do systemu obszarowego dzielnic pozytywnie energetycznych (PED)

Transformacja energetyczna w Unii Europejskiej wkracza w fazę, w której proste sumowanie mocy z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) przestaje być wystarczającym miernikiem sukcesu. Punkt ciężkości przesuwa się z pojedynczych budynków o niemal zerowym zużyciu energii na skalę dzielnicy i miasta, czego wyrazem jest koncepcja dzielnic pozytywnie energetycznych (PED). Zgodnie z ramową definicją wypracowaną w programie JPI Urban Europe i SET Plan Action 3.2 są one definiowane jako: „Dzielnice pozytywnie energetyczne to energooszczędne i elastyczne obszary miejskie lub grupy połączonych budynków, które osiągają zerowy bilans emisji gazów cieplarnianych i aktywnie zarządzają roczną lokalną lub regionalną nadwyżką produkcji energii odnawialnej. Wymagają

integracji różnych systemów i infrastruktury oraz interakcji między budynkami, użytkownikami a regionalnymi systemami energii, mobilności i ICT, zapewniając jednocześnie bezpieczeństwo dostaw i dobre życie dla wszystkich w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju społecznego, gospodarczego i środowiskowego.” (JPI Urban Europe, 2020; Smart Cities Marketplace, 2021). Omawiana definicja koncentruje się na trzech kluczowych aspektach funkcjonowania nowoczesnych systemów energetycznych. Pierwszym z nich jest efektywność energetyczna, dążąca do minimalizacji zapotrzebowania na energię poprzez wdrażanie rygorystycznych standardów budowlanych, termomodernizację obiektów, a także zarządzanie popytem i zmianę zachowań użytkowników. Drugim istotnym elementem jest elastyczność rozumiana jako zdolność do aktywnego dostosowywania poziomu poboru i produkcji energii do aktualnej sytuacji w systemie, co realizowane jest między innymi z wykorzystaniem magazynów energii, mechanizmów sterowania popytem oraz sprzężeń międzysektorowych łączących ciepłownictwo, elektroenergetykę i transport. Trzeci filar stanowi lokalna i regionalna produkcja energii, która zakłada wykorzystanie odnawialnych źródeł energii – takich jak fotowoltaika, kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermia, biomasa czy ciepło odpadowe – wytwarzanych bezpośrednio na miejscu lub w najbliższym otoczeniu miasta.

Fundamentalne ramy dla tego podejścia zostały usystematyzowane w literaturze przedmiotu, wskazującej na konieczność integracji kontekstu urbanistycznego z potencjałem energetycznym (Zhang i in., 2021). Inicjatywy takie jak *SET Plan Action 3.2* zakładają utworzenie 100 takich obszarów w Europie do 2025 roku, co potwierdzają wstępne analizy danych z projektów pilotażowych (Bossi i in., 2020).

Dla Polski, kraju mierzącego się z wyzwaniem transformacji węglowej przy jednoczesnym dynamicznym przyroście niesterowalnych źródeł OZE, koncepcja ta rodzi fundamentalne pytania o bezpieczeństwo pracy sieci. Dynamiczny wzrost udziału zasobów opartych na elektronice (Inverter Based Resources – IBR), takich jak fotowoltaika czy magazyny energii, prowadzi do wypierania generacji konwencjonalnej. Skutkuje to zanikiem naturalnych cech stabilizujących system, dostarczanych dotychczas przez maszyny synchroniczne (Szablicki i Rzepka, 2025). Wymaga to nowego spojrzenia na definicje PED, które muszą ewoluować w oparciu o praktyczne doświadczenia wdrożeniowe i informację zwrotną z realizowanych projektów (Gohari i in., 2023).

Fizyka systemu elektroenergetycznego i ramy teoretyczne: sztywność napięcia a elastyczność PED

Zrozumienie roli PED w nowoczesnej energetyce wymaga odwołania się do fundamentalnych parametrów pracy sieci, takich jak sztywność napięcia oraz elastyczność energetyczna. Parametr sztywności, definiowany jako zdolność systemu do utrzymywania napięcia w początkowej wartości i nieodkształconej formie w wyniku zakłócenia prądowego, jest kluczowy dla stabilności kątowej zasobów wytwórczych (Wasilewski, 2025). W systemach elektroenergetycznych o wysokim nasyceniu IBR obserwuje się zjawisko spadku mocy zwarciorowej, co prowadzi do powstania tzw. sieci słabych (ang. *weak grid*).

Równolegle literatura naukowa podkreśla, że PED nie mogą być jedynie statycznymi bilansami energii, lecz muszą pełnić rolę aktywnych węzłów elastyczności (Bruck i in., 2021). Zdolność do symulacji i przewidywania zachowań takich systemów staje się krytyczna, co wymaga zaawansowanych narzędzi modelowania (Brozovsky i in., 2021). W praktyce większość obecnie instalowanych źródeł OZE w Polsce pracuje w trybie *Grid Following* (GFL), wymagającym zewnętrznego napięcia referencyjnego. W warunkach sieci słabych inwertery GFL mogą tracić stabilność synchronizacji, co grozi awariami systemowymi (Szczeciński, 2025).

Rozwiązaniem wspieranym przez międzynarodowe agencje energetyczne jest implementacja w ramach PED technologii *Grid Forming* (GFM) oraz precyzyjne zdefiniowanie granic systemu i koncepcji (IEA EBC Annex 83, 2023). Inwertery GFM zachowują się jak źródła napięciowe z impedancją, samodzielnie generując falę napięcia i częstotliwości, co potwierdzają testy zgodności symulacyjnej (Skwarski, 2025). Pozwala to na utrzymanie stabilności nawet przy braku generacji konwencjonalnej, co jest zbieżne z postulatami dotyczącymi ram operacyjnych dla PED (Gollner, 2020).

Uwarunkowania polskie i społeczne: od węgla do sprawiedliwych klastrów energii

Zrozumienie obecnej infrastruktury energetycznej Polski jest niezbędne do oceny możliwości wprowadzenia PED. Polska stanowi bowiem wyjątkowy przypadek w Unii Europejskiej ze względu na silne uzależnienie od paliw kopalnych i rozległe scentralizowane sieci ciepłownicze.

Polski sektor energetyczny wyróżnia się na tle Unii Europejskiej wysokim stopniem centralizacji oraz historycznie ugruntowaną zależnością od paliw kopalnych, przy czym ponad cztery piąte energii pierwotnej tradycyjnie pochodziło ze źródeł węglowych (Forum Energii, 2020). Dominacja ta jest szczególnie widoczna w sektorze ciepłowniczym, w którym w 2020 roku udział węgla w strukturze produkcji ciepła wyniósł 68,9% (Urząd Regulacji Energetyki, 2021). Taka struktura miksu energetycznego stawia Polskę w wyjątkowej pozycji w UE pod względem uzależnienia od paliw kopalnych. Mimo że kraj dysponuje drugim co do wielkości rynkiem ciepła sieciowego w UE, infrastruktura ta wymaga gruntownej transformacji. Szacuje się, że około 83% systemów ciepłowniczych jest klasyfikowanych jako nieefektywne zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie UE w sprawie efektywności energetycznej (Komisja Europejska, 2012; Forum Energii, 2021). Problem ten dotyczy w przeważającej mierze mniejszych systemów, które są zasilane węglem i nie posiadają statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Skalę wyzwań w aglomeracjach obrazują dane dla Warszawy z 2019 roku, gdzie roczne zużycie energii końcowej w ciepłownictwie sieciowym osiągnęło poziom 8668 GWh, przy jednoczesnym zużyciu gazu wynoszącym 5300 GWh oraz energii elektrycznej rzędu 7500 GWh, co przełożyło się na całkowitą emisję dwutlenku węgla wynoszącą $5,62 \times 10^9$ kg (Urząd m.st. Warszawy, 2020). Odmierna specyfika charakteryzuje obszary wiejskie i podmiejskie, gdzie występuje krytyczna luka w infrastrukturze sieciowej – zarówno ciepłowniczej, jak i gazowej

– co wymusza konieczność korzystania z indywidualnych źródeł ciepła, często opalanych węglem, olejem opałowym lub biomasą (Instytut Ekonomii Środowiska, 2019). Sytuację tę pogarsza stan sektora mieszkaniowego, zdominowanego przez budownictwo jednorodzinne o niewystarczającej izolacyjności termicznej, co wskazuje na konieczność intensyfikacji inwestycji w poprawę efektywności energetycznej (Krajowa Agencja Poszanowania Energii, 2020).

Obecnie polska energetyka znajduje się w punkcie zwrotnym, charakteryzującym się dualizmem technologicznym. Z jednej strony system pozostaje silnie uzależniony od węgla, z drugiej nastąpił gwałtowny rozwój energetyki prosumenckiej. Według danych za 2023 rok łączna moc OZE w Polsce przekroczyła 26,4 GW, z czego dominującą rolę odgrywa fotowoltaika (Zapała, 2024). Istotnym elementem tego krajobrazu są spółdzielnie energetyczne, które stanowią naturalny załączek PED. Należy jednak pamiętać, że transformacja ta ma wymiar nie tylko techniczny, lecz także społeczny. PED postrzegane są jako model walki z ubóstwem energetycznym, szczególnie w historycznych dzielnicach miast, co wymaga uwzględnienia aspektów sprawiedliwości społecznej w procesie planowania (Urrutia i in., 2022).

Aby polskie klastry energii stały się funkcjonalnymi PED, konieczna jest ewolucja w kierunku innowacji społecznych i zaangażowania mieszkańców (Hearn, 2021). Analizy Polskich Sieci Elektroenergetycznych wskazują, że utrzymanie odpowiedniej proporcji między modułami GFM a GFL jest warunkiem koniecznym zachowania stabilności kątowej w przyszłym KSE (Wasilewski, 2025). Wdrażanie tych rozwiązań w miastach europejskich pokazuje, że sukces zależy od połączenia technologii z odpowiednimi modelami zarządzania (Clerici Maestosi, 2024).

Dzielnice pozytywnie energetyczne jako element stabilizujący. Implementacja technologii Grid Forming (GFM) w systemach elektroenergetycznych – analiza studiów przypadku i perspektywy rozwoju

Transformacja globalnego sektora energetycznego, charakteryzująca się dynamicznym wzrostem udziału Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) oraz stopniowym wygaszaniem konwencjonalnych elektrowni opartych na generatorach synchronicznych, stawia przed operatorami systemów przesyłowych i dystrybucyjnych nowe wyzwania w zakresie stabilności sieci. Tradycyjne źródła energii dostarczały naturalną inercję oraz prąd zwarcioowy, kluczowe dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw. W odpowiedzi na zanik tych fizycznych parametrów w nowoczesnych systemach opartych na elektronice, kluczowym rozwiązaniem staje się technologia Grid Forming (GFM).

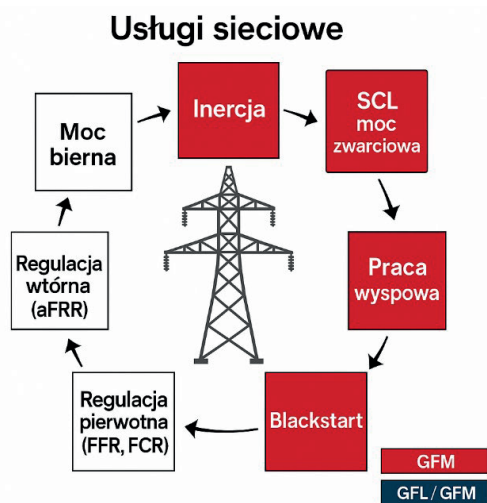
Dzielnice pozytywnie energetyczne, wyposażone w magazyny energii z funkcjonalnością GFM, mogą oferować szereg usług systemowych. Najnowsze analizy techno-ekonomiczne wskazują na konkretne ścieżki rozwoju (*pathways*) dla PED, które integrują efektywność ekonomiczną z wymogami technicznymi (Nguyen i in., 2025). Kluczową funkcjonalnością jest inercja syntetyczna oraz zdolność do tłumienia oscylacji mocy, co jest niezbędne w systemach o dużej penetracji OZE (Derkenbaeva i in., 2022).

Koncepcja i znaczenie Grid Forming

Głównym motorem napędowym zmian wymuszających wdrożenie technologii Grid Forming (GFM) jest przyspieszenie transformacji energetycznej, charakteryzujące się lawinowym przyrostem liczby i mocy Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Współczesne OZE, takie jak elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, a także magazyny energii czy systemy HVDC, to w większości zasoby przyłączane do sieci za pośrednictwem przekształtników energoelektronicznych, określane mianem IBR (ang. *Inverter Based Resources*). Przewiduje się, że w perspektywie roku 2050 IBR staną się jednym z podstawowych elementów struktury systemu elektroenergetycznego. Już obecnie występują okresy, w których generacja z OZE mocowo przewyższa pracę konwencjonalnych elektrowni synchronicznych.

Kluczowym problemem wynikającym z zastępowania generacji konwencjonalnej przez IBR jest zmiana fizyki działania sieci. Tradycyjne elektrownie (Maszyny Wytwórcze Energii – MWE) dostarczały w sposób naturalny cechy stabilizujące system, takie jak duża inercja oraz wysoka moc zwarciova. Wraz z malejącym udziałem jednostek synchronicznych system traci te naturalne bufory bezpieczeństwa. W rezultacie system o niskiej inercji staje się podatny na gwałtowne zmiany częstotliwości, a nawet niewielkie zakłócenie może destabilizować pracę KSE, prowadząc w skrajnych przypadkach do blackoutu. Utrzymanie stabilnej pracy KSE przy użyciu dotychczasowych środków regulacyjnych staje się coraz trudniejsze i bardziej ryzykowne.

Fundamentalne rozróżnienie w architekturze nowoczesnych systemów przekształtnikowych opiera się na dychotomii pomiędzy technologią Grid Following (GFL) a Grid Forming (GFM) oraz możliwościami świadczenia usług sieciowych (Rysunek 1).



Rysunek 1. Usługi wsparcia systemu elektroenergetycznego – usługi sieciowe

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE: KOZIEL, R. (2025). *PROJEKTY GRID FORMING W PRAKTYCE*. [PREZENTACJA KONFERENCYJNA]. V KONGRES MAGAZYNOWANIA ENERGII PSME, WARSZAWA

		Gotowość technologii		
Gotowość systemu		Tylko PV	PV + BESS	BESS
	Sieć przesyłowa	Technologia nie jest dojrzała + Ograniczone możliwości	Technologia dostępna	Technologia komercyjnie dostępna
	Sieć dystrybucyjna HV/MV			
	Sieć dystrybucyjna MV/LV		Otwarte pytania: czy praca wyspowa jest pożądana?	

Rysunek 2. Scenariusze pracy dla GFM

ŹRÓDŁO: KOZIEL, R. (2025). PROJEKTY GRID FORMING W PRAKTYCE.
[PREZENTACJA KONFERENCYJNA]. V KONGRES MAGAZYNOWANIA ENERGII PSME, WARSZAWA

Podczas gdy standardowe jednostki GFL funkcjonują jako źródła prądowe, wymagające do pracy stabilnego napięcia sieciowego, do którego dostosowują swoje parametry, inwertery klasy Grid Forming działają jako autonomiczne źródła napięciowe. Ta zmiana paradygmatu sterowania umożliwia aktywne kształtowanie amplitudy napięcia i wektora częstotliwości, co pozwala na uniezależnienie pracy jednostki wytwórczej od zewnętrznych sygnałów sieciowych.

Wdrożenie technologii GFM jest kluczowe dla świadczenia zaawansowanych usług systemowych, niezbędnych do utrzymania stabilności elektroenergetycznej w warunkach wysokiej penetracji OZE. Do usług tych należą przede wszystkim: dostarczanie inercji syntetycznej, zapewnianie odpowiedniego poziomu mocy zwarciowej (SCL) oraz realizacja pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości. Ponadto, systemy te charakteryzują się zdolnością do pracy w trybie wyspowym oraz przeprowadzania procedury blackstartu, co stanowi krytyczny element strategii odbudowy systemu po awarii. Technicznym fundamentem skuteczności rozwiązań GFM jest odpowiedni dobór scenariuszy pracy, w którym najefektywniejszym jest ich ścisła integracja z wielkoskalowymi baterijnymi magazynami energii (BESS) – Rysunek 2.

Taka konfiguracja sprzętowa zapewnia stabilną rezerwę mocy czynnej, która – dzięki możliwości krótkotrwałego przeciążania inwerterów – pozwala na wierną emulację charakterystyk dynamicznych mas wirujących tradycyjnych generatorów synchronicznych.

Ewolucja zastosowań: od systemów wyspowych do stabilizacji sieci kontynentalnych

Analiza chronologiczna wdrożeń ukazuje dojrzewanie technologii GFM i zmianę skali jej zastosowań. Pionierskim przykładem jest projekt zrealizowany w 2017 roku na wyspie St. Eustatius (Antyle Holenderskie, Rysunek 3).



Rysunek 3. Projekt Grid forming na wyspie St. Eustatius

ŹRÓDŁO: [HTTPS://WWW.ENERGY-STORAGE.NEWS/RWES-FIRST-DUTCH-BESS-ONLINE-COMMISSIONING-ONGOING-FOR-GRID-FORMING-SECOND/](https://www.energy-storage.news/rwes-first-dutch-bess-online-commissioning-ongoing-for-grid-forming-second/)
[DOSTĘP 21.11.2025]

Celem inwestycji była redukcja zużycia oleju napędowego oraz minimalizacja pracy generatorów diesla na rzecz fotowoltaiki. System hybrydowy o mocy 4,4 MW w technologii Grid Forming, wsparty magazynem energii o pojemności 5,35 MWh oraz instalacją PV o mocy 2,15 MW, pozwolił na osiągnięcie 45% udziału OZE w miksie energetycznym. Falowniki GFM pełniły tam funkcję głównego źródła zasilania, do którego synchronizowały się pozostałe jednostki wytwórcze, co udowodniło zdolność tej technologii do stabilizacji mikrosieci o wysokiej penetracji źródeł niesterowalnych.

Kolejnym etapem rozwoju była implementacja technologii w systemach połączonych z siecią publiczną, czego przykładem jest projekt w Bordesholm w Niemczech, uruchomiony w maju 2019 roku. Instalacja o pojemności 15 MWh, oparta na siedmiu jednostkach SMA Sunny Central Storage, umożliwiła miastu – jako pierwszemu w historii Niemiec – odłączenie się od sieci krajowej i pracę w trybie wyspowym, zasilanym wyłącznie energią odnawialną (Rysunek 4).

Oprócz funkcji awaryjnych (blackstart) system ten na co dzień świadczy usługi regulacji częstotliwości (FFR, aFRR) oraz arbitrażu cenowego, demonstrując wielofunkcyjność nowoczesnych magazynów energii.

Przełomem w zastosowaniu GFM na poziomie sieci przesyłowych wysokiego napięcia jest projekt Pathfinder 2 w Blackhillock (Szkocja – Rysunek 5), realizowany w latach 2023–2025.

Jest to odpowiedź na konkretne braki w stabilności systemu brytyjskiego, wynikające z przyłączenia dużej generacji wiatrowej. Instalacja o mocy 200 MW i pojemności 400 MWh ma za zadanie dostarczenie kluczowych parametrów stabilizacyjnych: inercji na poziomie 370 MWs oraz mocy zwarciowej rzędu 116 MVA. Znaczenie tego projektu podkreśla fakt, że pełna realizacja programu Pathfinder 2 zapewni od 5% do 10% całkowitego zapotrzebowania Wielkiej Brytanii na inercję, co stanowi dowód na komercyjną dojrzałość technologii GFM w zastępowaniu konwencjonalnych elektrowni systemowych.

Najnowszym osiągnięciem w tej dziedzinie jest uruchomiony w październiku 2025 roku projekt w Foehren (Niemcy – Rysunek 6), będący pierwszym wielkoskalowym systemem GFM w Europie kontynentalnej. Magazyn o pojemności 55 MWh i mocy 21 MVA, będący częścią demonstracyjnego projektu SUREVIVE, nie tylko realizuje pierwotną regulację częstotliwości, ale jest również technicznie przygotowany do świadczenia usług na rynku inercji, który ma zostać otwarty w Niemczech w 2026 roku. Projekt ten został wyróżniony nagrodą „Top Innovation 2025” przez PV Magazine, co potwierdza jego innowacyjny charakter.



Rysunek 6. Projekt Grid forming – projekt w Foehren

ŹRÓDŁO: [HTTPS://WWW.ENERGY-STORAGE.NEWS/STATE-GOVERNMENT-PROJECT-PARTNERS-INAUGURATE-GERMANYS-FIRST-UTILITY-SCALE-GRID-FORMING-BESS/](https://www.energy-storage.news/state-government-project-partners-inaugurate-germanys-first-utility-scale-grid-forming-bess/) [DOSTĘP: 22.11.2025]

Praktyczne wdrożenia, takie jak projekt w Bordesholm czy instalacje w ramach programu Pathfinder 2 w Szkocji, dowodzą, że PED mogą pracować w trybie wyspowym i przeprowadzać *black start*, zwiększając odporność infrastruktury (Kozieł, 2025). Co więcej, ramy definicyjne wypracowane w projektach takich jak +CityxChange (2020) podkreślają, że PED muszą generować wartość dodaną dla lokalnej sieci, a nie tylko bilansować energię. Wymaga to jednak systematycznej ewaluacji i monitorowania wskaźników efektywności (Dudwa i in., 2021).

Podsumowanie: dzielnice pozytywnie energetyczne (PED) jako imperatyw transformacji systemowej

Implementacja dzielnic pozytywnie energetycznych (PED) wyposażonych w technologię Grid Forming (GFM) napotyka w Polsce na istotne bariery o charakterze systemowym. Kluczowym wyzwaniem pozostaje brak spójnych ram legislacyjnych, które precyzyjnie definiowałyby rolę PED w krajowym porządku prawnym, co jest problemem powszechnie identyfikowanym w projektach europejskich (POCITYF Project, 2023). Proces ten komplikuje dodatkowo brak jednolitych standardów w zakresie testowania i certyfikacji funkcjonalności GFM, co utrudnia procedury przyłączeniowe oraz weryfikację zdolności technicznych obiektów (Szablicki i Rzepka, 2025). Niejednorodność definicji PED w skali globalnej stwarza ryzyko niejasności interpretacyjnych podczas transpozycji regulacji unijnych na grunt krajowy (Lindholm i in., 2021). Istotnym zagadnieniem pozostaje również metodyka inicjowania projektów PED w istniejącej tkance miejskiej (*brownfield*), co wymaga adaptacji doświadczeń z miast takich jak Maia czy Reykjavik do specyfiki lokalnej (Alpagut i in., 2022). Choć nowe regulacje, takie jak kodeks sieci NC RfG 2.0, wprowadzają wymogi dotyczące GFM, ich pełna implementacja jest procesem długofalowym i uzależnionym od krajowych uwarunkowań (Rzepka, 2025).

Analiza studiów przypadków dowodzi, że technologia Grid Forming ewoluowała z fazy eksperymentalnej, stając się dojrzałym i krytycznym elementem infrastruktury energetycznej. Doświadczenia zagraniczne wskazują, że usługi stabilności oparte na inwerterach GFM zintegrowanych z magazynami energii osiągnęły gotowość techniczną do wdrożenia wielkoskalowego (Kozieł, 2025). W kontekście polskiej transformacji energetycznej kluczowe staje się rozstrzygnięcie dylematu dotyczącego modelu pozyskiwania tych usług – czy powinny one wynikać z obligatoryjnych wymagań kodeksowych czy też z mechanizmów rynkowych, wzorowanych na rozwiązaniach brytyjskich. Niezbędne jest precyzyjne określenie zapotrzebowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na inercję i moc zwarciovą, a następnie strategiczne rozmieszczenie źródeł GFM, traktowanych jako infrastruktura krytyczna dla bezpieczeństwa państwa.

Odpowiadając na pytanie, czy dzielnice pozytywnie energetyczne w świetle wyzwań stabilności sieci są warunkiem koniecznym sukcesu transformacji w Polsce, należy stwierdzić, że w obliczu fizycznych ograniczeń sieci elektroenergetycznej, związanych z postępującym spadkiem inercji i sztywności napięcia, dalsza integracja OZE w modelu pasywnym (Grid Following) obciążona jest wzrastającym ryzykiem systemowym. Przeprowadzona

analiza literatury i danych technicznych prowadzi do konkluzji, że PED wyposażone w funkcjonalności GFM nie stanowią jedynie opcjonalnego elementu polityki miejskiej, lecz są technologiczną koniecznością dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu (Hestnes i Eikemo, 2024). Mogą one skutecznie wypełnić lukę w usługach systemowych, pod warunkiem stworzenia adekwatnego rynku usług stabilności oraz spójnego otoczenia regulacyjnego. Tym samym rozwój PED w standardzie GFM należy uznać za warunek konieczny dla powodzenia technicznej i systemowej transformacji energetycznej Polski.

BIBLIOGRAFIA

Dokumenty strategiczne:

- [1] IEA EBC Annex 83. (2023). *Positive Energy Districts. Definitions and Concepts*. (Raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej).
- [2] JPI Urban Europe. (2020). *White Paper on PED Reference Framework for Positive Energy Districts and Neighbourhoods*.
- [3] Smart Cities Marketplace. (2021). *Positive Energy Districts Factsheet*. European Commission.
- [4] +CityxChange. (2020). *Framework for Positive Energy Districts*. Deliverable D2.1. Link do dokumentu
- [5] Forum Energii. (2020). Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2020. Forum Energii.
- [6] Forum Energii. (2021). Czyste ciepło. Propozycja strategii dla ciepłownictwa. Forum Energii.
- [7] Instytut Ekonomii Środowiska. (2019). Polska strategia dla ciepłownictwa, ogrzewnictwa i chłodzenia. Instytut Ekonomii Środowiska.
- [8] Komisja Europejska. (2012). Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej.
- [9] Kozieł, R. (2025). Projekty Grid Forming w praktyce [Prezentacja]. SMA Solar Technology.
- [10] Krajowa Agencja Poszanowania Energii. (2020). Analiza rynku renowacji budynków w Polsce. KAPE.
- [11] Urząd m.st. Warszawy. (2020). Zielona Wizja Warszawy: Plan działania na rzecz zrównoważonego zużycia energii i klimatu. Urząd m.st. Warszawy.
- [12] Urząd Regulacji Energetyki. (2021). Energetyka ciepła w liczbach – 2020. Urząd Regulacji Energetyki.

Artykuły naukowe i monografie:

- [13] Brozovsky, J., et al. (2021). *Positive Energy Districts: A Review of Simulation Approaches and Tools*. Energies, 14 (11).
- [14] Bruck, A., et al. (2021). *The Role of Energy Flexibility in Positive Energy Districts*. Energies, 14.
- [15] Clerici Maestosi, P. (2024). *Implementation of Positive Energy Districts in European Cities*. Energies, 17(3).
- [16] Derkenbaeva, E., et al. (2022). *Positive Energy Districts: Identifying Challenges and Interdependencies*. Sustainability, 14(17).
- [17] Gohari, S., et al. (2023). *The Sense and Non-Sense of PEDs—Feeding Back Practical Experiences into the Framework Definition*. Energies.
- [18] Hestnes, A.G., & Eikemo, T.A. (2024). *Energy Positive Neighborhoods and Smart Energy Districts*. Elsevier Books.
- [19] Lindholm, O., et al. (2021). *A Review of the Definition of Positive Energy Districts*. Buildings.

- [20] Nguyen, T., et al. (2025). *Pathways to Positive Energy Districts: A Comprehensive Techno-Economic Analysis*. Energies, 18(5).
- [21] Zhang, X., et al. (2021). *A review of Positive Energy Districts: Definition, context, and potential*. Sustainable Cities and Society, 66.
- [22] Alpagut, B., et al. (2022). *Getting Started with Positive Energy Districts: Experience from Maia, Reykjavik, etc.* Sustainability, 14.
- [23] Bossi, S., et al. (2020). *Towards 100 Positive Energy Districts in Europe: Preliminary Data Analysis*. Energies.
- [24] Dudwa, A., et al. (2021). *Evaluating Positive Energy Districts: A Literature Review*. IEA EBC Annex 83.
- [25] Gollner, C. (2020). *Operationalizing the PED Reference Framework*. JPI Urban Europe.
- [26] Hearn, A.X. (2021). *Approaches to Social Innovation in Positive Energy Districts*. Sustainability, 13(13).
- [27] POCITYF Project. (2023). *Regulatory Frameworks for Positive Energy Districts*.
- [28] Urrutia, D., et al. (2022). *Positive Energy District: A Model for Historic Districts to Address Energy Poverty*. Frontiers in Sustainable Cities.

Materiały konferencyjne i analizy krajowe:

- [29] Kozieł, R. (2025). *Projekty Grid Forming w praktyce*. [Prezentacja konferencyjna]. V Kongres Magazynowania Energii PSME, Warszawa.
- [30] Rzepka, P. (2025). *Grid forming z perspektywy operatora*. [Prezentacja konferencyjna]. V Kongres Magazynowania Energii PSME, Warszawa.
- [31] Skwarski, M. (2025). *Grid Forming Simulation Compliance Tests*. [Prezentacja konferencyjna]. V Kongres Magazynowania Energii PSME, Warszawa.
- [32] Szablicki, M., & Rzepka, P. (2025). *Grid forming – stan rozwoju na świecie*. [Prezentacja konferencyjna]. V Kongres Magazynowania Energii PSME, Warszawa.
- [33] Szczeciński, P. (2025). *Grid forming w praktyce: usługi wspierające stabilność KSE*. [Prezentacja konferencyjna]. V Kongres Magazynowania Energii PSME, Warszawa.
- [34] Wasilewski, J. (2025). *Szywność napięcia w KSE – wyzwania i środki zaradcze*. [Prezentacja konferencyjna]. V Kongres Magazynowania Energii PSME, Warszawa.
- [35] Zapała, K. (2024). *Dzielnice pozytywnie energetyczne – czy jest to warunek konieczny sukcesu transformacji energetycznej w Polsce?*. [Maszynopis niepublikowany/Dokument wewnętrzny].

CZĘŚĆ II

INNOWACJE I TECHNOLOGIE — KLUCZ DO PRZYSZŁEGO BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

Katarzyna SOBIECH-GRABKA 

ORCID: 0000-0002-1678-2954

Szkoła Główna Handlowa w Warszawie
al. Niepodległości 162
02-554 Warszawa

Małgorzata KUBAŃSKA

OZE Rentier SA
ul. Szkolna 10
05-520 Konstancin-Jeziorna

Tomasz ZIELIŃSKI

OZE Rentier SA
ul. Szkolna 10
05-520 Konstancin-Jeziorna

Spółdzielnia energetyczna: filar konkurencyjności biznesu i narzędzie realizacji strategii energetyki rozproszonej w Polsce

Abstrakt: Polski rynek energetyczny mierzy się z potrójnym wyzwaniem: kosztowną, ale niezbędną transformacją, niestabilnością dostaw ze źródeł odnawialnych i brakiem magazynów, a także presją globalnych cen surowców. Jednym z mechanizmów stabilizacji systemu i zwiększenia jego odporności może być spółdzielnia energetyczna. Celem opracowania jest określenie, czy spółdzielnie mogą stać się ważnym modelem dla realizacji transformacji energetycznej w Polsce, szczególnie na terenach wiejskich i w małych miastach, i jaka jest ich rola w osiągnięciu celu zeroemisyjności do 2050 roku.

Słowa kluczowe: OZE, kryzys energetyczny, transformacja energetyczna, konkurencyjność przedsiębiorstw, spółdzielnia energetyczna, energetyka rozproszona, aktywa osierocone

Energy Cooperative: A Pillar of Business Competitiveness and a Tool for Implementing the Distributed Energy Strategy in Poland

Abstract: The Polish energy market is facing three challenges: the need for costly but necessary transformation; instability of supply from renewable sources; and a lack of storage facilities. It is also under pressure from global commodity prices. One way to stabilise the system and increase its resilience could be through energy cooperatives. This study aims to determine whether energy cooperatives could play

a significant role in implementing the energy transition in Poland, particularly in rural areas and small towns, and how they could contribute to achieving the goal of zero emissions by 2050.

Keywords: Renewable energy sources, energy crisis, energy transition, business competitiveness, energy cooperative, dispersed energy generation, stranded assets

Wprowadzenie

Polski rynek energetyczny wkracza w erę niestabilności, której apogeum osiągnie w kolejnych latach, a prognozowany na 2026 rok znaczący wzrost opłaty mocowej jest tylko jednym z jej symptomów. Kryzys ten ma szersze podłoże, wynikające z kombinacji czynników strukturalnych, geopolitycznych i regulacyjnych. Największym wyzwaniem pozostaje wciąż duże uzależnienie polskiej energetyki od węgla, co generuje wysokie koszty operacyjne, głównie z powodu konieczności zakupu drogich uprawnień do emisji CO₂ (ETS), które bezpośrednio obciążają cenę energii. Jednocześnie, choć energetyka odnawialna rozwija się dynamicznie, napotyka ona bariery infrastrukturalne w postaci niewystarczająco elastycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz braku magazynów energii, co utrudnia stabilizację systemu.

Sytuację tę pogłębiają czynniki geopolityczne, w tym niestabilność cen surowców energetycznych, zwłaszcza gazu i węgla, na rynkach międzynarodowych. W tym kontekście wzrost opłaty mocowej w 2026 roku jest kosztem utrzymania rezerw mocy w systemie – czyli elektrowni konwencjonalnych, które muszą gwarantować dostawy w momentach, gdy zmienne źródła odnawialne nie pracują. Ten mechanizm ma stabilizować dostawy, ale jego koszt jest bezpośrednio przenoszony na odbiorców końcowych, co dodatkowo potęguje niestabilność cenową.

Tradycyjny model energetyki centralnej staje się ekonomicznie nieopłacalny ze względu na rosnące koszty dystrybucji i modernizacji infrastruktury [ClientEarth & Instrat, 2020]. Rosnące koszty dystrybucji energii są potęgowane przez polityczne i regulacyjne inicjatywy Unii Europejskiej, które promują dekarbonizację i odnawialne źródła energii (OZE). Pakiet „Fit for 55” i jego aktualizacje, które zakreślają ambitne cele redukcji gazów cieplarnianych [Parlament Europejski, 2025], zmusza elektrownie do podejmowania działań dostosowawczych. W efekcie energetyka konwencjonalna staje przed wyzwaniem przedwczesnego wycofania z użytku bloków energetycznych (co skutkuje pojawieniem się aktywów osieroconych [Dulong, et al., 2023], ang. *stranded assets*) albo ich kosztownych modernizacji (np. instalowanie technologii wychwytu lub składowania dwutlenku węgla – CCS). W realiach polskich zjawisko *stranded assets* w odniesieniu do bloków energetycznych dotyczy tylko najnowszych bloków, budowanych w ostatnich latach (np. Opole, Koźlenice). W przypadku najstarszych jednostek wytwórczych [Forsal.pl, 2025; nextgazeta.pl, 2025; „Rzeczpospolita”, 2025] transformacja energetyczna jedynie przyspiesza naturalny proces ich zamykania.

Jednocześnie rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ (EU ETS) stanowią bezpośrednią i coraz większą składową kosztów operacyjnych elektrowni węglowych i gazowych. Wzrost cen ETS sprawia, że energia z OZE, mimo często wyższych kosztów początkowych, staje

się konkurencyjna pod względem kosztów krańcowych produkcji energii. Polityka UE aktywnie wspiera zatem decentralizację (rozproszenie) źródeł energii, co bezpośrednio podważa ekonomiczny fundament modelu centralnego. Z tego względu spółdzielnia energetyczna (SE, ang. *energy cooperative*) może pełnić funkcję swego rodzaju mechanizmu obronnego dla przedsiębiorstw i samorządów. Model ten, zgodny z wytycznymi pakietu UE „Fit for 55”, promuje lokalne, rozproszone systemy energetyczne.

Koncepcja wspólnot energetycznych oznacza zasadniczą zmianę systemów energetycznych z modelu scentralizowanego na zdecentralizowany, z aktywnym udziałem obywateli [Koirala, et al., 2016]. Spółdzielnie energetyczne są jedną z form tzw. energetyki obywatelskiej, czyli takiej, gdzie odbiorcy końcowi energii są jednocześnie jej producentami [KOWR, 2022: 2]. Na gruncie Unii Europejskiej podstawę prawną tej transformacji stanowią: dyrektywa (UE) 2018/2001 w sprawie odnawialnych źródeł energii oraz dyrektywa (UE) 2019/944 w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, które definiują dwie główne formy wspólnot energetycznych: wspólnoty energii odnawialnej i wspólnoty energetyczne obywateli (EUR-Lex, 2018; EUR-Lex, 2019). Zgodnie z dyrektywą RED II „wspólnota energii odnawialnej” jest zdefiniowana jako autonomiczny podmiot prawny oparty na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie, kontrolowany przez lokalne podmioty i mający na celu zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych i społecznych dla społeczności, a nie generowanie zysków finansowych (dyrektywa 2018/2001/UE, art. 2 ust. 16). „Obywatelskie wspólnoty energetyczne” mają szerszy zakres działalności, nieograniczający się wyłącznie do odnawialnych źródeł energii [Vakulenko, Rekunen, 2025: 84]. Pakiet UE w sprawie czystej energii (*The EU Clean Energy Package*) z 2019 roku wprowadził formalne uznanie społeczności energetycznych (obywatelskich społeczności energetycznych i społeczności wykorzystujących energię odnawialną), otwierając nowe prawa i role rynkowe dla spółdzielni [Carella, 2020]. Pakiet potwierdził znaczenie usunięcia istniejących barier dla użytkowników końcowych, nie tylko w zakresie wyboru dostawcy energii, lecz także inwestowania w rozproszoną produkcję i magazynowanie energii oraz uczestniczenia we wszystkich rynkach energii [Rossetto, 2023].

Transpozycja wskazanych wyżej dyrektyw do prawa polskiego odbyła się w ramach nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii (dalej: ustawa OZE). Zgodnie z art. 2 ust. 33a przywołanej wyżej ustawy, spółdzielnia energetyczna oznacza „spółdzielnię w rozumieniu art. 1 par. 1 ustawy z dnia 16 września 1982 r. Prawo spółdzielcze albo spółdzielnię rolników w rozumieniu art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 4 października 2018 roku o spółdzielniach rolników, których przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej lub biogazu (...) lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii, obrót nimi lub ich magazynowanie, dokonywane w ramach działalności prowadzonej wyłącznie na rzecz tych spółdzielni oraz ich członków”.

„Strategia Rozwoju Polski do 2035”, która obecnie (jesień 2025) jest konsultowana z interesariuszami, określa trzy główne cele polityki gospodarczej kraju na najbliższe lata. Jednym z działań priorytetowych, mających zapewnić warunki do realizacji celu nr 2 (Tworzenie warunków dla konkurencyjnej i sprawiedliwej gospodarki, z poszanowaniem dla środowiska i klimatu) jest transformacja energetyczna. W dokumencie wskazano

na konieczność rozwoju energetyki rozproszonej, w tym także energetyki obywatelskiej. Ma to sprzyjać zwiększeniu bezpieczeństwa i odporności całego systemu elektroenergetycznego oraz zmniejszyć ceny energii [Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, 2025: 156–157]. Pomimo że Strategia kładzie nacisk na decentralizację i rozwój rozproszonych źródeł OZE (co jest także celem działania spółdzielni energetycznej), nie uwzględnia wprost tego mechanizmu jako instrumentu wdrożeniowego. Tymczasem spółdzielnie mogą stać się ważnym modelem dla realizacji transformacji energetycznej, szczególnie na terenach wiejskich i w małych miastach, umożliwiając produkcję, magazynowanie i zużycie energii (zwłaszcza ciepłej i elektrycznej) w obiegu zamkniętym, co obniża koszty. Model ten doskonale wpisuje się w ideę budowania kapitału społecznego i zaufania na poziomie lokalnym, ponieważ wymaga współpracy i wspólnej odpowiedzialności mieszkańców, samorządów czy lokalnych przedsiębiorców. Pod koniec listopada 2025 roku w Polsce istniało już 240 spółdzielni energetycznych [Wykaz spółdzielni energetycznych, stan na 24.11.2025].

Niniejsze opracowanie ma na celu przedstawienie modelu spółdzielni energetycznej, jego znaczenia dla konkurencyjności przedsiębiorstw i wskazanie jej roli w realizacji celów zrównoważonego rozwoju.

Rola i znaczenie spółdzielni energetycznych na rynku energii

Rozproszone systemy energetyczne oznaczają zupełną zmianę paradygmatu w sposobie wytwarzania, dostarczania i zużywania energii [Adil, Ko, 2016]. Systemy te opierają się na technologiach energii odnawialnej i zapewniają czyste i z natury odporne podejście do osiągania celów zrównoważonego rozwoju. W literaturze przedmiotu wymienia się cztery charakterystyczne zalety takich systemów w porównaniu ze scentralizowanymi systemami energetycznymi: możliwość oferowania niskiej lub zerowej emisji dwutlenku węgla [Akorede, Hizam, Pouresmaeil, 2010], kompensowanie kapitałochłonnych inwestycji w modernizację sieci [Chiradeja, Ramakumar, 2004], zapewnienie lokalnej niezależności energetycznej i bezpieczeństwa sieci [Alanne, Saari, 2006] oraz motywowanie kapitału społecznego i spójności [Walker, et al., 2010].

Rola spółdzielni energetycznych w dążeniu do spełnienia Celu Zrównoważonego Rozwoju nr 7 (SDG7: zapewnienie wszystkim dostępu do przystępnej cenowo, niezawodnej, zrównoważonej i nowoczesnej energii) jest zatem nie do przecenienia [Cusa, 2022: 243]. Przykładowo w Hiszpanii spółdzielnie energetyczne są postrzegane jako realna alternatywa dla oligopolistycznego sektora energetycznego, promująca zużycie energii odnawialnej, spójność społeczną i demokratyczne uczestnictwo w celu łagodzenia zmian klimatycznych i zmniejszenia zależności energetycznej [Falcón-Pérez, 2020]. W krajach UE zaangażowanie odbiorców energii [Belloni, et al., 2025] uznano za ważny filar strategii mającej na celu osiągnięcie zerowej emisji gazów cieplarnianych netto do 2050 roku przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjnego i bezpiecznego systemu energetycznego [Rossetto, 2023].

Spółdzielnie energetyczne przyczyniają się do stabilności sieci poprzez agregację zasobów rozproszonych, koordynację elastycznego zapotrzebowania i wykorzystanie magazynów energii. Badania empiryczne i modelowe pokazują, że spółdzielnie mogą

zmniejszyć szczytowe pobory energii z sieci, wspierać lokalną równowagę energetyczną oraz uczestniczyć w rynkach bezpośrednio lub za pośrednictwem agregatorów, chociaż integracja techniczna i struktura rynku pozostają kluczowymi czynnikami determinującymi skuteczność [Huybrechts, Creupelandt, Vansintjan, 2018: 848].

W przypadku jednej z pierwszych polskiej spółdzielni („Nasza Energia”, gmina Mszana) odnotowano korzyści, takie jak stabilne ceny dla członków i bezpośrednie transakcje z lokalnymi gminami, które zmniejszyły zależność od dostawcy sieciowego. Z drugiej strony zauważalne były pewne ograniczenia, takie jak potrzeby w zakresie monitorowania i kontroli w czasie rzeczywistym [Gajdzik, et al., 2024], co zostanie przybliżone w dalszej części tego opracowania.

Z punktu widzenia lokalnego rynku pracy budowa i utrzymanie infrastruktury energii odnawialnej tworzy miejsca pracy i możliwości biznesowe dla lokalnych wykonawców, inżynierów, techników i specjalistów do spraw energii. Spółdzielnie mogą aktywnie angażować lokalne społeczności, sprzyjając nawiązywaniu kontaktów i wzmacniając tożsamość regionalną [Rybicki, 2025]. Ponadto udział społeczności lokalnych w transformacji energetycznej w ramach SE buduje akceptację technologii energii odnawialnej [Karakislak, Sadat-Razavi, Schweizer-Ries, 2023].

Według niektórych najnowszych badań polityka wspierająca SE ma mieszane skutki: z jednej strony przyspiesza wdrażanie lokalnych OZE, ale czasami powoduje też wyzwania związane z zarządzaniem lub nawet lokalny sprzeciw. Regulacje mogą zachęcać do zmian w strukturach wewnętrznych, które wykluczają niektóre grupy obywatelskie lub nie oddają w pełni ducha społeczności. Badacze zwracają uwagę, że nowo powstałe społeczności energetyczne mogą od samego początku projektować swoje wewnętrzne struktury zarządzania w świetle dyrektyw, ale społeczności już istniejące stoją przed wyborem między rezygnacją z użytecznych możliwości a potencjalnie bolesną transformacją w celu dostosowania modelu zarządzania do nowego statusu społeczności obywatelskiej i/lub społeczności zajmującej się energią odnawialną. Poprzez wymogi dotyczące wewnętrznego zarządzania wspólnotami energetycznymi dyrektywy niosą ze sobą ryzyko trwałego podziału między uprzywilejowanymi wspólnotami obywatelskimi i wspólnotami energii odnawialnej a tymi, które nie chciały lub nie były w stanie dostosować się do regulacji [Hoops, 2024].

Spółdzielnia energetyczna jako zaawansowany mechanizm wspierania konkurencyjności przedsiębiorstw i samorządów¹

Spółdzielnia energetyczna (SE) jest modelem lokalnie zrzeszającym wytwórców i odbiorców energii elektrycznej lub ciepła. Jak wskazano powyżej, działalność SE jest regulowana m.in. przepisami Prawa spółdzielczego (Ustawa z dn. 16 września 1982 r.) oraz Ustawy OZE. Obowiązujące przepisy uprawniają ją do unikalnych zwolnień z części opłat dystrybucyjnych,

¹ Źródłem praktycznych uwag i obserwacji w tej części jest dotychczasowa działalność spółki OZE Rentier w zakresie tworzenia spółdzielni energetycznych, por.: *OZE RENTIER S.A.* [na:] <https://www.ozerentier.pl/Uslugi/spoldzielnie-energetyczne/>, dostęp 27 listopada 2025 r.

co powoduje, iż jest ona skutecznym rozwiązaniem dla obniżenia i optymalizacji kosztów energii. Uczestnikami SE mogą być zarówno osoby fizyczne, jak i osoby prawne (przedsiębiorstwa, spółki, instytucje), a także jednostki samorządu terytorialnego (JST).

Proces założenia SE rozpoczyna się od decyzji o utworzeniu podmiotu (por. Rysunek 1). Najważniejszym krokiem tej fazy jest uchwalenie statutu, który stanowi wewnętrzną konstytucję SE. Po jego uchwaleniu Spółdzielnia Energetyczna musi uzyskać osobowość prawną, co odbywa się poprzez wpis do Krajowego Rejestru Sądowego (KRS). Z chwilą tego wpisu SE staje się pełnoprawnym podmiotem prawnym. Rejestracja w KRS jest warunkiem koniecznym, ale niewystarczającym do rozpoczęcia preferencyjnych rozliczeń.



Rysunek 1. Proces zawiązywania spółdzielni energetycznej w Polsce

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE

Ostatnim i najważniejszym strategicznym etapem jest złożenie wniosku do Wykazu Spółdzielni Energetycznych, prowadzonego przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR), który potwierdza zdolność SE do realizacji ustawowych celów, zwłaszcza prognozowanego osiągnięcia wskaźnika pokrycia zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną. Dopiero pozytywna decyzja KOWR i uzyskanie wpisu formalnie nadają podmiotowi status SE w rozumieniu Ustawy OZE, co bezpośrednio odblokowuje możliwość korzystania ze wszystkich ustawowych zwolnień. Po tym kroku następuje etap operacyjny.

Elastyczność w doborze członków ma kluczowe znaczenie operacyjne, ponieważ pozwala na celowe budowanie zróżnicowanego profilu zużycia, które powinno być dopasowane do profilu wytwarzanej energii. Przystąpienie podmiotów o różnych godzinach szczytu zapotrzebowania (np. szkoły i urzędy w dzień, zakłady produkcyjne pracujące na dwie zmiany) ułatwia osiągnięcie stabilnego i precyzyjnego bilansowania godzinowego wewnątrz SE, co jest niezbędne do spełnienia wymogu pokrycia 40% lub 70% rocznego zapotrzebowania energią własną.

Lokalny charakter działania jest jednym z kluczowych wymogów spółdzielni energetycznej (SE), mającym fundamentalny wpływ na korzyści finansowe i operacyjne. Działalność SE jest ograniczona do obszaru maksymalnie trzech sąsiadujących gmin wiejskich lub miejsko-wiejskich. Sytuacja uległa jednak zmianie wraz z opublikowaniem nowelizacji przepisów, która znosi dotychczasowe ograniczenie dotyczące charakteru gmin, w konsekwencji dopuszczając włączenie gmin miejskich do obszaru działania spółdzielni. Ta nowelizacja została opublikowana w Dzienniku Ustaw w dniu 12 listopada 2025 roku i powinna wejść w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Istnieje jednak ryzyko, że wykonywanie przepisów wprowadzających rozszerzenie obszaru może zostać

zawieszone do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia przez Komisję Europejską (KE) w kontekście zgodności z przepisami wewnątrzwspólnotowymi. Ustawowe ograniczenie obszaru działania do maksymalnie trzech sąsiadujących ze sobą gmin ma duże znaczenie operacyjne: daje ono gwarancję lokalnego zużycia energii, odciążając sieć Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD).

Utrzymanie statusu spółdzielni energetycznej i korzystanie ze wszystkich przysługujących ulg jest ściśle powiązane z wymogiem pokrycia rocznego zapotrzebowania członków energią wytworzoną wewnątrz SE (tzw. wymóg 40–70%). Dla podmiotów, które złożyły wnioski o wpis do rejestru KOWR do dnia 31 grudnia 2025 roku, obowiązuje preferencyjny wskaźnik pokrycia na poziomie co najmniej 40% rocznego zapotrzebowania członków. Jest to znaczące ułatwienie dla nowo powstających SE, dające czas na optymalizację bilansu. Natomiast od 1 stycznia 2026 roku dla wszystkich nowo powstających spółdzielni, a także dla tych istniejących, które nie złożyły wniosku w preferencyjnym terminie, wymóg ten wzrasta do co najmniej 70% rocznego zapotrzebowania.

Spełnienie tego wskaźnika jest absolutnie fundamentalne. W praktyce to właśnie gwarancja osiągnięcia i utrzymania tego progu – czy to 40% w okresie przejściowym, czy 70% docelowo – powoduje, że precyzyjne zarządzanie SE jest priorytetem operacyjnym. Bilansowanie godzinowe oznacza konieczność dopasowania wolumenu energii wytworzonej w danej godzinie do faktycznego zużycia przez wszystkich członków SE. Aby sprostać temu wymogowi z precyzją, niezbędne jest przeprowadzenie szczegółowej analizy profili zużycia vs profili wytwórczych oraz wdrożenie aktywnych strategii zarządzania.

Pomimo lokalnego charakteru wytwarzania i bilansowania przystąpienie do spółdzielni energetycznej nie niesie ryzyka naruszenia ciągłości zaopatrzenia w energię elektryczną. Wszyscy członkowie SE pozostają formalnie związani umowami z zewnętrzną spółką obrotu (sprzedawcą zobowiązanym). W przypadku wystąpienia niedoboru mocy w bilansie spółdzielni – to znaczy, gdy produkcja własna OZE jest niższa niż zapotrzebowanie – sprzedawca jest ustawowo zobowiązany do automatycznego przejęcia dostaw brakującej energii. Ten mechanizm zapewnia 100% ciągłości zasilania, skutecznie minimalizując ryzyko operacyjne związane z niestabilnością źródeł odnawialnych.

Najbardziej namacalną i kluczową korzyścią wynikającą z funkcjonowania spółdzielni energetycznej jest częściowe zwolnienie z opłat dystrybucyjnych dla całej puli energii wytworzonej wewnątrz SE. Ten mechanizm ochronny ma szczególnie duże znaczenie w kontekście narastających obciążeń rynkowych. Przede wszystkim gwarantuje całkowite zwolnienie z opłaty mocy. Jest to krytyczny mechanizm obronny, zważywszy na fakt, że opłata ta ma w perspektywie 2026 roku znacząco wzrosnąć. Efektem jest bezpośrednia oszczędność na kosztach stałych, szacowana nawet na kilkanaście procent całkowitej wartości netto nabywanej energii².

² Według symulacji jednej z firm mających w ofercie tworzenie SE, przy założeniu wykorzystania instalacji fotowoltaicznej, dzienny koszt energii spada o ok. jedną czwartą. Natomiast po uzupełnieniu SE o biogazownię, koszt energii może spaść o połowę. Por.: *eGIE* [na:] <https://egie.pl/oferta-spoldzielnie-ee-energetyczne/>, dostęp 27 listopada 2025 r.

Obok opłaty mocowej całkowite zwolnienie obejmuje również opłatę OZE, kogeneracyjną czy przejściową. Dzięki redukcji składników zmiennych opłat dystrybucyjnych skonsolidowana oszczędność na całym rachunku za energię elektryczną może sięgać 20–30%. Dla typowego odbiorcy, takiego jak przedsiębiorstwo czy JST, brak wymienionych opłat przekłada się na oszczędności rzędu od kilku do nawet kilkuset tysięcy złotych oszczędności rocznie.

Z punktu widzenia konkurencyjności przedsiębiorstwa, istotną korzyścią z SE jest całkowita niezależność od niestabilnych cen energii na rynku. Członkowie SE zyskują długoterminową, przewidywalną ścieżkę kosztową. Poprzez nabywanie czystej energii wytworzonej lokalnie, po wcześniej ustalonej, stabilnej cenie kontraktowej spółdzielnia energetyczna działa jak wewnętrzny, prawnie chroniony mechanizm hedgingowy. System ten skutecznie zabezpiecza finanse przedsiębiorstw i samorządów przed nieprzewidywanymi podwyżkami. W efekcie SE przekształca zmienny i nieprzewidywalny koszt energii w stały, zarządzalny wydatek, gwarantując stabilność budżetową na kolejne lata.

Spółdzielnia energetyczna oznacza także bezpośredni wkład w ochronę klimatu na poziomie lokalnym. Działanie SE opiera się wyłącznie na wytwarzaniu czystej energii ze źródeł odnawialnych (OZE), co automatycznie prowadzi do znacznego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w porównaniu do energii pochodzącej z elektrowni węglowych. Ponadto, ponieważ energia jest wytwarzana i zużywana w bardzo bliskiej odległości – w obszarze maksymalnie trzech gmin – minimalizowane są straty przesyłowe, które tradycyjnie generuje sieć centralna. Precyzyjne bilansowanie godzinowe i dopasowanie zróżnicowanych profili zużycia (np. zakłady pracujące na dwie zmiany i jednostki samorządu działające w dzień) zwiększają ogólną odporność (rezyliencję) systemu na awarie i przeciążenia. Omawiany model wspiera zatem transformację energetyczną w kierunku rozproszonym i lokalnym.

Z punktu widzenia raportowania zrównoważonego rozwoju (raportowanie ESG) udział w SE także może być istotną przewagą konkurencyjną przedsiębiorstwa. Z jednej strony bycie członkiem SE umożliwia bezpośrednią, weryfikowalną redukcję emisji z Zakresu 2 [Scope 2 Guidance | GHG Protocol] dzięki dostępowi do lokalnej, niskoemisyjnej energii z OZE. Korzystanie z lokalnej czystej energii pozwala firmie na minimalizację (albo wręcz całkowitą rezygnację) źródeł wysokoemisyjnych, które nadal przeważają w krajowym miksie energetycznym. Z kolei niski ślad węglowy dostawcy, potwierdzony członkostwem w SE, znacząco ułatwia przedsiębiorstwom raportowanie ich Zakresu 3 [Scope 3 Calculation Guidance | GHG Protocol], wzmacniając pozycję firmy w łańcuchu dostaw. Ponadto SE zapewnia większą stabilność cen energii, co stanowi skuteczne łagodzenie ryzyka finansowego związanego z transformacją energetyczną. Aktywny udział w SE jest zatem postrzegany przez regulatorów i inwestorów jako dowód proaktywnego zarządzania środowiskowego oraz integralny element ładu korporacyjnego.

Podsumowanie

Przejście na model SE ma bezpośredni wpływ na podniesienie konkurencyjności przedsiębiorstw i atrakcyjności jednostek samorządu terytorialnego (JST). Ustawowe zwolnienia

z części opłat dystrybucyjnych oraz długoterminowa stabilizacja ceny pozwalają na precyzyjne planowanie budżetu i redukcję ryzyka operacyjnego. Skuteczne funkcjonowanie SE, a co za tym idzie utrzymanie korzyści finansowych, wymaga jednak profesjonalnego zarządzania operacyjnego, zwłaszcza w kontekście bilansowania godzinowego oraz wymogu 40–70%. W sektorach energochłonnych, gwarancja niższego i stałego kosztu energii umożliwia zachowanie przewagi cenowej produktów na niestabilnym rynku. Co więcej, środki uwolnione dzięki oszczędnościom mogą zostać przeznaczone na inwestycje, innowacje i rozwój, zamiast stanowić koszt przekazywany do scentralizowanego systemu energetycznego.

Spółdzielnia energetyczna (SE) jest obecnie najbardziej zaawansowanym i prawnie chronionym mechanizmem umożliwiającym wdrażanie w Polsce lokalnego i rozproszonego modelu energetycznego. Choć krajowe dokumenty strategiczne wskazują na ogólną konieczność rozwoju źródeł rozproszonych i dekarbonizacji, to właśnie formuła SE – z uwagi na jej lokalne ograniczenia operacyjne i ustawowe przywileje – stanowi ważne narzędzie do osiągania tych celów. Umożliwia ona realizację prywatnych, rozproszonych inwestycji w OZE, odciążając budżet centralny od konieczności finansowania całej transformacji i jednocześnie przyspieszając osiągnięcie celów klimatycznych.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Adil, A.M., Ko, Y., 2016. *Socio-technical Evolution of Decentralized Energy Systems: A Critical Review and Implications for Urban Planning and Policy*. „Renewable and Sustainable Energy Reviews” t. 57 (2016), DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.079.
- [2] Akorede, M.F., Hizam, H., Pouresmaeil, E., 2010. *Distributed Energy Resources and Benefits to the Environment*. „Renewable and Sustainable Energy Reviews” t. 14 nr 2 (2010), DOI: 10.1016/j.rser.2009.10.025.
- [3] Alanne, K., Saari, A., 2006. *Distributed Energy Generation and Sustainable Development*. „Renewable and Sustainable Energy Reviews” t. 10 nr 6 (2006), DOI: 10.1016/j.rser.2004.11.004.
- [4] Belloni, E., Ferrucci, T., Fioriti, D., et al., 2025. *Global Diffusion and Key Features of Energy Communities with a Main Focus on Building Loads Modelling and Management: a Review*. „Applied Energy” t. 399 (2025), DOI: 10.1016/j.apenergy.2025.126461.
- [5] Carella, C., 2020. *The Clean Energy for all Europeans Package*. „Florence School of Regulation”. <https://fsr.eui.eu/the-clean-energy-for-all-europeans-package/>, 10 czerwca 2020 (dostęp: 27 listopada 2025).
- [6] Chiradeja, P., Ramakumar, R., 2004. *An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation*. „IEEE Transactions on Energy Conversion” t. 19 nr 4 (2004). DOI: 10.1109/TEC.2004.827704.
- [7] ClientEarth & Instrat, 2020. *Monopol węglowy z problemami. Analiza restrukturyzacji polskiego sektora energetycznego*.
- [8] Cusa, E., 2022. *Energy Cooperatives and Sustainable Development*. „Perspectives on Cooperative Law”. Singapore.
- [9] Dulong, A. von, Gard-Murray, A., Hagen, A., et al., 2023. *Stranded Assets: Research Gaps and Implications for Climate Policy*. „Review of Environmental Economics and Policy” t. 17 nr 1 (2023), DOI: 10.1086/723768.
- [10] eGIE, 2025. <https://egie.pl/oferta-spoldzielnie-energetyczne/> (dostęp: 27 listopada 2025).
- [11] Falcón-Pérez, C.E., 2020. *Las cooperativas energéticas como alternativa al sector eléctrico español: una oportunidad de cambio*. „Actualidad Jurídica Ambiental”. DOI: 10.56398/ajacieda.00152.

- [12] Forsal.pl, 2025. *Kolejne bloki energetyczne będą wycofywane. Do 2035 roku w Polsce zabraknie prądu?*. <https://forsal.pl/artykuly/946390,kolejne-bloki-energetyczne-beda-wycofywane-do-2035-roku-w-polsce-zabraknie-pradu.html> (dostęp: 29 listopada 2025).
- [13] Gajdzik, B., Jaciow, M., Wolniak, R., et al., 2024. *Diagnosis of the Development of Energy Cooperatives in Poland – A Case Study of a Renewable Energy Cooperative in the Upper Silesian Region*, „Energies” t. 17 (3) (2024). DOI: <https://doi.org/10.3390/en17030647>.
- [14] Hoops, B., 2024. *EU Directives on the Internal Governance of Energy Communities and Their Exclusionary Effects*. „The Journal of World Energy Law & Business” t. 17 nr 3 (2024). DOI: 10.1093/jwelb/jwae001.
- [15] Huybrechts, B., Creupelandt, D., Vansintjan, D., 2018. *Networking Renewable Energy Cooperatives – the experience of the European Federation REScoop.eu*. [w:] Holstenkamp, L., Radtke, J. (red.), *Handbuch Energiewende und Partizipation*. Wiesbaden.
- [16] Karakislak, I., Sadat-Razavi, P., Schweizer-Ries, P., 2023. *A Cooperative of Their Own: Gender Implications on Renewable Energy Cooperatives in Germany*. „Energy Research & Social Science” t. 96 (2023). DOI: 10.1016/j.erss.2023.102947.
- [17] Koirala, B.P., Koliou, E., Friege, J., et al., 2016. *Energetic Communities for Community Energy: a Review of Key Issues and Trends Shaping Integrated Community Energy Systems*. „Renewable and Sustainable Energy Reviews” t. 56 (2016). DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.080.
- [18] KOWR, 2022. *Spółdzielnie energetyczne*.
- [19] Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, 2025. *Strategia Rozwoju Polski do 2035 r.*
- [20] nextgazeta.pl, 2025. *To koniec. Elektrownia Solorza wygasila trzy bloki na węgiel. Ostatni też wyłączy*. <https://next.gazeta.pl/next/7,172392,31901949,to-koniec-elektrownia-solorza-wygasila-trzy-bloki-na-wegiel.html>. 2 maja 2025 r. (dostęp: 29 listopada 2025).
- [21] OZE RENTIER S.A., 2025. <https://www.ozerentier.pl/Uslugi/spoldzielnie-energetyczne/> (dostęp: 27 listopada 2025).
- [22] Parlament Europejski, 2025. *Cel klimatyczny UE 2040: posłowie za 90% redukcją emisji w prawie klimatycznym*. <https://www.europarl.europa.eu/news/pl/press-room/20251110IPR31334/cel-klimatyczny-ue-2040-poslowie-za-90-redukcja-emisji-w-prawie-klimatycznym> (dostęp: 29 listopada 2025).
- [23] Rossetto, N., 2023. *Beyond Individual Active Customers: Citizen and Renewable Energy Communities in the European Union*. „IEEE Power and Energy Magazine” t. 21 nr 4 (2023). DOI: 10.1109/MPE.2023.3269541.
- [24] Rybicki, M., 2025. *Energy Cooperatives: The Key to Savings for Businesses and Local Authorities*. <https://cecc.ngo/blog/energy-cooperatives>. 8 maja 2025 (dostęp: 27 listopada 2025).
- [25] „Rzeczpospolita”, 2025. *Węgiel cichcem odchodzi do lamusa. PGE i Tauron wyłączyły bloki energetyczne*. <https://www.rp.pl/biznes/art35711081-wegiel-cichcem-odchodzi-do-lamusa-pge-i-tauron-wylaczyly-bloki-energetyczne> (dostęp: 29 listopada 2025).
- [26] Scope 2 Guidance | GHG Protocol. <https://ghgprotocol.org/scope-2-guidance> (dostęp: 28 listopada 2025).
- [27] Scope 3 Calculation Guidance | GHG Protocol. <https://ghgprotocol.org/scope-3-calculation-guidance-2> (dostęp: 28 listopada 2025).
- [28] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20150000478> (dostęp: 27 listopada 2025).
- [29] Vakulenko, I., Rekunen, I., 2025. *Clean Energy Projects for European Integration and Cooperation*. Hamburg.
- [30] Walker, G., Devine-Wright, P., Hunter, S., et al., 2010. *Trust and Community: Exploring the Meanings, Contexts and Dynamics of Community Renewable Energy*. „Energy Policy” t. 38 nr 6 (2010). DOI: 10.1016/j.enpol.2009.05.055.
- [31] Wykaz spółdzielni energetycznych, stan na 24.11.2025. <https://spoldzielnia-energetyczna.pl/czym-jest-spoldzielnia-energetyczna> (dostęp: 27 listopada 2025).

Morska energia odnawialna jako element zrównoważonego rozwoju gospodarczego

Abstrakt: Pozyskiwanie energii w ramach morskiej energetyki odnawialnej staje się coraz ważniejszym aspektem rozwijania miksu energetycznego poszczególnych krajów, a szerzej wdrażania strategii zrównoważonego rozwoju. W skład morskiej energetyki odnawialnej wchodzi morska energetyka wiatrowa (*offshore wind energy*) oraz energia oceaniczna (*ocean energy*), które obejmują technologie wykorzystujące w sposób bezpośredni energię pochodzącą z naturalnych właściwości mórz i oceanów. Niniejszy rozdział ma na celu przedstawienie aktualnego stanu rozwoju morskiej energetyki odnawialnej, ze szczególnym uwzględnieniem perspektywy europejskiej. Spośród przedstawionych rodzajów morskiej energetyki odnawialnej jedynie morska energetyka wiatrowa ma szeroką skalę zastosowań komercyjnych i stanowi jedyne istotne źródło pozyskiwania energii odnawialnej z mórz i oceanów. Z tego powodu zyskuje znaczenie jako ważny element dywersyfikacji produkcji energii zgodnie z celami zrównoważonego rozwoju. Z kolei energia oceaniczna, mimo że obejmuje szerokie spektrum rozwiązań technologicznych, charakteryzuje się zdecydowanie mniejszym potencjałem produkcyjnym, a funkcjonujące na świecie instalacje mają głównie charakter badawczy i demonstracyjny. Technologie te nie osiągnęły dotąd etapu pełnej komercjalizacji i w dającej się przewidzieć przyszłości energia oceaniczna nie będzie stanowić istotnego elementu miksu energetycznego.

Słowa kluczowe: morska energia odnawialna, błękitna energia, morska energia wiatrowa, energia oceaniczna, energia morską

Marine Renewable Energy as a Component of Sustainable Economic Development

Abstract: The development of marine renewable energy is becoming an increasingly important aspect of expanding the energy mix of individual countries and implementing sustainable development strategies. Marine renewable energy comprises offshore wind energy and ocean energy, the latter encompassing technologies that directly harness the natural energy of seas and oceans. This chapter aims to present the current state of marine renewable energy, with a particular focus on the European perspective. Among the types of marine renewable energy, only offshore wind energy has reached a broad scale of commercial deployment and represents the sole significant source of renewable energy from the seas and oceans. For this reason, it plays a crucial role in diversifying energy production in line with the Sustainable Development Goals. In contrast, ocean energy, although encompassing a wide range of technological solutions, has a considerably lower production potential, and existing installations worldwide are largely

of a research and demonstration nature. These technologies have not yet reached full commercial maturity, and in the foreseeable future, ocean energy is not expected to constitute a significant component of the global energy mix.

Keywords: marine renewable energy, blue energy, offshore wind energy, ocean energy, maritime energy

Wstęp

Morza i oceany, zajmujące ponad 70% powierzchni Ziemi, odgrywają istotną rolę jako źródło zasobów naturalnych wspierających rozwój gospodarczy i cywilizacyjny. Zrównoważony rozwój gospodarczy nie jest możliwy bez zrównoważonego wykorzystania mórz i oceanów, które z jednej strony stanowią kluczowe ekosystemy podtrzymujące życie, z drugiej zaś są podstawą funkcjonowania wielu sektorów gospodarki. W tym kontekście od wielu lat rozwijana i promowana jest koncepcja tzw. błękitnej gospodarki, zakładająca jednocześnie wspieranie wzrostu gospodarczego i ochronę ekosystemów morskich. W ramach tego podejścia morza i oceany postrzegane są jako obszar wymagający szczególnej ochrony oraz wdrażania działań przeciwdziałających ich dalszej degradacji, wynikającej m.in. z narastającego zanieczyszczenia, zakwaszenia wód, wzrostu temperatury i spadku bioróżnorodności. Jednocześnie koncepcja błękitnej gospodarki podkreśla rolę mórz i oceanów jako czynnika transformacji systemu gospodarczego w wymiarze ekonomicznym i społecznym poprzez stymulowanie rozwoju nowych technologii, dostarczanie cennych surowców oraz tworzenie warunków dla poprawy jakości życia ludności, w szczególności zamieszkującej obszary przybrzeżne. Koncepcja ta znalazła swoje odzwierciedlenie w Celach Zrównoważonego Rozwoju, w szczególności w Celu 14 („Życie pod wodą”), który zakłada ochronę oraz zrównoważone wykorzystywanie oceanów, mórz i zasobów morskich (UNIC, 2016).

Jednym z kluczowych sektorów identyfikowanych w ramach koncepcji błękitnej gospodarki jest pozyskiwanie energii z obszarów morskich i oceanicznych, niekiedy określane jako tzw. błękitna energia, a w ujęciu literatury przedmiotu częściej jako morska energetyka odnawialna (ang. *marine renewable energy*). W skład morskiej energetyki odnawialnej wchodzi morska energetyka wiatrowa (ang. *offshore wind energy*) oraz energia oceaniczna (ang. *ocean energy*), która obejmuje technologie wykorzystujące w sposób bezpośredni energię pochodzącą z naturalnych właściwości mórz i oceanów, będące efektem ich dynamicznych procesów fizycznych i chemicznych, takich jak ruch fal, pływy czy prądy morskie, temperatura i zasolenie (Ringwood, 2022). Spośród wymienionych tylko morska energetyka wiatrowa ma dzisiaj szerokie zastosowanie komercyjne i przy obecnym rozwoju technologii jawi się jako jedyne istotne źródło pozyskiwania energii odnawialnej z mórz i oceanów (European Commission, 2025). W tym kontekście błękitna energia stopniowo zyskuje znaczenie jako istotny element zwiększania znaczenia odnawialnych źródeł energii i dywersyfikacji produkcji energii zgodnie z celami zrównoważonego rozwoju.

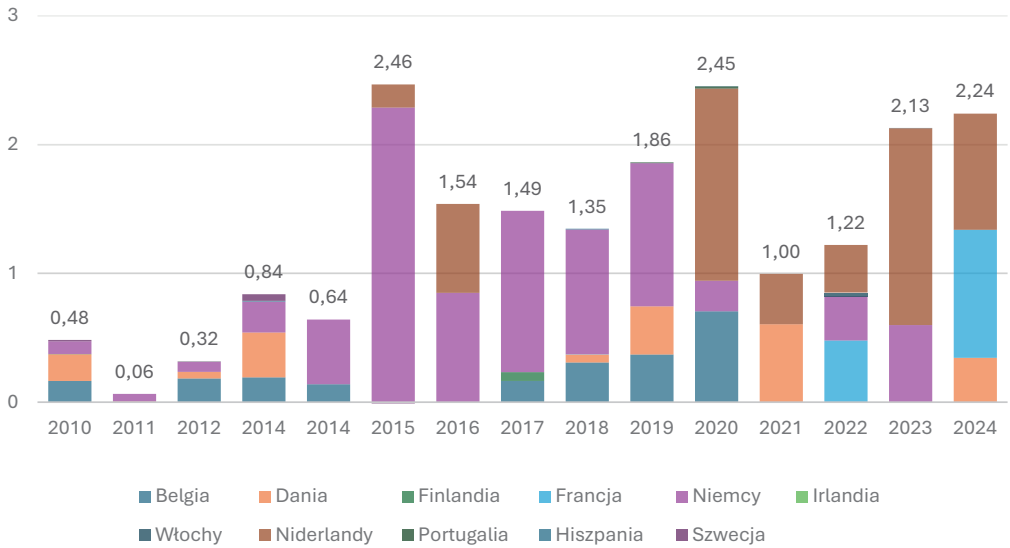
Niniejszy rozdział ma na celu przedstawienie aktualnego stanu rozwoju morskiej energetyki odnawialnej, ze szczególnym uwzględnieniem perspektywy europejskiej. W pierwszej części zaprezentowano morską energetykę wiatrową, ze wskazaniem dotychczasowego

rozwoju i perspektyw dalszej ekspansji sektora. W drugiej części syntetycznie przedstawiono najważniejsze technologie zaliczane do energii oceanicznej, wraz z oceną ich potencjału i perspektyw ewentualnego wykorzystania komercyjnego w przyszłości.

Morska energetyka wiatrowa

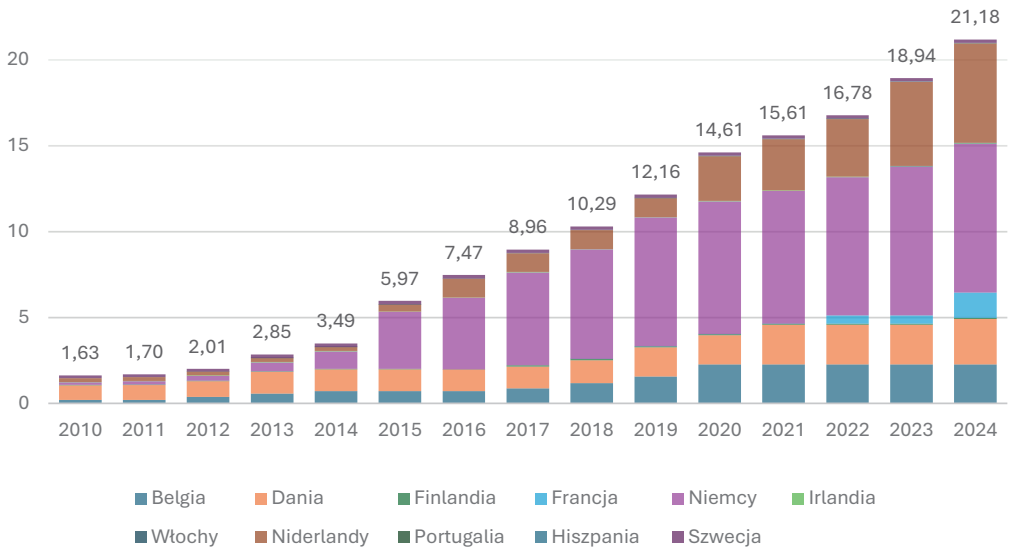
Od zbudowania pierwszej na świecie morskiej farmy wiatrowej (*Vindeby Offshore Wind Farm*, 1991) u wybrzeży duńskiej wyspy Lolland minęły już ponad trzy dekady, a sektor pozyskiwania energii z tego źródła rozwinął się niezwykle dynamicznie i stał się jednym z filarów transformacji energetycznej w kierunku odnawialnych źródeł (gospodarkamorska.pl, 2017). Historycznie liderem w wykorzystaniu morskiej energetyki wiatrowej były państwa europejskie, a akwenem morskim, na którym były budowane pierwsze komercyjne farmy wiatrowe na większą skalę, było Morze Północne, zapewniające odpowiednie warunki geograficzne (stabilność wiatrów i mała głębokość) oraz bliskość infrastruktury i odbiorców. Tym samym pobliskie kraje stały się liderem produkcji energii z tego źródła na skalę światową (NCM, 2025). Już w 2008 roku Komisja Europejska wskazała, że instalacje morskie będą odgrywały coraz większą rolę w sektorze energetyki wiatrowej w Europie. Mimo ich bardziej skomplikowanej i kosztownej instalacji oferują i wykorzystują szereg korzyści, takich jak: stabilność i siła wiatrów, możliwość stawiania turbin o dużej mocy produkcyjnej czy mniejsze ryzyko wystąpienia konfliktów społecznych wynikających z konkurencji o przestrzeń na lądzie. Komisja zaznaczyła, że morskie farmy wiatrowe mają potencjał stanowić znaczące lokalne źródło czystej energii odnawialnej, co pozostaje istotnym i aktualnym atutem tego sektora (European Commission, 2008). Podkreślano przy tym, że sektor ten powinien stać się istotnym elementem tzw. niebieskiego wzrostu i wykorzystania potencjału morskiego państw europejskich poprzez wspieranie inwestycji i zatrudnienia. Już wówczas prognozowano, że do 2030 roku instalacje mocy na morzu mogą być większe niż na lądzie (Komisja Europejska, 2012). Ciągły rozwój tej technologii pozwala na budowanie coraz większych i bardziej oddalonych od lądu turbin, a technologia pływających turbin umożliwia inwestycje i rozwój sektora w miejscach i krajach, dla których wcześniej był on ograniczony – co z perspektywy Europy ma znaczenie dla rozwoju farm na większych głębokościach Oceanu Atlantyckiego (Komisja Europejska, 2014).

W ostatnich latach roczne przyrosty instalowanej mocy morskiej energetyki wiatrowej w Unii Europejskiej wahały się w przedziale 1–2,5 GW (Wykres 1), co ostatecznie skutkowało łączną mocą sektora w 2024 roku na poziomie ponad 21 GW (Wykres 2). Najwięcej w tym zakresie inwestowano w Niemczech, Niderlandach, Danii i Belgii, a w ostatnich latach także we Francji. Tym samym to właśnie te kraje odpowiadają za największe udziały w produkcji energii z morskich turbin, z wyraźnie dominującą pozycją Niemiec i Niderlandów, posiadających łącznie 2/3 mocy w tym obszarze w ramach całej UE. Zgodnie z wyliczeniami Komisji Europejskiej omawiany sektor jest w ostatnich latach jednym z najszybciej rozwijających się sektorów unijnej gospodarki (w ujęciu wartości dodanej brutto i zysków), ponieważ pośrednio i bezpośrednio w całej UE tworzy blisko 50 tys. miejsc pracy (European Commission, 2025).



Wykres 1. Roczne przyrosty mocy zainstalowanej morskiej energii wiatrowej w Unii Europejskiej w latach 2010–2024 (GW)

ŹRÓDŁO: EUROPEAN COMMISSION, 2025

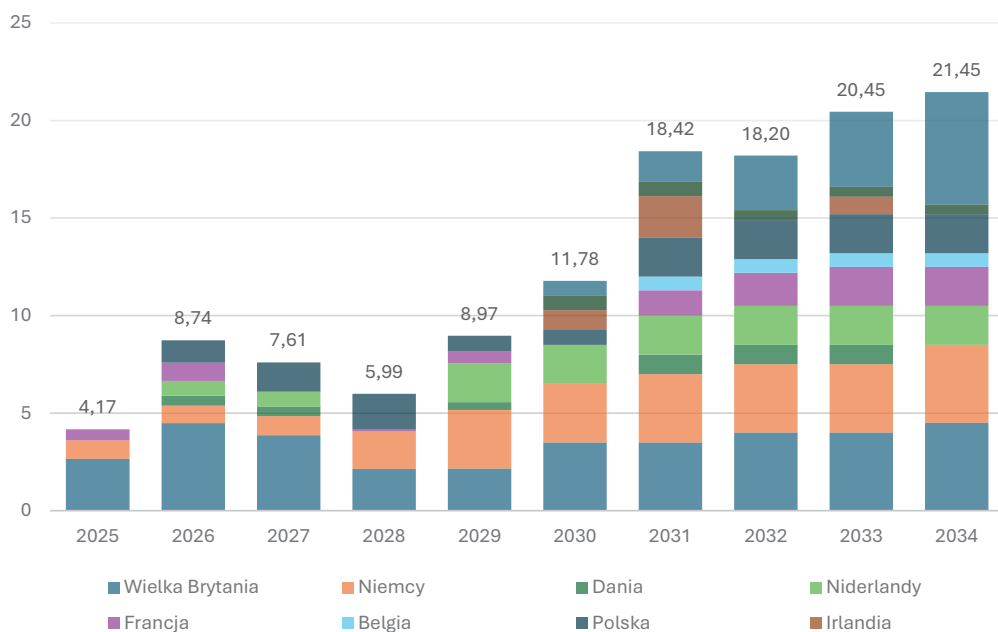


Wykres 2. Skumulowana moc zainstalowanej morskiej energii wiatrowej w Unii Europejskiej w latach 2010–2024 (GW)

ŹRÓDŁO: EUROPEAN COMMISSION, 2025

Spośród państw europejskich nieujmowanych już w statystykach UE niekwestionowanym liderem w zakresie morskiej energetyki wiatrowej jest Wielka Brytania. Całkowita moc farm wiatrowych na morzu w 2023 roku wyniosła 14,7 GW. Już połowa mocy produkcyjnej energii wiatrowej w Wielkiej Brytanii jest wytwarzana właśnie przez turbiny *offshore*. Dynamiczny rozwój sektora sprawia, że do 2030 roku łączna moc produkcyjna w tym zakresie jest planowana na poziomie nawet 50 GW (Wyatt i in., 2023). To właśnie w tym kraju są budowane jedne z największych i najbardziej oddalonych od wybrzeża farm morskich na świecie (*Hornsea I i II, Dogger Bank*). W Wielkiej Brytanii rozwijane są także technologie dotyczące pływających morskich farm wiatrowych, co otwiera nowe możliwości instalacji turbin na trudno dostępnych wcześniej obszarach (u wybrzeży Szkocji i Szetlandów), a kraj pozostaje europejskim liderem także w tym aspekcie (Tethys, 2025) (DBWF, 2025) (NRF, 2025).

Państwa europejskie pozostaną jednym z wiodących regionów dla sektora morskiej energii wiatrowej także w nadchodzących latach, a prognozowane moce przyłączeniowe z turbin morskich wskazują na dalszy dynamiczny rozwój sektora. Nowe znaczące inwestycje w tym obszarze są planowane zarówno przez tradycyjnych inwestorów i liderów w pozyskiwaniu tego rodzaju energii (Wielka Brytania, Niemcy, Niderlandy), jak i przez kraje, które dopiero będą uruchamiać moce produkcyjne w tym zakresie (Wykres 3).

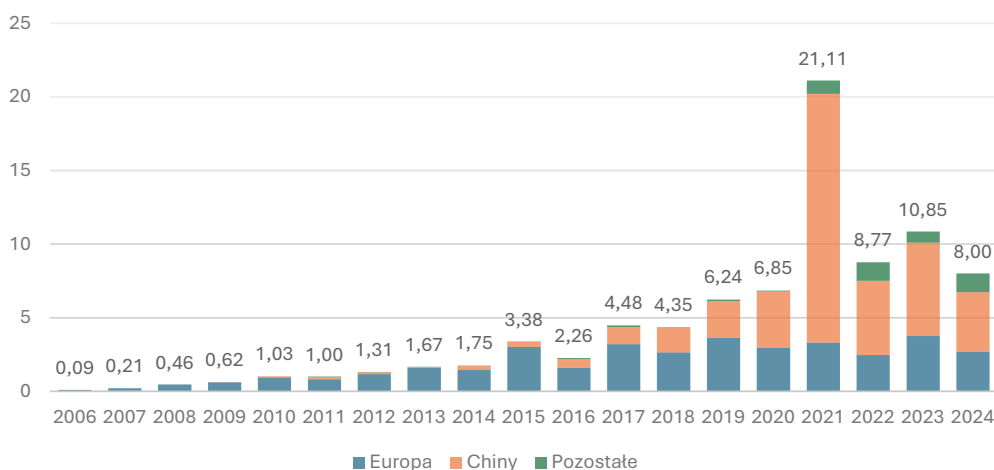


Wykres 3. Prognozowane roczne przyrosty zainstalowanej morskiej energii wiatrowej w Europie w latach 2025–2034 (GW)

ŹRÓDŁO: GWEC, 2025

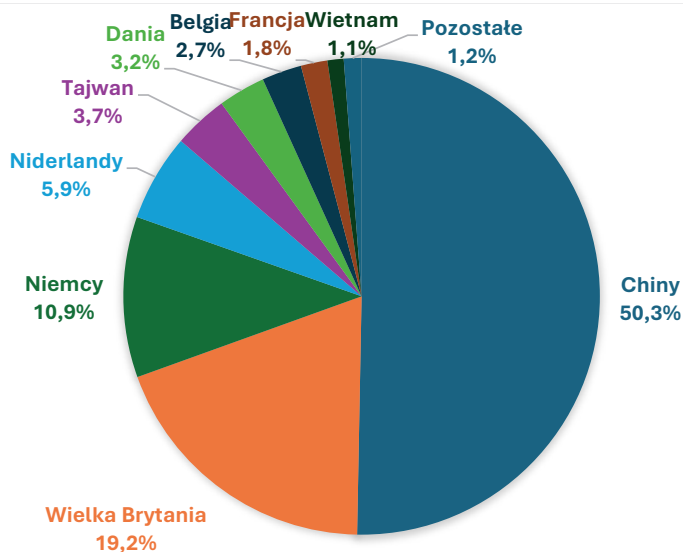
Planowane do końca obecnej dekady nowe przyłączenia mocy w Europie mogą osiągnąć poziom zbliżony do 50 GW, natomiast po 2030 roku tempo rozwoju sektora ma ulec dalszemu przyspieszeniu, umożliwiając coroczny wzrost mocy wytwórczych morskich farm wiatrowych na poziomie około 20 GW. W latach 2025–2034 łączne moce produkcyjne na kontynencie europejskim zostaną zwiększone o 126 GW, z czego blisko 60% – w trzech najszybciej rosnących rynkach (Wielka Brytania 27,7%, Niemcy 20,1%, Polska 11,2%). Nowe projekty mają być rozwijane także w krajach, które nie posiadają obecnie tego rodzaju instalacji, takich jak kraje bałtyckie, Grecja czy Rumunia (GWEC, 2025). Prognozowany dynamiczny rozwój sektora w perspektywie najbliższych lat i kolejnych dekad wskazuje, że łączna moc morskiej energetyki wiatrowej w Unii Europejskiej, zgodnie z przyjętymi strategiami, powinna osiągnąć do 2050 roku poziom około 300 GW (European Commission, 2020).

Dynamiczny rozwój sektora w ostatnich latach nie ogranicza się jedynie do Europy, a najważniejszym czynnikiem kształtującym globalny krajobraz morskiej energetyki wiatrowej jest szybka ekspansja tego sektora w Chinach (Wykres 4). Państwo to zajmuje obecnie pozycję największego producenta energii z morskich farm wiatrowych, odpowiadając za ponad połowę światowej mocy zainstalowanej w turbinach *offshore* (Wykres 5). W ciągu 15 lat od uruchomienia pierwszej farmy wiatrowej (*Donghai Bridge Wind Farm*) w 2010 roku Chiny rozbudowały moc produkcyjną do 41 GW. Szczególny pod tym względem był rok 2021, kiedy uruchomiono wiele farm wiatrowych (m.in. *Jiangsu Qidong*), odpowiadających za większość globalnego przyrostu produkcji morskiej energii wiatrowej i podłączających do sieci w ciągu jednego roku więcej mocy niż wynosiła łączna moc zainstalowana w sektorze *offshore* w jakimkolwiek wcześniejszym roku na świecie (Durakovic, 2021) (USDE, 2022).



Wykres 4. Roczne przyrosty mocy zainstalowanej morskiej energii wiatrowej na świecie w latach 2006–2024 (GW)

ŹRÓDŁO: GWEC, 2025

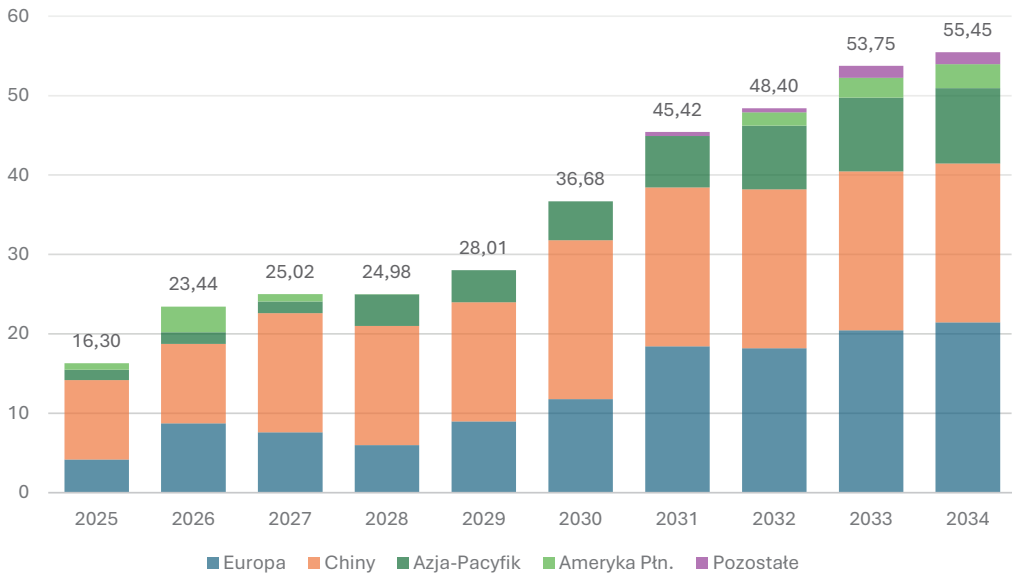


Wykres 5. Udział w globalnej mocy zainstalowanej morskiej energii wiatrowej na świecie w 2024 roku

ŹRÓDŁO: GWEC, 2025

W początkowym etapie rozwoju sektora morskie farmy wiatrowe były lokalizowane relatywnie blisko linii brzegowej. W 2024 roku Ministerstwo Zasobów Naturalnych Chińskiej Republiki Ludowej wydało decyzje administracyjne umożliwiające realizację kolejnych projektów w większej odległości od wybrzeża (co najmniej 30 km) oraz na akwenach o większych głębokościach. Oznacza to nowy etap w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Chinach, które już obecnie posiadają w tym sektorze istotny potencjał produkcyjny. W ostatnich latach znacząco rozwinęto infrastrukturę związaną z produkcją i obsługą morskich turbin w wielu miastach na wybrzeżu (np. Yancheng, Nantong, Yangjiang, Shantou). Potencjał produkcyjny Chin w tym zakresie jest szacowany na około 20 GW rocznie, co – zgodnie z dostępnymi prognozami – powinno stanowić poziom wystarczający do zaspokojenia przewidywanego popytu inwestycyjnego kraju w perspektywie kolejnej dekady (GWEC, 2025).

Chiny pozostaną dynamicznym rynkiem w tym obszarze także w nadchodzących latach, zwiększając planowane moce produkcyjne z turbin *offshore* o kolejne 65 GW do końca dekady i kolejne 100 GW do 2035 roku. Będą tym samym odpowiadały za istotny udział rozwoju globalnego rynku morskiej energii wiatrowej (Wykres 6). Należy w tym miejscu zauważyć, że wraz z Chinami przewidywany jest rozwój tego sektora w całym regionie Azji-Pacyfiku. Prognozowany jest, szczególnie po 2030 roku, znaczący rozwój morskiej energetyki wiatrowej także w innych krajach regionu. Na wyróżnienie w tym kontekście zasługuje Tajwan, który już dzisiaj jest drugim po Chinach najważniejszym rynkiem regionu i odpowiada za 3,7% globalnych mocy produkcyjnych. Prognozuje się dalszą



Wykres 6. Prognozowane roczne przyrosty zainstalowanej morskiej energii wiatrowej na świecie w latach 2025–2034 (GW)

ŹRÓDŁO: GWEC, 2025

rozbudowę mocy produkcyjnych w latach 2026–2035 o kolejne 15 GW, co ma istotne znaczenie dla gospodarki Tajwanu, praktycznie całkowicie uzależnionej od importu źródeł energii z zagranicy. Swoje farmy wiatrowe planują rozwijać również Korea Południowa i Japonia, z których każda ma odpowiadać za około 4% przyrostu mocy w regionie Azji i Pacyfiku do 2034 roku. W przypadku Japonii decydujący jest rozwój technologii pływających turbin *offshore*, które ze względu na specyfikę geograficzną akwenów wokół Japonii będą dominującą technologią w rozwoju sektora.

Europa i region Azji-Pacyfiku wraz z Chinami praktycznie zdominują przewidywany rozwój sektora morskiej energii odnawialnej w nadchodzącej dekadzie. Planowane instalacje w Stanach Zjednoczonych stoją pod znakiem zapytania, a prognozy rozwoju tego rynku w USA w ostatnim czasie zostały mocno ograniczone. Uwarunkowania regulacyjne i obecna polityka władz amerykańskich, wstrzymująca wszystkie aukcje dzierżawy obszarów morskich na szelfie kontynentalnym, oraz nakładane na partnerów handlowych cła znacząco utrudnią rozwój projektów w nadchodzących latach. Aktualnie prognozuje się zainstalowanie jedynie 6 GW mocy w USA do końca dekady. Pozostaje to w wyraźnej sprzeczności z prognozami rozwoju sektora w ujęciu globalnym, dla którego całkowity przyrost mocy produkcyjnych w latach 2025–2034 szacowany jest na poziomie 350 GW. Tym samym skumulowana moc zainstalowanej morskiej energii wiatrowej na świecie wzrośnie do około 441 GW (GWEC, 2025). Choć przyrost ten wskazuje na niezwykle dużą dynamikę rozwoju sektora, szczególnie w regionach Europy i Azji-Pacyfiku, w debacie

dotyczącej konieczności zrównoważonego rozwoju podkreślana jest konieczność dalszego znaczącego rozbudowywania możliwości produkcyjnych. Realizacja celów klimatycznych wymaga kontynuacji ambitnych inwestycji w sektorze morskiej energetyki wiatrowej. *Global Offshore Wind Alliance* (GOWA), powołany podczas konferencji klimatycznej COP 27, zobowiązał się do osiągnięcia poziomu mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych na poziomie 2000 GW do 2050 roku. Jednocześnie dostępne prognozy wskazują, że w tym samym okresie możliwe jest osiągnięcie jedynie około połowy tej wartości (tj. około 1 TW) (Tumse i in., 2024).

Energia oceaniczna

Energia oceaniczna (ang. *ocean energy*), określana także czasami jako energia morska (ang. *maritime energy*), obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej za pomocą urządzeń napędzanych ruchem wody morskiej, różnicami temperatur wody morskiej lub gradientami zasolenia (IRENA, 2024). Energia morska stanowi więc formę bezpośredniego wykorzystania energii pochodzącej z procesów zachodzących w morzach i oceanach i jest wskazywana, obok energetyki wiatrowej, jako element składowy morskiej energetyki odnawialnej. Należy jednak już na wstępie zaznaczyć, że pozyskiwanie energii z tych źródeł ma w większości w dalszym ciągu charakter eksperymentalny i demonstracyjny, a wykorzystanie tych źródeł w formie komercyjnej wymaga dalszego rozwoju odpowiednich technologii. Z tego względu globalna moc generowana przez urządzenia wykorzystujące ten rodzaj energii ma nieporównywalnie mniejszą skalę i znaczenie w porównaniu z wcześniej omówioną morską energetyką wiatrową.

Spośród wymienionych rodzajów energii, największe komercyjne oczekiwania związane są z wykorzystaniem energii pływów (*tidal energy*) i fal (*wave energy*). W przypadku tej pierwszej jest to energia kinetyczna pozyskiwana z pływów morskich, a produkcja energii odbywa się głównie w pobliżu linii brzegowej. Zaletą tego rodzaju energii jest przewidywalność wynikająca z cykliczności pływów (IRENA, 2024). Pierwszą elektrownię na świecie (240 MW) wykorzystującą energię pływów uruchomiono już w 1966 roku w La Rance we Francji, a kolejne tego rodzaju instalacje zbudowano także w Korei Południowej (największa o mocy 243 MW), Kanadzie, Rosji i Wielkiej Brytanii (Khare i in., 2019). Z przedstawionych informacji wynika, że technologie pozyskiwania energii z pływów są znane od dłuższego czasu i były wykorzystywane już wcześniej niż technologia opisanych turbin *offshore*. Pomimo wieloletnich badań i funkcjonowania pojedynczych instalacji komercyjnych w powyższych krajach technologie wykorzystujące energię pływów morskich pozostają na relatywnie wczesnym etapie rozwoju i nie osiągnęły dotąd skali szerokiej komercjalizacji (Chowdhury i in., 2021). Przykładowo od 2010 roku w Europie wdrożono 32 MW mocy zainstalowanej w ramach technologii wykorzystującej energię pływów, z czego 12,7 MW jest aktualnie wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej, natomiast 19,3 MW zostało wycofane z eksploatacji po zakończeniu okresu realizacji projektów. W tym zakresie Europa pozostaje liderem, odpowiadając za 3/4 zainstalowanej mocy (OEE, 2025). Instalacje uruchamiane w ostatnich latach charakteryzowały

się zatem relatywnie niewielką mocą i miały przede wszystkim charakter demonstracyjny. Całkowita globalna moc produkcji energii z pływów szacowana jest na około 0,5 GW, z czego większość zapewniają dwie elektrownie: we Francji (La Rance) i Korei Południowej (Sihwa Lake).

Druga ze wspomnianych – energia falowa – odnosi się do wytwarzania energii elektrycznej przy użyciu urządzeń napędzanych ruchem fal, przy czym ten rodzaj energii może być wytwarzany zarówno w pobliżu linii brzegowej, jak i na otwartym oceanie. Większość technologii konwersji energii fal wykorzystuje pływające urządzenia (przytwierdzone lub nie do dna morskiego). Urządzenia te poruszają się w górę i w dół wraz z falami, wykorzystując ten ruch do przepychania wody lub sprężonego powietrza przez turbiny (IRENA, 2024). Jeśli chodzi o moc produkcji energii, skala inwestycji jest w tym przypadku jeszcze mniejsza niż dla energii pływów. Od 2010 roku w Europie zainstalowano łącznie 13,5 MW mocy w ramach energetyki falowej. Obecnie w eksploatacji znajduje się 830 kW, natomiast 12,6 MW zostało wycofane z użytkowania po zakończeniu programów demonstracyjnych. Technologia ta przechodzi z fazy demonstracyjnej do etapu projektów pilotażowych, co skutkuje niewielką mocą zainstalowaną. Oczekuje się, że wartości te ulegną zwiększeniu w ciągu najbliższych pięciu lat wraz z uruchomieniem pierwszych farm falowych. Moc zainstalowanych w ostatnich latach urządzeń wykorzystujących energię fal w Europie stanowiła połowę całkowitej globalnej zainstalowanej mocy (OEE, 2025). Instalacje wytwarzające energię elektryczną z fal uruchomiono m.in. w: Hiszpanii, Portugalii, Niderlandach i Szwecji (European Commission, 2025).

Wśród form energii kinetycznej pochodzącej z oceanów wyróżnia się jeszcze energię prądów morskich (*current energy*). Odnosi się ona do energii zawartej w stałych przepływach wód oceanicznych napędzanych przez wiatry, zmiany gęstości, zasolenia i temperatury. Energia tego rodzaju jest zazwyczaj pozyskiwana na płytkich wodach i w miejscach oddalonych od lądu (ponad 20 km od wybrzeża, na głębokościach przekraczających 500 m) i może stanowić stałe źródło energii (IRENA, 2024). Technologie w zakresie produkcji tego rodzaju energii są jeszcze w fazie demonstracyjnej lub testowej i nie mają zastosowania komercyjnego. Choć niektóre teoretyczne oceny potencjału energii prądów oceanicznych wskazują, że prądy te stanowią jedno z największych niewykorzystanych źródeł energii odnawialnej na świecie, wciąż występuje znaczna niepewność i luki w wiedzy, dotyczące możliwej skali ich wykorzystania. W tym kontekście należy wziąć pod uwagę liczne wyzwania związane z pozyskiwaniem energii prądów wód głębokich i na dużych odległościach od wybrzeża, jak również osłabiające oddziaływanie, jakie elektrownie turbinowe mogłyby wywierać na same prądy. Ze względu na to można stwierdzić, że energia prądów oceanicznych nie będzie miała znaczącego udziału w globalnej produkcji energii w dającej się przewidzieć przyszłości (Samsó i in., 2023).

Ostatnią grupę potencjalnych źródeł energii, wykorzystujących fizyko-chemiczne właściwości wód oceanicznych stanowią energia z gradientu zasolenia (ang. *salinity gradient energy*) i konwersja energii termicznej oceanów (ang. *ocean thermal energy conversion*). W przypadku pierwszej z wymienionych produkcja energii wynika z przekształcenia energii swobodnej mieszania w energię elektryczną i zachodzi, gdy woda słodka miesza się

z wodą morską. Wykorzystanie tego zjawiska jest potencjalnie możliwe w szczególności w miejscach ujścia rzek do morza/oceanu (IRENA, 2024). Projekty wykorzystujące to zjawisko mają na razie wyłącznie charakter badawczy i demonstracyjny o niewielkiej mocy produkcyjnej. W przypadku Unii Europejskiej instalacje badawcze w tym obszarze uruchomiono w Niderlandach (2014) i we Francji (2024) (European Commission, 2025). Druga z wymienionych technologii zakłada z kolei wykorzystanie różnicy temperatur pomiędzy zimną wodą głębinową (na głębokości 800–1000 m) a ciepłą wodą powierzchniową, przy minimalnej różnicy wynoszącej 20°C. Technologia ta ma większy potencjał wykorzystania w miejscach, gdzie woda powierzchniowa jest cieplejsza od wody głębinowej (np. regiony tropikalne). Obecnie w Europie nie ma instalacji wykorzystujących technologię konwersji energii termicznej oceanów. Testy w tym zakresie są prowadzone w Japonii, Stanach Zjednoczonych, Chinach i Indiach (IRENA, 2024) (European Commission, 2025).

Zakończenie

Błękitna energia może stanowić istotny element przyszłego miksu energetycznego, a w szerszym ujęciu – realizacji strategii zrównoważonego rozwoju gospodarczego. Morska energetyka odnawialna, która w dotychczasowej strukturze produkcji energii obejmuje przede wszystkim morską energetykę wiatrową, już obecnie pełni istotną rolę jako źródło energii w wybranych krajach. Dynamiczny rozwój tego sektora ma w nadchodzących latach ulec dalszemu przyspieszeniu, a moce zainstalowane w morskiej energetyce odnawialnej zwiększą się wielokrotnie w perspektywie najbliższej dekady. Do tego procesu sukcesywnie będą dołączać kolejne państwa, w tym Polska. Dalszy postęp technologiczny – w szczególności rozwój pływających farm wiatrowych – umożliwi lokalizację instalacji w obszarach dotychczas niedostępnych dla tradycyjnych rozwiązań *offshore*. W skali globalnej głównymi motorami wzrostu sektora pozostaną Europa oraz region Azji i Pacyfiku, które kontynuują rozwój technologii morskich turbin wiatrowych oraz intensywnie rozbudowują infrastrukturę niezbędną do integracji tego źródła energii. W perspektywie najbliższej dekady globalna moc zainstalowana w morskiej energetyce wiatrowej może wzrosnąć nawet pięciokrotnie, natomiast prognozy długoterminowe, choć obciążone znaczną niepewnością, wskazują na możliwość osiągnięcia do połowy XXI wieku poziomu od 1 do 2 TW zainstalowanej mocy.

Druga grupa technologii zaliczanych do energii morskiej, mimo że obejmuje szerokie spektrum rozwiązań technologicznych, charakteryzuje się zdecydowanie mniejszym potencjałem produkcyjnym. Większość technologii klasyfikowanych jako *ocean energy* pozostaje na wczesnym etapie rozwoju, a funkcjonujące obecnie na świecie instalacje mają w przeważającej mierze charakter badawczy lub demonstracyjny. Technologie wykorzystujące energię oceaniczną nie osiągnęły dotąd etapu pełnej komercjalizacji. Pomimo tego, że ocean – ze względu na swoje właściwości fizyczne i chemiczne – mógłby stanowić stabilne i przewidywalne źródło energii, konieczne są dalsze badania i rozwój technologiczny w celu umożliwienia jego wykorzystania na skalę komercyjną. W dającej się przewidzieć przyszłości energia oceaniczna nie będzie stanowić istotnego elementu miksu

energetycznego, a jej szerszego wdrożenia komercyjnego nie należy oczekiwać przed 2030 rokiem. W konsekwencji wkład tego rodzaju energii w realizację celów dotyczących odnawialnych źródeł energii w nadchodzącej dekadzie będzie najprawdopodobniej marginalny. Zgodnie ze strategią Unii Europejskiej w zakresie morskich odnawialnych źródeł energii, docelowy poziom mocy zainstalowanej w technologiach energii oceanicznej określono na 1 GW w 2030 roku i 40 GW w 2050 roku. Wskazuje to, że udział tego segmentu w produkcji błękitnej energii pozostanie w najbliższych latach niewielki w porównaniu z założeniami dla morskiej energetyki wiatrowej, dla której cele wyznaczono odpowiednio na 111 GW w 2030 roku i 317 GW w 2050 roku (European Commission, 2025). W ramach energii oceanicznej jako technologie o największym potencjale przyszłej komercjalizacji najczęściej wskazuje się energię pływów i energię fal, przy czym przemysł Unii Europejskiej odgrywa w tym obszarze wiodącą rolę na świecie, dysponując znaczącym portfelem patentów obejmujących odpowiednie technologie.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Chowdhury, M.S., Rahman, K.S., Selvanathan, V., Nuthammachot, N., Suklueng, M., Mostafaiepour, A., Habib, A., Akhtaruzzaman, M., Amin, N., Techato, K., 2021, Current trends and prospects of tidal energy technology. *Environment, Development and Sustainability*. Vol. 23, str. 8179–8194.
- [2] DBWF, 2025, *Dogger Bank Wind Farm*. <https://doggerbank.com/>
- [3] Durakovic, A., 2021, *Largest Offshore Wind Farm in China Fully Grid Connected*. <https://www.offshorewind.biz/2021/12/27/largest-offshore-wind-farm-in-china-fully-grid-connected/>
- [4] European Commission, 2008, *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Offshore Wind Energy: Action needed to deliver on the Energy Policy Objectives for 2020 and beyond*. Brussels: COM (2008) 768 final.
- [5] European Commission, 2020, *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions "An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future"*. Brussels: COM (2020) 741.
- [6] European Commission, 2025, *The EU Blue Economy Report 2025*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- [7] gospodarkamorska.pl, 2017, *Vindeby przechodzi na emeryturę*. Retrieved from gospodarkamorska.pl: <https://www.gospodarkamorska.pl/stocznie-offshore-vindeby-przechodzi-na-emeryture-18988>
- [8] GWEC, 2025, *Global Offshore Wind Report 2025*. Lisbon: Global Wind Energy Council.
- [9] IRENA, 2024, *Energy taxonomy: Classifications for the energy transition*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- [10] Khare, V., Khare, C., Nema, S., Baredar, P., 2019, Introduction of Tidal Energy. In V. Khare, C. Khare, S. Nema, & P. Baredar, *Tidal Energy Systems* (str. 41–114, Elsevier).
- [11] Komisja Europejska, 2012, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. „Niebieski wzrost” szanse dla zrównoważonego wzrostu w sektorach morskich*. Bruksela: KOM/2012/0494.
- [12] Komisja Europejska, 2014, *Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Niebieska energia – Działania, które należy podjąć do roku 2020 i później w celu wykorzystania potencjału energetycznego europejskich*. Bruksela: KOM/2014/08.

- [13] NCM, 2025, *The energy transition in Nordic oceans*. Retrieved from Nordic Council of Ministers (NCM): <https://pub.norden.org/nordicinnovation2025-05/6-the-energy-transition-in-nordic-oceans>
- [14] NRF, 2025, *International offshore wind: Floating offshore wind*. Norton Rose Fulbright.
- [15] OEE, 2025, *Ocean Energy Stats and Trends 2024*. Ocean Energy Europe.
- [16] Ringwood, J. V., 2022, Marine renewable energy devices and their control: An overview. *IFAC-PapersOnLine*. Vol. 55, Issue 31, s. 136–141.
- [17] Samsó, R., Crespin, J., García-Olivares, A., Solé, J., 2023, Examining the Potential of Marine Renewable Energy: A Net Energy Perspective. *Sustainability*. 15 (10). <https://doi.org/10.3390/su15108050>
- [18] Tethys, 2025, *Hornsea 2 Wind Farm*. <https://tethys.pnnl.gov/wind-project-sites/hornsea-2-wind-farm>.
- [19] Tumse, S., Bilgili, M., Yildirim, A., Sahin, B., 2024, Comparative Analysis of Global Onshore and Offshore Wind Energy Characteristics and Potentials. *Sustainability*. 16 (15), <https://doi.org/10.3390/su16156614>
- [20] UNIC, 2016, *Cele Zrównoważonego Rozwoju*. Retrieved from latforma SDG – Sustainable Development Goals. UNIC Warsaw: <https://www.un.org.pl/cel14>
- [21] USDE, 2022, *Offshore Wind Market Report: 2022 Edition*. U.S. Department of Energy.
- [22] Wyatt, S., Connon, A., Graham, A., Willett, M., 2023, *IEA Wind Technology Collaboration Programme. United Kingdom Report 2023*. Paris: International Energy Agency (IRA).

Krzysztof JERZAK 
ORCID: 0000-0002-0183-1928

Szkoła Doktorska SGH
al. Niepodległości 162
02-554 Warszawa

Drugie życie kopalni – możliwości wykorzystania nieczynnych kopalni węgla na potrzeby transformacji energetycznej i minimalizacji zjawiska osieroceń

Abstrakt: Transformacja energetyczna przyspiesza, a globalne regulacje klimatyczne prowadzą do odchodzenia od paliw kopalnych. Prowadzi to do występowania zjawiska osieroceń, czyli kosztów, aktywów i zasobów osieroconych. Jednym z kierunków ograniczania skali tego problemu jest rozwój alternatywnych technologii magazynowania energii, możliwych do zaadaptowania w infrastrukturze pokopalnianej. Potencjalne rozwiązania obejmują m.in. systemy, takie jak: UPSH, A-CAES, MTES oraz inne innowacyjne grawitacyjne technologie magazynowania energii, które dodatkowo mogą przyczynić się do zwiększenia stabilności energetycznej w warunkach postępującej transformacji systemu energetycznego.

Słowa kluczowe: aktywa osierocone, koszty osierocone, zasoby osierocone, osierocenia, transformacja energetyczna, kopalnie węgla, polityka klimatyczna, likwidacja kopalni, magazynowanie energii

The second life of mines – the possibilities of using closed coal mines for the purposes of energy transformation and minimizing the phenomenon of orphans

Abstract: The energy transition is accelerating, and global climate regulations are leading to a move away from fossil fuels. This results in the emergence of “stranded,” meaning stranded costs, assets, and resources. One way to reduce the scale of this problem is the development of alternative energy-storage technologies that can be adapted for use in post-mining infrastructure. Potential solutions include systems such as UPSH, A-CAES, MTES, and other innovative gravitational energy-storage technologies, which can additionally help increase energy stability amid the ongoing transformation of the energy system.

Keywords: stranded assets, stranded costs, stranded resources, energy transition, coal mines, climate policy, abandoned mines, energy storage.

Wstęp

Dynamicznie postępująca transformacja energetyczna prowadzi do głębokich zmian w strukturze wytwarzania i wykorzystania energii. Międzynarodowe porozumienia wyznaczają kierunek redukcji emisji gazów cieplarnianych i dekarbonizacji, co wiąże się ze stopniowym odchodzeniem od paliw kopalnych. Proces ten jest szczególnie istotny w krajach z wysokim stopniem uzależnienia od tego typu źródeł energii.

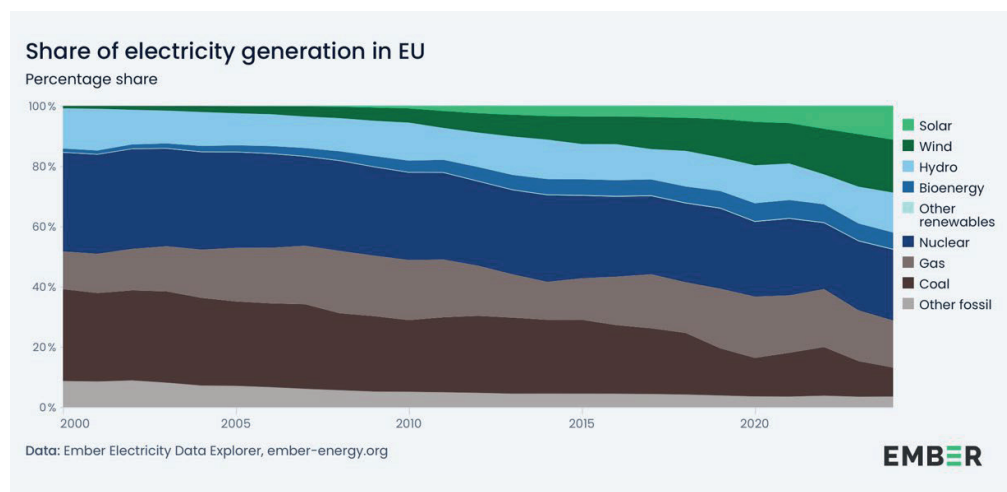
W Polsce, gdzie od dekad energetyka oparta jest na węglu, transformacja ta nie prowadzi jedynie do zmian technologicznych, ale i do poważnych skutków ekonomiczno-społecznych. Do negatywnych zjawisk tego procesu zalicza się tzw. osierocenia, czyli koszty, aktywa i zasoby osierocone, które w wyniku różnych czynników zewnętrznych stają się stratą ekonomiczną. Pojęcie to wywodzące się z czasów liberalizacji rynków energii, obecnie nabiera szerszego znaczenia. Skala i dynamika tego zjawiska są szczególnie widoczne w sektorze górnictwa węgla. Proces likwidacji kopalń powoduje nie tylko utratę potencjału produkcyjnego, lecz także problem z gospodarowaniem pozostawioną infrastrukturą i rekultywacją terenu. Analiza zjawiska osierocenia staje się zatem istotnym elementem w analizie ryzyk związanych z transformacją energetyczną oraz bodźcem do poszukiwania innowacyjnych form zagospodarowania infrastruktury pokopalnianej jako metod ograniczających ich występowanie.

Niniejsze opracowanie ma na celu zarysowanie genezy i istoty zjawiska osierocenia w kontekście transformacji energetycznej w Polsce, a także przedstawienie technologii magazynowania energii jako potencjalnych instrumentów ograniczających skalę tych zjawisk w procesie likwidacji kopalń. Zaprezentowano w nim międzynarodowe tło regulacyjne i zmiany w strukturze miksu energetycznego. Zestawienie to pozwala na podjęcie dalszych rozważań dotyczących złożoności problemu, którego niwelacja może odegrać kluczową rolę w polskiej transformacji energetycznej.

Zjawisko osierocenia jako negatywny aspekt transformacji energetycznej. Od globalnych regulacji klimatycznych do zmian w krajowym miksie energetycznym

Postępujące zmiany klimatyczne generują potrzebę implementacji globalnych regulacji ukierunkowanych na ograniczanie dalszej eskalacji tego zjawiska i minimalizację jego negatywnych konsekwencji. Jednym z najważniejszych współczesnych dokumentów mających na celu ograniczenie globalnego ocieplenia i walkę ze zmianą klimatu jest Porozumienie paryskie, osiągnięte podczas Konferencji ONZ w sprawie Zmian Klimatu (COP21) w Paryżu 12 grudnia 2015 roku (United Nations, 2025). Ostatecznie weszło ono w życie 4 listopada 2016 roku, gdy został spełniony warunek ratyfikacyjny przez co najmniej 55 państw odpowiedzialnych za co najmniej 55% globalnych emisji gazów cieplarnianych (Rada Unii Europejskiej, 2025a). Unia Europejska zatwierdziła je w drodze decyzji dnia 5 października 2016 roku (Rada Unii Europejskiej, 2016), natomiast Polska dokonała jego ratyfikacji poprzez ustawę podpisaną przez Prezydenta 6 października 2016 roku (Dz.U. 2016, poz. 1631).

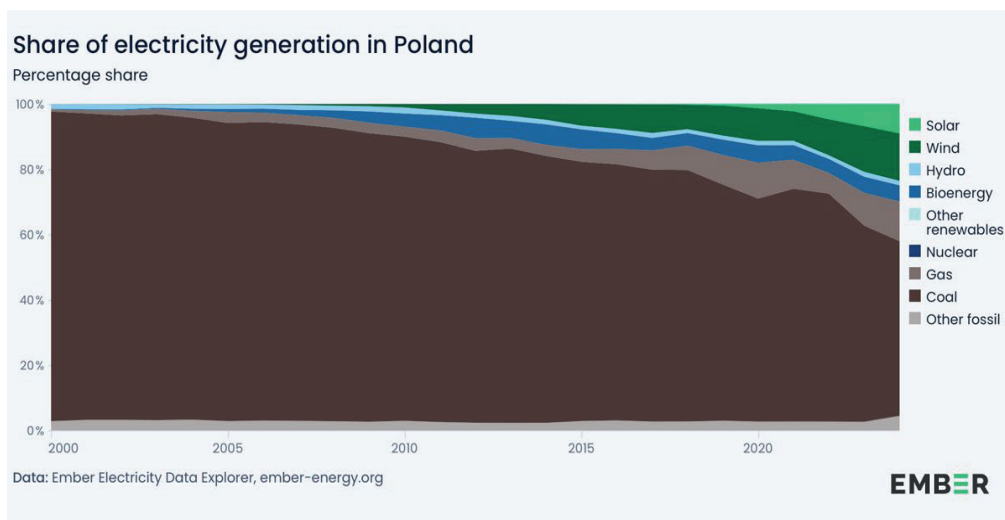
Celem długoterminowym jest zatrzymanie wzrostu średniej globalnej temperatury na poziomie 1,5°C do końca tego stulecia. Aby to osiągnąć, pierwotnie założono 40% redukcję emisji gazów cieplarnianych w całej gospodarce UE do 2030 roku w porównaniu z rokiem 1990 (Rada Unii Europejskiej, 2016). Według najnowszych aktualizacji Unia Europejska zamierza do 2030 roku zredukować emisję gazów cieplarnianych netto o 55%, natomiast do 2035 roku – od 66,25% do 72,5%, co ma doprowadzić do neutralności klimatycznej w 2050 roku. Powyższe plany wiążą się z koniecznością transformacji sektora energetycznego, aby stał się w przeważającej części wolny od paliw kopalnych (Rada Unii Europejskiej, 2025b). Unia Europejska dąży do osiągnięcia już w latach 30. XXI wieku globalnego systemu elektroenergetycznego w pełni lub w znaczącej części zdekarbonizowanego, bez tworzenia nowych elektrowni węglowych (Rada Unii Europejskiej, 2025c). Według najnowszych danych za 2024 rok produkcja energii elektrycznej w Unii Europejskiej opierała się w 10% na węglu i w 16% na gazie ziemnym, natomiast instalacje fotowoltaiczne i elektrownie wiatrowe odpowiadały – odpowiednio – za 11% i 17% wytwarzanej energii. Jest to pierwszy raz, gdy ze słońca pozyskano więcej energii niż z węgla (Rosslowe, Petrovich, 2025).



Rysunek 1. Udział źródeł wytwórczych w produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej od 2000 do 2024 roku

ŹRÓDŁO: EMBER 2025

Polski miks energetyczny prezentuje się wyraźnie odmiennie, charakteryzując się dominującą rolą paliw kopalnych jako podstawowym źródłem wytwarzania energii elektrycznej. W latach 2000–2005 węgiel odpowiadał za 92–95% produkcji energii. Trend spadkowy rozpoczął się jednak dopiero w 2010 roku, gdy węgiel zmniejszył swój udział z około 87% w 2010 roku do około 80% w 2015 roku. Wynikało to głównie z rozwoju



Rysunek 2. Udział źródeł wytwórczych w produkcji energii elektrycznej w Polsce od 2000 do 2024 roku

ŹRÓDŁO: EMBER 2025

energetyki wiatrowej i większego zużycia gazu. Od 2016 roku tempo redukcji udziału węgla uległo znacznemu przyspieszeniu, co wiąże się m.in. z wejściem w życie Porozumienia paryskiego, wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ i dynamicznym rozwojem fotowoltaiki, obserwowanym od lat 2019–2020. Według najnowszych danych za 2024 rok udział węgla w krajowym miksie energetycznym znacząco się obniżył, jednakże dalej pozostaje na wysokim poziomie w odniesieniu do innych krajów UE, osiągając około 53%. Równocześnie odsetek energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych wyraźnie wzrósł w porównaniu z okresem bezpośrednio po zawarciu Porozumienia paryskiego (2015 – 13,8%, 2016 – 13,7%). W 2024 roku blisko 30% energii elektrycznej w Polsce pochodziło już z odnawialnych źródeł energii – por. Rysunek 1 i 2 (EMBER, 2025).

Postępująca transformacja energetyczna, czyli geneza zjawiska osieroceń w Polsce

Polska transformacja energetyczna rozpoczęła się w zasadzie pod koniec XX wieku jako jeden z elementów zmiany gospodarki na rynkową, czyli wraz z początkiem kapitalizmu. Za jej genezę można uznać wprowadzenie Ustawy z 24 lutego 1990 roku, likwidującej Wspólnotę Węgla Kamiennego, Wspólnotę Energetyki i Węgla Brunatnego. Zarządzanie krajową energetyką powierzono Ministrowi Przemysłu i Handlu, na którego barkach spoczęła koordynacja procesów legislacyjnych związanych z otwartym rynkiem i prywatyzacją (Dz.U. 1990 nr 14 poz. 89). Głównym celem procesu transformacji poza aspektami ekonomicznymi i technologicznymi, takimi jak redukcja kosztów, poprawa efektywności

w sektorze energetycznym i jego unowocześnienie, było umożliwienie odbiorcom energii wyboru jej dostawcy. Zostało to sprecyzowane w Ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348). Decentralizacja systemu energetycznego oznaczała, iż na szczeblu centralnym podejmowano jedynie decyzje strategiczne, czyli planowanie i prognozowanie działań dotyczących rozwoju energetyki, natomiast to samorządy gminne były odpowiedzialne za opracowanie założeń do przyjętych planów, uwzględniając przy tym lokalne źródła energii (Krajniak, 2018).

Poza demonopolizacją rynku energii innymi efektami ustawy były uwolnienie rynku, wzrost konkurencyjności, prywatyzacja przedsiębiorstw i podział rynku energii na podsektory: wytwórstwo, przesył, dystrybucja i handel energią (Widerski, 2013: 46). Odnosząc się do jednej z ogólnych zasad mikroekonomii – wzrost konkurencyjności wpływa na obniżenie cen w porównaniu do stanu monopolistycznego. Można zatem uznać te zjawiska za pozytywne efekty liberalizacji. Innym było wprowadzenie zasady *Third Party Access* (TPA), która chociażby umożliwiła wybór dostawcy energii jej odbiorcom końcowym. Z kolei w prawie wspólnotowym liberalizacja rynków energii została wprowadzona na podstawie następujących dyrektyw: 96/92/WE z 1996 r., 2003/54/WE z 2003 r. i 2009/72/WE z 2009 r.

Zmiana podejścia do rynku energii poprzez działania zwiększające konkurencyjność wiąże się nie tylko z pozytywnymi skutkami, lecz także z pewnymi zagrożeniami. Można do nich zaliczyć na przykład obawę o stabilność i bezpieczeństwo energetyczne państwa przy rozproszeniu odpowiedzialności. Był to moment, w którym w Polsce pojawiło się pojęcie kosztów osieroconych. Likwidacja monopolu energetycznego spowodowała, że pierwotne założenia co do przyszłych zysków firm energetycznych w nowych warunkach konkurencyjnych zaczęły być nierealne do osiągnięcia, a co istotne – zyski nie pokrywały poniesionych kosztów (Motowidlak, 2007). Prowadziło to do powstawania kosztów osieroconych, określanых przez Motowidlaka jako: „koszty inwestycji i zobowiązań umownych dokonanych przed rozpoczęciem procesu liberalizacji rynku energii elektrycznej i zaakceptowanych przez organy regulacyjne w stawkach i taryfach opłat, a niemożliwe do odzyskania w nowych warunkach. Ich wysokość stanowi różnica pomiędzy przychodem planowanym w okolicznościach, gdy podejmowano decyzje inwestycyjne, a przychodem możliwym do uzyskania w nowych realiach”.

Współcześnie pojęcie aktywów i zasobów osieroconych jest szerzej rozwijane. Definicja aktywów osieroconych (ang. *stranded assets*), zaprezentowana w raporcie z programu „Stranded Assets” prowadzonego przez Smith School of Enterprise and the Environment na Uniwersytecie Oksfordzkim, trafnie oddaje ich istotę. Program bada zagadnienie aktywów osieroconych, określając je jako: „aktywa, które ucierpiały w wyniku nieprzewidzianych lub przedwczesnych odpisów aktualizujących, dewaluacji lub przekształcenia w zobowiązania” (tłumaczenie własne autora z języka angielskiego). Autorzy raportu wskazują ryzyka związane ze zmianą środowiska jako jeden z powodów występowania takiej sytuacji. Należą do nich wyzwania wynikające ze zmian klimatu, wyczerpywanie zasobów, wprowadzanie nowych regulacji czy zmieniające się normy społeczne oraz panujący trend wśród konsumentów (Caldecott, et al., 2014). Zasoby osierocone

(ang. *stranded resources*) można uznać za szczególną kategorię aktywów osieroconych. Termin ten obejmuje szeroki zakres zasobów naturalnych, które pozostają niewykorzystane lub wykorzystane w ograniczonym stopniu z powodu braku ekonomicznej opłacalności. Przyczyny tego zjawiska są analogiczne do wskazanych w przypadku aktywów osieroconych i obejmują czynniki technologiczne, regulacyjne, polityczne i ogólne zmiany zachodzące na rynkach (Bos, Gupta, 2019). Koszty, aktywa i zasoby osierocone są zatem pojęciami pokrewnymi – powstają poprzez czynnik zewnętrzny powodujący osierocenie, czyli spadek wartości lub utratę zakładanego zysku.

W kontekście niniejszego opracowania przykładem aktywa osieroconego jest zakład górniczy wraz z całą infrastrukturą, którego funkcjonowanie przestaje być ekonomicznie uzasadnione między innymi wskutek wprowadzenia nowych regulacji klimatycznych. Przykładem zasobów osieroconych są z kolei niewydobyte złoża węgla. W zależności od stopnia realizacji polityki klimatycznej, światowe wartości osieroceń są wyrażane w setkach miliardów dolarów w związku z porzuconymi mocami wydobywczymi węgla konwencjonalnego (Johnson et al., 2015). Istnieją również szacunki wskazujące, że wartość netto niewykorzystanego potencjału produkcyjnego paliw kopalnych do roku 2050 może mieścić się w przedziale od 21,5 do 30,6 bln dol., w zależności od przyjętego scenariusza polityki klimatycznej. Wartość aktywów osieroconych według obliczeń badaczy w przypadku elektrowni węglowych może wynieść od 1,3 do 2,3 bln dol. (Chen et al., 2023). Zjawisko osieroceń może rozszerzać się na kolejne segmenty gospodarki, w tym na sektor finansowy. Znaczna część nakładów inwestycyjnych poniesionych w energetyce była finansowana przez instytucje bankowe, co zwiększa ich wrażliwość na związane z tym ryzyko. W Polsce ekspozycja ta wyniosła w 2022 roku około 1,9 mld zł w odniesieniu do paliw kopalnych, natomiast w skali całego sektora sięgała około 21 mld zł (Stefaniak, 2022). Osierocenia uważa się często za źródło ryzyka systemowego, co dodatkowo nadaje wagi temu zagadnieniu (Kurowski, 2024).

W Polsce od listopada 1993 do sierpnia 2022 roku wyłączono z eksploatacji 45 kopalń (Korzus, 2025). Spowodowało to spadek wydobywania o 90 mln ton oraz redukcję zatrudnienia w wysokości 300 tysięcy miejsc pracy od początku okresu transformacji do końca 2019 roku (Instytut Badań Strukturalnych, 2021). Stale prowadzone są dalsze działania mające przyspieszyć likwidację kopalń (Frączyk, 2025), co niesie za sobą wzrost ryzyka osieroceń. Wraz z postępującym odchodzeniem od węgla należy oczekiwać rozwoju innowacyjnych technologii, które usprawnią ten proces i ograniczą jego negatywne konsekwencje. Przewiduje się, że rozwiązania te umożliwią efektywną transformację poszczególnych sektorów, przyczynią się do redukcji emisji zanieczyszczeń, a także wygenerują nowe miejsca pracy (Wojtkowska-Łodej, et al., 2022).

Wtórne zagospodarowanie kopalni węgla jako strategia ograniczająca osierocenia

Zamkniętymi kopalniami zarządza w głównej mierze Spółka Restrukturyzacji Kopalń SA (SRK). Do jej podstawowych zadań należy przeprowadzenie likwidacji kopalni i zabez-

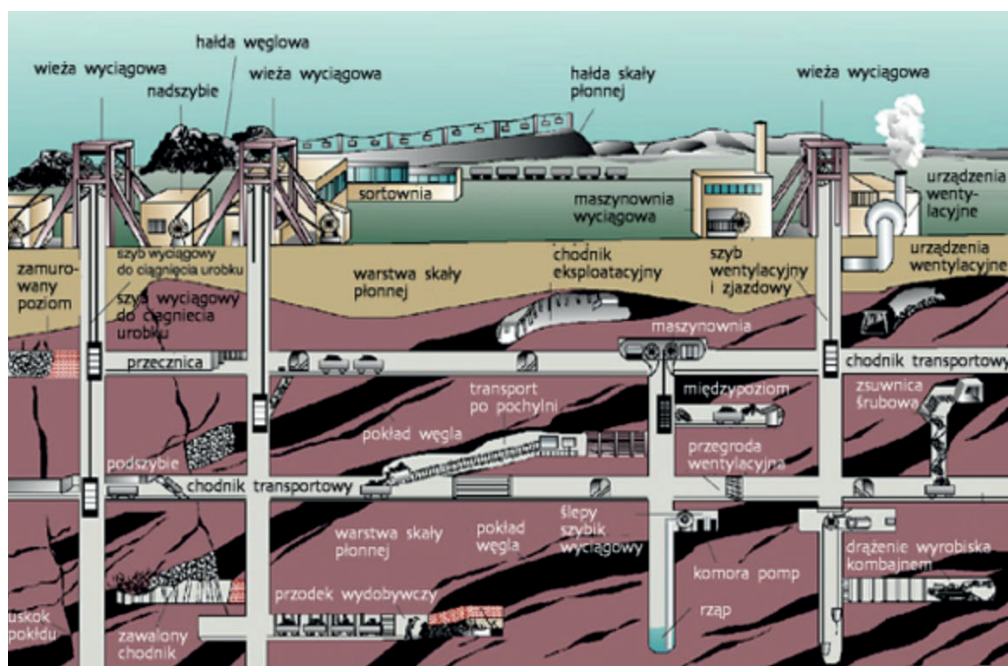
pieczenie sąsiadujących zakładów górniczych przed zagrożeniem pożarowym, wodnym i gazowym (SRK, 2025a). W najnowszym projekcie rozporządzenia ws. likwidacji kopalń opublikowanym przez Ministerstwo Energii, przewiduje się, że likwidacją zakładów górniczych będą mogły zajmować się także inne podmioty niż jedynie SRK. Kwalifikuje się do nich Polską Grupę Górniczą, Południowy Koncern Węglowy oraz Węgłokoks Kraj. Zgodnie z projektem ustawy przedsiębiorstwa te będą pokrywać koszty likwidacji zadań z funduszy likwidacyjnych poszczególnych zakładów górniczych, z własnych pozostałych środków oraz ze wsparcia publicznego, obejmującego dotacje budżetowe i środki uzyskane poprzez podwyższenie kapitału zakładowego firm górniczych w formie skarbowych papierów wartościowych przekazanych przez Skarb Państwa (PAP, 2025).

W ramach struktury SRK funkcjonuje Centralny Zakład Odwadniania Kopalń (CZOK), który zapewnia bezpieczeństwo pracujących zakładów górniczych przed przedostaniem się wody z nieczynnych kopalń. Centralny Zakład Odwadniania Kopalń zabezpiecza przed zalaniem 12 czynnych zakładów górniczych. W związku powyższym funkcjonuje 17 pompowni, które rocznie przetwarzają ponad 100 mln m³ wody (SRK, 2025b).

Wodę kopalnianą można efektywnie wykorzystać chociażby w przemyśle lub w celach grzewczych. W 2012 roku zakończono i oddano do użytku termomodernizację budynku administracji CZOK w Czeladzi. Jednym z celów przeprowadzenia prac remontowych była zmiana systemu grzewczego z wykorzystaniem wody kopalnianej ze zlikwidowanej kopalni „Saturn”. W instalacji zostały wykorzystane pompy ciepła, dla których dolnym źródłem zasilania jest woda pozyskiwana z szybu „Paweł”, o średniej temperaturze rocznej około 13°C. W pierwszym kroku pozyskana woda trafia do zbiornika przelewowego, a następnie do stacji filtrów, gdyż zawiera znaczną ilość związków manganu i żelaza, co może wpływać negatywnie na funkcjonowanie wymiennika pomp ciepła. W kolejnym etapie przepływa do parowacza, gdzie oddaje ciepło i następnie trafia do zbiornika. Później kierowana jest do rzeki Brynicy (Tokarz, Mucha, 2013: 106–110).

Łączna moc grzewcza kotłowni wynosi 117,8 kW, co pozwala ogrzać cały budynek o powierzchni użytkowej wynoszącej 1884 m² i kubaturze ogrzewanej części 6040 m³ (SRK, 2025c). Wykonanie pełnej termomodernizacji (łącznie z elewacją zewnętrzną i stolarką okienną) pozwoliło zaoszczędzić około 278 MWh/rok (411 MWh/rok przed termomodernizacją, 133 MWh/rok po termomodernizacji), zatem korzyść finansowa jest znacznych rozmiarów (Tokarz, Mucha, 2013: 111).

Zamknięte zakłady górnicze obejmują rozległe obszary, które po odpowiedniej rekultywacji i adaptacji mogą zostać przeznaczone do ponownego wykorzystania. Tereny te stwarzają możliwość lokalizacji farm fotowoltaicznych i wiatrowych, obiektów przemysłowych i zabudowy mieszkaniowej, a także zagospodarowania ich na cele rekreacyjne. Istotnym elementem pozostaje również podziemna infrastruktura kopalniana – jak szyby i chodniki transportowe (Rysunek 3) – dysponująca znacznym potencjałem funkcjonalnym. Zasypywanie szybów wiąże się z bardzo wysokimi kosztami, sięgającymi setek milionów złotych, które mogłyby zostać przeznaczone na dostosowanie istniejącej



Rysunek 3. Przekrój schematyczny kopalni węgla

ŹRÓDŁO: ENCYKLOPEDIA PWN, 2025

infrastruktury na przykład do potrzeb technologii magazynowania energii (Dudała, 2025), co może być odpowiedzią na pilną potrzebę transformacji energetycznej nie tylko w Polsce, lecz także na świecie.

PSH (*Pumped-Storage Hydroelectricity*)

Technologia PSH (elektrownie szczytowo-pompowe: ESP) jest dobrze znanym na świecie sposobem magazynowania energii z wykorzystaniem dwóch zbiorników wodnych położonych na różnych wysokościach. Energia elektryczna jest wytwarzana, gdy woda spływa grawitacyjnie z górnego do dolnego zbiornika, przepływając przez turbinę. W celu ponownego napełnienia zbiornika, konieczne jest użycie energii do przepompowania wody z powrotem – na przykład w sytuacji nadprodukcji energii elektrycznej w sieci. Pierwsze znane przykłady wykorzystania tej technologii sięgają lat 90. XIX wieku (U.S. Department of Energy, 2025). Według przeprowadzonego przez Urząd Regulacji Energetyki monitoringu rejestrów w Polsce elektrownie szczytowo-pompowe odpowiadają za 85% całkowitej mocy magazynów energii. Moc i pojemność tego typu magazynów przyłączonych do sieci operatorów według stanu na koniec 2023 roku jest następująca: Stacja Żarnowiec (710 MW, 3800 MWh) widoczna na Rysunku 4 (PGE Energia Odnawialna, 2025), Stacja



Rysunek 4. Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec

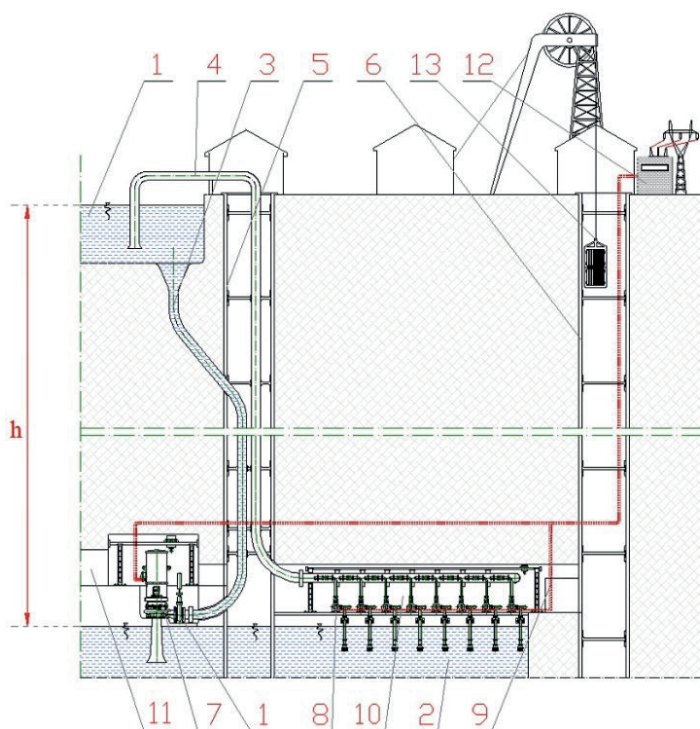
ŹRÓDŁO: PGE ENERGIA ODNAWIALNA, 2025

Bujaków (540 MW, 2000 MWh), Warszawa Solina (198 MW, 640 MWh) (Urząd Regulacji Energetyki, 2024). Na świecie elektrownie szczytowo-pompowe odpowiadają za około 90% światowej mocy magazynowania energii (Kulpa, et al., 2024: 1830).

UPSH (Underground Pumped-Storage Hydropower)

Rozwój technologii elektrowni szczytowo-pompowych, obecnie najważniejszej i najbardziej dojrzałej formy magazynowania energii, prowadzi do poszukiwania nowych lokalizacji, które mogłyby zostać do niej zaadaptowane. Literatura wskazuje w tym kontekście, że wykorzystanie zamkniętych zakładów górniczych węgla jako podziemnych elektrowni szczytowo-pompowych (UPSH) stanowi naturalne rozwinięcie jej klasycznej wersji, co obrazuje Rysunek 5. Kopalnie oferują infrastrukturę, którą można zaadaptować na zbiorniki, komory maszynowe i kanały przepływowe, co istotnie obniży koszty inwestycyjne i ogranicza wpływ na środowisko takiego przedsięwzięcia (Xin Lyu et al., 2022: 16012).

W badaniach dotyczących Polski wskazuje się, że zamknięte kopalnie – osiagające głębokości od około 300 m do ponad 1000 m – stwarzają sprzyjające warunki do lokalizacji podziemnych zbiorników dolnych oraz instalacji pompowo-turbinowych. Tak znaczne różnice wysokości umożliwiają uzyskanie spadków hydraulicznych porównywalnych z tymi,



Oznaczenia: zbiornik górny (1), zbiornik dolny (2), kanał dopływu wód opadowych (3), kanał odprowadzający (4), szyb przepływu wody (5), szyb transportowy (6), turbina wodna (7), pompy odśrodkowe (8), linie energetyczne (9), komora pomp (10), chodnik transportowy (11), stacja transformacji napięcia (12) i klatka transportowa (13)

Rysunek 5. Diagram infrastruktury PSH w zamkniętej kopalni węgla kamiennego

ŹRÓDŁO: GRZEGORZ PECZKIS, 2021: 213–225

które występują w konwencjonalnych, nadziemnych elektrowniach szczytowo-pompowych (PSH). Jednocześnie wykorzystanie istniejących szybów, wyrobisk i systemów odwadniających pozwala na ponowne wykorzystanie infrastruktury pogórnictwa, której utrzymanie stanowi znaczący problem ekonomiczny i środowiskowy (Saigustia, Robak, 2021: 6272).

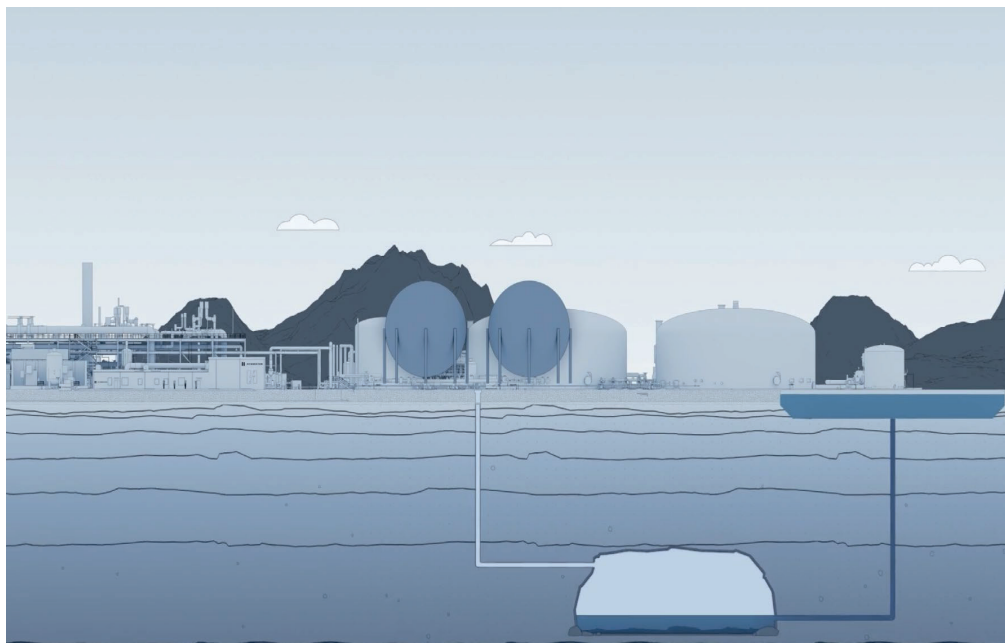
Czechy zrealizowały pilotażowy projekt elektrowni szczytowo-pompowej w zamkniętej kopalni węgla w Jeremenko koło Ostrawy. Instalacja została uruchomiona w lipcu 2015 roku. Wykorzystano istniejący system odwadniania kopalni, montując turbinę Peltona na głębokości około 580 m. Układ osiągnął moc elektryczną około 680 kW przy przepływie $0,14 \text{ m}^3/\text{s}$, wykorzystując krążącą w systemie wodę kopalnianą o temperaturze 26°C . Zbiornik powierzchniowy miał objętość 4000 m^3 , a przewód doprowadzający wodę – średnicę 300 mm. Wyniki pozwoliły oszacować, że docelowa moc podobnych instalacji w warunkach kopalnianych mogłaby wynosić 5–10 MW przy zbiornikach rzędu 20 tys. m^3 .

Rozważano także wykorzystanie ciepła pochodzącego z wody do celów grzewczych (Pecz-
kis, 2021: 213–225).

Badacze wskazują, że z technicznego punktu widzenia istnieje możliwość zrealizowania procesu magazynowania energii na zasadzie działania PSH w kopalni węgla kamiennego. Jednakże ze względu na ograniczenia wynikające z wymiarów szybów kopalnianych moc pojedynczego obiektu nie przekroczy 25 MW bez znaczących inwestycji w infrastrukturę kopalni. Moc rzędu 90 MW może zostać osiągnięta przy stosownych inwestycjach w szyby, wyrobiska i komory (Pecz-
kis, 2021).

A-CAES (*Advanced Compressed Air Energy Storage*)

Technologia A-CAES to przykład wykorzystania kombinacji powietrza, wody i podziem-
nych kawern w twardych skałach w celu magazynowania energii. A-CAES działa podobnie
do CAES (ang. *Compressed Air Energy Storage*), jednakże dodatkowo wychwytuje ciepło.
Elementy infrastruktury tej technologii prezentuje Rysunek 6. Energia elektryczna pobie-
rana jest z nadwyżek pochodzących ze źródeł odnawialnych lub z sieci poza godzinami
szczytu, a następnie wykorzystywana do zasilania sprężarek, które generują ogrzane sprę-
żone powietrze. Ciepło pozyskiwane jest ze sprężonego powietrza i akumulowane w odpo-
wiednim zbiorniku, aby mogło zostać wykorzystane w dalszym etapie. Zimne powietrze



Rysunek 6. Technologia A-CAES firmy Hydrostor

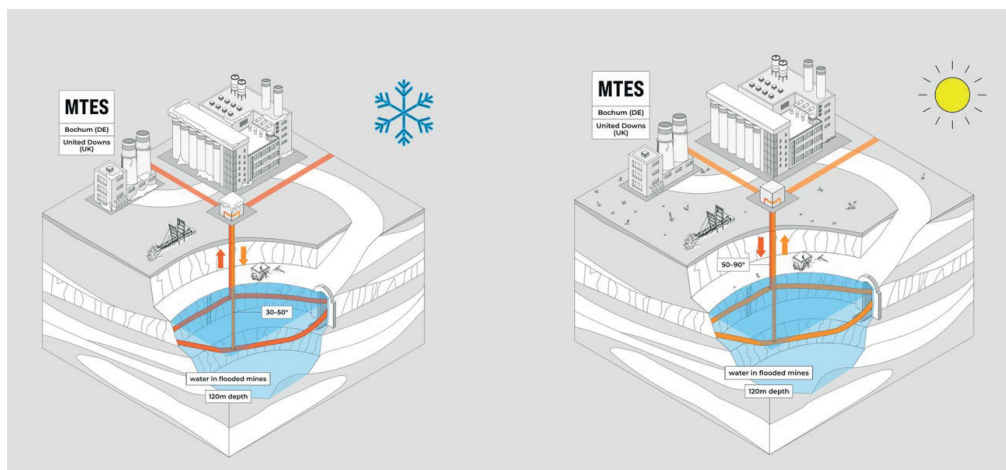
ŹRÓDŁO: HYDROSTOR, 2025A

jest następnie magazynowane w specjalnej kawernie, która wykorzystuje ciśnienie słupa wody do zwiększania gęstości magazynowania i utrzymania stałego ciśnienia w systemie. W momencie zapotrzebowania na energię ciężar słupa wody zostaje uwolniony i dzięki sile grawitacji wypycha zimne powietrze na powierzchnię, gdzie jest łączone ze zmagazynowanym ciepłem i następnie rozprężane w turbinie, generując przy tym energię elektryczną (Hydrostor, 2025a).

Projekt pilotażowy powstał na terenie dawnej kopalni soli w The Goderich Energy Storage Centre, Goderich, Ontario, Kanada o mocy 1,75 MW i pojemności około 10 MWh (Kaczmarczyk, Dobrzaniecki, 2023: 25–36). Obecnie są prowadzone analizy dwóch lokalizacji rozważanych pod kątem realizacji A-CAES: Greater Napanee oraz Loyalist Township. Obydwie lokalizacje są poddawane równoległej ocenie, przy czym etap początkowy przewiduje instalację o mocy 500 MW, natomiast w dalszych fazach rozwojowych zakłada się możliwość zwiększenia dostępnej mocy do poziomu od 1000 do 2000 MW (Hydrostor, 2025b).

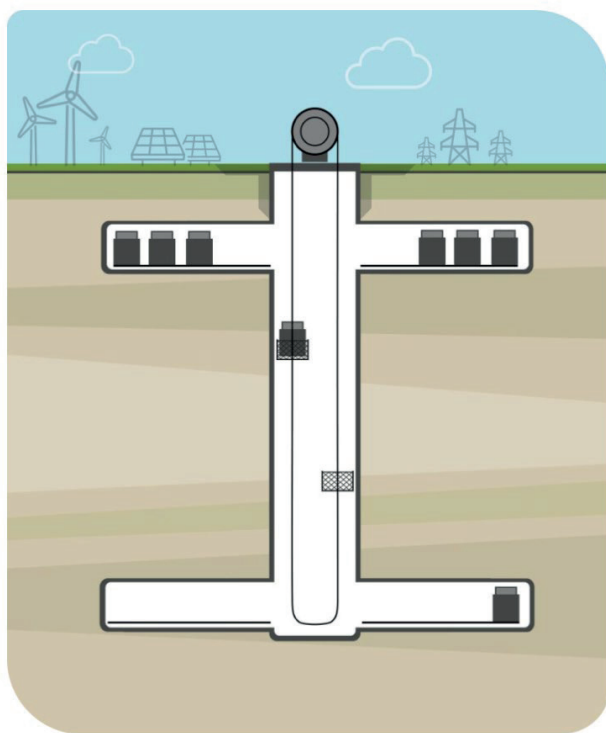
MTES (*Mine Thermal Energy Storage*)

System MTES jest to technologia, w której zalane wyrobiska pogórnice pełnią funkcję podziemnych magazynów ciepła, umożliwiając akumulację energii termicznej w czasie obniżonego zapotrzebowania oraz jej późniejsze wykorzystanie w okresach zwiększonej potrzeby grzewczej (Quiros, et al., 2025). Przykładem skutecznej implementacji tej technologii jest pilotażowy projekt HEATSTORE, gdzie opuszczona kopalnia w Bochum – wcześniej pozyskująca węgiel kamienny – jest wykorzystywana na magazyn ciepła oparty na wodach kopalnianych. Instalacja MTES w Bochum (schemat widoczny na Rysunku 7),



Rysunek 7. Technologia MTES

ŹRÓDŁO: PUSH-IT, 2025



Rysunek 8. GraviStore

ŹRÓDŁO: GRAVITRICITY, 2025A

realizowana w ramach projektu PUSH-IT, zostanie zlokalizowana na terenie centrum technicznego Uniwersytetu Ruhry we współpracy z tą jednostką. Instalacja ma zagospodarowywać letnie nadwyżki ciepła pochodzące z centrum danych. Funkcję magazynu ciepła ma pełnić opuszczona kopalnia Mansfeld (Hahn, et al., 2024).

GraviStore

GraviStore pełni funkcję podziemnego magazynu energii grawitacyjnej, gdzie ciężkie masy są podnoszone i opuszczane w celu magazynowania i uwalniania energii elektrycznej (Rysunek 8). W sytuacji nadwyżki energii odnawialnej lub taniej energii elektrycznej odbywa się podnoszenie ciężkich bloków, dzięki czemu magazynowana jest ich energia potencjalna. Opuszczanie ciężaru przekształca energię potencjalną w kinetyczną, wytwarzając przy tym energię elektryczną. Technologia została tak opracowana, aby wykorzystywać istniejącą infrastrukturę górniczą: szyby i wyciągi kopalniane (Gravitricity, 2025a).

Firma Gravitricity uruchomiła projekt pilotażowy powstał w porcie Leith w Edynburgu. W demonstratorze wykorzystano dwa ciężary o masie 25 ton każdy, które zostały

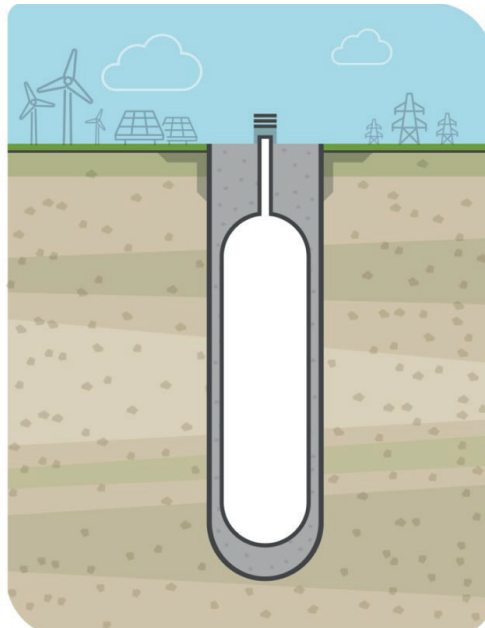
zawieszane na stalowych linach na 15-metrowej konstrukcji. Pozwoliło to wygenerować moc 250 kW (Gravitricity, 2025b).

H₂FlexiStore (*Underground Hydrogen Storage System*)

Gravitricity zaprezentowało również technologię H₂FlexiStore. Jest to modułowy system magazynowania wodoru w zbiornikach składających się z wielowarstwowej powłoki, które instaluje się w podziemnym szybie (Rysunek 9). Pojedynczy moduł może zapewnić magazynowanie do 100 ton wodoru, co przekłada się na 3,3 GWh energii pierwotnej lub 1,6 GWh energii elektrycznej. System został zaprojektowany tak, aby można było go instalować w różnych warunkach geologicznych (Gravitricity, 2025c).

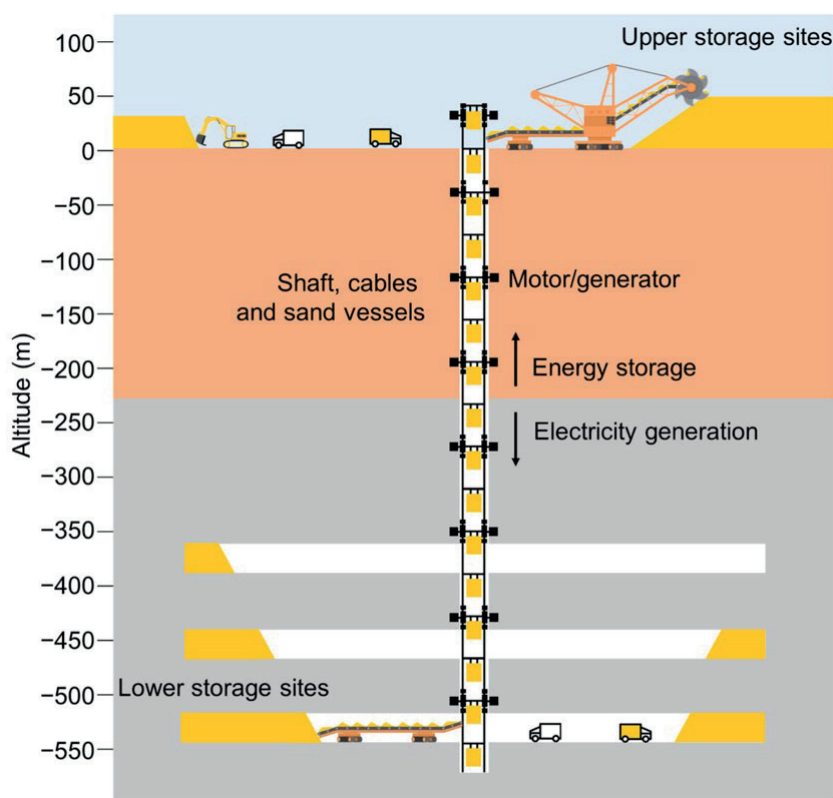
Underground Gravity Energy Storage (UGES)

Underground Gravity Energy Storage (UGES) to koncepcyjna technologia grawitacyjnego magazynowania energii, która wykorzystuje zamknięte kopalnie jako dolne zbiorniki magazynowe energii. Magazynowanie odbywa się poprzez unoszenie dużych ilości piasku z poziomów podziemnych na powierzchnię w okresach nadwyżki energii elektrycznej. W sytuacji przeciwnej opuszczany piasek w dół szybu (masa) napędza układ silników/generatorów (Hunt et al., 2023: 825).



Rysunek 9. H₂FlexiStore

ŹRÓDŁO: GRAVITRICITY, 2025C



Rysunek 10. *Underground Gravity Energy Storage*

ŹRÓDŁO: HUNT, ET AL., 2023: 825

System UGES składa się następujących kluczowych elementów (Rysunek 10):

- szyb kopalniany – pełni funkcję drogi dla kontenerów z piaskiem,
- silnik/generatory – umieszczane wzdłuż szybu generują energię,
- górny magazyn – stożkowy nasyp piasku na powierzchni,
- dolny magazyn – wypełnione piaskiem wyrobiska kopalni,
- modułowe, składane kontenery – umożliwiają szybkie napełnianie/rozładunek,
- sprzęt górniczy – do przemieszczania piasku na powierzchnię i pod powierzchnią ziemi (Hunt, et al., 2023: 825).

Polskie koncepcje wtórnego wykorzystania kopalni

W Polsce nie ma jeszcze dużego, działającego systemu magazynowania energii w zamkniętych zakładach górniczych. Jest natomiast kilka projektów badawczych i koncepcji, które do tego dążą. Przykładem jest projekt „GrEnMine – *Gravitational Energy Storage in the*

Post-Mine Areas”, który ma za zadanie opracować nowe grawitacyjne systemy magazynowania energii na terenach poeksploatacyjnych i składowiskach odpadów pogórnictwa (Poltegor Instytut, 2025). Projekt ma potrwać do czerwca 2027 roku, a jego budżet to 3,5 mln euro. Demonstrator technologii ma powstać na terenie Kopalni Węgla Brunatnego Turów w Bogatyni (Politechnika Wrocławska, 2025).

Przyszłość w grawitacyjnym magazynowaniu energii widzi również OZE RENTIER SA. W przeciwieństwie do tradycyjnych akumulatorów, których eksploatacja wiąże się z obciążeniem środowiskowym, omawiane rozwiązanie bazuje na podnoszeniu stalowych bloków z wykorzystaniem odwracalnych silników elektrycznych. Energia jest magazynowana poprzez ich unoszenie w okresach nadprodukcji, a następnie odzyskiwana, gdy zapotrzebowanie w systemie jest podwyższone. Modułowa konstrukcja umożliwia budowę instalacji o zróżnicowanej mocy w bezpośrednim sąsiedztwie źródeł energii odnawialnej. Szacunki wskazują, iż na obszarze jednego hektara można zrealizować magazyn o pojemności rzędu 50 MWh. Projekt znajduje się obecnie w fazie koncepcyjnej (przedsiębiorstwo uzyskało patent) i oczekuje na pozyskanie finansowania na realizację instalacji pilotażowej (OZE RENTIER, 2025).

Na początku lipca 2023 roku zaczęto realizację projektu badawczego *Hybrid Energy Storage System Using Post-Mining Infrastructure* (Hybrydowy system magazynowania energii wykorzystujący infrastrukturę pokopalnianą), oznaczonego akronimem HESS. Jego głównym celem jest opracowanie HESS, wykorzystującego infrastrukturę pogórnictwa, obejmującą zarówno szyby, jak i podziemne wyrobiska kopalniane. W ramach przedsięwzięcia przewidziano analizy możliwości jednoczesnego magazynowania energii poprzez PSH, CAES (sprężonego gazu) i TES (magazynowanie ciepła). Projekt jest finansowany ze środków Funduszu Badawczego Węgla i Stali (RFCS) Unii Europejskiej i realizowany w ramach konsorcjum: Instytut Technologii Paliw i Energii (lider projektu), Instytut Techniki Górniczej KOMAG, Politechnika Śląska, Premogovnik Velenje d.o.o. (Słowenia), VSB – Technical University of Ostrava (Czechy) i ma potrwać do końca II kwartału 2026 roku (Politechnika Śląska, 2025).

Śląski System Magazynowania Energii stanowi koncepcję stworzenia zintegrowanej sieci magazynów energii na obszarze Górnego Śląska, opierających swoje funkcjonowanie na infrastrukturze zamkniętych kopalń. Założenie to obejmuje wykorzystanie zarówno podziemnych elementów infrastruktury – takich jak szyby i wyrobiska górnicze – jak również terenów powierzchniowych powstałych w wyniku działalności pogórnictwa. Do udziału w projekcie wstępnie zakwalifikowano 4 kopalnie:

- 1) szyb „Budryk” na terenie KWK „Centrum” w Bytomiu,
- 2) szyb „Gigant” w Zabrze,
- 3) KWK „Makowszy” w Zabrze
- 4) KWK „Ruch-Pokój” w Rudzie Śląskiej.

Magazyny energii miałyby funkcjonować, opierając się na zasadzie magazynowania grawitacyjnego, z wykorzystaniem wody. Koncepcja zakłada użycie obciążnika wypełnionego wodą, poruszającego się wzdłuż szybu górniczego w celu akumulacji i odzysku energii (E-magazyny.pl, 2025).

Podsumowanie

Globalna transformacja energetyczna oznacza dla gospodarek nieustającą konieczność adaptacji do zmieniających się warunków, zwłaszcza w przypadku tych mocno uzależnionych od paliw kopalnych w swoim miksie energetycznym. W Polsce zjawisko osierocenia nie było do tej pory przedmiotem szerokiej dyskusji, lecz wraz z zacieśnianiem polityki klimatycznej ten stan rzeczy może ulec zmianie. Kluczowe wydaje się ograniczanie tego ryzyka, w czym może pomóc adaptacja zamkniętych kopalni do nowych celów – na przykład magazynów energii.

Współczesny rozwój technologii magazynowania energii, a w szczególności ich rosnąca różnorodność, stwarza podstawy do prowadzenia pogłębionych analiz eksperckich dotyczących ekonomicznej zasadności ich wdrażania z uwzględnieniem specyfiki poszczególnych kopalń. W niniejszym rozdziale zaprezentowano następujące propozycje dotyczące sposobów gromadzenia energii z założeniem jej późniejszego wykorzystania: podziemne elektrownie szczytowo-pompowe (UPSH), zaawansowane magazyny sprężonego powietrza (A-CAES), podziemne magazyny ciepła (MTES) oraz technologie grawitacyjne, takie jak: GraviStore i UGES. Przegląd międzynarodowych i krajowych inicjatyw – zarówno tych koncepcyjnych, jak i pilotażowych – wskazuje, że infrastruktura pokopalniana może stać się istotnym elementem transformacji energetycznej.

Wtórne wykorzystanie nieczynnych kopalni ma potencjał pełnić funkcję zarówno minimalizującą osierocenia, jak i wspierającą dynamiczną modernizację sektora energetycznego poprzez zapewnienie stabilności jego funkcjonowania. Potrzebne są jednak dalsze badania techniczne, analizy ekonomiczne i wprowadzenie odpowiednich ram regulacyjnych umożliwiających komercjalizację tych technologii.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Bos K., Gupta, J., 2019, *Stranded Assets and Stranded Resources: Implications for Climate Change Mitigation and Global Sustainable Development*, „Energy Research & Social Science” 56 (2019): 101215, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.05.025>.
- [2] Caldecott, B., et al., 2014, *Stranded Assets and Scenarios*, Stranded Assets Programme, Smith School of Enterprise and the Environment, <https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:e2328230-deac-4976-b270-4d97566f43c9>.
- [3] Dudała, J., 2025, *Nieczynne kopalnie mogą się przydać. Oto pomysł na ich „życie po życiu”*, <https://www.wnp.pl/energia/nieczynne-kopalnie-moga-sie-przydac-oto-pomysl-na-ich-zycie-po-zyciu,867188.html>.
- [4] Dz.U. 1990 nr 14 poz. 89, Ustawa z dnia 24 lutego 1990 r. o likwidacji Wspólnoty Węgla Kamiennego i Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego oraz o zmianie niektórych ustaw.
- [5] Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348, Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.
- [6] Dz.U. 2016 poz. 1631, Ustawa z dnia 6 października 2016 r. o ratyfikacji Porozumienia paryskiego do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 19 maja 1992 r., przyjętego w Paryżu w dniu 12 grudnia 2015 r.
- [7] E-magazyny.pl, 2025, *Śląski System Magazynowania Energii w pokopalnianych szybach*, <https://e-magazyny.pl/aktualnosci/slaski-system-magazynowania-energii-w-pokopalnianych-szybach/>.

- [8] EMBER, 2025, *Electricity Data Explorer*, https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?metric=pct_share&entity=Poland&tab=main&chart=trend&fuel=res.
- [9] Frączyk, J., 2025, *Przyspieszenie likwidacji kopalń. Ministerstwo rozszerza dotacje o cztery spółki, w tym jedną giełdową*, „Business Insider”.
- [10] Gravitricity, 2025a, *Underground Gravity Energy Storage System*, <https://gravitricity.com/gravistore/>.
- [11] Gravitricity, 2025b, *GraviStore Projects*, <https://gravitricity.com/gravistore-projects/>.
- [12] Gravitricity, 2025c, *H2FlexiStore*, <https://gravitricity.com/h2flexistore/>.
- [13] Hahn, F., et al., 2024, *Mine Thermal Energy Storage (MTES) Systems in Abandoned Collieries within the Ruhr Area*, West Virginia Mine Drainage Task Force Symposium & IMWA Congress.
- [14] Hunt, J., et al., 2023, *Underground Gravity Energy Storage: A Solution for Long-Term Energy Storage*, „Energies” 16, nr 2 (2023): 825, <https://doi.org/10.3390/en16020825>.
- [15] Hydrostor, 2025a, *Advanced Compressed Air Energy Storage*, <https://hydrostor.ca/technology/>.
- [16] Hydrostor, 2025b, *Quinte Energy Storage*, <https://hydrostor.ca/projects/quinte-storage-centre/>.
- [17] Instytut Badań Strukturalnych, 2021, *Dekarbonizacja i zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w Polsce*, „IBS Research Report” 01/2021.
- [18] Johnson, N., et al., 2015, *Stranded on a Low-Carbon Planet: Implications of Climate Policy for the Phase-Out of Coal-Based Power Plants*, „Technological Forecasting and Social Change” 90 (2015): 89–102, <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2014.02.028>.
- [19] Kaczmarczyk K., Dobrzaniecki, P., 2023, *Energy Storage Using Compressed Air*, „Mining Machines” 41, nr 1 (2023): 25–36, <https://doi.org/10.32056/KOMAG2023.1.3>.
- [20] Korzus M., *Przez lata zlikwidowano 50 kopalni, zostało ich 20. Polacy mogą tylko załamać ręce*, <https://polityka.se.pl/wiadomosci/zlikwidowano-50-kopalni-zostalo-ich-20-polacy-moga-tylko-zalamac-rece-aa-ipNP-UwPE-EXqY.html>.
- [21] Krajniak W., *Rozwój polskiej elektroenergetyki po 1945 roku*, „Studia Zachodnie”, Uniwersytet Zielonogórski, 2018.
- [22] Kulpa, J., et al., 2024, *Pumped Storage Hydropower as a Part of Energy Storage Systems in Poland—Młoty Case Study*, „Energies” 17, nr 8 (2024): 1830, <https://doi.org/10.3390/en17081830>.
- [23] Kurowski, Ł., 2024, *Ryzyko klimatyczne w sektorze bankowym*, Oficyna Wydawnicza SGH, Warszawa.
- [24] Lyu, X., et al., 2022, *Pumped Storage Hydropower in Abandoned Mine Shafts: Key Concerns and Research Directions*, „Sustainability” 14, nr 23 (2022): 16012, <https://doi.org/10.3390/su142316012>.
- [25] Motowidlak, T., 2007, *Koszty osierocone w sektorze energetycznym Unii Europejskiej*, „Polityka Energetyczna” 10, nr 2.
- [26] OZE RENTIER, 2025, *Grawitacyjne magazyny energii*, <https://www.ozerentier.pl/Usługi/magazyny-energii/>.
- [27] PAP, 2025, *Więcej podmiotów dostanie dotacje na likwidację kopalń – ME*, <https://biznes.pap.pl/wiadomosci/firmy/wiecej-podmiotow-dostanie-dotacje-na-likwidacje-kopaln-me>.
- [28] Peczkis, G., 2021, *Practical Possibilities of Pumped-Storage Power Plants Implementation in Liquidated Underground Mines*, „Journal of Power Technologies” 101 (4).
- [29] PGE Energia Odnawialna, 2025, *Elektrownia Wodna Żarnowiec*, <https://pgeco.pl/nasze-obiekty/elektrownie-wodne/zarnowiec>.
- [30] Politechnika Śląska, 2025, *Hybrid Energy Storage System Using Post-Mining Infrastructure*, <https://www.polsl.pl/rg4/hess/>.
- [31] Politechnika Wrocławska, 2025, *Powstaje pierwszy w Polsce grawitacyjny magazyn energii*, <https://pwr.edu.pl/uczelnia/aktualnosci/powstaje-pierwszy-w-polsce-grawitacyjny-magazyn-energii-13857.html>.
- [32] Poltegor Instytut, 2025, *GrEnMine*, <https://www.igo.wroc.pl/en/projekty-2/projekty-unijne/projects-funded-under-the-research-fund-for-coal-and-steel/gravitational-energy-storage-grenmine>.

- [33] PUSH-IT, 2025, *What is Mine Thermal Energy Storage*, <https://www.push-it-thermalstorage.eu/technologies/#mtes>.
- [34] Quiros, G., et al., 2025, *Challenges and Opportunities for High-Temperature Mine Thermal Energy Storage with Focus on Regulatory Barriers for Implementation*, IMWA.
- [35] Rada Unii Europejskiej, 2016, Decyzja Rady (UE) 2016/1841 z dnia 5 października 2016 r. w sprawie zawarcia porozumienia paryskiego przyjętego na mocy Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu.
- [36] Rada Unii Europejskiej, 2025a, *Paryskie porozumienie klimatyczne*, <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/paris-agreement-climate/#what>.
- [37] Rada Unii Europejskiej, 2025b, *Porozumienie paryskie: UE przedkłada ONZ zaktualizowany plan działań klimatycznych z orientacyjnym celem na 2035 r.*, <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2025/11/05/paris-agreement-the-eu-submits-its-updated-ndc-with-an-indicative-target-for-2035-to-the-un-ahead-of-cop30/>.
- [38] Rada Unii Europejskiej, 2025c, *EU, Submission of an updated Nationally Determined Contribution (NDC) to the UNFCCC – Approval*, dokument nr 14929/25.
- [39] Rosslowe C., Petrovich B., 2025, „European Electricity Review” (EMBER).
- [40] Saigustia C., Robak S., 2021, *Review of Potential Energy Storage in Abandoned Mines in Poland*, „Energies” 14, nr 19: 6272, <https://doi.org/10.3390/en14196272>.
- [41] SRK, 2025a, *Zadania Spółki*, <https://srk.com.pl/o-nas/zadania-spolki>.
- [42] SRK, 2025b, *Odwadnianie kopalń*, <https://srk.com.pl/o-nas/odwadniamy-kopalnie-i-wykorzystujemy-metan>.
- [43] SRK, 2025c, *Centralny Zakład Odwadniania Kopalń*, https://azm.srk.com.pl/download/SRK_ODDZIAL_CZOK, 83.pdf.
- [44] Stefaniak, S., 2022, *Ekspozycja na ryzyko. Finansowanie paliw kopalnych przez polskie banki a ryzyko osierocenia aktywów*, „Instrat Policy Note” 03/2022.
- [45] Tokarz M., Mucha W., 2013, *Wykorzystanie energii geotermalnej pochodzącej z odwadniania zakładów górniczych na przykładzie rozwiązań zastosowanych w SRK S.A. zakładzie CZOK w Czeladzi*, „Technika Poszukiwań Geologicznych – Geotermia, Zrównoważony Rozwój” nr 1.
- [46] U.S. Department of Energy, 2025, *Pumped Storage Hydropower*, <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower>.
- [47] United Nations, 2025, *The Paris Agreement*, <https://www.un.org/en/climatechange/paris-agreement>.
- [48] Urząd Regulacji Energetyki, 2024, *Magazynowanie energii elektrycznej*.
- [49] Widerski R., 2013, *Liberalizacja rynku energii elektrycznej szansą na rozwój usług*, „Polityka Energetyczna”, tom 16, zeszyt 1.
- [50] Wojtkowska-Łodej, G., et al., 2022, *The Role of Clean Generation Technologies in the Energy Transformation in Poland*, „Energies” 15, nr 13, <https://doi.org/10.3390/en15134863>.

CZĘŚĆ III

**IMPLIKACJE
DLA POLITYKI GOSPODARCZEJ
W WYMIARZE REGIONALNYM
I GLOBALNYM**

Małgorzata BURCHARD-DZIUBIŃSKA 

ORCID: 0000-0001-5546-2032

Uniwersytet Łódzki
prez. Gabriela Narutowicza 68
90-136 Łódź

Rola wybranych zasobów naturalnych w ewolucji energetycznego zasilania procesów gospodarczych

Abstrakt: W opracowaniu omawiane są zagadnienia związane z zasilaniem procesów gospodarczych z wykorzystaniem energii atomowej, OZE i magazynowaniem energii. Zapewnienie odpowiedniej podaży energii i jej sprawiedliwej dystrybucji na poziomie krajów i świata przy jednoczesnym zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych stało się problemem pilnie potrzebującym rozwiązania. Wiąże się z odchodzeniem od spalania paliw kopalnych i przechodzeniem na czyste, zielone technologie. Procesy te nie są jednak wolne od zagrożeń środowiskowych i od ryzyka natury społecznej i politycznej. Wynikają z geograficznego rozmieszczenia zasobów naturalnych kluczowych dla rozwoju technologii OZE, z różnic w poziomie rozwoju poszczególnych krajów, a także z różnic politycznych i instytucjonalnych. Walka o zasoby surowców nieenergetycznych, istotnych dla elektryfikacji właśnie wchodzi w nowy etap, w którym kwestie środowiskowe splatają się z polityką i eskalacją napięć międzynarodowych i wojen. W opracowaniu wzięto pod uwagę: uran, miedź, grafit, kadm, kobalt, lit, nikiel, pierwiastki ziem rzadkich.

Słowa kluczowe: zasoby naturalne, transformacja energetyczna, elektryfikacja, zielone technologie, zagrożenia ekologiczne

The Role of Selected Natural Resources in the Evolution of Energy Supply for Economic Processes

Abstract: This chapter, from the perspective of natural resources, discusses issues related to powering economic processes using nuclear energy, renewable energy sources, and energy storage. Ensuring an adequate energy supply and its equitable distribution at national and global levels while simultaneously reducing greenhouse gas emissions has become a problem in urgent need of resolution. This is associated with a shift away from the combustion of fossil fuels and toward clean, “reen” technologies. However, these processes are not free from environmental, social, and political threats. These stem from the geographic distribution of the natural resources crucial for the development of renewable energy technologies, as well as from differences in the development levels of individual countries and political and institutional differences. The fight for non-energy resources crucial for electrification is entering a new phase, where environmental issues intertwine with politics and the escalation of international tensions and wars. The chapter considers uranium, copper, graphite, cadmium, cobalt, lithium, nickel, and rare earth elements.

Keywords: natural resources, energy transition, electrification, green technologies, ecological threats

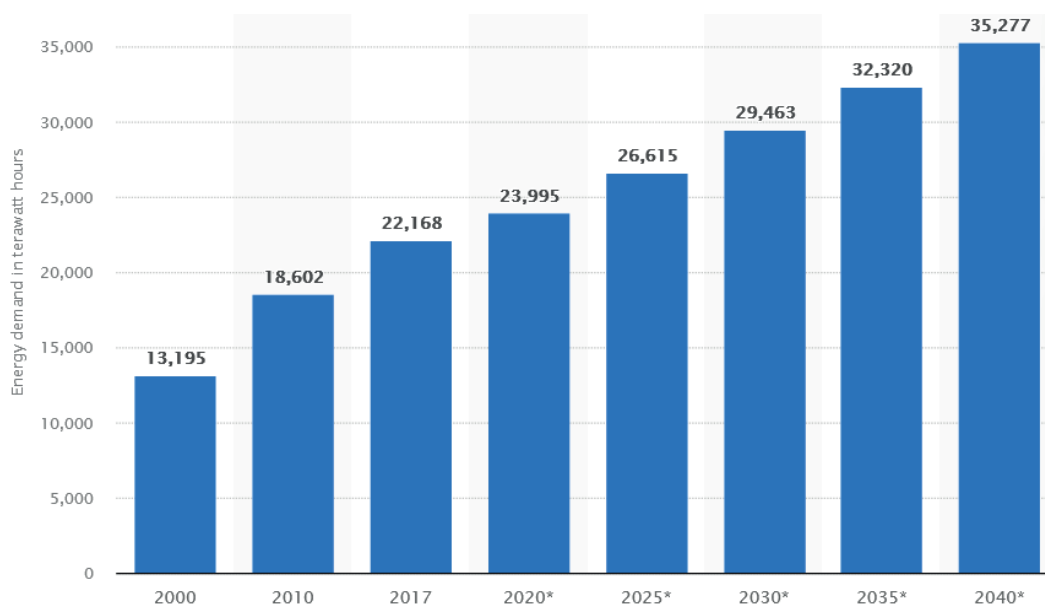
Wprowadzenie

Dostęp do źródeł energii jest warunkiem rozwoju systemów społeczno-gospodarczych. Rozrastanie się światowej gospodarki generuje rosnący popyt na energię, której wytwarzanie staje się coraz poważniejszym wyzwaniem z wielu powodów, wśród których wyczerpywanie się surowców kopalnych wcale nie jest najważniejsze. Dzięki nowym odkryciom geologicznym i rozwojowi technologii wciąż daleko w przyszłość przesuwają się moment, kiedy zostaną wyeksploatowane ostatnie pokłady ropy naftowej, gazu ziemnego czy węgla. Znacznie bardziej istotne są kwestie związane z zapewnieniem trwałego dostępu do taniej i bezpiecznej energii dla wszystkich, skuteczna ochrona środowiska przyrodniczego, a zwłaszcza klimatu, którego zmiana stała się źródłem poważnego i narastającego kryzysu globalnego, oraz napięcia polityczne wpływające na ceny i dostępność surowców. Kryzys klimatyczny powiązany jest z rosnącą koncentracją gazów cieplarnianych w atmosferze. Ich antropogeniczne źródła to przede wszystkim emisje pochodzące ze spalania paliw kopalnych oraz zmiany w użytkowaniu ziemi i w leśnictwie. Szansy na zahamowanie tego niekorzystnego trendu upatruje się w elektryfikacji gospodarek z możliwie szerokim wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii (OZE), wspomaganym przez energetykę jądrową. W opracowaniu są omawiane zagadnienia związane z zasilaniem procesów gospodarczych z wykorzystaniem energii atomowej, OZE i magazynowaniem energii. Choć praktyki te mają za zadanie zapewnienie odpowiedniej podaży energii i jej sprawiedliwej dystrybucji przy jednoczesnym zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych, nie są rozwiązaniem idealnym, wolnym od zagrożeń środowiskowych i od ryzyka natury społecznej i politycznej. Z jednej strony wynikają z geograficznego rozmieszczenia zasobów naturalnych kluczowych dla rozwoju technologii OZE, z drugiej zaś – z różnic w poziomie rozwoju poszczególnych krajów i z różnic o charakterze instytucjonalnym. Walka o zasoby surowców nieenergetycznych istotnych dla elektryfikacji właśnie wchodzi w nowy etap, w którym kwestie środowiskowe splatają się z polityką i eskalacją napięć międzynarodowych i wojen. W opracowaniu wzięto pod uwagę: uran, miedź, grafit, kadm, kobalt, lit, nikiel i pierwiastki ziem rzadkich (World Energy Outlook, 2024).

Popyt na energię elektryczną w ujęciu globalnym

Podobnie jak to miało miejsce w przeszłości, od początku XXI wieku obserwuje się stały wzrost popytu na energię elektryczną. Prognozy do 2040 roku przewidują kontynuację tego trendu (STATISTA, 2024) (Rysunek 1).

Motorem wzrostu globalnego zapotrzebowania na energię elektryczną są gospodarki wschodzące i rozwijające się. Zgodnie z szacunkami IEA około 85% dodatkowego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2026 roku ma pochodzić spoza gospodarek rozwiniętych, ze znaczącym wkładem ze strony Chin. W 2023 roku zapotrzebowanie na energię elektryczną w Chinach wzrosło o 6,4% w stosunku do 2022 roku, podczas gdy na świecie wzrost ten wyniósł 2,2%. Oczekuje się, że spowolnienie wzrostu gospodarczego i mniejsze uzależnienie od przemysłu ciężkiego w tym kraju wpłynę na spadek tempa wzrostu



Rysunek 1. Popyt na energię elektryczną na świecie od 2000 roku wraz z prognozą do 2040 roku

ŹRÓDŁO: STATISTA, 2024 [HTTPS://WWW.STATISTA.COM/STATISTICS/1118777/ELECTRICITY-DEMAND-WORLDWIDE/](https://www.statista.com/statistics/1118777/electricity-demand-worldwide/) (DOSTĘP: 10.10.2024)

popytu na energię elektryczną do 4,9% w 2025 roku i 4,7% w 2026 roku. Jak podkreślają specjaliści z IEA, mimo tego całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Chinach do 2026 roku o około 1 400 TWh będzie stanowił ponad połowę obecnego rocznego zużycia energii elektrycznej w UE. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca w tym kraju już pod koniec 2022 roku przekroczyło zużycie w UE i ma dalej rosnąć (IEA, 2024a). Wytwarzając 77,8% światowej produkcji paneli słonecznych i posiadając 80% światowych zdolności produkcyjnych, Chiny są światowym liderem w tej dziedzinie. W 2023 roku dostarczyły na rynek więcej paneli słonecznych niż cały świat w 2022 roku. Zajmują również pierwsze miejsce na świecie w produkcji pojazdów elektrycznych, co wraz z przetwarzaniem związanych z tym materiałów wspiera stały wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. W 2020 roku jeden na 25 sprzedanych samochodów na świecie był elektryczny, a w 2023 roku był to co piąty pojazd (IEA, 2024b). Na rynkach zarówno paneli słonecznych, jak i samochodów elektrycznych znaczącymi graczami są też Stany Zjednoczone, Niemcy i Japonia. Wśród dużych gospodarek najszybsze tempo wzrostu popytu na energię elektryczną wynoszące, jak się prognozuje, powyżej 6% średniorocznie do 2026 roku będzie miało miejsce w Indiach. Jest to stymulowane przez silną aktywność gospodarczą i rosnącą liczbę posiadanych klimatyzatorów.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną wynika też z cyfryzacji wielu procesów. Zużycie energii elektrycznej przez centra danych, sztuczną inteligencję i sektor kryptowalut może się podwoić do 2026 roku. Centra danych są znaczącymi czynnikami

wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w wielu regionach. Globalne całkowite zużycie energii elektrycznej przez te centra szacowane w 2022 roku na 460 terawatogodzin (TWh) może osiągnąć ponad 1000 TWh w 2026 roku. Zaktualizowane przepisy i ulepszenia technologiczne, w tym dotyczące wydajności, będą miały kluczowe znaczenie dla złagodzenia wzrostu zużycia energii na skutek cyfryzacji gospodarek.

Biorąc pod uwagę światowe cele dekarbonizacyjne – aby je osiągnąć, elektryfikacja musi znacząco przyspieszyć. W scenariuszu International Energy Agency (IEA) Net Zero Emissions by 2050, który zakłada ograniczenie globalnego ocieplenia do 1,5°C przed końcem bieżącego stulecia, udział energii elektrycznej w końcowym zużyciu energii zbliży się do 30% w 2030 roku (IEA, 2024 a). Zgodnie z prognozą IEA produkcja energii elektrycznej ze źródeł niskoemisyjnych, w tym energii jądrowej i OZE, ma pokryć cały globalny wzrost popytu do 2026 roku. Źródła niskoemisyjne, które zmniejszą rolę paliw kopalnych w globalnej produkcji energii elektrycznej, mają stanowić prawie połowę światowej produkcji energii elektrycznej do 2026 roku w porównaniu z 39% w 2023 roku (IEA, 2024 a).

Paliwa kopalne a transformacja energetyczna

Paliwa kopalne, takie jak węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny, zaspokajają obecnie około 80% potrzeb energetycznych ludzkości. Wbrew dość powszechnie wyrażanym obawom ich dostępność w sensie fizycznym nie będzie zagrożona przez wiele kolejnych dekad. Z ich dalszym wydobyciem i spalaniem wiążą się jednak dwie istotne kwestie. Po pierwsze, duża część złóż znajduje się na terytoriach państw, z którymi współpraca obciążona jest ryzykiem braku stabilności cen i dostaw wynikającym z niestabilności politycznej, konfliktów i wojen zarówno o charakterze lokalnym, jak na międzynarodowych szlakach transportowych. Po drugie, ochrona ziemskiego klimatu nie będzie skuteczna bez radykalnego odejścia od spalania paliw kopalnych. Ponieważ popyt na energię stale rośnie, jego zaspokojenie wiąże się z koniecznością stosowania niskoemisyjnych jej źródeł na niespotykaną dotąd skalę. Dekarbonizacja gospodarek przekierowuje zatem popyt na surowce takie jak uran i inne nieenergetyczne, ale niezbędne do budowy instalacji OZE i magazynów energii. W tej grupie surowców szczególne znaczenie mają: miedź, grafit, kadm, kobalt, lit, nikiel i pierwiastki ziem rzadkich.

Uran

Energia jądrowa uważana jest za ważne niskoemisyjne źródło energii elektrycznej, zapewniające około 10% światowej produkcji energii elektrycznej. W krajach, w których jest akceptowana, może uzupełniać odnawialne źródła energii w redukcji emisji z sektora energetycznego. Jest również opcją produkcji niskoemisyjnego ciepła i wodoru. Do jej wytwarzania stosuje się uran, który pozyskuje się w trzech rodzajach procesów. W 2024 roku poprzez ługowanie *in situ* (ang. *in situ leaching* – ISL) uzyskano 52% produkcji, metodami górnictwymi 44% i jako produkt uboczny przy produkcji miedzi lub fosfatów (4%). Ponad

połowa produkcji kopalni uranu pochodzi z państwowych spółek górniczych, z których niektóre stawiają bezpieczeństwo dostaw ponad względy rynkowe. W 2022 roku 10 spółek największych pod względem produkcji odpowiadało za ponad 90% światowej produkcji uranu.

Tabela 1. Uran – występowanie, zasoby i produkcja

Zasoby wg krajów 2023 roku (tU) *		Produkcja światowa w 2024 roku (tU)	Produkcja metodami górniczymi w 2024 roku wg krajów (tU)	
Australia	1 671 200	60 213	Kazachstan	23 270
Kazachstan	813 900		Kanada	14 309
Kanada	582 000		Namibia	7 333
Namibia	497 900		Australia	4 598
Rosja	476 600		Uzbekistan (szac.)	4 000
Niger	336 000		Rosja	2 700

* Zasoby uranu, które osiągną poziom 130 USD/kg U w poszczególnych krajach w 2023 roku (zasoby racjonalnie pewne plus zasoby szacowane)

ŹRÓDŁO: [HTTPS://WORLD-NUCLEAR.ORG/INFORMATION-LIBRARY/NUCLEAR-FUEL-CYCLE/MINING-OF-URANIUM/WORLD-URANIUM-MINING-PRODUCTION](https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production) (DOSTĘP: 01.10.2025)

W 2024 roku Kazachstan wydobywał największą część uranu pochodzącego z kopalń (39% światowej podaży), na kolejnych miejscach były Kanada (24%) i Namibia (12%) (<https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production>; OECD-NEA & IAEA, 2024, World Nuclear Association, 2024).

Wsparcie dla innowacji w energetyce jądrowej, w tym małych reaktorów modułowych, pomoże również rozszerzyć zakres opcji niskoemisyjnych (IEA 2024d). Co istotne z punktu widzenia niskoemisyjności, przeprowadzona w 2014 roku przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC) analiza literatury naukowej badającej emisje gazów cieplarnianych wykazała, że medianowa wartość emisji energetyki jądrowej wynosi 12 g CO₂eq/kWh, co jest wartością porównywalną z wartościami dla energetyki wiatrowej (11–12 g CO₂eq/kWh) oraz niższą od wartości dla fotowoltaiki (41–48 g CO₂eq/kWh). Dla porównania mediana emisyjności węgla to 820, a gazu ziemnego 490 g CO₂eq/kWh (Schlömer i in., 2014; Krey i in., 2014).

Surowce nieenergetyczne ważne z punktu widzenia wytwarzania energii

Aby osiągnąć sukces w dekarbonizacji światowej gospodarki opartej na energii elektrycznej z niskoemisyjnych i bezemisyjnych źródeł, konieczny jest rozwój i upowszechnienie technologii bazujących przede wszystkim na energii Słońca i wiatru oraz technologiach magazynowania energii. Ważna jest też zdolność elastycznego reagowania na okresowe spadki produkcji energii odnawialnej związane z niestabilnością jej źródeł i z sezonowymi

wahaniami ich dostępności (na przykład poprzez wykorzystywanie energii wodnej, energii jądrowej, paliw kopalnych z wychwytywaniem, wykorzystaniem i składowaniem dwutlenku węgla, bioenergii, wodoru i amoniaku).

Od 2020 roku inwestycje w czystą energię wzrosły o 40%. Stało się tak zarówno z powodu dążenia do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, jak i poprawy efektywności i ekonomicznej opłacalności stosowania dojrzałych technologii czystej energii, na które wyraźnie rośnie zapotrzebowanie, głównie ze strony krajów importujących paliwa kopalne. Kluczowe stało się zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w warunkach braku stabilności w niektórych regionach świata, będących tradycyjnie dostarczycielami ropy i gazu. Stawia się też na tworzenie nowych zielonych miejsc pracy związanych z czystą energią. Wszystko to powoduje, że wzmożone zainteresowanie surowcami zostało przekierowane na zasoby, takie jak miedź, grafit, kadm, kobalt, lit, nikiel i pierwiastki ziem rzadkich. Uznano je za krytyczne z punktu widzenia przyszłego rozwoju i bezpieczeństwa energetycznego (Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2024/1252, 2024). Podaż tych kluczowych minerałów jest podatna na zagrożenia z różnych powodów. Zwraca uwagę fakt, że produkcja i przetwarzanie niektórych z nich odbywa się w niewielkiej liczbie krajów, w tym o niestabilnym środowisku politycznym, mających problemy z przestrzeganiem praw człowieka i z dbałością o środowisko przyrodnicze.

Miedź

W pomyślnym przebiegu transformacji energetycznej polegającej na elektryfikacji szczególnie ważna jest miedź. Jest najszerzej stosowanym minerałem nie tylko w technologiach czystej energii, lecz także w tradycyjnych gałęziach przemysłu. Ze względu na to, że znakomicie przewodzi prąd, jej znaczenie będzie kluczowe. Miedź dość powszechnie występuje w przyrodzie, a jej światowe rezerwy szacuje się na 1 mld ton.

Tabela 2. Miedź – występowanie, zasoby i produkcja w 2024 roku (w mln ton)

Występowanie i oszacowania wielkości złóż	Produkcja światowa w 2024 roku	Produkcja w 2024 roku wg krajów
Chile 190 Australia 100 Peru (120) Rosja (80) Meksyk (53) Stany Zjednoczone (50)	26,71 (miedź rafinowana)	Chile 5,3 (28% światowej produkcji) Demokratyczna Republika Konga (DRK) 2,8 Peru 2,7 Chiny 1,8 Stany Zjednoczone 1,1 Rosja 0,9 Indonezja 0,9 Australia 0,8 Zambia 0,76 Meksyk 0,75

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE WBMS, 2024 I ICA 2024.

Według raportów opublikowanych przez World Bureau of Metal Statistics (WBMS, 2024), i International Cooper Assotiation (ICA, 2024) na światowym rynku miedzi rafinowanej od kilku lat utrzymuje się niedobór podaży (w 2023 roku brakowało 87 tys. ton, w porównaniu z niedoborem podaży w 2022 roku wynoszącym 434 tys. ton). Oprócz bycia jednym z czołowych producentów Chiny zużywają 54% światowej produkcji miedzi rafinowanej. Technologie kluczowe dla transformacji energetycznej, takie jak pojazdy elektryczne, baterie, panele słoneczne i turbiny wiatrowe, wymagają znacznie więcej miedzi niż konwencjonalne odpowiedniki oparte na paliwach kopalnych. Na przykład zużycie miedzi w pojazdach elektrycznych jest czterokrotnie większe niż w konwencjonalnych samochodach. Systemy energii odnawialnej mogą wymagać nawet 12 razy więcej miedzi w porównaniu z tradycyjnymi systemami energetycznymi. Dzięki szybkiemu i szeroko zakrojonemu wdrażaniu tych technologii zapotrzebowanie na miedź w ramach transformacji energetycznej ma wzrosnąć do 2030 roku o prawie 600%. Wraz z przyspieszeniem transformacji na energię odnawialną i elektryfikację wzrośnie również presja na uruchomienie większej liczby kopalń miedzi (World Economic Forum, 2022). Rynek jest dobrze ugruntowany i niezbyt skoncentrowany.

Grafit

Grafit jest odmianą alotropową węgla, składa się z warstw atomów tego pierwiastka. Warstwy te mogą się łatwo przesuwac jedna po drugiej, co czyni ten minerał bardzo miękkim. Ze względu na wysoką przewodność grafit stał się kluczowym materiałem w produkcji elektrod, baterii i paneli słonecznych.

Tabela 3. Grafit – występowanie, zasoby i produkcja

Występowanie i oszacowania wielkości złóż w 2022 roku (mln ton metrycznych)	Produkcja światowa (mln ton metrycznych)	Produkcja wg krajów w 2023 roku (tys. ton metrycznych)
Turcja 90 Chiny 78 Brazylia 74 Madagaskar 26 Mozambik 25 Tanzania 18 Indie 8 Uzbekistan 7 Meksyk 3,1	1,6	Chiny 1230 (77% światowej produkcji) Madagaskar 100 Mozambik 96 Brazylia 73 Korea Południowa 27 Kanada 16,2 Rosja 14,5 Indie 11,5 Norwegia 7.2

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE [HTTPS://WWW.BHCARBONS.COM/GLOBAL-GRAPHITE-PRODUCTION-TOP-10-NATIONS-2022-2024-DATA/](https://www.bhcarbons.com/global-graphite-production-top-10-nations-2022-2024-data/)

W światowej produkcji grafitu bezsporna jest dominacja Chin, gdzie wydobycie tego surowca jest udokumentowane od XIV wieku (czasy dynastii Ming). Chiny kontrolują 65–90% łańcuchów dostaw. W 2023 roku wprowadziły zakaz eksportu grafitu

powlekanego węglikiem krzemu. W latach 2019–2022 Chiny odpowiadały za największą część importu grafitu do Stanów Zjednoczonych, około 42% całkowitych dostaw. Aby przełamać to uzależnienie, Stany Zjednoczone zaangażowały 150 mln dolarów w rozwój wydobywania kopalni Balama w Mozambiku (<https://www.statista.com/statistics/267366/world-graphite-production/>). Na rynku grafitu zachodzi zmiana technologiczna polegająca na zwiększaniu syntetycznej produkcji tego surowca. Udział grafitu syntetycznego wzrósł w 2024 roku do 55% wobec 40% udziału w 2020 roku. Wiodącym producentem są Chiny, skąd pochodzi 50% produkcji syntetycznej (USGS Mineral Commodity Summaries 2024).

Kadm

Ilościowe szacunki rezerw kadmu nie są dostępne. Średnia zawartość kadmu w typowych rudach cynku, takich jak sfaleryt, wynosi około 0,03%. Światowa produkcja wtórnego kadmu stanowiła w 2023 roku 20% całkowitej produkcji tego metalu. Większość jest produkowana w zakładach recyklingu baterii niklowo-kadmowych w Azji, Europie i Stanach Zjednoczonych.

Tabela 4. Kadm – występowanie, zasoby i produkcja

Występowanie i oszacowania wielkości złóż (mln ton)	Produkcja światowa 2023 roku (tony metryczne)	Produkcja wg krajów 2024 roku (tony metryczne)
Brak danych	23 000	Chiny 9300 (42% światowej produkcji) Korea Południowa 4500 Japonia 1700 Kanada 1700 Meksyk 1200 Kazachstan 1000 Australia 900 Rosja 800 Peru 620 Królestwo Niderlandów 400

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE [HTTPS://WWW.STATISTA.COM/STATISTICS/1023116/REFINERY-PRODUCTION-CADMIUM-WORLDWIDE-BY-COUNTRY/](https://www.statista.com/statistics/1023116/refinery-production-cadmium-worldwide-by-country/); [HTTPS://PUBS.USGS.GOV/PERIODICALS/MCS2024/MCS2024-CADMIUM.PDF](https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024-cadmium.pdf)

Kadm znajduje liczne zastosowania przemysłowe w metalurgii, procesach galwanicznych, do produkcji akumulatorów kadmowo-niklowych i ogniw. Wzrosło wykorzystanie kadmu w półprzewodnikach, zwłaszcza kadmowo-tellurowych (CdTe) w cienkowarstwowych panelach słonecznych. Według Narodowego Laboratorium Energii Odnawialnej (NREL) Departamentu Energii USA pod koniec 2022 roku 34% fotowoltaiki na skalę przemysłową i 21% wszystkich systemów fotowoltaicznych było opartych na CdTe. Chiny, Belgia i Japonia są obecnie największymi konsumentami kadmu na świecie. Baterie o innych właściwościach chemicznych, szczególnie litowo-jonowe, mogą zastąpić baterie

niklowo-kadmowe (NiCd) w wielu zastosowaniach. Nadal bada się technologie cienkowarstwowe oparte na materiałach miedziowo-indowo-galowo-selenkowych i perowskitowych (U.S. Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, January 2024, Cadmium, 2024).

Kobalt

Kobalt jest pozyskiwany ze źródeł pierwotnych albo jako produkt uboczny produkcji niklu i miedzi. Zdecydowana większość światowych zasobów znajduje się w osadowych pokładach miedzi w Kongo (w Kinszasie) i Zambii, w złożach laterytów zawierających nikiel w Australii i pobliskich krajach wyspiarskich oraz na Kubie. Liczące się zasoby mają również Kanada, Rosja i Stany Zjednoczone.

Tabela 5. Kobalt – występowanie, zasoby i produkcja

Występowanie i oszacowania wielkości złóż (mln ton)	Produkcja światowa w 2024 roku (tony metryczne)	Produkcja w 2024 roku wg krajów (tony metryczne)
Zidentyfikowane zasoby lądowe ok. 25. Polimetaliczne koncentracje na dnie oceanów 120, zwłaszcza pole koncentracyjne Clarion-Clipperton, znajdujące się na Pacyfiku 78 Demokratyczna Republika Konga 6 (49% światowych zasobów) Australia 1,7 Indonezja 0,5 Kuba 0,5 Filipiny 0,26 Rosja 0,25	268 000–290 000	Demokratyczna Republika Konga (DRK) 220 000 (84% produkcji światowej) Indonezja 28 000 Rosja 8700 Kanada 4500 Filipiny 3800 Australia 3600 Kuba 3500 Papua Nowa Gwinea 2800 Turcja 2700 Madagaskar 2600

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY, [HTTPS://PUBS.USGS.GOV/PERIODICALS/MCS2025/MCS2025-COBALT.PDF](https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2025/mcs2025-cobalt.pdf)

Kobalt jest kluczowy dla kilku technologii akumulatorowych, w tym akumulatorów niklowo-kadmowych, niklowo-wodorkowych i litowo-jonowych ze względu na zwiększanie bezpieczeństwa, gęstości energii i żywotności tychże akumulatorów. Około 50% kobaltu produkowanego na świecie jest wykorzystywane do akumulatorów wielokrotnego ładowania. Kobalt jest najdroższym z materiałów akumulatorowych, jego cena jest zmienna i podatna na ograniczenia podaży, obawy etyczne i działania niektórych producentów samochodów mające na celu znalezienie sposobów na zmniejszenie zależności od kobaltu w akumulatorach. Światowa produkcja kobaltu od 1995 roku wzrosła o 853% (<https://www.lme.com/Metals/EV>). Jednym z głównych katalizatorów wzrostu zainteresowania kobaltem jest dynamiczny rozwój rynku pojazdów elektrycznych. Jednak wzrost podaży kobaltu i wielu innych metali akumulatorowych przewyższył krótkoterminowy popyt, co doprowadziło do spadku cen w ciągu ostatnich dwóch lat. Między lipcem a wrześniem

2024 roku ceny kobaltu spadły o 10%. Choć później ustabilizowały się na kilka miesięcy, na początku 2025 roku nastąpił dalszy spadek. Oczekuje się stabilizacji rynku, ponieważ nadpodaż i zmieniające się składniki chemiczne baterii ograniczają wahania cen. Rozwój produkcji baterii litowo-żelazowo-fosforanowych (LFP), szczególnie w Chinach, ogranicza popyt na chemikalia kobaltowe. Chiny pozostają wiodącym na świecie producentem rafinowanego kobaltu, z którego większość otrzymuje się z częściowo rafinowanego kobaltu importowanego z Demokratycznej Republiki Konga. Chiny są także głównym światowym odbiorcą kobaltu, a prawie 87% jego zużycia zostało wykorzystane przez przemysł akumulatorów litowo-jonowych. Na całym świecie realizuje się liczne projekty mające na celu odzyskiwanie kobaltu ze złomu tego typu akumulatorów (<https://investingnews.com/where-is-cobalt-mined/>).

Lit

Lit, który znajduje współcześnie wiele zastosowań, m.in. w przemyśle akumulatorowym, metalurgicznym, nuklearnym, szklarskim i ceramicznym, w spawalnictwie, do produkcji smarów, środków leczniczych i syntetycznego kauczuku, nie występuje w przyrodzie w stanie wolnym. Pozyskuje się go głównie z minerałów, ale także z wód solankowych.

Tabela 6. Lit – występowanie, zasoby i produkcja

Występowanie i oszacowania wielkości złóż w 2024 roku (mln ton)	Produkcja światowa w 2024 roku	Produkcja w 2024 roku wg krajów (tony metryczne)
Boliwia 23 Argentyna 22 Stany Zjednoczone 14 Chile 11 Australia 8,7 Chiny 6,8 Niemcy 3,8 Kanada 3,0 Demokratyczna Republika Konga (DRK) 3 Zasoby światowe – około 105	240 000 (produkcja górnicza w tonach metrycznych zawartości litu)	Australia 86 000 Chile 44 000 Chiny 33 000 Argentyna 9600 Brazylia 4900 Kanada 3400 Zimbabwe 3400 Portugalia 389

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE [HTTPS://WWW.STATISTA.COM/STATISTICS/606684/WORLD-PRODUCTION-OF-LITHIUM/](https://www.statista.com/statistics/606684/world-production-of-lithium/) LITHIUM 2024.

Dzięki prowadzonym pracom poszukiwawczym, zmierzone i wskazane zasoby litu znacznie wzrosły na całym świecie. Oprócz państw wymienionych w Tabeli 6 pewne ilości tego surowca występują też między innymi w Meksyku, Czechach, Serbii, Peru, Rosji, Mali, Brazylii, Zimbabwe, Hiszpanii. Oparte na solance źródła litu na różnych etapach rozwoju lub eksploatacji znajdują się w Argentynie, Boliwii, Kanadzie, Chile, Chinach i Stanach Zjednoczonych, zaś źródła oparte na minerałach – w Australii, Austrii, Brazylii, Kanadzie, Chinach, Kongo (w Kinszasie), Czechach, Etiopii, Francji, Finlandii,

Niemczech, Ghanie, Indiach, Iranie, Kazachstanie, Mali, Namibii, Nigerii, Peru, Portugalii, Rosji, Rwandzie, Serbii, Hiszpanii, Tajlandii, Turcji, Stanach Zjednoczonych i Zimbabwie. Źródła litu i glinki na różnych etapach rozwoju lub eksploracji są także zlokalizowane w Meksyku i Stanach Zjednoczonych. W Australii lit wydobywa się w kopalniach z twardych skał, w szczególności z minerału spodumenu (Lithium, 2024). Obecnie lit jest szczególnie poszukiwany ze względu na rosnące zapotrzebowanie do produkcji akumulatorów. Trzy kraje wiodące prym w jego wytwarzaniu (Australia, Chile i Chiny) dostarczają łącznie 88% produkcji światowej (Lithium, 2024). Największy przyrost produkcji miał miejsce w Australii (z 13 tys. ton metrycznych w 2013 roku do 86 tys. ton metrycznych w 2023 roku) i w Chinach (odpowiednio z 4 tys. ton metrycznych do 33 tys. ton metrycznych). W przeciwieństwie do Australii, w Chile i w Chinach lit wydobywa się z solanki. Chińskie przedsiębiorstwa zwiększyły również swoje udziały w produkcji litu na całym świecie, a trzy z nich znajdują się wśród czołowych firm wydobywczych tego surowca. Największa z nich, Tianqi Lithium, ma znaczący udział w Greenbushes – największej na świecie kopalni litu w Australii. Argentyna (czwarty kraj na liście) w ciągu ostatniej dekady zwiększyła swoją produkcję ponad trzykrotnie głównie za sprawą napływu bezpośrednich inwestycji zagranicznych (BIZ).

Wytwarzanie baterii pochłania obecnie 87% światowej produkcji litu. Zużycie litu w bateriach znacznie wzrosło w ostatnich latach, ponieważ akumulatory litowe są szeroko stosowane na rozwijającym się rynku pojazdów elektrycznych, przenośnych urządzeń elektronicznych, narzędzi elektrycznych i do magazynowania energii w sieciach energetycznych (Lithium, 2024).

Nikiel

Nikiel to wszechstronny minerał stosowany w szerokiej gamie technologii czystej energii, ale także w tradycyjnych gałęziach przemysłu. Według prognoz Międzynarodowej Agencji Energetycznej popyt na nikiel wzrośnie znacząco, o około 65% do końca tej dekady (IEA, 2024e).

Tabela 7. Nikiel – występowanie, zasoby i produkcja (mln ton)

Występowanie i oszacowania wielkości złóż w 2023 roku	Produkcja światowa w 2024 roku	Produkcja w 2023 roku wg krajów
Indonezja 55 Australia 24 Brazylia 16 Rosja 8,3 Nowa Kaledonia 7,1 Filipiny 4,8 Zasoby globalne 139	3,7	Indonezja 1,8 Filipiny 0,4 Nowa Kaledonia 0,25 Rosja 0,2 Australia 0,15

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE USGS, 2024; [HTTPS://INSG.ORG/WP-CONTENT/UPLOADS/2024/09/PUBLIST_THE-WORLD-NICKEL-FACTBOOK-2024.PDF](https://insg.org/wp-content/uploads/2024/09/PUBLIST_THE-WORLD-NICKEL-FACTBOOK-2024.PDF)

Indonezja stała się siłą napędową wzrostu światowego przemysłu wydobywczego niklu. Produkcja tego surowca wzrosła tam dziesięciokrotnie w ciągu ostatnich 10 lat. Ten szybki wzrost i bezprecedensowa skala produkcji pomogły umocnić wiodącą rolę Indonezji w globalnym przemyśle wydobywczym niklu. Stało się to głównie za sprawą napływu kapitału zagranicznego.

Metale ziem rzadkich

Metale ziem rzadkich, inaczej zwane pierwiastkami ziem rzadkich, obejmują 17 pierwiastków chemicznych: lantan, cer, prazeodym, neodym, promet, samar, europ, gadolin, terb, dysproz, holm, erb, tul, iterb i lutet (są to lantanowce) oraz skand i itr. Wszystkie te pierwiastki współwystępują w minerałach zawierających lantanowce i mają podobne właściwości chemiczne. Stanowią siódmą część wszystkich pierwiastków, które występują w naturze, co oznacza, że nie są aż tak rzadkie, jak mogłaby sugerować ich nazwa. Stanowią jednak złoża rozproszone, co utrudnia eksploatację. Metale ziem rzadkich dzieli się na ciężkie (ang. *Heavy Rare Earth Elements*) i lekkie (ang. *Light Rare Earth Elements*). Spotykane są zazwyczaj w formie tlenków, węglanów, fosforanów i krzemianów. Lantanowce występują w przyrodzie zespołowo, a ich rozdzielenie jest bardzo trudne i kosztowne. Ze względu na ich znaczenie dla rozwoju nowoczesnych technologii i transformacji energetycznej zalicza się je do najcenniejszych zasobów na Ziemi.

Tabela 8. Metale ziem rzadkich – występowanie, zasoby i produkcja

Występowanie i oszacowania wielkości złóż w 2024 roku (mln ton metrycznych)	Produkcja światowa w 2024 roku	Produkcja w 2024 roku wg krajów (tony metryczne)
Chiny 44 Wietnam 22 Brazylia 21 Indie 6,9 Australia 5,7 Rosja 3,8 Stany Zjednoczone 1,5 Rezerwy światowe 90		Chiny 270 000 (69,77% produkcji światowej) Stany Zjednoczone 45 000 Mjanma 31 000 Australia 13 000 Nigeria 13 000 Tajlandia 13 000 Indie 2900 Rosja 2500

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE
<https://www.statista.com/statistics/270277/mining-of-rare-earths-by-country/>
<https://investingnews.com/daily/resource-investing/critical-metals-investing/rare-earth-investing/rare-earth-metal-production/>
<https://www.china-briefing.com/news/chinas-rare-earth-elements-dominance-in-global-supply-chains/>,
US GEOLOGICAL SURVEY, MINERAL COMMODITY SUMMARIES, JANUARY 2025 (UDZIAŁ W REZERWACH W OPARCIU O SZACUNKOWĄ GLOBALNĄ SUMĘ 90 MLN TON METRYCZNYCH)

Od połowy lat 60. aż do lat 90. XX wieku, kiedy zamknięto kopalnie z powodu bardzo wysokiej uciążliwości środowiskowej, czołowym producentem były Stany Zjednoczone, gdzie metale ziem rzadkich wydobywano w Mountain Pass w Kalifornii. Od tej pory na czołowe miejsce wysunęły się Chiny, których zasoby szacuje się na 44 mln ton.

Stosunkowo duże ilości metali ziem rzadkich znaleziono też w Wietnamie i Brazylii. Liczą się również Rosja, Indie, Australia, Stany Zjednoczone, Mjanma (Birma), Tajlandia czy Grenlandia. W odniesieniu do kilku pierwiastków metali ziem rzadkich istnieją bardziej szczegółowe dane odnośnie do miejsc występowania i wielkości zasobów. Naturalne złoża skandu znajdują się w Australii, Chinach, Kazachstanie, Rosji, USA, Ukrainie i na Madagaskarze. Neodym wydobywany jest głównie w Chinach, USA, Brazylii, Indiach, Sri Lance i Australii. Dostępne zasoby są oceniane na około 8 mln ton. Roczne wydobycie to około 7 tys. ton. Dysproz nie występuje w stanie wolnym, ale jest obecny w wielu minerałach. Obecnie najwięcej dysprozu jest uzyskiwane ze złóż gliny w południowych Chinach. Zasoby gadolinu szacuje się na 1 mln ton przy wydobyciu 400 ton rocznie. Zasoby holmu określa się na poziomie 400 tys. ton, zaś iterbu – 1 mln ton (Burchard-Dziubińska, 2014).

Ze strategicznego punktu widzenia na rynku metali ziem rzadkich kluczowym czynnikiem jest dominująca pozycja Chin w globalnych łańcuchach wartości. Kwestia ta, choć dostrzeżona przez analityków rynku, do niedawna nie wywoływała większego niepokoju wśród wiodących odbiorców metali ziem rzadkich w państwach Zachodu. Nawet wówczas, gdy Chiny, aby zachować zasoby pierwiastków ziem rzadkich w celu zaspokojenia rosnącego krajowego popytu i rozwiązania problemów środowiskowych, zaczęły po 2010 roku wdrażać różne środki, takie jak limity, licencje i podatki, mające na celu zwłaszcza ukrócenie niekontrolowanego wydobycia i eksportu tych surowców (Wübbecke, 2013). Obecnie Chiny nie tylko odpowiadają za około 90% globalnych zdolności przetwarzania metali ziem rzadkich, ale kontrolują niemal cały łańcuch produkcyjny – od separacji pierwiastków po wytwarzanie magneśców i katalizatorów. Restrykcje w zakresie dostępu do technologii ekstrakcji i separacji pierwiastków ziem rzadkich Chiny wprowadzały stopniowo od grudnia 2023 roku. W kwietniu 2025 roku, w odpowiedzi na podwyżki ceł na produkty chińskie wprowadzone przez prezydenta Donalda Trumpa, chińskie Ministerstwo Handlu nałożyło ograniczenia eksportowe na siedem pierwiastków ziem rzadkich (REE) i magnezy wykorzystywane w sektorze obronnym, energetycznym i motoryzacyjnym. Dotyczyły one: samaru, gadolinu, terbu, dysprozu, lutetu, skandu oraz itru i nałożyły na firmy obowiązek uzyskania specjalnych licencji na eksport tych minerałów i magneśców. Ostatni ruch Chin na tym polu z października 2025 roku znacząco rozszerzył ograniczenia w eksporcie pierwiastków ziem rzadkich przez dodanie do puli pięciu nowych pierwiastków: holmu, europu, iterbu, tulu i erbu. Chiny wprowadziły dodatkową kontrolę dla użytkowników technologii rafinacji metali ziem rzadkich oraz wymóg przestrzegania nowych przepisów przez zagranicznych producentów pierwiastków ziem rzadkich wykorzystujących chińskie materiały. Zagraniczne firmy potrzebują teraz zgody chińskiego rządu na eksport produktów zawierających nawet niewielkie ilości pierwiastków ziem rzadkich i muszą wyjaśnić ich przeznaczenie. Wymieniono również konkretne technologie i procesy, które podlegają ograniczeniom. Należą do nich: wydobycie, wytopianie i separacja, produkcja materiałów magnetycznych oraz recykling pierwiastków ziem rzadkich z innych źródeł. Dotyczą one m.in. sektora zielonej energii w zakresie baterii litowo-jonowych, anod grafitowych i niektórych urządzeń do ich produkcji (Reuters, 2025).

Obserwując zaostrzanie przez Chiny dostępu do metali ziem rzadkich, wiele krajów rozpoczęło eksplorację nowych złóż tych pierwiastków i zwiększyło ich krajową produkcję. Ponadto w różnych krajach zintensyfikowano działania na rzecz recyklingu, ochrony pierwiastków ziem rzadkich i poszukiwania materiałów zastępczych (Ping Cheng i in., 2024).

Przewiduje się, że do 2030 roku udział Chin w wydobyciu pierwiastków ziem rzadkich spadnie z obecnych 69,77% do 54%, zaś Australii wzrośnie z 7% do 18%. Wobec coraz bardziej agresywnej polityki Chin odnośnie do dostępu firm zagranicznych do metali ziem rzadkich, manifestującej się wprowadzaniem kolejnych restrykcji i prób kontroli wykorzystania i eksportu produktów zawierających choćby śladowe ilości tych metali pochodzenia chińskiego, można oczekiwać intensyfikacji wydobycia w innych znanych lokalizacjach.

Obecnie w Stanach Zjednoczonych nie prowadzi się separacji ciężkich pierwiastków ziem rzadkich. Rozwój tych możliwości jest obecnie w toku. Departament Obrony Stanów Zjednoczonych postawił sobie za cel opracowanie kompletnego łańcucha dostaw pierwiastków ziem rzadkich (od kopalni do magnezu), który mógłby zaspokoić wszystkie potrzeby obronne USA do 2027 roku. Od 2020 roku przeznaczył ponad 439 mln dolarów na budowę krajowych łańcuchów dostaw. W 2020 roku Pentagon przyznał firmie MP Materials 9,6 mln dolarów na budowę zakładu separacji lekkich pierwiastków ziem rzadkich w Mountain Pass w Kalifornii. Dwa lata później przyznał dodatkowe 35 mln dolarów na zakład przetwórstwa ciężkich pierwiastków ziem rzadkich. Te zakłady byłyby pierwszymi tego typu w Stanach Zjednoczonych, w pełni integrując łańcuch dostaw pierwiastków ziem rzadkich – od wydobycia, separacji i ługowania w Mountain Pass, po rafinację i produkcję magnezów w Fort Worth w Teksasie. Jednak nawet po osiągnięciu pełnej sprawności operacyjnej MP Materials będzie produkować jedynie 1000 ton magnezów neodymowo-borowo-żelazowych (NdFeB) do końca 2025 roku – mniej niż 1% ze 138 000 ton magnezów NdFeB wyprodukowanych w Chinach w 2018 roku. W 2024 roku MP Materials ogłosiło rekordową produkcję 1300 ton tlenku neodymowo-prazeodymowego (NdPr). W tym samym roku Chiny wyprodukowały około 300 tys. ton magnezów NdFeB (<https://www.csis.org/analysis/consequences-chinas-new-rare-earths-export-restrictions>). Choć inwestycje, o których mowa, są robione z myślą o sektorze zbrojeniowym, to co dzieje się z produkcją metali ziem rzadkich, będzie miało wpływ na cały rynek tych pierwiastków.

Ciemne strony zielonej transformacji energetycznej

Dekarbonizacja gospodarki światowej poprzez jej elektryfikację nie jest rozwiązaniem idealnym, gdyż bazuje na surowcach, których pozyskanie niesie z sobą problemy natury etycznej, społecznej, środowiskowej i politycznej. Badacze oszacowali zużycie materiałów związane z wytworzeniem gigawatogodziny (GWh) energii elektrycznej. Materiały te obejmują wszystkie metale i minerały używane do produkcji i budowy instalacji solarnych, farm wiatrowych i baterii. Do skał zaliczyli wydobyty węgiel i ilość skał, które muszą zostać wydobyte (przemieszczone) w celu pozyskania minerałów (Ritchie, Rosado, 2024).

Tabela 9. Zużycie materiałów związane z wytworzeniem/magazynowaniem gigawatogodziny (GWh) energii elektrycznej

Technologia	Metale i minerały (kg)	Skąły (kg)
Energia wiatrowa na lądzie	7093	52397
Energia wiatrowa na morzu	1953	32929
Energia słoneczna PV	1809	43472
Magazynowanie energii	426	39293
Energia nuklearna EPR (Europejski Reaktor Ciśnieniowy)	1358	12095
Energia nuklearna AP1000 (Westinghouse Electric Company)	624	9332

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE RITCHIE, ROSADO, 2024

Interesujące są też dane na temat stosunku ilości skał do metali w wydobywanych materiałach. Stosunek ten oznacza ilość skał, które należy wydobyć, aby wyprodukować jedną jednostkę metalu. Na przykład stosunek 10 oznacza, że należy wydobyć 10 kg skał, aby wyprodukować 1 kg danego metalu. Oszacowania dla wybranych metali wyglądają następująco: Uran – 3624, Lit – 163, Kobalt – 859, Miedź – 513, Niob – 479, Nikiel – 250 (Nassar i in., 2022; Wang i in., 2024).

Przytoczone dane uzmysławiają presję na środowisko związaną z koniecznością usuwania i przemieszczania materiału skalnego w procesach pozyskiwania metali kluczowych dla dekarbonizacji gospodarki. Za tym kryje się nie tylko dewastacja naturalnych ekosystemów na ogromną skałę, lecz także naruszanie miejsc ważnych dla rdzennej ludności z powodów bytowych i kulturowych. Rodzi to niekiedy poważne konflikty interesu. Bynajmniej nie dotyczą one jedynie słabo rządzonych, skorumpowanych państw rozwijających się, ale czasem z zadziwiającą siłą wybuchają w krajach wysoko rozwiniętych, na przykład w Australii czy Stanach Zjednoczonych.

Dobrze udokumentowanym przykładem poważnego kryzysu związanego z eksploatacją kobaltu jest sytuacja w Demokratycznej Republice Kongo. Należy podkreślić, że na wydobyciu kobaltu w DRK ciąży naruszenie praw człowieka i praca dzieci. Dzieje się tak głównie z powodu powszechnego, nieuregulowanego wydobycia rzemieślniczego. Problem nie jest nowy i wciąż nie znalazł satysfakcjonującego rozwiązania. Region wydobycia kobaltu i miedzi w DRK wydaje się być traktowany jak strefa poświęceń, opisywany jako obszar, w którym populacja cierpi z powodu życia na silnie zanieczyszczonych obszarach. Eksperci RAID i AFREWATCH przeanalizowali co najmniej 22 badania naukowe i 20 raportów społeczeństwa obywatelskiego, z których jasno wynika, że rzeki, jeziora, strumienie, wody gruntowe i mokradła w pobliżu kopalni kobaltu i miedzi w DRK są poważnie zanieczyszczone przez działalność górnictwa. Firmy górnicze objęte badaniem, będące dużymi europejskimi lub chińskimi korporacjami międzynarodowymi, są świadome możliwego

skażenia i jego potencjalnych zagrożeń dla ludzi i środowiska. Zagrożenia te zostały zidentyfikowane i uwzględnione w ich ocenach wpływu na środowisko i społeczeństwo, które kopalnie są zobowiązane sporządzać co pięć lat. Nawet jeśli w dużej mierze winne są historyczne zanieczyszczenia i zanieczyszczenia pochodzące z wydobywania rzemieślniczego, przedsiębiorstwa górnicze nie są skłonne przedstawić dowodów, takich jak audyty lub oceny stron trzecich, które potwierdzałyby, że ich obecne praktyki skutecznie ograniczają skażenia środowiska (RAID, 2024).

Działania mające na celu regulację sektora i zwiększenie bezpieczeństwa obejmują utworzenie w 2019 roku państwowego przedsiębiorstwa *Entreprise Générale du Cobalt*, które uzyskało wyłączne prawa do wydobywania na pięciu obszarach dzięki umowie z 2024 roku z państwowym przedsiębiorstwem górniczym *Gecamines*. Minister górnictwa DRK formalnie zatwierdził w 2022 roku Standard Kobaltu ASM, a obecnie opracowywane są plany oceny jego skuteczności w ośrodkach pilotażowych. Ramy dla regulowanego sektora górnictwa rzemieślniczego zostały opracowane przez Inicjatywę Odpowiedzialnych Mineralów (ang. *Responsible Minerals Initiative*) we współpracy z globalnymi i lokalnymi interesariuszami. Choć Demokratyczna Republika Konga pozostaje głównym krajem pochodzenia kobaltu, tamtejsze firmy odpowiadają tylko za około 3,5% globalnej produkcji. Najwięksi producenci zarejestrowani są w Wielkiej Brytanii, Szwajcarii (*Glencore* i *Eurasian Natural Resources*) i Chinach (*China Molybdenum* i *Metorex*). Rodzina *Glasenbergów* (z RPA) jest największym udziałowcem w *Glencore*, który odpowiada za około 19% światowej produkcji (Blas, Farchy, 2023).

Kolejnym krajem odnotowującym bardzo dynamiczne zmiany w produkcji kobaltu jest Indonezja. Podaż kobaltu w tym kraju wzrosła o 937% od 2021 roku, kiedy to roczna produkcja wynosiła 2700 ton metrycznych. Wprowadzenie w 2020 roku zakazu eksportu rudy niklu przyciągnęło do Indonezji chińskie inwestycje w przetwórstwo metali do produkcji baterii. Wzrost produkcji kobaltu wynika z uruchomienia czterech nowych instalacji przetwarzających rudę. Według raportu rynkowego opublikowanego w maju 2024 roku przez Instytut Kobaltu Indonezja ma potencjał potroić swoją produkcję kobaltu z 2023 roku do 2030 roku. Innymi słowy: produkcja kobaltu w Indonezji w 2030 roku będzie stanowić 16% światowej produkcji w porównaniu z 1% w 2021 roku i 5% w 2022 roku. Podczas gdy firmy w Indonezji dążą do zwiększenia produkcji kobaltu, narastają międzynarodowe obawy dotyczące wpływu wzmoczonej działalności wydobywczej na ekosystemy morskie kraju. Większość obaw wynika z działalności wydobywczej w archipelagu Raja Ampat, grupie tropikalnych wysp w pobliżu Papui Zachodniej. Obszar ten jest siedliskiem 75% światowych gatunków koralowców i ponad 1500 gatunków ryb. W 2023 roku został wpisany na listę światowego geoparku UNESCO.

Produkcja kobaltu w Rosji, pomimo nałożonych na ten kraj sankcji w związku z napaścią na Ukrainę, pozostaje stabilna. Filipiny – piąty co wielkości producent kobaltu na świecie – także boryka się z poważnymi problemami. Los górnictwa przez pewien czas był w tym kraju niepewny, ponieważ były prezydent Rodrigo Duterte i były minister środowiska Roy Cimatu wezwali do zamknięcia wszystkich kopalń ze względu na obawy związane z ochroną środowiska. Jednak na początku 2021 roku Duterte zmienił zdanie, znosząc

zakaz wydawania nowych pozwoleń na kopalnie w celu zwiększenia dochodów. Jego następcą, prezydent Bongbong Marcos nakazał Departamentowi Środowiska i Zasobów Naturalnych kraju egzekwowanie surowszych wytycznych i protokołów bezpieczeństwa zarówno w małych, jak i dużych kopalniach. Ma nadzieję na doprowadzenie do zgodności nielegalnych operacji górniczych z przepisami, aby mogły one działać legalnie i w bezpieczniejszych warunkach dla pracowników. W 2024 roku Stany Zjednoczone potwierdziły plany przyznania dotacji dla Eramen Minerals na budowę zakładu przetwórstwa niklu i kobaltu na Filipinach, co ma pobudzić rozwój krajowego przemysłu wydobywczego. W Stanach Zjednoczonych poczyniono postępy w realizacji szeregu projektów dotyczących przetwarzania, rafinacji lub recyklingu kobaltu, stymulowanych zachętami związanymi z polityką klimatyczną Joe Bidena (Bipartisan Infrastructure Law z 2021 roku i Inflation Reduction Act z 2022 roku). Jednak należy pamiętać, że problemy wynikłe z obecności firm górniczych dotyczą lokalne społeczności i środowisko przyrodnicze w krajach Ameryki Południowej: Brazylii, Chile, Ekwadorze, Peru (Conway, 2024; Scheyder, 2024). Znane są też liczne spory firm górniczych z rdzenną ludnością na terenie Stanów Zjednoczonych. Konflikty dotyczą terenów bogatych zarówno w paliwa kopalne, jak i metale ważne w dekarbonizacji (Scheyder, 2024).

Rozterki i grę interesów dobrze uzmysławia to, co dzieje się w związku z produkcją i przetwórstwem litu. Dla firm technologicznych w Azji, Europie i Ameryce Północnej, zwłaszcza związanych z produkcją akumulatorów i pojazdów elektrycznych, najwyższym priorytetem stało się zapewnienie bezpieczeństwa dostaw tego surowca. W tym celu tworzy się alianse strategiczne i spółki joint venture między firmami technologicznymi i firmami eksploracyjnymi. Poszukiwanie nowych źródeł dostaw litu angażuje nie tylko geologów czy spółki górnicze, lecz także polityków. Jednak dziś lokalne społeczności w różnych miejscach na świecie są bardziej świadome skutków eksploatacji surowców i bronią się przed nimi, organizując protesty i uzależniając wyrażenie zgody na budowę kopalni od uzyskania gwarancji bezpieczeństwa środowiskowego oraz innych korzyści.

W Unii Europejskiej duże nadzieje wiązano z odkryciem na początku tego stulecia przez geologów z Rio Tinto złóż krzemianu o dużej zawartości litu i boru w Serbii w Dolinie Jadaru. Specjaliści z Rio Tinto ocenili, że serbskie złoża litu należą do największych w świecie. W 2017 roku koncern podpisał z władzami Serbii porozumienie dotyczące ich eksploatacji. Zadeklarował zainwestowanie około 2,4 mld dolarów i uruchomienie wydobycia na początku obecnej dekady. Planowano wydobywać 58 ton litu rocznie, co wystarczyłoby do wytworzenia baterii dla około 1,1 mln samochodów. Jednak po gwałtownych protestach ludności porozumienie zostało przez władze Serbii najpierw zawieszone (w 2021 roku), a następnie zerwane (w 2022 roku). W lipcu 2024 roku serbski trybunał konstytucyjny unieważnił decyzję o pozbawieniu koncernu Rio Tinto praw do eksploatacji złóż w Dolinie Jadaru, co przywróciło nadzieję na trwałą współpracę i utorowało drogę do podpisania przez Unię Europejską porozumienia o sojuszu strategicznym w dziedzinie eksploatacji litu. Aby uspokoić nastroje społeczne, prezydent Serbii Aleksandar Vučić zapewnił, że przez najbliższe dwa lata będą badane ryzyka związane z wydobyciem litu. Ponadto w Serbii ma zostać ulokowana inwestycja w produkcję baterii do samochodów

elektrycznych bazująca na lokalnym surowcu. Nikt nie da jednak gwarancji, że demonstracje przeciw tej inwestycji ustaną, tym bardziej, że mogą one być częścią szerszego planu wywołania politycznej zawieruchy.

Fala protestów przeciwko wydobywaniu litu przeszła także przez Portugalię, gdzie do inwestycji przymierzała się brytyjska firma Savannah Resources. W tym przypadku doszło do skandalu, kiedy pod adresem czołowych polityków i członków rządu sformułowano zarzuty o korupcję. Doszło nawet do przeszukania rezydencji premiera Portugalii Antonio Costy i zatrzymania Vitora Escarii – szefa jego sztabu. W efekcie ambitne plany odnośnie do uczynienia z Portugalii głównego dostawcy litu dla Unii Europejskiej się rozmyły – przynajmniej na razie.

W Czechach również pojawiły się nadzieje na uruchomienie produkcji litu na bazie złóż odkrytych przez European Metals Holdings w okolicach Cinovec w Górach Kruszcowych. Zasoby litu w tej lokalizacji szacuje się na 1,2 mln ton. Czeski koncern energetyczny ČEZ zadeklarował gotowość współpracy z European Metals Holdings. Przewidziano współpracę z Niemcami z uwagi na graniczne położenie złóż. Problemem może być jednak opłacalność przedsięwzięcia ze względu na koszty związane z koniecznością kruszenia skał zawierających lit. W planach jest mowa o przystąpieniu do eksploatacji w 2026 roku.

W Stanach Zjednoczonych symbolem walki o dostęp do bogatych złóż litu stała się gryka Tiehma (*E. tiehma*) – niewielka, endemiczna roślina, która upodobała sobie właśnie bogatą w lit glebę w Nevadzie. Zlokalizowane w Rhyolite Ridge złoża, które zamierza eksploatować firma Ioneer Ltd., są pod baczna obserwacją ruchów obrońców przyrody, rdzennych mieszkańców, koncernów górniczych i samochodowych. Toczy się wieloletnia batalia, której szokującym epizodem stało się wytrzebiecie we wrześniu 2020 roku 18646 sztuk gryki Tiehma. Biorąc pod uwagę, że większość przedsięwzięć górniczych w Stanach Zjednoczonych podlega przepisom z 1872 roku, które zostały stworzone z myślą o wspieraniu wydobywania, oraz fakt zwycięstwa w wyborach prezydenckich w 2024 roku przez Donalda Trumpa, można się spodziewać, że spółki wydobywcze dostaną zielone światło (Burchard-Dziubińska, 2025).

Warto dodać, że odnotowuje się szybki wzrost liczby zakładów recyklingu baterii litowych. W 2023 roku około 40 przedsiębiorstw w Kanadzie i Stanach Zjednoczonych oraz 50 w Europie poddawało recyklingowi baterie litowe lub planowało to zrobić. Firmy samochodowe i recyklerzy baterii nawiązali współpracę, aby zaopatrzyć przemysł samochodowy w źródło materiałów akumulatorowych (Leruth, Mazarei, 2022).

Wnioski

Zielona transformacja energetyczna odbywa się głównie poprzez elektryfikację. Odchodzenie od paliw kopalnych nie jest proste, gdyż nie tylko są one znakomitym źródłem energii, lecz także są łatwe w transporcie i przechowywaniu. Elastyczne co do miejsca i czasu jest też uwalnianie zgromadzonej w nich energii, a technologie z tym związane są dojrzałe i względnie bezpieczne i tanie. Ich zastąpienie przez inne źródła jest wyzwaniem o charakterze cywilizacyjnym. W przyszłości powinny gwarantować trwałą i sprawiedliwą

dostęp do energii wszystkim jej użytkownikom, a wielkoskalowe stosowanie nie powinno stwarzać katastrofalnych skutków ubocznych. Technologie związane z produkcją energii z jej nisko- i bezemisyjnych źródeł bazują na szerokiej gamie surowców mineralnych niezbędnych do tego, aby nie tylko przechwycić energię słońca czy wiatru, lecz także zamienić ją na prąd, wprowadzić do sieci energetycznej i/lub zmagazynować.

Zielona transformacja energetyczna wymaga sięgnięcia na dużą skalę po nieenergetyczne, kopalne zasoby Ziemi. Do najważniejszych należą: miedź, grafit, kadm, kobalt, lit, nikiel i pierwiastki ziem rzadkich. Popyt na nie generowany przez zapotrzebowanie na energię powiększy już ten istniejący ze względu na szerokie użytkowanie tych surowców w innych zastosowaniach, m.in. w przemyśle metalurgicznym, lotniczym, kosmicznym, obronnym, a także w optyce, diagnostyce medycznej i w wielu innych. Przyszłość zielonej energetyki zależy zatem w ogromnej mierze od tego, gdzie i jak będą pozyskiwane kluczowe dla niej zasoby. Przeprowadzona analiza wielkości światowych zasobów tych surowców i geograficznego ich rozmieszczenia wykazała, że do gry wchodzi zarówno duzi, jak i mali gracze. Zwraca uwagę wiodąca rola Chin w produkcji niektórych surowców ważnych z punktu widzenia transformacji energetycznej oraz w generowaniu na nie popytu. Kraj ten aktualnie realizuje na tym polu ambitne działania, bez wahania sięgając po różnego rodzaju restrykcje nakładane na wydobycie kluczowych surowców na swoim terytorium, transfer technologii i obrót produktami zawierającymi nawet niewielkie ilości metali ziem rzadkich pochodzenia chińskiego. Zaostrzenie polityki surowcowej przez Chiny jest przede wszystkim wynikiem własnych dążeń, choć oczywiście nie można pominąć wpływu wojny celnej zainicjowanej przez administrację Donalda Trumpa na początku 2025 roku. To, co dzieje się na światowych rynkach surowców nieenergetycznych ważnych z punktu widzenia wytwarzania zielonej energii, dotyczy wszystkie kraje – dla jednych będąc szansą, dla innych wyzwaniem. Aby przeciwdziałać problemom z podażą surowców, degradacją środowiska, naruszaniem praw człowieka i konfliktom z ludami rdzennymi, należy bardziej skutecznie kontrolować struktury własnościowe i zasady zarządzania w przedsiębiorstwach działających w branży minerałów krytycznych oraz zwrócić większą uwagę na problem korupcji w krajach, w których prowadzona jest działalność górnicza. Aby zapobiec wąskim gardłom w produkcji, powinny być zawiązywane fuzje między przedsiębiorstwami produkującymi i/lub przedsiębiorstwami użytkującymi surowce krytyczne. Jednym z działań wspierających potrzebę uwzględniania standardów ESG jest niedawny krok Londyńskiej Giełdy Metali w sprawie wycofania z giełdy przedsiębiorstw, które nie spełniają standardów odpowiedzialnego pozyskiwania.

Bardzo pożądanym sposobem na zmniejszenie zagrożeń związanych z ograniczoną podażą surowców jest dotowanie przez kraje wysoko rozwinięte działalności gospodarczej ukierunkowanej na poszukiwania alternatywnych źródeł, substytutów i recyklingu złomu minerałów krytycznych.

Istnieje szereg strategii mających na celu wzmocnienie odporności łańcuchów dostaw czystej energii i zmniejszenie dzisiejszego wysokiego poziomu koncentracji (na przykład w Chinach znajduje się połowa planowanych zakładów chemicznych zajmujących się litem, a w Indonezji prawie 90% planowanych zakładów rafinacji niklu). Zdaniem ekspertów

poziomy koncentracji w 2030 roku pozostaną wysokie, szczególnie w przypadku operacji rafinacji i przetwarzania. Polityka energetyczna i cele klimatyczne, choć mają wpływ, nie są jedynymi siłami stojącymi za ciągłym wzrostem sektora czystej energii. Silnie wpływają czynniki kosztowe, innowacje, a także intensywna konkurencja o światowe przywództwo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Blas J., Farchy J., 2023, *Świat na sprzedaż*, Szczeliny, Kraków.
- [2] Burchard-Dziubińska M., 2014, *Strategiczna rola metali ziem rzadkich w gospodarce opartej na wiedzy*, w: *Gospodarka w praktyce i teorii*, 34 (1), 21–33. <https://doi.org/10.18778/1429-3730.34.02>.
- [3] Conway E., 2024, *Skarby Ziemi, Sześć surowców które zadecydują o przyszłości naszej cywilizacji*, Szczeliny, Kraków.
- [4] <https://investingnews.com/daily/resource-investing/critical-metals-investing/rare-earth-investing/rare-earth-metal-production/> (dostęp 01.05.2025).
- [5] <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2024/mcs2024-cadmium.pdf> (dostęp 05.10.2025).
- [6] <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production> (dostęp 01.10.2025).
- [7] <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production> (dostęp: 01.10.2025)
- [8] <https://www.bhcarbons.com/global-graphite-production-top-10-nations-2022-2024-data/>
- [9] <https://www.china-briefing.com/news/chinas-rare-earth-elements-dominance-in-global-supply-chains/> (dostęp 01.10.2025)
- [10] <https://www.lme.com/Metals/EV> (dostęp 01.10.2025).
- [11] <https://www.reuters.com/world/china/china-tightens-rare-earth-export-controls-2025-10-09/> (dostęp 01.10.2025).
- [12] <https://www.statista.com/statistics/1023116/refinery-production-cadmium-worldwide-by-country/> (dostęp 10.10.2025).
- [13] <https://www.statista.com/statistics/267366/world-graphite-production/> (dostęp 01.10.2025).
- [14] <https://www.statista.com/statistics/270277/mining-of-rare-earths-by-country/> (dostęp 01.10.2025).
- [15] ICA Annual Report 2024 <https://internationalcopper.org/> (dostęp 01.10.2025).
- [16] IEA, 2024a, *Electricity 2024*, <https://www.iea.org/reports/electricity-2024> (dostęp: 10.10.2024).
- [17] IEA, 2024b, Trends in electric cars. Global EV Outlook 2024, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/trends-in-electric-cars> (dostęp: 10.10.2025).
- [18] Krey V. i in., 2014, *Annex II: Metrics & Methodology*. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- [19] Leruth L. Mazarei A., 2022, *Who controls the world's minerals needed for green energy?*, Peterson Institute For International Economics, <https://www.piie.com/blogs/realtime-economic-issues-watch/who-controls-worlds-minerals-needed-green-energy>, (dostęp: 20.09.2025).
- [20] Nassar i in., 2022, Rock-to-Metal Ratio: A Foundational Metric for Understanding Mine Wastes.
- [21] OECD-NEA & IAEA, *Uranium 2024: Resources, Production and Demand* („Red Book”) World Nuclear Association, *The Nuclear Fuel Report*.
- [22] Ping Cheng et al., 2024 Global rare earth element resources: A concise review, *Applied Geochemistry*, Volume 175, November 2024, 106–158 <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2024.106158>. (dostęp 01.10.2025)
- [23] RAID, 2024, <https://raid-uk.org/report-environmental-pollution-human-costs-drc-cobalt-demand-industrial-mines-green-energy-evs-2024/>, (dostęp: 02.06.2025)

- [24] Ritchie H., Rosado P., 2024, Metals and Mineral, Published online at OurWorldinData.org. <https://ourworldindata.org/metals-minerals> [Online Resource] (dostęp: 20.10.2025).
- [25] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1252 z dnia 11 kwietnia 2024 roku w sprawie ustanowienia ram na potrzeby zapewnienia bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych oraz zmiany rozporządzeń (UE) nr 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 i (UE) 2019/1020.
- [26] Scheyder, E., 2024, *Wojna o minerały. Jak surowce strategiczne decydują o naszej przyszłości energetycznej*, Prószyński, Warszawa.
- [27] Schlömer S. i in., 2014, Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- [28] STATISTA, 2024a, <https://www.statista.com/statistics/1118777/electricity-demand-worldwide/> (dostęp: 10.10.2024).
- [29] US Geological Survey, Mineral Commodity Summaries, January 2025.
- [30] Wang i in., 2024, Updated Mining Footprints and Raw Material Needs for Clean Energy.
- [31] WBMS, 2024, <https://news.metal.com/newscontent/102627471>, (dostęp: 15.10.2024).
- [32] Wübbke, 2013, *Rare earth elements in China: Policies and narratives of reinventing an industry*, Resources Policy, Elsevier, vol. 38 (3), s. 384–394. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2013.05.005>.

Adriana ŁUKASZEWICZ 

ORCID: 0000-0001-6363-9360

Akademia Leona Koźmińskiego
ul. Jagiellońska 57
03-301 Warszawa

Polityka energetyczna krajów Unii Europejskiej w pierwszych dekadach XXI wieku

Abstrakt: Polityka energetyczna państw Unii Europejskiej w pierwszych dekadach XXI wieku stała się jednym z kluczowych obszarów determinujących bezpieczeństwo, stabilność gospodarczą oraz suwerenność polityczną regionu. Ograniczona dostępność własnych surowców energetycznych przy jednoczesnym wysokim zapotrzebowaniu gospodarek europejskich doprowadziła do silnego uzależnienia importowego, w szczególności od Federacji Rosyjskiej. W niniejszym rozdziale przeanalizowano ewolucję polityki energetycznej Unii Europejskiej, ze szczególnym uwzględnieniem Polski i Niemiec, oraz konsekwencje strategicznych decyzji podejmowanych w tym obszarze. Szczególną uwagę poświęcono wykorzystaniu surowców energetycznych przez Rosję jako narzędzia oddziaływania geopolitycznego i destabilizacji państw UE. Wydarzenia przełomu drugiej i trzeciej dekady XXI wieku, w tym wojna w Ukrainie, ujawniły skalę błędów w dotychczasowym podejściu do bezpieczeństwa energetycznego i przyczyniły się do zasadniczej redefinicji europejskiej polityki energetycznej. W konsekwencji Unia Europejska rozpoczęła proces przyspieszonej dywersyfikacji dostaw, transformacji energetycznej oraz wzmocnienia szeroko rozumianego bezpieczeństwa.

Słowa kluczowe: polityka energetyczna Unii Europejskiej, bezpieczeństwo energetyczne, Federacja Rosyjska, geopolityka energii, dywersyfikacja dostaw, transformacja energetyczna

Energy Policy of the European Union Member States in the First Decades of the 21st Century

Abstract: Energy policy in the European Union member states during the first decades of the 21st century has become one of the key domains shaping regional security, economic stability, and political sovereignty. Limited availability of domestic energy resources, combined with high demand from European economies, led to a strong dependence on energy imports, particularly from the Russian Federation. This chapter analyzes the evolution of the European Union's energy policy, with special emphasis on Poland and Germany, as well as the consequences of strategic decisions taken in this field. Particular attention is devoted to the use of energy resources by Russia as a tool of geopolitical influence and destabilization of EU member states. Events at the turn of the second and third decades of the 21st century, including the war in Ukraine, revealed the scale of miscalculations in the existing approach to energy security and contributed to a fundamental redefinition of European energy policy. As a result, the European Union has initiated an accelerated process of supply diversification, energy transition, and strengthening of security in its broader sense.

Keywords: European Union energy policy, energy security, Russian Federation, energy geopolitics, supply diversification, energy transition

Europa jako podmiot niesamodzielny energetycznie

Unia Europejska zrzesza jedno z najbogatszych państw świata. Kraje Europy jako pierwsze wkroczyły na drogę uprzemysłowienia, budując nowoczesne gospodarki. Utrzymanie wysokiego poziomu produkcji i standardu życia wymagało szerokiego dostępu do surowców energetycznych: ropy, węgla czy gazu. Jednakże na kontynencie europejskim nośników energii jest niewspółmiernie mało w stosunku do potrzeb generowanych przez gospodarki, dlatego konieczne okazało się pokrywanie części zapotrzebowania poprzez import. Decyzja o kierunkach zaopatrzenia i całej polityce energetycznej jest decyzją o wymiarze strategicznym. Bezpieczeństwo energetyczne stało się jednym z kluczowych elementów stabilności i rozwoju gospodarek państw członkowskich Unii Europejskiej. W nowym tysiącleciu w obliczu wyzwań związanych z transformacją energetyczną, zmianami klimatycznymi, a nade wszystko geopolitycznymi napięciami na linii Wschód–Zachód polityka energetyczna nabrała szczególnego znaczenia. Dlatego niniejszy tekst zawiera analizę polityki energetycznej wybranych krajów Unii Europejskiej – Polski i Niemiec – i całej Unii w pierwszych dekadach XXI wieku oraz analizę reperkusji decyzji podejmowanych w tym obszarze dla długoterminowej kondycji gospodarek państw członkowskich.

Stosunki rosyjsko-unijne po upadku ZSRR.

Znaczenie Rosji w zaopatrzeniu w surowce energetyczne UE.

Motywy rozwoju ścisłej współpracy handlowej w zakresie ropy i gazu Niemiec i Rosji

Kluczowym momentem w historii relacji Wschód–Zachód był rozpad Bloku Wschodniego w 1989 roku i upadek Związku Radzieckiego w 1991 roku, skutkujące transformacją nowo powstałej Federacji Rosyjskiej w stronę gospodarki rynkowej. Zmiany zachodzące w przestrzeni społeczno-gospodarczo-politycznej Federacji Rosyjskiej stworzyły podwaliny pod złudzenia w kwestii zakończenia wrogiej rywalizacji między Wschodem a Zachodem. Pozwoliły na sformułowanie w 1992 roku przez F. Fukuyamę tezy o „końcu historii” [Fukuyama, 1996], w myśl której byliśmy świadkami kresu konfliktów między wielkimi systemami politycznymi, jak również przyjęcia przez świat jako wzorca modelu liberalnej demokracji. Koncepcja Fukuyamy stworzyła podstawę europejskiego postrzegania relacji z byłym ZSRR.

Po stronie Rosji zwrot w stronę Zachodu nastąpił już w czasach prezydentury Michaiła Gorbaczowa. To właśnie Gorbaczow w początkach lat 90. XX wieku w rozmowach z amerykańskim sekretarzem stanu Jamesem Bakerem trzykrotnie wyraził wolę przystąpienia do Paktu Północnoatlantyckiego, będącego dotychczas symbolem konfrontacji z ZSRR. Kolejny prezydent FR, Borys Jelcyn kontynuował kierunek Rosji ku Zachodowi. Oficjalnie uznał przystąpienie do NATO za długofalowy cel Rosji. W odniesieniu do Unii Europejskiej w grudniu 1993 roku obie strony podpisały Wspólną Deklarację o Partnerstwie i Współpracy [Kapuśniak, Olejarsz, 2010].

Nowo powstały podmiot – Federacja Rosyjska – układał sobie relacje międzynarodowe i przyjmował nowe założenia polityki energetycznej w Europie. Podczas procesu rozpadu ZSRR została sformułowana i zyskała poparcie w najwyższych kręgach władzy doktryna Falina-Kwicińskiego, w myśl której siłę militarną w państwach zależnych (wchodzących w skład RWPG – Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej) należy zastąpić uzależnieniem tych krajów od rosyjskiej ropy i gazu. Uznawano także, że sektor surowcowo-energetyczny będzie odgrywał kluczową rolę w procesie odbudowy mocarstwowej pozycji Rosji na arenie międzynarodowej [Historyczny ambasador, 2020]. Chociaż odnosiła się ona tylko do przestrzeni uprzednio zależnej (państw sojusznicznych), wraz z dojściem do władzy Władimira Putina została rozciągnięta na znaczną część Europy, stając się wykładnią polityki zagranicznej wobec Unii Europejskiej. Doktryna ta, jak się wydaje z dzisiejszego punktu widzenia, pomimo że sformułowana na początku lat 90. XX wieku nie przebiła się jednak do świadomości elit władzy w Europie i nie zapobiegła powolnemu procesowi uzależniania Europy od surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej.

Kluczową rolę w zmianie podejścia Zachodu wobec Rosji odegrało dojście do władzy Władimira Putina w Rosji w 2000 roku. W pierwszym okresie prezydentury byliśmy świadkami okresu symbiozy i podtrzymywania wzajemnych złudzeń w relacjach gospodarczych Unia Europejska–Rosja – erę współzależności.

Już w drugim roku swojej prezydentury, w 2001 roku, Putin zwrócił się do ówczesnego prezydenta USA Billa Clintona z prośbą o zaproszenie Rosji do NATO. W tym samym roku, występując w Bundestagu, uznał Europę i Unię Europejską za strategiczny wybór Rosji.

W wywiadzie z 3 listopada 2003 roku Putin powiedział: *For us, Europe is a major trade and economic partner and our natural, most important partner, including in the political sphere. Russia is not located on the American continent, after all, but in Europe. Russia is interested in developing relations with our partners in the U.S. and the American continent as a whole and in Asia, but, of course, above all with Europe* [Lynch, 2004].

Dla Federacji Rosyjskiej Europa była najważniejszym partnerem gospodarczym. W 2000 roku na kontynent europejski z Rosji płynęło ogółem 37% eksportu – 63% eksportu gazu i 88% eksportu ropy naftowej [Goetz, 2005].

Idea zbliżenia Europy i Rosji spotkała się także z pozytywnym przyjęciem ze strony prominentnych przedstawicieli unijnych. Komisarz ds. rozszerzenia UE Gunter Verheugen stwierdził: *We are firmly committed not to allow new dividing lines to be drawn in Europe* [Goetz, 2005]. O krok dalej poszedł w 2002 roku premier Włoch Berlusconi, proponując Unii Europejskiej włączenie w jej struktury Federacji Rosyjskiej.

Mimo werbalnych zapewnień Putina o chęci budowy przyjaznych relacji z Unią polityka (w tym gospodarcza) Federacji Rosyjskiej wobec Europy krok po kroku ulegała zmianie. W centrum polityki Federacji Rosyjskiej czasów Putina, zgodnie z doktryną Falina-Kwicińskiego, znalazły się jej surowce energetyczne. Ich eksport stał się z jednej strony podstawowym sposobem pozyskiwania dochodów budżetowych, z drugiej – zaczął odgrywać rolę jednego z głównych narzędzi umacniania pozycji międzynarodowej Rosji. Kluczowe miejsce w osiągnięciu powyższych celów miał pełnić Gazprom, poddany integracji

panionowej, w pełni kontrolowany przez państwo, z pozycją monopolistyczną na rynku krajowym. Choć Rosja starała się zaprezentować jako przyjazny i odpowiedzialny partner handlowy oraz niezawodny dostawca surowców energetycznych do krajów Unii Europejskiej, na drugim, mocno skrywanym planie było dążenie do strategicznego uzależnienia państw UE od Federacji Rosyjskiej. Władimir Putin chciał mieć narzędzie oddziaływania na nie, także w drodze szantażu energetycznego.

Należy w tym miejscu wspomnieć o kluczowej roli Niemiec w budowie bliskich relacji (w tym gospodarczych) z Rosją. Niemcy uznały, że na skutek zacieśnienia relacji gospodarczych z Federacją Rosyjską i uczestnictwa w jej modernizacji zapobiegnie się potencjalnemu nawrotowi kolejnej zimnej wojny na linii Wschód–Zachód. Z drugiej strony nie bez znaczenia były motywy gospodarcze samych Niemiec. Współpraca energetyczna z Rosją dawała Niemcom dostęp do tanich źródeł energii, umacniając ich hegemoniczną pozycję w gospodarce unijnej i tworząc podstawę ich sukcesu ekonomicznego czy ekspansji eksportowej. Trudno dziś rozsądzić, który motyw miał największe znaczenie w zbliżeniu niemiecko-rosyjskim – chęć neutralizacji Rosji czy własne korzyści ekonomiczne, czerpane często kosztem europejskich partnerów. Politykę Niemiec ukształtował moment historyczny, tzw. koniec historii, entuzjazm dla normalizacji i budowy (wreszcie) przyjaznych relacji z dotychczasowym wrogiem. A jednak z dzisiejszej perspektywy można zadać pytanie: czy to nie motyw ekonomiczny stanowił główną przesłankę w stopniowym uzależnianiu energetycznym od Rosji, a argumenty natury politycznej stanowiły elegancką osłonę dla prowadzenia takich działań?

Niewątpliwie Niemcy stały się kluczowym ogniwem w rozgrywce Rosji z Unią Europejską. Nieświadome intencji Putina, pokerowego gracza w przestrzeni międzynarodowej, z radością wzięły udział w jego osaczeniu Europy. Pierwszym etapem realizacji planu Putina był projekt budowy Gazociągu Północnego, Nord Stream (NS1) z 2006 roku. Projekt ten powstał przy współudziale Gazpromu, niemieckich firm, takich jak E.ON Ruhrgas i BASF, a także holenderskiej Nederlandse Gasunie. Pikanterii dodaje fakt, że w projekt NS1 bardzo mocno zaangażowany był kanclerz Niemiec Gerhard Schroeder, który po utracie władzy został przewodniczącym rady nadzorczej konsorcjum NordStream. Jego osobiste zaangażowanie w konsorcjum i uzyskiwanie z niego benefitów finansowych uznano za skandal. Były kanclerz był oskarżany o konflikt interesów i lobbowanie na rzecz Federacji Rosyjskiej. Projekt od pierwszych chwil wzbudził wielki sprzeciw, szczególnie ze strony państw tranzytowych (Polska, Litwa, Łotwa, Białoruś i Ukraina), obawiających się utraty przychodów z tranzytu i wzrostu swojej zależności od dostaw z jednej strony – Niemiec. Pomimo licznych protestów gazociąg NordStream 1 został oddany do eksploatacji w 2011 roku.

W tym samym roku konsorcjum NordStream rozpoczęło kolejny etap budowy – Nord Stream 2 (NS2). Ponownie spotkał się on z ostrą krytyką państw wschodnich rubieży UE oraz USA, natomiast państwa zachodniej Europy mocno wspierały jego powstanie. To one miały być głównym beneficjentem inwestycji.

W 2016 roku Rosja i Turcja podpisały umowę na budowę gazociągu TurkStream (choć sam list intencyjny został podpisany w 2014 roku) [WNP, 2020], który docelowo miał

zaopatrywać w gaz południowo-wschodnie i centralne rynki UE, z pominięciem po raz kolejny Ukrainy. W 2020 roku popłynęły pierwsze dostawy gazu do Bułgarii, a wkrótce potem do Węgier, Austrii, Rumunii, Grecji i na Słowację. Gazociąg zwiększał zależność energetyczną wielu państw UE od Rosji. Z perspektywy Rosji TurkStream był elementem strategii dywersyfikacji tras eksportu, uniezależniającym dostawy od infrastruktury ukraińskiej.

Projekty NordStream i TurkStream stały się narzędziem omijania Ukrainy i instrumentem nacisku na nią, żeby podpisała nowy kontrakt przesyłowy z Gazpromem na rosyjskich warunkach. W przypadku odmowy alternatywne gazociągi pozwalały Federacji Rosyjskiej na omijanie Ukrainy, która tracąc status kraju tranzytowego traciła w dużym stopniu znaczenie dla Zachodu [Łoskot-Strachota, Seroła, Szpala, 2021]. Równocześnie gazociągi łączące Rosję bezpośrednio z głównymi odbiorcami jej gazu w Europie mocniej wiązały Niemcy i Turcję z Rosją. W zamian Berlin i Ankara otrzymały szansę stania się regionalnymi hubami. Federacja Rosyjska dzieliła się z Niemcami i Turcją opłatami tranzytowymi, dotychczas ponoszonymi na rzecz innych państw, przez co pogłębiała ferment i podziały wśród państw Zachodu oraz podważała zasady europejskiej solidarności. Projekt NS2 dodatkowo spowodował głęboki konflikt między Stanami Zjednoczonymi a Niemcami. Wszystko to wpisywało się w filozofię prowadzenia rosyjskiej polityki zagranicznej, którą można opisać jako „zewnątrzna izolacja i wewnętrzna destabilizacja”. Wejście Rosji w projekty gazowe z Niemcami i Turcją skłóciło wewnętrznie Europę z USA (polski minister Radosław Sikorski z hukiem ogłosił, że mamy do czynienia z kolejnym paktem Ribbentrop–Mołotow).

Erozja relacji rosyjsko-unijnych

Zaufanie w relacjach rosyjsko-unijnych zaczynało się stopniowo i obustronnie kruszyć. Jego miejsce zajął konflikt interesów obu stron, zderzenia politycznych ambicji czy wartości oraz niemożność pogodzenia rozbieżnych poglądów na panującą sytuację. Pomimo tego nadal rozwijał się handel, a wysokie ceny ropy i gazu przełomu pierwszej i drugiej dekady XXI wieku przynosiły Rosji ogromne zyski.

Warto zasygnalizować parę pęknięć, które (choć w nierównym stopniu) doprowadziły do zmiany wzajemnych relacji z dotychczas w miarę przyjaznych na relacje antagonistyczne. Pierwszą rysą było rozszerzenie Unii Europejskiej w 2004 roku, obejmujące szereg państw Europy Środkowo-Wschodniej dążących do wejścia w orbitę świata zachodniego. Rozszerzenie to kolidowało z koncepcją Władimira Putina, zakładającą stworzenie Wielkiej Europy, złożonej z filaru zachodniego, skupionego wokół UE, i wschodniego, zarządzanego przez Rosję [Menkiszak, 2013]. Wraz z rozszerzeniem Unii na wschodnią flankę Rosja poczuła się osaczona, jej plan umacniania wpływów na terenach byłych państw satelickich legł w gruzach. Z tego powodu uznała rozszerzenie UE za niedopuszczalne złamanie stref wpływów w Europie przez Zachód, prowadzące do zagrożenia dla FR.

Kolejną rysą, którą warto wspomnieć, stały się rosyjsko-ukraińskie spory gazowe z 2006 roku i spory dotyczące warunków rozliczania dostaw gazu do Ukrainy. W wyniku

działań Gazpromu, skierowanych przeciw Ukrainie, pod znakiem zapytania stały dostawy gazu do wielu krajów europejskich. I faktycznie kolejna odsłona konfliktu w styczniu 2009 roku doprowadziła do całkowitego odcięcia dostaw gazu płynącego rurociągami Przyjaźń i Sojuz przez terytorium Ukrainy do wielu państw europejskich. Uwarunkowanie wznowienia dostaw było formą szantażu wobec Unii Europejskiej – jak powiedział ówczesny prezydent Federacji Rosyjskiej Dmitrij Miedwiediew: „Dostawy rosyjskiego gazu do Europy zostaną wznowione po zawarciu umowy tranzytowej z Ukrainą” [WP Wiadomości, 2009]. Ponieważ wstrzymanie dostaw gazu miało miejsce w styczniu, Europa stanęła przed wyzwaniem zapewnienia dostaw ciepła swoim obywatelom w środku zimy. Stanowiło to dodatkowy szantaż, a zarazem wciągnięcie przez Rosję Europy w konflikt rosyjsko-ukraiński. Konflikt ten stanowił demonstrację siły Rosji, będąc równocześnie pierwszą lekcją dla krajów Unii na temat nieprzewidywalności (mówiąc najłagodniej) polityki energetycznej Federacji Rosyjskiej. Zaczęto postrzegać Rosję jako wybitnie niepewnego partnera, dysponującego zarazem newralgicznymi dla Europy surowcami energetycznymi.

Jak ocenił Kurt Volker, amerykański ambasador przy NATO, „konsekwencje sporu są nie tylko handlowe, ale i polityczne oraz dotyczące bezpieczeństwa. (...) [wstrzymanie dostaw gazu to] demonstracja siły, sposób, w jaki Moskwa chce pokazać, do czego jest zdolna”. Zwrócił także uwagę na chęć Rosji do sterowania swoimi sąsiadami [WP Wiadomości, 2009].

Kolejne lata przyniosły coraz wyraźniejsze załamanie wzajemnej wcześniejszej fascynacji. Obie strony naprzemiennie widziały w działaniach drugiej strony akty wrogie lub przynajmniej zniechęcające do dalszej współpracy. Agresja Federacji Rosyjskiej w Gruzji w 2008 roku oburzyła kraje unijne i zniechęciła do Rosji. Natomiast pomarańczowa rewolucja w Ukrainie w 2011 roku była postrzegana przez Federację jako wrogi akt wymierzony w Rosję i chęć „zawłaszczenia” kolejnego państwa (a właściwie – jak to postrzegali Rosjanie – części Rosji) przez Zachód i wkroczenia w jej strefy wpływu.

Zimnym prysznicem dla Zachodu był wybuch wojny w Ukrainie w 2014 roku, aneksja Krymu i wkroczenie tzw. zielonych ludzików na tereny republiki Ługańskiej i Donieckiej [European Parliament, 2021]. Kolejnym wydarzeniem zniechęcającym Unię Europejską do Rosji była jej bezwzględna walka z opozycją wewnętrzną, w tym otrucie w 2020 roku Aleksieja Nawalnego, które doskonale ilustrowało brak przystawalności norm etycznych obu stron i wyznawanie zupełnie innych wartości. Nie bez znaczenia była ponadto wdrożona przez Federację Rosyjską kampania dezinformacyjna i cyberataki wymierzone w demokratyczne państwa europejskie.

W konsekwencji do końca drugiej dekady XXI wieku z wcześniejszej przyjaźni i wzajemnej fascynacji nic nie pozostało. Relacje wciąż były utrzymywane, choć bardziej na zasadzie chłodnej kalkulacji. Równocześnie Unia Europejska starała się ograniczyć dominację Gazpromu, budując liczne by-passy. Rosja co prawda zachowała potężne wpływy gospodarcze i polityczne w Europie, ale w Unii Europejskiej narastała świadomość ryzyka. Na koniec drugiej dekady XXI wieku Rosja dokonała drastycznej zmiany strategii, zwracając się ku Azji, a odcinając się od Unii Europejskiej.

W maju 2019 roku Federacja Rosyjska zaprezentowała nową doktrynę bezpieczeństwa energetycznego. Unia Europejska została przedstawiona jako źródło zagrożeń (mimo że w 2018 roku około 74% rosyjskiego gazu i około 41% ropy trafiło do państw UE). Oskarżono Zachód o dyskryminację rosyjskich koncernów poprzez zmiany regulacyjne i prawne, ale także pod pretekstem prowadzenia polityki dywersyfikacji. Oskarżono Zachód o blokadę dostępu do swoich technologii (blokada ta była powodowana sankcjami nałożonymi na Rosję po aneksji Krymu), żeby wykluczyć rosyjskie spółki z międzynarodowego rynku naftowo-gazowego. Rosja odczytała te zachowania jako zamach na bezpieczeństwo państwowe i ograniczenie głównych źródeł przychodów [Zaniewicz, 2019]. Warto zauważyć, że o ile Federacja Rosyjska promowała rozwój technologii LNG u siebie, o tyle szeroki rynkowy dostęp do globalnego rynku gazu skroplonego w dużym stopniu podważał doktrynę Falina-Kwicińskiego, zakładającą uzależnienie od siebie odbiorców dostaw. Zmuszało to Rosję do konfrontacji rynkowej z innymi dostawcami LNG, pogarszając jej pozycję rynkową i osłabiając jej siłę monopolistyczną. Aby zapobiec tym negatywnym procesom, zaczęto rozwijać projekt NS2 i TurkStream, oferując Niemcom i Turkom łatwe, szerokie i bardzo atrakcyjne cenowo dostawy gazu tradycyjną metodą gazociągów. Polityka ta przyniosła duży skutek. Niemcy, będące największą gospodarką Unii Europejskiej, oślepione potencjalnymi zyskami, zaniechały wysiłków budowy terminali LNG na swoim wybrzeżu, stając się zależne od Rosji. W 2022 roku skonfrontowane z szantażem energetycznym ze strony Federacji Rosyjskiej okazały się całkowicie nieprzygotowane do jego neutralizacji.

Rosja – zbliżenie ze Wschodem i uzależnianie od siebie Europy

W części doktryny poświęconej kierunkom współpracy uznano, że szansą dla gospodarki rosyjskiej jest współpraca z państwami azjatyckimi, przede wszystkim z Chinami. W celu dotarcia ze swoją produkcją na rynki azjatyckie Rosja postanowiła kontynuować inwestycje w sektorze gazu skroplonego LNG i rozbudowę gazociągu Siła Syberii.

Nawiązano ściślejsze więzy energetyczne z państwami BRICS i Szanghajskiej Organizacji Współpracy. W celu optymalizacji polityki cenowej na rynku ropy doszło do zbliżenia z OPEC, do której Rosja dołączyła w 2016 roku, przekształcając kartel w OPEC Plus. W 2008 roku przyłączyła się do Forum Krajów Eksporterów Gazu GECF, zrzeszającego 20 największych producentów gazu pochodzących spoza państw zachodnich. Rosja wielokrotnie podnosiła kwestię zagrożenia „kradzieżą surowców” przez kraje tranzytowe. Ostrzegała, że jest gotowa do ostrej i natychmiastowej reakcji, w formie szantażu lub przerwy w dostawach, co prowadziłoby do kryzysów energetycznych.

Polityka uzależniania energetycznego Europy, zgodna z doktryną Falina-Kwicińskiego, od początku rządów Putina zaczęła przynosić efekty. W 2020 roku Unia Europejska sprowadzała niemal 200 mld m³ gazu rosyjskiego, podczas gdy w 2014 roku było to 150 mld m³. W tym roku udział Rosji w imporcie gazu przez całą UE wynosił około 46%, zaspokajając w ponad 41% jej łączne zapotrzebowanie na gaz [Eurostat, 2020]. Jednak gdy spojrzeć na zdezagregowane dane, widać nierównomierny rozkład zależności. Dla 13 państw,

w zdecydowanej większości krajów byłego bloku wschodniego, udział rosyjskiego surowca w imporcie gazu wynosił od 50% do nawet 100%. W Europie Północnej, Zachodniej, ale też północnej części Europy Środkowej rynek energetyczny był bardziej zdywersyfikowany głównie dzięki importowi gazu z Norwegii i dostawom gazu skroplonego. W dużo gorszym położeniu, z małymi szansami ucieczki od dostaw z Rosji, znajdowały się kraje leżące na szlaku TurkStream.

Co więcej, surowiec dostarczany do Niemiec przez Bałtyk wyparł zupełnie gaz z kierunku ukraińskiego (2/3 rosyjskiego importu Niemiec to NordStream, a 1/3 z tranzytu przez Białoruś i Polskę) i częściowo z Austrii i Czech, gdzie ze starego kierunku docierała niecała połowa rosyjskiego importu. Kluczową rolę zaczął odgrywać gazociąg OPAL, którego celem było rozprowadzenie gazu z NordStream po kontynencie.

Dodatkowo, co warto podkreślić, NordStream 2 dawał Rosji wygodną wymówkę do dalszej militaryzacji Bałtyku pod pretekstem ochrony inwestycji, a Rosjanie mogli umieścić wzdłuż rurociągu aparaturę w ramach nowych technologii podsłuchu i monitoringu.

Dziwne stosunki niemiecko-rosyjskie

Jak zostało już powiedziane, Niemcy odgrywały kluczową rolę w polityce uderzenia Rosji w Unię Europejską. Po pierwsze, ze względu na pozycję Niemiec w Unii Europejskiej. Uzależnienie energetyczne lidera wrogiego ugrupowania przyspieszyłoby wymarzone przez Putina podporządkowanie sobie Europy. Rolę nie bez znaczenia w wyborze celu obok doktryny Falina-Kwicińskiego z końca ZSRR odegrała nowa doktryna – doktryna Gierasimowa, będąca niejako jej nowoczesną, rozbudowaną interpretacją. Odnosząca się głównie do strategii prowadzenia wojny asymetrycznej, rozpatrywała dwie wersje reakcji, gdy siły stron są nierównorzędne. Pierwszą możliwością jest próba dogonienia strony mocniejszej przez słabszą. Drugą natomiast rozbić i osłabienie strony silniejszej, tak żeby finalnie zrównała się potencjałem ze stroną słabszą. W przypadku relacji rosyjsko-unijnych w grę wchodziła opcja druga – potencjał Rosji znacznie odbiegał bowiem od potencjału Unii Europejskiej. W odniesieniu do gospodarki i polityki doktryna zakładała maksymalne ekonomiczne i polityczne osłabienie Unii Europejskiej, a przede wszystkim lidera Unii – Niemiec. Dzięki sprytniej polityce Niemcy stały się koniem trojańskim Federacji Rosyjskiej.

W pierwszym etapie uzależniania Niemiec Putin grał kartą przyjaźni rosyjsko-niemieckiej, udawał fascynację drugą stroną. Udało mu się bardzo zbliżyć do ówczesnego kanclerza Niemiec Gerharda Schroedera, którego nazywał swoim wielkim przyjacielem i gościł w swoich prywatnych rezydencjach. Uczynił go później członkiem rady nadzorczej konsorcjum NordStream, płacąc mu sowite wynagrodzenia. Także z kolejnym kanclerzem – Angelą Merkel – miał poprawne, aczkolwiek już nie tak bliskie stosunki. Trzeba pamiętać, że to Merkel, niewątpliwa przywódczyni UE, pilnowała i pilotowała budowę NordStream 2, nie zważając na liczne głosy sprzeciwu.

Drugi as w rękawie Putina to karta oparta na chciwości – propozycja wspólnego porozumienia gazowego, w wyniku czego koncerny niemieckie (i austriackie) miały uzyskać

ogromne zyski, zarówno wynikające z udziału w budowie (Uniper, Wintershall, OMV), jak i finalnie ze sprzedaży błękitnego paliwa Europie. Gazprom oferował bowiem nie tylko niskie ceny, lecz także pokrywał większość kosztów budowy. Na zwiększeniu importu gazu z Rosji do Niemiec dzięki budowie NS2 zarobić miały prywatne koncerny i budżet federalny (opłaty tranzytowe i podatki). Żeby do tego doszło, Niemcy musiały wymusić integrację rynków gazowych Europy Środkowej i Południowo-Wschodniej z rynkiem niemieckim i austriackim.

W miejsce rozproszonych dostaw dotychczasowymi nitkami gazowymi z czasów ZSRR przez państwa tranzytowe gaz miał płynąć bezpośrednio do Niemiec. Niemcy miały stać się głównym hubem europejskim rozprawdzającym rosyjski gaz po całej UE i przejmować dotychczasowe opłaty tranzytowe.

Niemcy zgubiła chciwość, a wizja zysku przysłoniła im rozum i rozsądek. Nagle stały się hamulcowym wszelkich inwestycji gazowych w innych państwach, redukujących ich zależność od Rosji. Wprowadziły politykę likwidacji swoich elektrowni atomowych, wybierając w ich miejsce energetykę krajową opartą w ogromnym stopniu na gazie. Uznały, że taki mix energetyczny da Niemcom przewagę konkurencyjną. Co więcej zaczęły zwalczać i blokować budowę, a nawet dalsze funkcjonowanie elektrowni atomowych w innych krajach w ramach struktur unijnych. Jednym z państw, którym Niemcy chciały za wszelką cenę uniemożliwić inwestycję w atom, była Polska [Lepiarz, 2022].

Warto już w tym miejscu wspomnieć, że w świetle raportów i analiz okazało się, że ugrupowania ekologiczne, które organizowały w Niemczech szereg protestów przeciwko elektrowniom atomowym, domagając się ich zamknięcia, były finansowane przez Kreml. W jakimś stopniu zarówno władze państwa Bundesrepubliki, jak i ekolodzy odegrali w tej kwestii rolę „pożytecznych idiotów”.

Doktryna Gierasimowa w praktyce – destabilizacja Europy i Piąta Kolumna

Realizacja doktryny Gierasimowa w praktyce nie dotyczyła tylko rynku energii. Rosja wykorzystała swoje środki do finansowania wszelkich skrajnych lub populistycznych ugrupowań politycznych i społecznych w Unii Europejskiej, a jej celem było maksymalne rozchwianie fundamentów europejskich. Tajne wsparcie finansowe przy tym nie płynęło tylko do ugrupowań sympatyzujących z Rosją, lecz także do jawnych wrogów Federacji.

Z analizy raportów wynika, że pieniądze płynęły m.in. do:

- Ruchu Pięciu Gwiazd (Włochy),
- AfD (Niemcy),
- Jobbik (Węgry),
- Frontu Narodowego Marine Le Pen (Francja),
- Ligi Północnej (Włochy),
- UKIP (Wielka Brytania),
- Syrizy (Grecja),
- Podemos (Hiszpania),

- Ordo Iuris (Polska),
- Die Linke (Niemcy),
- SPD (Niemcy) [Wesslau, 2019].

W sumie stwierdzono aż 45 powiązań finansowych europejskich organizacji i partii z Rosją. Na problem pierwszy raz zwróciły uwagę Stany Zjednoczone, donosząc, że w latach 2014–2022 Rosja potajemnie przełała ponad 300 mln dolarów na zagraniczne partie polityczne i kandydatów, starając się wpłynąć na wybory w ponad dwóch tuzinach krajów. Zaznaczono przy tym, że rzeczywista kwota jest prawdopodobnie większa. Na zagrożenie to zwróciła także uwagę szefowa Parlamentu Europejskiego Roberta Metsola. Twierdziła, że dla Unii Europejskiej jest to bardzo poważny problem, który może mieć wpływ na zmianę wyników wyborów w krajach Europy¹.

Dnia 8 lutego 2024 roku Parlament Europejski przyjął Rezolucję (2024/2548 (RSP)) w sprawie tzw. Russiagate. Jest ona na tyle ważna, że warto przytoczyć jej fragmenty w tym miejscu:

- istnieją dowody na rosyjską ingerencję i manipulacje w wielu demokracjach, a także na praktyczne wsparcie ze strony Rosji dla sił ekstremistycznych i podmiotów o radykalnych poglądach mających destabilizować Unię;
- [ujawniono] kierowane przez Rosję działania i operacje mające na celu infiltrację europejskich demokracji i instytucji UE, wpływanie na nie i ingerowanie w nie;
- Rosja, aby osiągnąć swoje cele, stosuje szeroką gamę metod wojny hybrydowej, będących elementem szerszej strategii, która ma doprowadzić do osłabienia właściwego funkcjonowania europejskich procesów demokratycznych;
- stosowano zagraniczne ingerencje i manipulowanie informacjami, aby wywołać podziały w społeczeństwach demokratycznych, a od tego czasu ich intensywność jeszcze wzrosła;
- [rozpowszechniono] dezinformację (...) zarówno za pośrednictwem tradycyjnych mediów, jak i platform mediów społecznościowych, przeciąganie elit na swoją stronę, ataki hakerskie na kandydatów w wyborach i cyberataki nasiliły się do bezprecedensowego poziomu; Kreml ma w całej UE rozległą sieć agentów wpływów, którzy oddziałują na procesy wyborcze i politykę w kluczowych kwestiach strategicznych;
- w dziesiątkach dochodzeń udowodniono powiązania prominentnych aktywnych lub emerytowanych europejskich polityków i osób publicznych z Kreml;
- Kreml sponsoruje i wspiera szereg skrajnie prawicowych i skrajnie lewicowych partii i polityków w Europie i między innymi pozwolił, aby partia Marine Le Pen otrzymała w 2013 roku z banku rosyjskiego pożyczkę w wysokości 9,4 mln euro; mając na uwadze, że od tego czasu Le Pen i członkowie jej partii wielokrotnie zajmowali prokremlowskie stanowisko;
- posłowie do PE z niektórych grup politycznych, a także niektórzy posłowie niezrzeszeni rozpowszechniają w Parlamencie jawną propagandę prokremlowską;

¹ Według Szefowej Parlamentu Europejskiego finansowanie zagranicznych partii przez Rosję może mieć wpływ na zmianę wyników wyborów w krajach Europy [PAP, 2022].

- kilka osób publicznych z państw członkowskich UE, w tym byli szefowie rządów i członkowie gabinetu, w szczególności Gerhard Schröder, zajmuje dobrze płatne stanowiska w kontrolowanych przez Kreml przedsiębiorstwach energetycznych, nawet po pełnoskalowej inwazji na Ukrainę niektóre z tych osób postanowiły nie rezygnować ze stanowisk i nadal otrzymują splamione krwią pieniądze Kremla przy milczącym współudziale swoich partii politycznych; wciąż wykorzystują one swoje prorosyjskie wpływy zarówno na krajowych, jak i europejskich scenach politycznych;
- posłanka do PE Tatjana Żdanoka mogła działać jako informatorka V Służby Federalnej Służby Bezpieczeństwa Federacji Rosyjskiej (FSB) co najmniej od 2004 roku do 2017 roku;
- w doniesieniach prasowych od dawna zwraca się uwagę na kontakty i bliskie relacje osobiste między separatystami w Katalonii, w tym władzami rządowymi wspólnoty autonomicznej Katalonii a Kreml;
- w 2016 roku partia rządząca w Rosji, Jedna Rosja, podpisała umowę o współpracy ze skrajnie prawicową Wolnościową Partią Austrii (FPÖ);
- pracownik zatrudniony przez posła do niemieckiego Bundestagu, należącego do partii Alternatywa dla Niemiec (Alternative für Deutschland – AfD), został zidentyfikowany jako osoba kontaktowa rosyjskiej FSB;
- przez wiele lat niektórzy posłowie do PE rekrutowali i zatrudniali jako stażystów, akredytowanych asystentów parlamentarnych i doradców grupy obywateli Rosji popierających reżim Putina i nie zaprzestali tego nawet po rozpoczęciu rosyjskiej wojny napastniczej przeciwko Ukrainie [Rezolucja Parlamentu Europejskiego, 2024].

Można uznać, że w 2024 roku Europa w pełni zdała sobie sprawę ze skali infiltracji przez Rosję i zagrożeń z tych płynących.

Do promocji dezinformacji Rosja wykorzystywała też różne, stworzone przez siebie portale. Jednym z nich jest Voice of Europe, który promował partie skrajne, krytykujące istniejące władze i porządek oraz instytucje europejskie, takie jak AfD. Dodatkowo Federacja używała tego portalu do potajemnego zasilania finansowego wybranych kandydatów, przychylnych Rosji w wyborach europejskich².

Konfrontacja Rosja–UE

Sytuacja Rosji uległa komplikacji w 2019 roku. Projekt NordStream 2 znajdował się w tym czasie w końcowej fazie realizacji, jednak nagle został spowolniony przez blokadę ze strony Danii, która zwlekała z wydaniem zgody na prace nad gazociągiem na jej wodach terytorialnych. Co gorsza Stany Zjednoczone po dwóch latach gróźb uruchomiły sankcyjny mechanizm, który pod koniec grudnia 2019 roku definitywnie zatrzymał budowę gazociągu. W chwili nałożenia sankcji było już ułożone 95% rurociągu,

² Według niemieckiego tygodnika „Der Spiegel” europejscy politycy mieli otrzymywać setki tysięcy euro od Rosji [TVN24, 2024].

do zakończenia brakowało zaledwie 128 km. Sankcje wstrzymały budowę na ponad rok, później pojawiły się problemy z certyfikacją NS2 i zgodnością z unijnymi regulacjami i nową dyrektywą gazową UE.

Kreml zareagował nerwowo. Uznał, że pomimo chwilowych utrudnień można wreszcie odkryć karty i zacząć grać o wszystko. Tym bardziej, że rynek energii był w głębokiej nierównowadze wskutek dwóch przeciwstawnych tendencji zachodzących po COVID-19: spadku podaży w wyniku niewłaściwego dostosowania rynków do załamania popytu w czasie pandemii oraz gwałtownego wzrostu popytu na energię, spowodowanego agresywną polityką luzowania ilościowego, zastosowaną przez kraje wysoko rozwinięte.

W celu wymuszenia zgody na uruchomienie NS2 Rosja postanowiła sięgnąć w sezonie jesiennym 2021 roku do szantażu energetycznego w relacjach z Unią Europejską. Decydując się na to, Putin był pewien, że Europa nie ma wielkiego pola manewru, a skala uzależnienia od surowców energetycznych z Rosji zmusi je do ustępstw na rzecz Federacji. Narzędziem szantażu było wywołanie w Europie paniki w wyniku ograniczenia dostępu do gazu w przededniu nadchodzącej zimy, połączonej z wojną propagandową (*fake newsy*), i doprowadzenie do redukcji zapasów gazu w UE. Federacja znacząco ograniczała dostawy gazu do Europy, oficjalnie wypierając się prowadzenia takiej polityki, zaś redukcje tłumacząc usterkami, pracami konserwacyjnymi itp. Cynicznie współczuła Europie problemów i podpowiadała najprostsze rozwiązanie problemów – certyfikację gazociągu NordStream 2. Działania Putina stanowiły szok dla Europy i wreszcie otrzeźwiły tę część klasy politycznej Europy, która w relacjach z Rosją nie dostrzegała żadnych zagrożeń.

Krajem, który znalazł się w najcięższej sytuacji, były Niemcy – państwo, które przewodziło polityce uzależnienia energetycznego od Rosji. Błędem polityki energetycznej Berlina był brak polityki dywersyfikacji dostaw gazu. Innym, trudnym do zrozumienia dla obserwatorów z zewnątrz działaniem była decyzja o definitywnym odejściu od atomu w Niemczech i wygaszanie kolejnych (ostatnich) czynnych elektrowni atomowych już w czasie szalejącego kryzysu. Spowodowało to duże niedobory energii w Niemczech, co stanowiło istotne zagrożenie dla funkcjonowania gospodarki i społeczeństwa niemieckiego.

Tani gaz z Rosji leżał u podstaw konkurencyjności niemieckiej gospodarki na globalnych rynkach. To właśnie niemiecki przemysł najmocniej lobbował za współpracą energetyczną z Rosją. Obowiązującym do kryzysu stanowiskiem było uznanie, że Rosja jest niesłychanie silnie powiązana biznesowo z Niemcami i nie zaryzykowałaby utraty lukratywnych kontraktów handlowych z ważnym partnerem biznesowym. Pewność dostaw była tak wielka, że Niemcy – jak wspomniano wcześniej – nie były zainteresowane budową terminali LNG. W chwili szantażu nie posiadały żadnego kanału dla dostaw LNG. Nowa polityka energetyczna Rosji była szokująca dla niemieckich elit gospodarczych. Cena gazu drastycznie wzrosła, dochodziło do upadłości dostawców energii, zawieszania i ograniczania produkcji zakładów przemysłowych [Kędzierski, 2023].

W lutym 2022 roku doszło do napaści Rosji na Ukrainę. W szybkim czasie, w wyniku jednoznacznego proukraińskiego stanowiska Unii Europejskiej, doszło do embarga dostaw

gazu z Federacji Rosyjskiej do Europy. Wojna stała się cezurą we współpracy energetycznej Europy i Rosji.

Polityka energetyczna Polski w XXI wieku

W ciągu 20 lat, do czasu rosyjskiej napaści na Ukrainę, Polska zapłaciła za import surowców energetycznych z Rosji ponad 900 mld zł, równocześnie odnotowując jeden z największych przyrostów importu paliw kopalnych z Rosji spośród krajów Unii Europejskiej. Dotyczyło to przede wszystkim importu rosyjskiego węgla. Import ten składał się w 2020 roku na 75% importu całkowitego – Rosja uzyskała zatem dominującą pozycję w zaopatrzeniu Polski w węgiel [Forum Energii, 2022]. Jednym z powodów takiej dominacji była bliskość rynku, jakoś dostarczanego surowca i atrakcyjna cena. Z tego powodu kryzys w stosunkach unijno-rosyjskich, który nastąpił w 2022 roku, stanowił duże wyzwanie dla tego rynku.

W przypadku dostaw gazu pierwsze dekady III RP można opisać jako stopniowe uzależnianie się od Rosji. Spowodowane to było głównie niedoborem własnych zasobów, dostępem do infrastruktury z czasów RWPg w postaci gazociągów, stacji odbiorczo-przesyłowych i kompresyjnych, łączących nas ściśle z ZSRR, a potem Rosją, oraz z brakiem alternatywnych kierunków dostaw. Głównym dostawcą gazu do Polski był Gazprom [Kołbuk, Kołbuk, 2014].

Pomimo rosnących wolumenów importu węglowodorów zależność Polski od Rosji systematycznie od początków XXI wieku spadała. Polska polityka zagraniczna trafnie odczytywała zagrożenie ze strony Rosji, próbując zminimalizować wpływ Kremla na naszą gospodarkę, wdrożyła strategię dywersyfikacji dostaw gazu i ropy.

Pierwsze postulaty w sprawie dywersyfikacji dostaw gazu zawarto w 1992 roku w raporcie Ministerstwa Przemysłu i Handlu. Były one efektem ciągłych nieporozumień w sprawie dostaw i wyceny gazu ze stroną rosyjską. Postulowano poszerzenie kierunków dostaw gazu o Norwegię, Wielką Brytanię i Algierię. Choć w kolejnych latach projekt dywersyfikacji dostaw zawieszono, temat bezpieczeństwa energetycznego, wymagającego zróżnicowania dostawców, regularnie wracał na agendę. Ostatecznie proces zmniejszania zależności od rosyjskiego gazu rozpoczął się w 1997 roku podpisaniem umowy z holenderską spółką Nederlandse Gasunie B.V. Choć nie było to całkowite ominięcie dostaw z Federacji Rosyjskiej, holenderska spółka gwarantowała dostawy gazu do Polski. W tym samym roku rozpoczęto analogiczne rozmowy z norweskim Statoil. W tym przypadku także strona norweska gwarantowała dostawy do Polski przez rosyjski Gazprom. W 2001 roku premierzy Polski i Norwegii podpisali deklarację o współpracy w dziedzinie dostaw gazu, zaś PGNiG i konsorcjum norweskich i duńskich dostawców podpisali wieloletni kontrakt gazowy [Kołbuk, Kołbuk, 2014].

Na politykę dywersyfikacji dostaw gazu do Polski duży wpływ miała decyzja niemiecko-rosyjska z końca lat 90. XX wieku o budowie NordStream. Planowana budowa gazociągu miała odbyć się ze szkodą dla państw środkowo-wschodnich Europy – Polski, Ukrainy i republik nadbałtyckich. W wyniku rozpoczęcia budowy NS w 2006 roku w tym samym roku rząd Polski podjął inicjatywę budowy terminala gazu w Świnoujściu.

W 2009 roku specjalnie powołana do tego celu przez PGNiG spółka Polskie LNG zawarła umowę z katarską firmą Qatargas Operating Company na pierwsze dostawy LNG do Polski.

We wrześniu 2022 roku uruchomiono także gazociąg Baltic Pipe, łączący Polskę z Danią i Norwegią. Ma on przepustowość 10 mld m³ gazu rocznie, co pokrywa ponad 60% rocznego krajowego zapotrzebowania na gaz. W tym samym roku GAZ-SYSTEM uruchomił również gazociągi na Litwę i Słowację [Gaz System, 2022], zaś w odniesieniu do ropy naftowej przełom stuleci przyniósł rozbudowę istniejącego od 1992 roku naftoportu w Porcie Północnym w Gdańsku. O ile w 2000 roku wielkość dostaw do Gdańska opiewała na 6060 mln ton, to w 2022 roku była aż o 400% wyższa i wynosiła już 24 517 mln ton [Wikipedia, 2025]. Obsłużono w tym roku 363 tankowce. Gros dostaw do Gdańska odbywało się spoza Rosji, przede wszystkim (2/3 wszystkich dostaw) z Arabii Saudyjskiej i Norwegii, a w mniejszym zakresie ze Stanów Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii, Egiptu, Kazachstanu czy Nigerii. W 2022 roku 87% ropy naftowej dostarczanej drogą morską pochodziło z innych kierunków niż rosyjski [Energetyka, 2023].

Symbolem polityki dywersyfikacji dostaw gazu i ropy oraz budowy bezpieczeństwa energetycznego Polski stały się zatem gazoport w Świnoujściu, naftoport w Gdańsku, Baltic Pipe, interkonektory. Poczynione są kolejne inwestycje, jak zamówienie pływających platform do dalszego odbioru gazu LNG (FSRU). W 2025 roku rozpoczęła się budowa pływającego terminala gazowego dla Polski w stoczni Hyundai w Korei Południowej – odbiór gotowego terminala ma mieć miejsce w 2028 roku. W 2024 roku GAZ-SYSTEM podpisał umowy na budowę trzech gazociągów lądowych o łącznej długości 250 km. Nowa infrastruktura przesyłowa ma umożliwić odbiór dostarczanego gazu LNG, jego regazyfikację i dostarczanie do odbiorców [Bankier.pl, 2025].

Stopniowo rośnie udział odnawialnej energii elektrycznej, której udział w miksie energetycznym wyniósł w 2024 roku prawie 30%. Ograniczeniem dla rozwoju OZE są jednak niewystarczające moce przesyłowe czy też brak wystarczającej liczby magazynów energii. Polska powoli zbliża się do rozpoczęcia pierwszej pełnoskalowej elektrowni atomowej, której uruchomienie ma nastąpić planowo w latach 2036–2037. W dalszej perspektywie jest też kolejna elektrownia i potencjalnie SMR-y. Przez Bałtyk ma też biec istotny korytarz wodorowy z państw skandynawskich [Łoskot-Strachota, 2025].

Wnioski

Niniejszy tekst miał na celu analizę rosyjskiej myśli politycznej i realizowania celów geopolitycznych na przykładzie polityki energetycznej Rosji wobec krajów Unii Europejskiej. Surowce energetyczne w tym przypadku stanowią narzędzie szantażu i umacniania pozycji kraju-eksportera w świecie. Zgodnie z doktryną Falina-Kwicińskiego zastąpiły one czołgi i konfrontację militarną. Pieniądze pozyskiwane z eksportu surowców, głównie do krajów europejskich, zgodnie z doktryną Gierasimowa posłużyły do destabilizacji Unii od środka, wewnętrznego skłócenia. Ciche finansowanie partii i organizacji o poglądach skrajnych doprowadziło do utraty spójności społecznej poszczególnych krajów unijnych. Zaskakujący jest brak świadomości europejskiej klasy politycznej odnośnie do metod

i celów prowadzenia rosyjskiej polityki zagranicznej i celów prowadzenia wymiany handlowej – piszemy to jednak *ex post*.

Prawdziwe intencje Rosji nie zostały przez polityków europejskich odczytane (poza Polską). A przecież Unia dysponowała ośrodkami analitycznymi specjalizującymi się w Rosji. Jak widać, obie doktryny pozostały dla Zachodu nieznane i nie wywołały żadnych refleksji. Do czasu wojny energetycznej z Rosją bezpieczeństwo surowcowe bardzo rzadko było podnoszone przez państwa UE, tylko okazjonalnie włączane do tematu bezpieczeństwa narodowego.

Europa dała się Rosji skutecznie uśpić. Zachodzące od lat 70. XX wieku procesy stopniowej normalizacji na linii Wschód-Zachód, upadek ZSRR i wejście Federacji Rosyjskiej na ścieżkę gospodarki rynkowej umacniały na Zachodzie wizerunek Rosji jako w miarę przewidywalnego partnera, którego Europie uda się obłaskawić, oswoić, a nawet związać ze sobą zakupami surowców po wyższych cenach niż światowe. Zachód łudził się, że prowadząc interesy z Putinem kupuje sobie spokój. Strategia ta w pełni opierała się na wizji niemającej nic wspólnego z rzeczywistością. Nie brała pod uwagę wielowiekowej imperialnej tradycji Rosji – tradycji podporządkowywania i dominacji innych.

Wydarzenia z przełomu drugiej i trzeciej dekady XXI wieku, jak choćby szantaż gazowy, głębokie ingerencje Federacji Rosyjskiej w systemy polityczne państw członkowskich UE czy w końcu wojna w Ukrainie stanowiły dla krajów europejskich zimny prysznic, pozbawiając je złudzeń. Rosja udzieliła Europie, a szczególnie Niemcom, bolesnej lekcji, pokazując, do czego prowadzi zaślepienie żądzą zysku. Szczególnie wysokie ryzyko niesie brak strategii dywersyfikacji w odniesieniu do dostaw strategicznych surowców energetycznych.

Trzecia dekada XXI wieku, która wykracza poza ramy analizy, to mozolny proces redefinicji europejskiej polityki energetycznej, i szerzej polityki bezpieczeństwa, zmieniając całkowicie postrzeganie Federacji Rosyjskiej przez Europę Zachodnią. Miejsce przyjaźnej neutralności wobec Rosji zastąpiły niechęć i wola maksymalnego uniezależnienia się i odizolowania się od wschodniego sąsiada. Unia Europejska wdrożyła ponadto strategię ukarania Rosji za agresję na Ukrainę w postaci nakładania kolejnych, coraz bardziej dotkliwych pakietów sankcji (19 rund sankcji).

Jak dzisiaj wygląda układ sił w Europie? Putin zagrał kartą pokerową, będąc pewnym wygranej, czyli podporządkowania sobie Unii Europejskiej. Niestety (a z naszej perspektywy – na szczęście) przelicytował, ujawnił swoje zamiary zbyt wcześnie. Dzisiaj Federacja Rosyjska w relacjach z UE znajduje się na pozycji przegranej. Nic nie osiągnęła, wszystko straciła. To tym bolesniejsza lekcja dla Rosji, że rynek europejski był dla niej podstawowym kierunkiem eksportowym i głównym źródłem dochodów państwa. Z kolei Unia Europejska, ponosząc bardzo wysokie koszty, uciekła od rosyjskiej dominacji (w tym energetycznej) i wreszcie zaczęła na poważnie traktować bezpieczeństwo narodowe we wszystkich wymiarach. Choć trzeba nadmienić, że wciąż znajduje się w procesie zmian. Odpowiedzią Rosji na porażkę jest jeszcze większa wrogość do Europy i zagrożenie jej bronią atomową, odpowiedzią Europy zaś – przyspieszona transformacja energetyczna i wzmacnianie sektora obronnego.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Fukuyama, F., 1996, *Koniec historii*, Wydawnictwo Zysk i Ska.
- [2] Kapusniak, T., Olejarsz, T., 2010, *Partnerstwo Wschodnie w kontekście stosunków Unia Europejska-Federacja Rosyjska*, „Rocznik Instytutu Europy Środkowo-Wschodniej, rok 8 (2010), zeszyt 3, Instytut Europy Środkowo-Wschodniej, Lublin.
- [3] Historyczny ambasador, 2020, *Jakie zagrożenia dla Europy niesie uzależnienie energetyczne od Rosji*, <https://web.archive.org/web/20220620191435/https://historycznyambasador.com/jakie-zagrozenia-dla-europy-niesie-uzaleznienie-energetyczne-od-rosji/> (dostęp: 16.11.2025).
- [4] Lynch, D., 2004, *Russia's Strategic Partnership with Europe*, Institute for Security Studies, European Union, <https://www.iss.europa.eu/sites/default/files/EUISSFiles/analy077.pdf> (dostęp: Spring 2004).
- [5] Goetz, R., 2005, *Russia and the Energy Supply of Europe, The Russian Energy Strategy to 2020*, Working Paper, FG 5 2005/06, Research Unit Russia/CIS, Stiftung Wissenschaft und Politik, German Institute for International and Security Affairs, October 2005, https://www.swp-berlin.org/publications/products/arbeitspapiere/FG5_2005_06_gtz_ks.pdf (dostęp: 4.11.2025).
- [6] WNP, 2020, *Turecki Potok – gazociąg którym rosyjski gaz trafi na południe Europy*, 8.01.2020, <https://www.wnp.pl/rynki/turecki-potok-gazociag-ktorem-rosyjski-gaz-trafi-na-poludnie-europy-dokumentacja,365149.html#:~:text=Rosja%20podjęła%20decyzję%20o%20budowie%20Tureckiego%20Potoku,po%20dnie%20Morza%20Czarnego%2C%20przez%20terytorium%20Bułgarii> (dostęp: 15.11.2025).
- [7] Łoskot-Strachota, A., Seroka, M., Szpala, M., 2021, *TurkStream on the diversifying south-eastern European gas market*, „OSW Commentary”, Ośrodek Studiów Wschodnich, 8.04.2021, <https://www.osw.waw.pl/en/publikacje/osw-commentary/2021-04-08/turkstream-diversifying-south-eastern-european-gas-market> (dostęp: 15.11.2025).
- [8] Menkiszak, M., 2013, *Wielka Europa. Putiniowska wizja (dez) integracji europejskiej*, „Prace SWO”, Warszawa.
- [9] WP Wiadomości, 2009, *Miedwiediew: dostawy gazu do Europy będą wznowione*, 8.01.2009, <https://wiadomosci.wp.pl/miedwiediew-dostawy-gazu-do-europy-beda-wznovione-6037243043234433a> (dostęp: 16.11.2025).
- [10] European Parliament, 2021, *EU-Russia relations understrain: what are the causes?*, 02.02.2021, <https://www.europarl.europa.eu/topics/en/article/20210128STO96606/eu-russia-relations-understrain-what-are-the-causes> (dostęp: 15.11.2025).
- [11] Zaniewicz, M., 2025, *Rosja jest dyskryminowana? Nowa doktryna bezpieczeństwa energetycznego Federacji Rosyjskiej. Analiza*, „Energetyka” 24, 21.05.2019, <https://energetyka24.com/gaz/rosja-jest-dyskryminowana-nowa-doktryna-bezpieczenstwa-energetycznego-federacji-rosyjskiej-analiza> (dostęp: 17.11.2025).
- [12] *EU imports of Energy products – recent developments*, October 2020, <https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaisancedesenergies.org/files/pdf-actualites/EU%20imports%20of%20energy.pdf#:~:text=Page%205.%20Map%201:%20Natural%20gas%2C%20main,still%20far%20ahead%20of%20the%20second%20largest> (dostęp: 17.11.2025).
- [13] *Presentation on energy statistics*, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220328-2> (dostęp: 17.11.2025).
- [14] Lepiarz, J., 2022, *Welt am Sonntag: polsko-niemiecki spór o energię atomową*, „Deutsche Welle”, 31.12.2022, <https://www.dw.com/pl/welt-am-sonntag-polsko-niemiecki-sp%C3%B6r-o-energie-atomowa/a-64254656> (dostęp: 17.11.2025).
- [15] Wesslau, F., 2019, *Putin's friends in Europe*, „European Council on Foreign Relations”, 4.10.2019 (dostęp: 17.11.2025).
- [16] PAP, 14.09.2022, <https://www.pap.pl/aktualnosci/news%2C1425198%2Cszefowa-pe-finansowanie-zagranicznych-partii-przez-rosje-moze-miec-wplyw> (dostęp: 18.11.2025).

- [17] Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dnia 8 lutego 2024 roku w sprawie Russiagate: zarzuty dotyczące rosyjskiej ingerencji w procesy demokratyczne w Unii Europejskiej, Dzienniki UE, System Informacji Prawnej LEX, <https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzienniki-UE/rezolucja-parlamentu-europejskiego-z-dnia-8-lutego-2024-r-w-sprawie-72397590> (dostęp: 17.11.2025).
- [18] „Der Spiegel”, 2024, za: TVN24, 28.08.2024, <https://tvn24.pl/swiat/niemcy-spiegel-europejscy-politycy-mieli-otrzymywac-setki-tysiecy-euro-od-rosji-st7843711> (dostęp: 17.11.2025).
- [19] Kędzierski, M., 2023, *Niebezpieczna zależność od Rosji. Niemcy wobec kryzysu gazowego*, Ośrodek Studiów Wschodnich, 23.02.2023, <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2022-02-23/niebezpieczna-zalezosc-od-rosji-niemcy-wobec-kryzysu-gazowego> (dostęp: 17.11.2025).
- [20] Forum Energii, 2022, *Koniec importu surowców energetycznych z Rosji?*, Forum Energii, 28.02.2022, <https://www.forum-energii.eu/koniec-importu-surowcow-energetycznych-z-rosji> (dostęp: 18.11.2022).
- [21] Kołbuk, W., Kołbuk, A., 2014, *Gazprom na polskim rynku paliw w latach 1989–2014*, „Roczniki ekonomii i zarządzania”, tom 6 (42), numer 2.
- [22] Gaz System, 2022, *Gazociąg Baltic Pipe osiągnął pełną przepustowość*, 30.11.2022, <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2022/listopad/30-11-2022-gazociag-baltic-pipe-osiagnal-pelna-przepustowosc.html>, (dostęp: 19.11.2025).
- [23] Wikipedia 2025, *Naftoport*, <https://pl.wikipedia.org/wiki/Naftoport> (dostęp: 19.11.2025).
- [24] Energetyka 24, 2023, *Skąd płynie ropa do Polskie. PERN podał statystyki*, 9.02.2023, <https://energetyka24.com/ropa/wiadomosci/skad-plynie-ropa-do-polski-pern-podal-statystyki> (dostęp: 19.11.2025).
- [25] Bankier.pl, 2025, *Ruszyła budowa pływającego terminala LNG. Gaz popłynie w 2028 roku*, 22.07.2025, <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Ruszyla-budowa-plywajacego-terminala-LNG-Gaz-poplynie-w-2028-roku-8982386.html> (dostęp: 19.11.2025).
- [26] Łoskot-Strachota, A., 2025, *Polityka energetyczna w czasie wojny i transformacji. Priorytety państw Europy Środkowo-Wschodniej i Niemiec. Raport*, Ośrodek Studiów Wschodnich, https://www.osw.waw.pl/sites/default/files/Raport-OSW_Polityka%20energetyczna%20w%20czasie%20wojny%20i%20transformacji-www_1.pdf (dostęp: 20.11.2025).

Konrad PRANDECKI 

ORCID: 0000-0002-1576-5677

Instytut Ekonomiki Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej
Państwowy Instytut Badawczy
ul. Świętokrzyska 20, 00-002 Warszawa

Polityka energetyczna i klimatyczna – wyzwania i implikacje z perspektywy globalnej

Abstrakt: Zmiana klimatu jako jedno z ważniejszych wyzwań współczesnego świata wymaga pilnych działań, skoordynowanych na poziomie globalnym. Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że wysiłki z tym związane są nieefektywne, a globalna emisja gazów cieplarnianych stale rośnie. Z tego powodu pojawia się pilna potrzeba działań redukcyjnych w sektorze energii, który jest podstawowym źródłem emisji gazów cieplarnianych. Porozumienia klimatyczne wpływają więc na kształt sektora energii i jego przyszły rozwój.

Opracowanie ma na celu ocenę wpływu polityki klimatycznej na sektor energii i zmian, jakie mogą zajść w tym zakresie w przyszłości. Podjęto próbę oceny możliwości wprowadzenia w życie deklaracji politycznych podejmowanych na forum ONZ. Punktem wyjścia jest krytyczna analiza dostępnej literatury zagranicznej – głównie raportów organizacji międzynarodowych i pozarządowych.

Słowa kluczowe: polityka energetyczna, polityka klimatyczna, zmiana klimatu, emisje GHG, miks energetyczny, scenariusze klimatyczne

Environmental Threats as a Factor in the Loss of Security

Abstract: Climate change, as one of the most important challenges of the modern world, requires urgent action, coordinated at the global level. Past experience shows that efforts to do so are ineffective and global greenhouse gas emissions are steadily increasing. For this reason, there is an urgent need for reduction measures in the energy sector, which is the main source of greenhouse gas emissions. Climate agreements therefore affect the shape of the energy sector and its future development. The aim of the study is to assess the impact of climate policy on the energy sector and the changes that may occur in this area in the future. At the same time, an attempt was made to assess the possibility of implementing the political declarations made at the UN. The study was prepared on the basis of a critical analysis of the available foreign literature, i.e. mainly reports of international and non-governmental organizations.

Keywords: energy policy, climate policy, climate change, GHG emissions, energy mix, climate scenarios

Wprowadzenie

Zmiana klimatu to jedno z najważniejszych wyzwań ludzkości w pierwszej połowie XXI wieku. Problem ten można postawić na równi z zagrożeniem wojną, problemami zdrowia, w tym psychicznego, nierównościami gospodarczymi i destrukcją środowiska przyrodniczego.

Przyczyną współczesnej zmiany klimatu jest antropogeniczna emisja gazów cieplarnianych. W porównaniu do emisji naturalnej emisja wytwarzana przez człowieka może wydawać się niewielka, co często jest podkreślane przez sceptyków negujących zachodzące zmiany klimatyczne. Jednak jej znaczenie jest ogromne, ponieważ silnie działa jako czynnik przeważający szalę nierównowagi klimatycznej. Badania naukowe i liczne obserwacje klimatyczne potwierdzają, że elementy składowe klimatu stale się zmieniają, wskazując jednoznaczny trend w kierunku ocieplania się klimatu. Procesy te są coraz szybsze.

Prognozy pokazują, że przy zachowaniu obecnej trajektorii zmian, na koniec stulecia możemy spodziewać się średniej temperatury na Ziemi około $+2,7^{\circ}\text{C}$ w porównaniu do epoki przedindustrialnej (IPCC, 2021). Jest to dużo powyżej limitu $+2^{\circ}\text{C}$ ustalonego w ramach ONZ (UNFCCC, 2015) i prawie dwa razy więcej niż granica uznawana za bezpieczną, tj. $+1,5^{\circ}\text{C}$ (IPCC, 2018). Taka zmiana może wydawać się niewielką z perspektywy człowieka, ale dla środowiska przyrodniczego, a nawet dla ludzkości może mieć ogromne konsekwencje. Zazwyczaj w tym kontekście wspomina się o wymieraniu gatunków i przemianach ekosystemów, ale problemy te istotnie wpłyną również na całe społeczeństwa. Najbardziej zauważalnym problemem są zmiany w dostępie do wody, skutkujące gwałtownie pogarszającymi się warunkami do produkcji żywności, szczególnie w krajach rozwijających się. To powoduje migracje ludności, które już powoli stają się uciążliwe dla państw wysokorozwiniętych. Obserwowane są również pierwsze konflikty o zasoby wody. Na razie mają one incydentalny charakter, ale w przyszłości mogą się nasilić. Ze zmianą klimatu związany jest też problem dostępu do żywności i jej jakości. Zauważa się, że coraz częściej z powodu czynników klimatycznych pojawiają się trudności z przewidywaniem zbiorów, które mogą być częściowo stracone nie tylko z powodu ograniczonego dostępu do wody, lecz także na skutek występowania gwałtownych zjawisk meteorologicznych czy chorób, które wcześniej nie występowały na danym terenie. Trudności dotyczą również gospodarki zwierzęcej, w której utrzymanie odpowiednich warunków dobrostanu zwierząt jest coraz bardziej kosztowne.

Zmiana klimatu powoduje przemieszczanie się wektorów chorób atakujących ludzi, co skutkuje rosnącym zagrożeniem ich występowania na obszarach z ograniczoną odpornością społeczną na nie. Powyższe ryzyko, a także zmiany zachodzące w wirusach i bakteriach powodują, że choroby te stają się coraz groźniejsze dla człowieka i przybierają charakter epidemiczny. Obecnie wzrasta stopień identyfikacji takich zagrożeń i świadomość ich znaczenia, przez co zjawiska uznawane wcześniej za podstawowe skutki zmiany klimatu, na przykład zalewanie terenów przybrzeżnych, obecnie są traktowane jako jedno z mniej ważnych wyzwań – chociaż w wielu miejscach na świecie, na przykład dla państw wyspiarskich, może przesądzać o ich istnieniu.

Wielość zagrożeń związanych ze zmianą klimatu i narastająca skala ich oddziaływania powodują, że problem ten powinien być traktowany jako jeden z ważniejszych do rozwiązania. Ma on charakter globalny i tylko w skali globalnej może być rozwiązany. Z tego powodu istotną rolę w ograniczeniu współczesnej zmiany klimatu odgrywają działania międzynarodowe i współpraca polityczna w tym zakresie. Jednakże dotychczasowe ponad trzydziestoletnie doświadczenia z realizacji polityki klimatycznej na poziomie globalnym pokazują, że efekty wysiłków są niewielkie. W praktyce to każde państwo oddzielnie jest odpowiedzialne za przeciwdziałanie zmianie klimatu, a współpraca międzynarodowa ma na celu jedynie skoordynowanie tych wysiłków.

Rozdział ma na celu pokazanie zmiany klimatu jako czynnika istotnie wpływającego na sektor energii i politykę energetyczną. Realizacja tego celu wymagała przedstawienia podstawowych założeń polityki klimatycznej i ich wpływu na politykę energetyczną. Opracowanie opiera się na analizie krytycznej literatury i własnych analizach powszechnie dostępnych danych statystycznych. W tym celu wykorzystano głównie europejskie bazy danych – Eurostat i EDGAR. Druga z tych baz dotyczy statystyk związanych z emisjami gazów cieplarnianych.

Zmiana klimatu i polityka klimatyczna

Pojęcie klimat oznacza średnie warunki pogodowe dla danej lokalizacji mierzone w długim okresie (WMO, 2022). Warunki te mogą podlegać zmianie, która w przeszłości była wywoływana czynnikami naturalnymi. Skala takich zmian mogła mieć charakter lokalny, regionalny lub globalny. Obecnie, tj. od początku rewolucji przemysłowej, mamy do czynienia ze zmianą klimatu, która ma charakter globalny. Jej najbardziej widocznym przejawem jest zmiana temperatury, której trend wzrostowy utrzymuje się od połowy XIX wieku, a jej tempo stale przyspiesza.

W skali globalnej zmianę klimatu ocenia się na podstawie siedmiu kryteriów, do których należą (Trewin et al., 2021):

- temperatura przy powierzchni Ziemi,
- ciepło oceaniczne,
- koncentracja gazów cieplarnianych w atmosferze,
- zakwaszenie oceanów,
- zmiany poziomu mórz,
- masa lodowcowa,
- zasięg lodu morskiego.

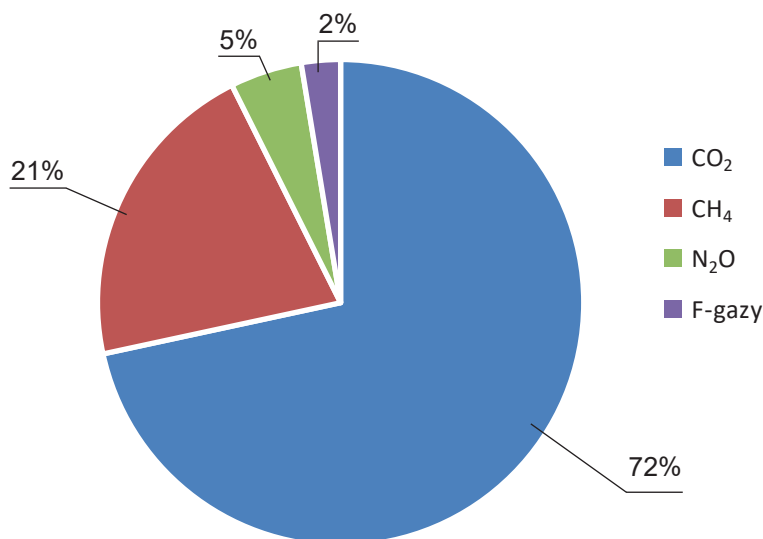
Najbardziej widocznym spośród wymienionych kryteriów jest zmiana temperatury, która jest mierzona jako średnia globalna temperatura. Niezależnie od sposobu jej obliczania wyniki szacunków są do siebie zbliżone (WMO, 2024). W szczególności na uwagę zasługuje długookresowy trend, który pomimo zmienności poszczególnych obserwacji w długim okresie jest bardzo wyraźny i ma tendencję wzrostową. Obserwacje meteorologiczne z ostatnich lat utwierdzają w przekonaniu, że zmiana klimatu jest coraz bardziej zauważalna (WMO, 2025b). Nawet rok 2025, który w Polsce nie

był odczuwany jako gorący, globalnie może być jednym z gorętszych w historii badań (Carbon Brief, 2025).

Badania naukowe dowodzą, że współczesna zmiana klimatu ma charakter antropogeniczny, co oznacza, że jej główną przyczyną jest działalność człowieka, która prowadzi do destabilizacji ekosystemów i tym samym powoduje dalsze naturalne zmiany klimatu (Popkiewicz et al., 2019). Na przykład masowe wycinanie lasów przyczynia się do zmniejszenia możliwości pochłaniania węgla w przyrodzie, co pośrednio powiększa nierównowagę w atmosferze. W podobny sposób wpływa osuszanie terenów podmokłych.

Na podstawie badań naukowych wskazano na istnienie relacji pomiędzy stężeniem gazów cieplarnianych w atmosferze a średnią temperaturą na Ziemi. Szacuje się, że przed rewolucją przemysłową stężenie CO₂ w atmosferze wynosiło około 280 ppm (ang. *parts per million* – części na milion). Obecnie wynosi ono prawie 419 ppm (WMO, 2025a). W praktyce problem dotyczy nie tylko dwutlenku węgla, lecz także kilku innych gazów. Głównie mierzy się stężenie: CO₂, CH₄, N₂O i SF₆. Udział poszczególnych gazów w globalnej emisji gazów cieplarnianych (GHG) przedstawiono na Rysunku 1.

Pomiar i szacowanie emisji gazów cieplarnianych jest bardzo złożoną sprawą. Wiele procesów jest trudnych do precyzyjnego zmierzenia, zwłaszcza w skali globalnej. Z tego powodu szacunki emisji znacznie różnią się od siebie (por. Tabela 1). Istotne jest jednak to, że niezależnie od sposobu pomiaru trendy są jednoznaczne. Roczna globalna emisja gazów cieplarnianych stale rośnie niezależnie od podejmowanych wysiłków. Wzrost ten jest znaczący w porównaniu do pomiarów z 1990 roku (por. Tabela 2). Światowa emisja GHG z 2022 roku to ponad 160% emisji z 1990 roku (EDGAR, 2025).



Rysunek 1. Udział wybranych gazów w globalnej emisji GHG w 2022 roku

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE EDGAR, 2025

Tabela 1. Emisja GHG według różnych szacunków

Rok	AR6	Climate Watch	Our world in data	EDGAR	Bank światowy	UNEP
2019	59	49,84	53,46	52,558	48,089	bd.
2020	bd.	47,46	51,46	50,633	46,120	54,5
2021	bd.	49,55	53,45	53,057	bd.	56,8

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE

Tabela 2. Emisja gazów cieplarnianych (mln t CO₂ eq.)

Rok	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022	Dynamika 1990/2022	Udział 2022
Świat	33 268	34 632	36 992	42 319	46 992	50 135	50 633	53 787	162	100
G20	25 851	27 083	28 681	32 718	36 289	38 612	38 831	41 264	160	77
Top 10*	22 886	23 945	25 269	29 112	32 521	34 628	35 060	37 320	163	69
G7	11 138	11 483	12 113	12 042	11 293	10 697	9 421	9 993	90	19
BRICS	10 308	11 120	11 808	15 707	19 891	22 680	24 348	25 870	251	48
UE-27	4915	4 600	4 513	4 597	4 276	3 922	3 428	3 588	73	7

* 10 państw o największej emisji gazów cieplarnianych w 2022 roku

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE DANYCH EDGAR

W 2022 roku minęło 30 lat od podpisania Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmiany klimatu (ang. *United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC), czyli podstawowego dokumentu regulującego ogólnosiwiatowe wysiłki na rzecz powstrzymania procesu zmiany klimatu, głównie poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych. Na mocy tej konwencji zostały uruchomione takie inicjatywy jak Protokół z Kioto i porozumienie paryskie. To drugie rozwiązanie jest obecnie najbardziej zaawansowanym dokumentem politycznym w sprawie przeciwdziałania zmianie klimatu. To na podstawie jego zapisów dąży się do osiągnięcia neutralności klimatycznej w drugiej połowie XXI wieku – głównie poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych – ale również podejmuje działania związane z adaptacją do zmiany klimatu. Istotne działania w tym zakresie powinny zapaść podczas 30. szczytu stron konwencji klimatycznej (COP30) w Belem, w listopadzie 2025 roku. Zapisy porozumienia paryskiego są również podstawą do działań podejmowanych w Unii Europejskiej.

Wspomniany wyżej cel neutralności klimatycznej jest rozwiązaniem pośrednim, które ma prowadzić do bardziej odległych celów związanych z klimatem. W polityce i literaturze, zwłaszcza popularnonaukowej, określa się je przez pryzmat zmiany temperatury, czyli dopuszczalnego wzrostu temperatury w stosunku do epoki przedprzemysłowej, jaki może wystąpić na koniec stulecia. Szacunki pokazują (Kikstra et al., 2022), że obecna ścieżka

zachodzącej zmiany klimatu prowadzi nas do wzrostu $+2,7^{\circ}\text{C}$ w 2100 roku. Za nieprzekraczalną barierę uznaje się cel $+2,0^{\circ}\text{C}$, który jest kompromisem pomiędzy oczekiwaniami państw rozwijających się (głównie wyspiarskich) a skłonnością państw rozwiniętych do ponoszenia kosztów. Ponadto w dokumentach strategicznych pojawia się jeszcze cel $+1,5^{\circ}\text{C}$, który uważany jest za pożądany. W opinii naukowców jego przekroczenie spowoduje duże ryzyko wystąpienia trwałych zmian w ekosystemie Ziemi, które nie będą możliwe do odwrócenia. Jednocześnie należy podkreślić, że scenariusz $+1,5^{\circ}\text{C}$ jest najdelikatniejszym spośród rozważanych. Zmiany temperatury poniżej tego poziomu w perspektywie 2100 roku uznaje się za utopijne. W praktyce podobnie powinno się traktować cel $+1,5^{\circ}\text{C}$, który teoretycznie jest jeszcze możliwy do realizacji, ale wymagałoby to pilnej, gwałtownej redukcji emisji gazów cieplarnianych i to w skali całego globu. Oczywiście jest, że w obecnym układzie geopolitycznym takie działanie jest nierealne. Nawet w dającej się przewidzieć przyszłości nie ma szans na jego wprowadzenie w życie. Ponadto wyniki badań meteorologicznych z ostatnich lat wskazują, że czasu na reakcję zostało znacznie mniej niż do tej pory sądzono. Rok 2024 był wyjątkowo ciepły, co w praktyce spowodowało, że według WMO (ang. *The World Meteorological Organization* – Światowa Organizacja Meteorologiczna) był to pierwszy rok, w którym średnia temperatura Ziemi przekroczyła barierę $+1,5^{\circ}\text{C}$. To nie oznacza jeszcze trwałej zmiany klimatu, ale pokazuje, że jesteśmy tego bliscy. Szacuje się, że długookresowe przekroczenie tej bariery może nastąpić już 2028 roku (Kirchengast & Pichler, 2025), ale bardziej prawdopodobne jest, że nastąpi to później (Bevacqua et al., 2025; WMO, 2025c).

Wydaje się, że obecne wyzwania globalne oraz nastawienie polityków i społeczeństw do problemu zmiany klimatu powoduje, że cel $+2,0^{\circ}\text{C}$ również będzie wyjątkowo trudny do zrealizowania (Rogelj et al., 2016). W praktyce wymaga on znaczącego zwiększenia dotychczasowych wysiłków, co w obecnych uwarunkowaniach geopolitycznych wydaje się być bardzo wątpliwe. W skali globalnej obserwowany jest wzrost napięć polityczno-gospodarczych, włącznie z ryzykiem eskalacji wojny w Europie i wybuchu kolejnych konfliktów w świecie. Pojawiające się napięcia nie tylko dotyczą spraw politycznych i gróźb wybuchu wojen, ale przybierają na sile również na płaszczyźnie gospodarczej (wojny celne) i w sferze społecznej. Rośnie też liczba ognisk zapalnych. To wszystko powoduje, że działania na rzecz przeciwdziałania zmianie klimatu jako zjawisku cechującym się powolnym i długookresowym charakterem, schodzą na plan dalszy w obliczu nowych wyzwań mających dużo większą dynamikę.

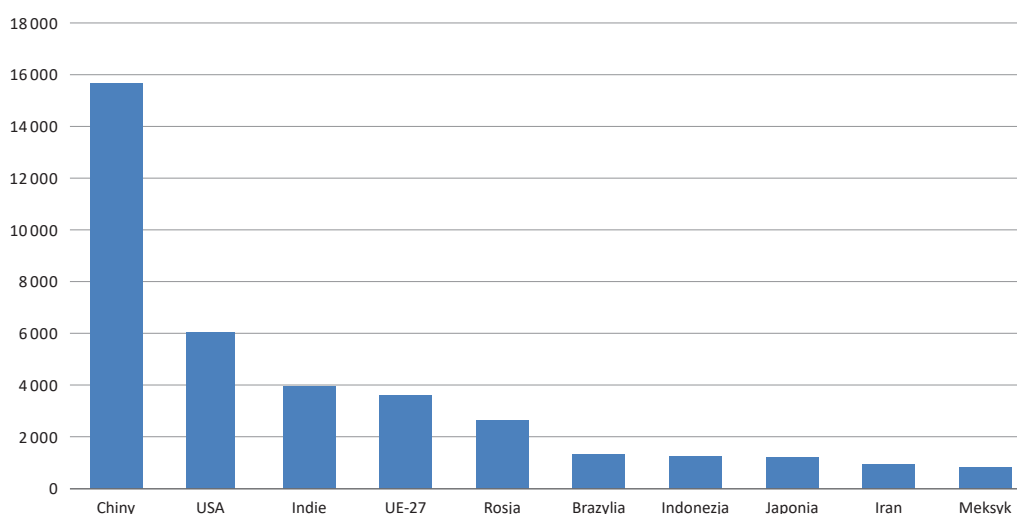
Mijające 30 lat to okres wystarczający do oceny skuteczności tej polityki. W Tabeli 2 przedstawiono zmiany w emisji w podziale na wybrane grupy państw. Jak już wspomniano, globalna emisja GHG wzrosła z prawie 33,3 mld ton ekwiwalentu CO_2 w 1990 roku do prawie 53,8 mld ton w 2022 roku (EDGAR, 2025). Z wyjątkiem 2020 roku – początek epidemii COVID-19 – cały czas jest obserwowany trend wzrostowy w zakresie emisji gazów cieplarnianych. W kolejnych latach trend ten również się utrzyma, ponieważ nie widać żadnych przesłanek do jego zmiany. Analiza danych w poszczególnych grupach państw pokazuje, że największe przyrosty emisji są obserwowane w krajach rozwijających się, co nie powinno budzić zdziwienia. W 1990 roku większość z nich charakteryzowała się

bardzo niskimi poziomami emisji, które wynikały z braku uprzemysłowienia. Nawet niewielkie ilościowo wzrosty emisji powodują duże zmiany procentowe. Ponadto doganianie w rozwoju gospodarczym państw wysokorozwiniętych powoduje, że państwa rozwijające się stają się coraz bardziej uprzemysłowione, a więc też emitują coraz więcej. Technologie niskoemisyjne są zazwyczaj bardzo drogie, a więc niedostępne dla biednych państw.

Wyniki przedstawione w Tabeli 2 wskazują, że polityka redukcji emisji prowadzona w państwach wysokorozwiniętych może przynosić efekty. Najlepszym przykładem jest Unia Europejska, która w porównaniu do 1990 roku ograniczyła swoją emisję do 73% (EDGAR, 2025). Trend ten w mniejszym stopniu, ale również jest widoczny w innych państwach wysokorozwiniętych. Obserwuje się go w państwach G-20, ale należy pamiętać, że jest to głównie efekt polityki UE i kilku innych państw, a nie całej grupy, w której znajdują się państwa rozwijające się, znacząco podnoszące swoją emisję.

Istotną informacją jest również udział poszczególnych grup emitentów w globalnej emisji. W społeczeństwie często pojawiają się głosy sceptyków podważające sens redukcji emisji w krajach wysokorozwiniętych, argumentując to brakiem działania w licznych krajach rozwijających się. Dane z Tabeli 2 jasno pokazują, że za prawie 80% emisji jest odpowiedzialna grupa G-20, czyli państwa najbardziej rozwinięte. Udział pozostałej większości państw ma minimalne znaczenie. Jeszcze bardziej jest to widoczne w przypadku 10 największych emitentów (Top 10), do których zalicza się też Unia Europejska. Są oni odpowiedzialni za prawie 70% emisji w 2022 roku (EDGAR, 2025).

W przypadku grupy Top 10 rozkład emisji również nie jest równomierny (por. Rysunek 2). Największym światowym emitentem są Chiny, odpowiedzialne za około 30% światowej emisji GHG. Drugie w kolejności są Stany Zjednoczone, których udział jest



Rysunek 2. Top 10 największych emitentów w 2022 roku

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE DANYCH EDGAR

o połowę niższy. Jednakże wystarczy zmienić kryterium oceny i klasyfikacja będzie wyglądać odmiennie. Na przykład w szacunku emisji *per capita*, to USA są największym globalnym emitentem.

Powyższe dane pokazują, że dotychczasowe wysiłki na rzecz redukcji emisji nie przyniosły efektów. Zwolennicy polityki klimatycznej często podkreślają, że bez niej sytuacja byłaby jeszcze bardziej dramatyczna, ale faktem jest, że dotychczasowe działania nie skłaniają do optymistycznego spojrzenia w przyszłość. Nawet jeśli mamy do czynienia z deklaracjami wielu państw w zakresie osiągnięcia neutralności klimatycznej, to w praktyce spośród 10 największych emitentów jedynie Unia Europejska traktuje poważnie ten cel. Będąc optymistą, można założyć, że będzie on jeszcze zrealizowany przez Chiny i być może przez USA.

Chiny zakładają osiągnięcie celu neutralności klimatycznej w 2060 roku. Biorąc pod uwagę, że to państwo zazwyczaj wywiązuje się z realizacji swoich długookresowych celów, to można przypuszczać, że cel neutralności klimatycznej również zostanie zrealizowany. Być może nastąpi jakieś opóźnienie w jego realizacji, ale wyznaczony kierunek powinien być dotrzymany. W doniesieniach z dwudziestego posiedzenia Komitetu Centralnego Komunistycznej Partii Chin można znaleźć informacje na temat przyszłego 15. planu pięcioletniego, który będzie realizowany w latach 2026–2030. W jego ramach kontynuowana będzie inicjatywa „pięknych Chin”, w ramach której istotną rolę odgrywają cele środowiskowe, w tym klimatyczne (Xinhua, 2025). Zgodnie z 15. planem zakłada się, że szczyt emisji gazów cieplarnianych w Chinach przypadnie na rok 2030 (Davidson, 2025). Jest to bardzo istotny sygnał, ponieważ taka deklaracja ze strony chińskich władz pojawia się po raz pierwszy. Jednocześnie nie oznacza ona, że Chiny są na ścieżce w kierunku neutralności klimatycznej, ponieważ nie ma informacji, czy państwo wypełni cel redukcyjny na 2030 rok, do którego zobowiązała się w 2021 roku.

Przypadek USA jest dużo bardziej skomplikowany. Stany Zjednoczone Ameryki w kwietniu 2016 roku podpisały Porozumienie paryskie, a w kadencji kolejnego prezydenta USA, Donalda Trumpa, wycofały się z niego. Następny prezydent, Joe Biden ponownie podpisał ten dokument w 2021 roku, jednakże Donald Trump w dniu swojej drugiej elekcji ponownie wycofał kraj z tego porozumienia (Prandecki, 2025). Jak widać, członkostwo Stanów w tym porozumieniu, a tym samym jego globalne zobowiązania w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych są mocno zależne od polityki na szczeblu krajowym. Ze względu na fakt, że USA są drugim co do wielkości emitentem gazów cieplarnianych, wywierają negatywny wpływ na postawę innych państw, znacznie mniej odpowiedzialnych za emisję GHG. Jednocześnie warto podkreślić, że Stany Zjednoczone są jednym z państw, które znacząco obniżyły swoją emisję GHG w porównaniu do 1990 roku. Wynika to z polityki klimatycznej prowadzonej na szczeblu stanowym, ze zmian technologicznych w procesach przemysłowych oraz z outsourcingu części produkcji poza terytorium USA.

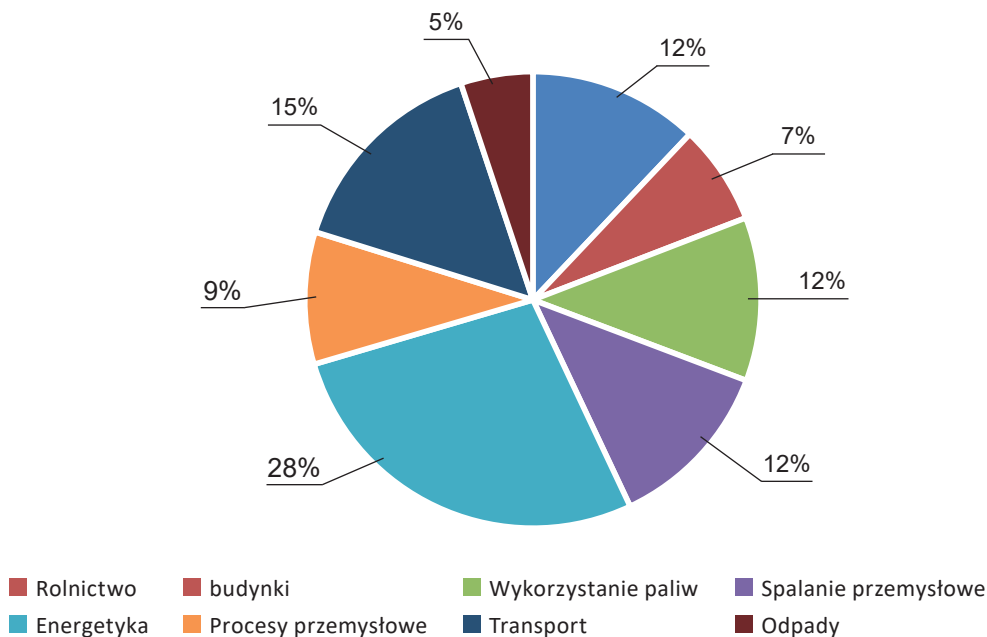
Ogólna ocena wskazuje jednak, że bez znaczącego globalnego zwiększenia wysiłku w zakresie polityki klimatycznej osiągnięcie neutralności klimatycznej nie jest możliwe, a tym samym cel redukcyjny $+2,0^{\circ}\text{C}$ nie będzie zrealizowany. Jednocześnie należy

podkreślić, że powinny być podejmowane nie tylko działania redukcyjne w państwach najbardziej odpowiedzialnych za emisję, ale wszyscy interesariusze powinni redukować emisję i zwiększać możliwości pochłaniania CO₂. Naiwne byłoby sądzić, że możliwa jest całkowita redukcja emisji w grupie Top 10, albo G-20. Z pewnością na tych państwach skupia się odpowiedzialność, ale ich działania powinny być wsparte przez pozostałych członków światowej społeczności. Z pewnością można stwierdzić, że kluczowym graczem w polityce klimatycznej są Chiny – bez ich udziału polityka klimatyczna nie będzie skuteczna.

Przedstawiciele nauki są zarówno zgodni w sprawie antropogenicznych przyczyn zmiany klimatu (Lynas et al., 2021), jak i mają świadomość niewystarczalności dotychczasowych działań w zakresie przeciwdziałania temu procesowi. Narastający rozdzwitek pomiędzy potrzebami a działaniami określa się mianem luki emisyjnej (United Nations Environment Programme, 2024).

Polityka energetyczna

Emisje z sektora energii są uznawane za kluczowe w rozwiązaniu problemu zmiany klimatu. Udział tego sektora w globalnej emisji gazów cieplarnianych wynosi 28% (por. Rysunek 3), co jest wielkością prawie 2 razy większą niż generowana przez drugi w kolejności



Rysunek 3. Udział poszczególnych sektorów w globalnej emisji GHG

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE DANYCH EDGAR

sektor transportu (15%). W praktyce spalanie paliw kopalnych, a więc wykorzystanie energii, jest odpowiedzialne za ponad 3/4 całkowitej emisji gazów cieplarnianych (IEA, 2025c), ponieważ wiąże się nie tylko z emisjami w sektorze energii, lecz także ze spalaniem paliw w transporcie, zużyciem energii w budynkach (głównie do ogrzewania), spalaniem przemysłowym i innym wykorzystaniem paliw.

Pomimo licznych zmian w miksie energetycznym, w ujęciu globalnym wciąż 80% energii pochodzi z paliw kopalnych, tj. z ropy naftowej (30%), węgla (27%) i gazu (24%). W efekcie również globalna emisja gazów cieplarnianych z sektora energii jest podstawowym problemem polityki klimatycznej. Emisja ze spalania paliw jest spowodowana głównie zużyciem węgla (44%), ropy (32%) i gazu ziemnego (22%) (IEA, 2025c). Powyższe dane dotyczą 2023 roku.

Z powyższych powodów działania w sektorze energii prowadzące do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych odgrywają kluczową rolę w polityce klimatycznej. Jednocześnie należy podkreślić, że nie ma czegoś takiego jak globalna polityka energetyczna. Każde państwo ma w tym zakresie prawie pełną swobodę działania. Ograniczenia mogą wynikać z innych uwarunkowań, głównie związanych z uzgodnieniami dotyczącymi polityki klimatycznej. W literaturze pojawiają się postulaty związane z koordynacją polityk energetycznych (WWF, 2023), które wynikają w większości z potrzeby przyspieszenia działań w zakresie polityki klimatycznej, ale w praktyce nie ma woli państw ani społeczeństw w zakresie takiej koordynacji. Trudno jest więc przewidywać, że w dającym się przewidzieć okresie taka polityka zostanie uzgodniona i wdrożona.

W kontekście przeciwdziałania zmianie klimatu odniesienia do sektora energii są częstym przedmiotem dyskusji w ramach konferencji stron konwencji klimatycznej (COP). Również regulacje w tym zakresie zostały zawarte w Porozumieniu paryskim. Problem natychmiastowej transformacji systemów energetycznych wskazano także jako jedno z najważniejszych działań umożliwiających osiągnięcie celu $+1,5^{\circ}\text{C}$ (IPCC, 2018). Postuluje się, żeby działania na rzecz transformacji energetycznej były podejmowane nie tylko ze względu na narodowe zobowiązania wynikające z Porozumienia paryskiego, lecz także ze względu na osiągnięcie Zrównoważonych celów rozwoju ustanowionych przez ONZ do roku 2030 (IRENA, 2019).

Celem postulatów powinno być osiągnięcie sytuacji, w której 100% energii będzie pochodzić ze źródeł odnawialnych. Taki cel jest jednak bardzo odległy, co wynika z kosztów takiej transformacji, możliwości technicznych, tempa starzenia się istniejących instalacji do przetwarzania energii oraz decyzji politycznych. W szczególności ostatni z tych elementów budzi największe kontrowersje. Z jednej strony politycy zauważają problem zmiany klimatu, ale z drugiej nie podejmują zbyt istotnych działań w tym zakresie ze względu na swój elektorat. Często nie jest on skłonny do zmian, które wiążą się z koniecznością ponoszenia kosztów dotychczas pomijanych w rachunku ekonomicznym. Najlepszym tego przykładem są wspomniane wcześniej działania Stanów Zjednoczonych w kontekście Porozumienia paryskiego.

Warto jednak podkreślić, że dążenie do neutralności klimatycznej wskazanej jako cel pośredni w porozumieniu paryskim wymaga istotnych zmian w sektorze energii.

Jednakże działania te nie ograniczają się jedynie do zamiany paliw kopalnych na odnawialne źródła energii, ale wiążą się również z szeregiem innych działań. Należą do nich między innymi: zmiany behawioralne w zakresie konsumpcji energii, zmiany technologiczne w procesach przemysłowych i izolacji budynków oraz elektryfikacja transportu. Skutkiem tego będzie nie tylko ograniczenie emisji, lecz także wzrost efektywności jej wykorzystania w przeliczeniu na wielkość PKB uzyskanego z jednostki energii. Zmiana postaw konsumentów i nowe technologie będą odgrywać kluczową rolę w dekarbonizacji sektora energii. Szacuje się, że dzięki takim wysiłkom emisja może być zredukowana o 55% w porównaniu do 2020 roku (IEA, 2021). Większość z tej redukcji będzie przypadać na technologie, które są dopiero w trakcie tworzenia. To pokazuje, jak istotną rolę odgrywają innowacje w budowie niskoemisyjnej gospodarki. Jednocześnie przyjęcie takiego założenia pokazuje, jak duża ufność jest pokładana w nowych technologiach i ich przydatności do realizacji celów klimatycznych. W skali globalnej takie podejście wydaje się być bardzo optymistyczne, zwłaszcza że złożoność problemu i pilna potrzeba działań powodują, iż margines błędu jest niewielki. Każde opóźnienie w tym zakresie powoduje duże ryzyko niezrealizowania celu.

Działania na rzecz neutralności emisyjnej w energetyce nie oznaczają oczekiwania na pojawienie się nowych wynalazków i ich implementacji w postaci innowacji, ale kontynuację wdrażania istniejących rozwiązań. Jednym z takich założeń jest konieczność wstrzymania wykorzystania nowych złóż paliw kopalnych już w obecnym dziesięcioleciu (IEA, 2021). Oznacza to, że nawet znane złoża ropy, węgla i gazu nie powinny być już przygotowywane do eksploatacji. W praktyce jednak takie działania są nadal podejmowane, mimo że jesteśmy już na półmetku tej dekady.

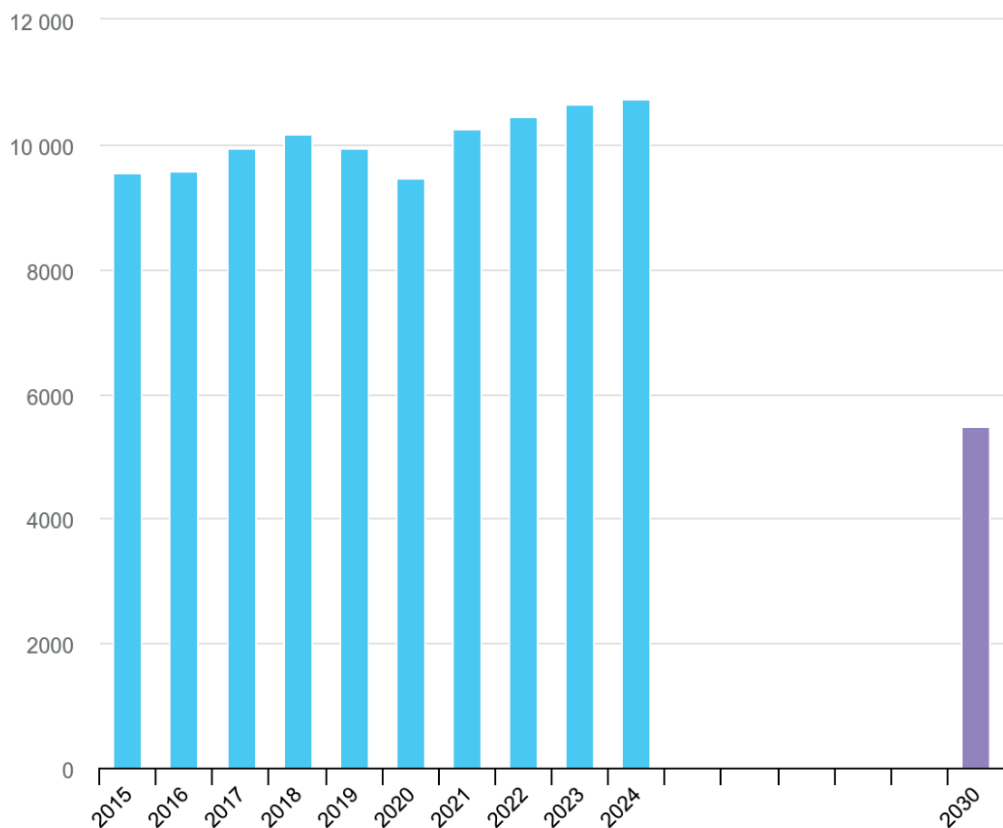
Praktyczne rozwiązania związane z realizacją porozumienia paryskiego zostały podjęte w 2021 roku podczas COP26 w Glasgow, w Szkocji. Po sześciu latach od Porozumienia paryskiego udało się uzgodnić reguły funkcjonowania międzynarodowych rynków węgla, czyli platform handlu pozwoleniami na emisję dwutlenku węgla. Wprowadzenie takich rynków wymagało ustalenia zasad księgowania takich rozwiązań, co w praktyce napotykało różne trudności. W Glasgow nie tylko udało się je pokonać, ale także podjęto praktyczne decyzje prowadzące do redukcji emisji z sektora energii. Tym działaniem jest stopniowe wycofanie się ze spalania węgla. Decyzja ta została podpisana pomimo negatywnego stanowiska Chin i Indii. W wyniku negocjacji złagodzonego procesu odchodzenia od węgla, co umożliwiło osiągnięcie konsensusu i zakończenie konferencji uzgodnionym dokumentem końcowym. Formalnie Indie zadeklarowały odejście od energetyki opartej na węglu, ale nie wskazały żadnego terminu, kiedy mają to zrobić (Global Energy Monitor, 2025). Nie ulega wątpliwości, że wycofanie się ze spalania węgla przyniesie istotne korzyści klimatyczne. Jednocześnie zwraca się uwagę, że zmiana ta w mniejszym stopniu dotyka państwa wysokorozwinięte, w których transformacja energetyczna jest daleko posunięta i węgiel ma niewielki udział w miksie energetycznym, w porównaniu do państw rozwijających się, w których tanie spalanie węgla jest często podstawowym sposobem na pozyskanie ciepła i energii elektrycznej. W efekcie mniej zamożne państwa rozwijające się będą musiały ponieść na swoich

barkach gospodarczy i społeczny ciężar globalnego odejścia od węgla. IEA szacuje, że zrealizowanie scenariusza odejścia od węgla do 2050 roku wiąże się z kosztem około 6 bln USD (IEA, 2022).

Dla sektora energii istotne są również ustalenia z COP28 w Dubaju, kiedy to poszczególne państwa przyjęły na siebie zobowiązania dotyczące celów na 2030 rok. Są to: potrojenie zdolności produkcyjnych w ramach energii odnawialnej, podwojenie postępu w zakresie efektywności energetycznej, znacząca redukcja emisji metanu i przyspieszenie odejścia od paliw kopalnych (IEA, 2025a).

W kontekście powyższych rozważań wyraźnie widać, że dla skutecznej redukcji emisji konieczne jest kompleksowe podejmowanie działań. Poniżej zwrócono uwagę tylko na jeden aspekt, który najsilniej wybrzmiał w dotychczasowych działaniach podejmowanych na mocy porozumienia paryskiego, tj. wycofanie się ze zużycia węgla w długim okresie. Znaczenie działań redukcyjnych w tym obszarze potęguje fakt, że emisja ze spalania węgla jest największym pojedynczym źródłem CO₂ spowodowanym działalnością człowieka. Jak wcześniej wskazano, już samo wynegocjowanie odejścia od węgla podczas COP26 nastroczało trudności, chociaż należy podkreślić, że zapotrzebowanie na węgiel w drugiej dekadzie XXI wieku było stabilne (IEA, 2022). Wydaje się również, że można zaobserwować pewien efekt Porozumienia paryskiego – w latach 2015–2020 odnotowano znaczący spadek zainteresowania energetyką węglową, tj. o około 2/3 zredukowano liczbę planowanych nowych elektrowni węglowych (IEA, 2022). Poza Chinami i Indiami prawie na całym świecie obserwuje się wycofywanie z nowych instalacji węglowych. Trend ten jest zauważalny od 2015 roku (Global Energy Monitor, 2025). W Ameryce Łacińskiej praktycznie zrezygnowano z nowych instalacji. Plany w tym zakresie mają jedynie Brazylia i Honduras, ale są one odkładane od wielu lat. Rok 2024 był też optymistyczny w kontekście redukcji emisji ze spalania węgla, ponieważ w tym roku oddano do użytku najmniejszą od lat liczbę mocy węglowej. W UE liczba wycofanej mocy węglowej wzrosła czterokrotnie, a Wielka Brytania całkowicie wycofała się z energetyki węglowej, stając się szóstym krajem, który tego dokonał (Global Energy Monitor, 2025). W 2026 roku ma być zamknięta ostatnia elektrownia węglowa w Panamie.

Jedynie sześć państw zwiększyło swoje plany w zakresie produkcji energii elektrycznej w oparciu o spalanie węgla. Deklaracje tych sześciu państw są zaskakujące w kontekście wyników COP26. W wątpliwościach utwierdzają statystyki. Na Rysunku 4 pokazano zmiany w zakresie światowej produkcji energii elektrycznej z węgla – głównego sposobu przetwarzania tego paliwa kopalnego. Od wyjątkowego 2020 roku, naznaczonego epidemią COVID-19 i tym samym mniejszym zapotrzebowaniem na energię, zauważalny jest stały wzrost produkcji energii elektrycznej z węgla, który nie tylko już w 2021 roku przekroczył wcześniejsze maksimum z 2018 roku, ale charakteryzuje się dalszymi wzrostami aż do 10 736 TWh w 2024 roku (IEA, 2025b). Biorąc pod uwagę cel na 2030 rok na poziomie około 5500 TWh, oznacza to redukcję produkcji energii elektrycznej z węgla o prawie połowę. Cel ten należy uznać za nierealny do zrealizowania, zwłaszcza że w przypadku 75% (1626 GW) zdolności wytwórczych opartych na węglu nie ma planów ich zamknięcia lub przekształcenia.



Rysunek 4. Światowa produkcja energii elektrycznej z węgla i cel na 2030 rok wg COP28 (TWh)

ŹRÓDŁO: IEA, 2025B

W tej grupie są Chiny, które pomimo że wpisały cele redukcyjne w zakresie wykorzystania węgla w sektorze energii do pięcioletniego planu strategicznego kończącego się w 2025 roku, nie tylko nie osiągnęły celu, ale są jednym z państw realizujących i planujących budowę kolejnych elektrowni węglowych. W 2023 roku Chiny były odpowiedzialne za budowę 95% nowych zdolności do przetwarzania energii opartych na węglu (Lempriere Molly, 2024). Od 2019 roku zauważa się zdecydowany wzrost zdolności do produkcji energii z węgla. W samym 2023 roku oddano do użytku ponad 70 GW nowych zdolności produkcyjnych, co stoi w sprzeczności z deklaracjami Xi Jinpinga o redukcji 30 GW energii z węgla do końca 2025 roku (Carbon Brief, 2022). Jeśli weźmie się pod uwagę, że Chiny generują około połowy światowego zapotrzebowania na węgiel, to perspektywy realizacji celów klimatycznych ONZ wyglądają na utopijne.

Na negatywną ocenę zasługują również Indie, które są uznawane za głównego hamulcowego decyzji z Glasgow (COP26) w sprawie globalnego odejścia od węgla. Przedstawiciele

tego państwa wielokrotnie żalowali swojej postawy, a nawet przepraszaali za nią, ale ich czyny wskazują, że działania te nie wynikały z ostrożności, tylko z przemyślanej polityki. Indie są drugim po Chinach państwem wykorzystującym energetykę węglową. W 2024 roku ich zdolność do przetwarzania energii węglowej wynosiła 243 GW, a planowane inwestycje zwiększą ją o kolejne 111 GW. To powoduje, że szczyt wykorzystania energetyki węglowej w tym państwie najprawdopodobniej nie nastąpi przed 2040 rokiem, czyli momentem, kiedy globalnie powinno nastąpić odejście od energetyki węglowej i osiągnięcie celu klimatycznego na poziomie $+1,5^{\circ}\text{C}$ (Global Energy Monitor, 2025). Indie mają w planach budowę największej liczby elektrowni. Co prawda moc w nich zainstalowana będzie mniejsza niż w planach Chin, ale to pokazuje, że Indie są równie dalekie w planach odejścia od węgla jak Chiny.

Podsumowanie i wnioski

Na podstawie literatury i przedstawionych rozważań należy stwierdzić, że współczesna zmiana klimatu to proces o bardzo gwałtownym przebiegu, którego tempo stale się nasila. Przyczyny tego procesu mają charakter antropogeniczny, a zmiana dotyczy całej Ziemi. To powoduje, że ludzkość jako zbiorowość musi poszukiwać wspólnego rozwiązania problemu zmiany klimatu.

Dotychczasowe wysiłki w tym zakresie, realizowane głównie na podstawie Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmiany klimatu, dowodzą, że globalna polityka jest nieskuteczna. Od tej reguły są wyjątki, na przykład działania takich podmiotów, jak Unia Europejska, Stany Zjednoczone czy Nowa Zelandia. Jednakże ich wysiłki stanowią jedynie ułamek potrzebnych zmian. W efekcie emisja gazów cieplarnianych w porównaniu do punktu odniesienia, czyli 1990 roku, wzrosła o ponad 60%.

Państwa wysokorozwinięte są szczególnie odpowiedzialne za zmianę klimatu. Wynika to z obecnej struktury emisji, w której udział państw G-20 to 77% całkowitej emisji. Ponadto odpowiedzialność państw wysokorozwiniętych wynika z szacunków skumulowanej emisji liczonej od czasów rewolucji przemysłowej.

Podążanie obecną ścieżką rozwoju powoduje, że ludzkość nie ma szans na osiągnięcie założonych celów redukcyjnych i ograniczenie zmiany klimatu do bezpiecznego poziomu. Bez radykalnych działań ani cel $+2,0^{\circ}\text{C}$ w stosunku do ery przedprzemysłowej, ani tym bardziej $+1,5^{\circ}\text{C}$ nie mają większych szans na realizację. Teoretycznie istnieją jeszcze możliwości realizacji działań pozwalających na osiągnięcie nawet bardziej restrykcyjnego celu niż wymienione, ale wymagałyby one radykalnej zmiany postawy wszystkich państw, a w szczególności największych emitentów. Kluczowe w tym zakresie są zmiany w sektorze energii, a zwłaszcza odejście od wysokoemisyjnej energetyki opartej na paliwach kopalnych. Pierwszy krok to odejście od węgla, które postępuje znacznie wolniej od założeń, co wynika głównie z działań czołowych emitentów gazów cieplarnianych z energetyki węglowej, tj. Chin i Indii. Jednak postawa tych krajów wywołuje przeświadczenie, że wypełnienie założonych celów klimatycznych jest bardzo mało prawdopodobne.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Bevacqua, E., Schleussner, C.F., & Zscheischler, J. 2025, A year above 1.5 °C signals that Earth is most probably within the 20-year period that will reach the Paris Agreement limit. *Nature Climate Change* 2025 15:3, 15 (3), 262–265. <https://doi.org/10.1038/s41558-025-02246-9>
- [2] Carbon Brief, 2022, March 24, *China Briefing, 24 March 2022: 14FYP energy plan; More plans on energy storage and hydrogen; China's emissions analysis*. <https://www.carbonbrief.org/china-briefing-24-march-2022-14fyp-energy-plan-more-plans-on-energy-storage-and-hydrogen-chinas-emissions-analysis/>
- [3] Carbon Brief, 2025, July 29, *State of the climate: 2025 on track to be second or third warmest year on record*. <https://www.carbonbrief.org/state-of-the-climate-2025-on-track-to-be-second-or-third-warmest-year-on-record/>
- [4] Davidson, H., 2025, October 24, China's plenum has just finished – here are five key takeaways |China |The Guardian. *The Guardian*. https://www.theguardian.com/world/2025/oct/24/chinas-plenum-has-just-finished-here-are-five-key-takeaways?utm_source=cbnewsletter&utm_medium=email&utm_term=2025-11-01&utm_campaign=China+Briefing+15th+five-year+plan+priorities+2035+wind+goal+Vehicle-to-grid+tech
- [5] EDGAR, 2025, *EDGAR – The Emissions Database for Global Atmospheric Research*. https://edgar.jrc.ec.europa.eu/country_profile
- [6] Global Energy Monitor, 2025, *Boom and Bust Coal 2025 Tracking the Global Coal Plant Pipeline*. www.e3g.org.
- [7] IEA, 2021, *Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector*. www.iea.org/t&c/
- [8] IEA, 2022, *Coal in Net Zero Transitions. Strategies for rapid, secure and people-centred change. World Energy Outlook Special Report*. <https://www.iea.org/reports/coal-in-net-zero-transitions>
- [9] IEA, 2025a, *Climate Change – Topics – IEA*. <https://www.iea.org/topics/climate-change>
- [10] IEA, 2025b, May 19, *Global electricity generation from coal and COP28 pathway, 2030 – Charts – Data & Statistics – IEA*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-electricity-generation-from-coal-and-cop28-pathway-2030>
- [11] IEA, 2025c, October 22, *Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer – Data Tools – IEA*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>
- [12] IPCC, 2018, *Global Warming of 1.5°C*. Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://doi.org/10.1017/9781009157940>
- [13] IPCC, 2021, *Climate Change 2021 – The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896>
- [14] IRENA, 2019, *CLIMATE CHANGE AND RENEWABLE ENERGY NATIONAL POLICIES AND THE ROLE OF COMMUNITIES, CITIES AND REGIONS (Report to the G20 Climate Sustainability Working Group (CSWG))*, www.irena.org
- [15] Kikstra, J.S., Nicholls, Z.R.J., Smith Christopher J., Lewis, J., Lamboll, R.D., Byers, E., Sandstad, M., Meinshausen, M., Gidden, M. J., Rogelj Joeri and Kriegler, E., Peters, G.P., Fuglestad, J. S., Skeie, R.B., Samset, B.H., Wienpahl, L., van Vuuren, D.P., van der Wijst, K.-I., Al Khourdajie Alaa and Forster, P.M., Reisinger, A., Schaeffer, R. & Riahi, K., 2022, The IPCC Sixth Assessment Report WGIII climate assessment of mitigation pathways: from emissions to global temperatures. *GEOSCIENTIFIC MODEL DEVELOPMENT*, 15 (24), 9075–9109. <https://doi.org/10.5194/gmd-15-9075-2022>
- [16] Kirchengast, G., & Pichler, M., 2025, A traceable global warming record and clarity for the 1.5°C and well-below-2°C goals. *Communications Earth & Environment* 2025 6:1, 6 (1), 1–12. <https://doi.org/10.1038/s43247-025-02368-0>

- [17] Lempriere Molly, 2024, April 11, *China responsible for 95% of new coal power construction in 2023, report says*. Carbon Brief. <https://www.carbonbrief.org/china-responsible-for-95-of-new-coal-power-construction-in-2023-report-says/>
- [18] Lynas, M., Houlton, B.Z., & Perry, S., 2021, Greater than 99% consensus on human caused climate change in the peer-reviewed scientific literature. *Environmental Research Letters*, 16(11), 114005. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac2966>
- [19] Popkiewicz, M., Kardaś, A., & Malinowski, S.P., 2019, *Nauka o klimacie*. Wydawnictwo Nieoczywiste; Wydawnictwo Sonia Draga: Post Factum.
- [20] Prandecki, K., 2025, Polityka Donalda Trumpa w szerszej perspektywie. *ResHumana*, 1/195, 17–22.
- [21] Rogelj, J., den Elzen, M., Hoehne, N., Fransen, T., Fekete, H., Winkler, H., Chaeffer, R.S., Ha, F., Riahi, K. & Meinshausen, M, 2016, Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2°C. *NATURE*, 534 (7609), 631–639. <https://doi.org/10.1038/nature18307>
- [22] Trewin, B., Cazenave, A., Howell, S., Huss, M., Isensee, K., Palmer, M. D., Tarasova, O. & Vermeulen, A, 2021, Headline Indicators for Global Climate Monitoring. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 102 (1), E20–E37. <https://doi.org/10.1175/BAMS-D-19-0196.1>
- [23] UNFCCC, 2015, *Paris Agreement*. [moz-extension://0a003af7-3f06-4a95-af99-de52b9db4b1f/enhanced-reader.html? openApp&pdf=https%3A%2F%2Fwww.unfccc.int%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fenglish_paris_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/2015/11/20151117/20.500.11822/46404)
- [24] United Nations Environment Programme, 2024, *Emissions Gap Report 2024: No more hot air... please! With a massive gap between rhetoric and reality, countries draft new climate commitments*. <https://doi.org/10.59117/20.500.11822/46404>
- [25] WMO, 2022, *Climate*. <https://wmo.int/topics/climate>
- [26] WMO, 2024, January, *Global Mean Temperature Difference*. https://wmo.int/sites/default/files/styles/prose_1x/public/2024-01/thumbnail_annual.png? itok=GSQ58pk5
- [27] WMO, 2025a, *State of the Global Climate 2024*. [moz-extension://0a003af7-3f06-4a95-af99-de52b9db4b1f/enhanced-reader.html? openApp&pdf=https%3A%2F%2Flibrary.wmo.int%2Fviewer%2F69455%2Fdownload%3Ffile%3DWMO-1368-2025_en.pdf%26type%3Dpdf%26navigator%3D1](https://wmo.int/sites/default/files/2025-01/20250123/20250123_2024_state_of_the_global_climate.pdf)
- [28] WMO, 2025b, *WMO confirms 2024 as warmest year on record at about 1.55°C above pre-industrial level*. <https://wmo.int/news/media-centre/wmo-confirms-2024-warmest-year-record-about-155degc-above-pre-industrial-level>
- [29] WMO, 2025c, *WMO Global Annual Decadal Climate Update 2025–2029*.
- [30] WWF, 2023, *GLOBAL ENERGY POLICY FRAMEWORK NOVEMBER 2023*. www.panda.org/climateenergy
- [31] Xinhua, 2025, October 23, *CPC plenum concludes, adopting recommendations for China's 15th Five-Year Plan*. https://english.www.gov.cn/news/202510/23/content_WS68f9f337c6d00ca5f9a06fb2.html? utm_source=cbnewsletter&utm_medium=email&utm_term=2025-11-01&utm_campaign=China+Briefing+15th+five-year+plan+priorities+2035+wind+goal+Vehicle-to-grid+tech



Współczesna gospodarka światowa znajduje się w punkcie zwrotnym, w którym transformacja energetyczna przestaje być jedynie zmianą technologiczną, a staje się głęboką reformą systemową, determinującą bezpieczeństwo narodowe i jakość życia przyszłych pokoleń. Niniejsza monografia, jest częścią tematu „Węzły gordyjskie okresu przesilen cywilizacyjnych”, podjętego przez członków Komitetu Prognoz Polskiej Akademii Nauk oraz pierwszym krokiem ukazania złożoności węzłów gordyjskich XXI wieku.

Autorzy podejmują próbę diagnozy kluczowych wyzwań polskiej i globalnej energetyki, badając m.in. potencjał kontrolowanej syntezy termojądrowej, rozwój morskiej energetyki odnawialnej oraz innowacyjne modele energetyki rozproszonej, takie jak spółdzielnie energetyczne i dzielnice pozytywnie energetyczne. Publikacja poszerza dotychczasowy stan wiedzy na problematykę aktywów osieroconych w górnictwie oraz na geopolityczne uwarunkowania bezpieczeństwa dostaw w obliczu konfliktów zbrojnych i kryzysów surowcowych.

Książka jest wartościową lekturą dla badaczy, decydentów i ekspertów poszukujących kompleksowych odpowiedzi na pytania o kierunki dekarbonizacji, odporność systemów elektroenergetycznych i rolę nowoczesnych technologii w kształtowaniu zrównoważonej przyszłości.