ISSN 2080-0819



ZESZYTY NAUKOWE

Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

1(114)

Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej

Gospodarka-Surowce-Energia--Środowisko-Społeczeństwo

Kraków · 2026

Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk

ZESZYTY NAUKOWE
Instytutu Gospodarki Surowcami
Mineralnymi i Energią PAN

1(114)

Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej

Gospodarka-Surowce-Energia--Środowisko-Społeczeństwo

Redaktorzy tomu:
Katarzyna Stala-Szlugaj, Zbigniew Grudziński

Kraków 2026
Wydawnictwo IGSMiE PAN

KOLEGIUM REDAKCYJNE

Redaktor naczelny:	prof. dr hab. inż. Krzysztof GALOS
Zastępca redaktora naczelnego:	dr hab. inż. Magdalena WDOWIN, profesor instytutu redaktor tematyczny: Geologia stosowana i inżynieria środowiska
Sekretarz redakcji:	dr inż. Aleksandra KOMOROWSKA redaktor tematyczny: Paliwa i energia
Zastępca sekretarza redakcji:	prof. dr hab. inż. Zenon PILECKI redaktor tematyczny: Górnictwo i geoinżynieria
Redaktorzy tomu:	dr hab. inż. Katarzyna STALA-SZLUGAJ, profesor instytutu
	dr hab. inż. Zbigniew GRUDZIŃSKI, profesor instytutu

ADRES REDAKCJI

Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk
ul. J. Wybickiego 7A, 31-261 Kraków
tel.: +48 12 632 33 00; fax: +48 12 632 35 24

KOMITET WYDAWNICZY

Redaktor odpowiedzialny:	Małgorzata Olszewska – redaktor językowy
Redaktor techniczny:	Beata Stankiewicz
Projekt okładki:	Beata Stankiewicz

© Copyright by IGSMiE PAN

Printed in Poland

Kraków 2026

ISSN 2080-0819

ISBN 978-83-67606-78-3

eISBN 978-83-67606-79-0

WYDAWNICTWO IGSMiE PAN, KRAKÓW
Nakład 45 egz.; ark. wyd. 21,04; ark. druk. 29,5 (×8)
Druk i oprawa: TRADIVERS Magdalena Orska
ul. Wł. Reymonta 86, 32-065 Krzeszowice

© 2026. Autorzy. Jest to publikacja udostępniana w otwartym dostępie zgodnie z warunkami licencji międzynarodowej Creative Commons Uznanie autorstwa – Na tych samych warunkach 4.0 Międzynarodowa (CC BY-SA 4.0, http://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/), która zezwala na używanie, dystrybucję i reprodukcję na dowolnym nośniku, pod warunkiem, że rozdział jest prawidłowo cytowany.

Spis treści

Słowo wstępne 5

Monika GOWIN, Aleksander PIECUCH, Patryk NALEPKA

Mechanizmy rezerwy strategicznej w Unii Europejskiej – przykłady i dalsza perspektywa . . . 7

Bartosz CERAN, Daria ZŁOTECKA, Robert WRÓBLEWSKI

Analiza wpływu zmiany struktury sektora wytwórczego KSE na wartości wybranych wskaźników charakteryzujących roczny wykres obciążenia 17

Krzysztof DUDA

Strategie inwestycyjno-ekonomiczne w sektorze energetyczno-ciepłowniczym: proces kształtowania i benchmarking największych spółek energetycznych w Polsce 27

Waldemar DOŁĘGA

Analiza wpływu nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych na infrastrukturę elektroenergetyczną 39

Natalia GENEROWICZ-CABA, Joanna KULCZYCKA

Wpływ źródła energii elektrycznej na wyniki LCA produkcji cementu z dodatkiem materiałów alternatywnych 49

Monika PEPŁOWSKA, Wit HUBERT

Między partycypacją a liderstwem w transformacji energetycznej. Studium przypadku Spółdzielni Mieszkaniowej Przylesie: doniesienia z projektu CO-SUSTAIN 57

Katarzyna STALA-SZLUGAJ, Dominik KRYZIA, Michał KOPACZ, Piotr OLCZAK

Wyzwania związane ze zwiększonym wykorzystaniem paliw alternatywnych i syntetycznych w Polsce 69

Anna KIELERZ, Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK

Energetyka węglowa w Unii Europejskiej: schyłek epoki czy strategiczna rezerwa? 89

Radosław SZCZERBOWSKI, Agata MIELCAREK

Analiza porównawcza transformacji energetycznej Polski i Niemiec 99

Zbigniew GRUDZIŃSKI

Węgiel, gaz, ropa na rynku międzynarodowym 107

Urszula OZGA-BLASCHKE

Krótkoterminowe prognozy dla międzynarodowego rynku węgli metalurgicznych 119

Katarzyna STALA-SZLUGAJ

Międzynarodowy rynek węgla energetycznego w 2025 roku i jego perspektywy 127

Beata BARSZCZOWSKA, Mirosław SKIBSKI, Andrzej CHMIELA

Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2025 roku 141

Andrzej CHMIELA, Beata BARSZCZOWSKA, Mirosław KINE

Wpływ eksploatacji węgla kamiennego na środowisko w Polsce – analiza wybranych danych z monitoringu ARP SA 153

Zbigniew BURTAN, Dariusz CHLEBOWSKI, Zenon PILECKI

Wpływ skrępowanych warunków eksploatacji na zagrożenie tąpaniami w polskich kopalniach węgla kamiennego 163

Sławomir KĘDZIOR, Marcin DREGER

Metanowość czynnych kopalń Górnośląskiego Zagłębia Węglowego w świetle rozporządzenia Parlamentu Europejskiego w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym . 181

Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK, Julia GODYŃ, Mikołaj PAWLAK, Kinga WAWRZONEK

Obszary zaburzone działalnością górniczą i formy antropogeniczne – rozmieszczenie w województwie śląskim 195

Krzysztof WITKOWSKI

Wykorzystanie narzędzi i technik AI w zarządzaniu wartością projektów górniczych – szanse i zagrożenia 209

Karol ZGLINICKI, Svitlana VASYLENKO

Rola Polski i Ukrainy w budowie autonomii surowcowej Europy w zakresie pierwiastków ziem rzadkich 219

Spis recenzentów 235

Słowo wstępne

Tematem przewodnim niniejszej monografii jest pięć zagadnień, bardzo blisko ze sobą powiązanych i zależnych od siebie: gospodarka, surowce, energia, środowisko, społeczeństwo. W szczególności poruszane są kwestie dotyczące nie tylko tendencji rozwojowych europejskiego i krajowego sektora paliw i energii czy też bezpieczeństwa energetycznego Polski i Unii Europejskiej, lecz także wyzwań stojących przed polityką energetyczną Polski. Ważnymi zagadnieniami są także transformacja energetyczna oraz transformacja regionów po działalności górniczej, jak również wyzwania społeczne stojące przed sektorem paliwowo-energetycznym.

W monografii skupiono się przede wszystkim na następujących zagadnieniach:

- transformacja energetyczna – aspekty środowiskowe i społeczne,
- rezerwa strategiczna w sektorze elektroenergetycznym,
- zmiany w strukturze sektora wytwórczego i obciążeniu sieci,
- strategie inwestycyjne największych grup energetycznych w ciepłownictwie,
- wpływ regulacji unijnych na infrastrukturę elektroenergetyczną,
- wyzwania związane z wykorzystaniem paliw alternatywnych i syntetycznych,
- rola węgla kamiennego w polityce energetyczno-klimatycznej,
- rynek surowców krytycznych, w tym pierwiastków ziem rzadkich.

W monografii zaprezentowano analizę kluczowych aspektów transformacji energetycznej i górniczej w Europie, ze szczególnym uwzględnieniem Polski i Unii Europejskiej. Podkreślono rolę wprowadzanych mechanizmów rezerwowych, wyzwań związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii, regulacji unijnych oraz wpływu zmian na sektor węglowy i surowcowy. Przedstawione opracowane zagadnienia pozwalają na lepsze zrozumienie kierunków i trudności transformacji, jak również na ocenę perspektyw rozwoju regionalnych i krajowych systemów energetycznych.

Transformacja energetyczna UE i Polski opiera się na stopniowym wycofywaniu wysokoemisyjnych źródeł energii na rzecz rozwoju odnawialnych źródeł, takich jak fotowoltaika i wiatr. Wśród kluczowych mechanizmów w tym zakresie znajduje się koncepcja rezerwy strategicznej w sektorze elektroenergetycznym, która ma zapewnić bezpieczeństwo dostaw w warunkach niedoborów zasobów. Analiza porównawcza krajów takich jak Niemcy i Belgia wskazuje na różnice w konstrukcji tego mechanizmu, wynikające z odmiennych miksów energetycznych i ścieżek transformacji. W Polsce pojawia się pytanie o możliwość implementacji tych działań, zwłaszcza przy istniejącym już mechanizmie mocowym, co wiąże się z ograniczeniami wynikającymi z dużego udziału konwencjonalnych technologii w miksie energetycznym oraz charakterystyki techniczno-ekonomicznej krajowego systemu.

Kolejne rozdziały koncentrują się na analizie zmian w sektorze wytwórczym, które mają odzwierciedlenie we wskaźnikach obciążenia i szczytowych wartościach wykresu obciążenia. Przedstawiono także strategie inwestycyjne największych spółek ciepłowniczych w Polsce, które zakładają stopniową dekarbonizację i rozwój źródeł nisko- i zeroemisyjnych, przy jednoczesnym uwzględnieniu regulacji i wyzwań regulacyjnych. Wpływ nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych został szczegółowo omówiony, zwłaszcza w kontekście infrastruktury stacji elektroenergetycznych z izolacją gazową SF_6, co wymusza konieczność dostosowań technologicznych i konstrukcyjnych.

Ważną część pracy stanowi analiza cyklu życia (LCA) produkcji cementu, ukazująca znaczenie redukcji emisji CO_2 poprzez zastosowanie materiałów alternatywnych oraz energii odnawialnej. Badania te wpisują się w szerszy kontekst dążenia do zrównoważonego rozwoju i neutralności klimatycznej. Równie istotne jest studium przypadku lokalnych wspólnot energetycznych, takich jak Spółdzielnia Mieszkaniowa Przylesie w Sopocie, które pokazują, jak partycypacja społeczna, silne przywództwo i dostęp do finansowania mogą wspierać demokratyczną transformację energetyczną i trwałe zmiany na poziomie lokalnym.

Przedstawione analizy dotyczą także wyzwań związanych z wykorzystaniem paliw alternatywnych i syntetycznych, których rola wzrasta w kontekście polityki unijnej i krajowej. W tym zakresie podkreśla się konieczność odpowiednich regulacji, technologii wychwytu metanu z kopalń, a także rozwiązań ograniczających emisje gazów cieplarnianych z sektora górniczego. Szczególnie istotne jest monitorowanie i kontrola emisji metanu w kopalniach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego, które nie spełniają jeszcze unijnych limitów, co wymaga wdrożenia technologii wychwytujących i utylizujących ten gaz.

Zwrócono również uwagę na aspekty przestrzenne i środowiskowe związane z działalnością górniczą i przemysłową na obszarze województwa śląskiego. Wyniki analiz GIS wskazują na silną koncentrację terenów zdegradowanych w centralnej i południowo-zachodniej części regionu, co stanowi podstawę do planowania działań rekultywacyjnych i ochrony środowiska. W kontekście globalnego rynku surowców energetycznych podkreśla się trendy spadkowe w zużyciu węgla, gazu i ropy, mimo dużej zmienności cen i wyzwań związanych z wojną w Ukrainie. Analiza perspektyw międzynarodowego rynku węgla metalurgicznego wskazuje na niepewne tendencje, spadek cen i konieczność dostosowania strategii eksportowych, zwłaszcza w kontekście polityki Chin i Indii.

Podsumowując, monografia ukazuje szerokie spektrum wyzwań i możliwości związanych z transformacją energetyczną, górnictwem i surowcami krytycznymi w Europie. Podkreśla znaczenie innowacji, regulacji, współpracy międzynarodowej oraz zaangażowania społeczności lokalnych w kształtowanie zrównoważonego, bezpiecznego i odpornego systemu energetyczno-surowcowego. Wnioski te mają istotne znaczenie dla polityki publicznej, strategii przedsiębiorstw oraz rozwoju regionalnego w obliczu dynamicznych zmian klimatycznych i geopolitycznych.

dr hab. inż. Katarzyna Stala-Szlugaj, profesor instytutu
dr hab. inż. Zbigniew Grudziński, profesor instytutu

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/01, s. 7–16

Monika GOWIN[1]
Aleksander PIECUCH[2]
Patryk NALEPKA[3]

Mechanizmy rezerwy strategicznej w Unii Europejskiej – przykłady i dalsza perspektywa

Wprowadzenie

Transformacja energetyczna prowadzona przez kraje Unii Europejskiej, w tym Polskę, stanowi jedno z najważniejszych wyzwań gospodarczych i infrastrukturalnych początku XXI wieku. Jest to proces głęboki, systemowy i wielowymiarowy, obejmujący równocześnie stopniowe wycofywanie wysokoemisyjnych źródeł wytwórczych, rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), modernizację systemów elektroenergetycznych oraz wdrażanie nowych mechanizmów rynkowych zapewniających bezpieczeństwo dostaw. Dynamiczny wzrost udziału OZE w krajowych miksach energetycznych jest jednym z najbardziej widocznych elementów transformacji energetycznej. W Polsce, podobnie jak w wielu innych krajach, szczególnie szybko rośnie moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych i wiatrowych (Eurostat 2023), co przyczynia się do zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej.

Równocześnie obserwuje się proces stopniowego wycofywania jednostek konwencjonalnych, które przez dekady stanowiły fundament bezpieczeństwa energetycznego. Elektrownie węglowe, które w Polsce wciąż mają znaczący udział w miksie energetycznym, ograniczają liczbę godzin pracy w ciągu roku ze względu na rosnące koszty uprawnień do emisji CO_2, przyczyniające się do ich „wypychania" ze stosu cenowo-podażowego przez jednostki o niższym koszcie zmiennym. W wyniku tego zjawiska oraz postępującego zwiększania poboru mocy, w połączeniu z malejącą liczbą dużych, stabilnych elektrowni konwencjonalnych,

[1] TAURON Wytwarzanie SA, Jaworzno; e-mail: monika.gowin@tauron-wytwarzanie.pl
[2] TAURON Wytwarzanie SA, Jaworzno; e-mail: aleksander.piecuch@tauron-wytwarzanie.pl
[3] TAURON Wytwarzanie SA, Jaworzno; e-mail: patryk.nalepka@tauron-wytwarzanie.pl

tworzy się ryzyko występowania deficytów mocy, których zastąpienie nie będzie w pełni możliwe przez magazyny energii elektrycznej (Kaznowski i Sztafrowski 2023). W związku z powyższym w długiej perspektywie transformacji energetycznej niezbędne są narzędzia umożliwiające utrzymanie dostępności sterowalnych jednostek wytwórczych, stanowiących bufor bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Jednym z mechanizmów, który w wielu krajach Unii Europejskiej (UE) został zaprojektowany właśnie z myślą o takim celu, jest rezerwa strategiczna (Parlament Europejski i Rada 2019).

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie koncepcji rezerwy strategicznej, analiza sposobów jej implementacji w wybranych krajach Unii oraz ocena możliwości zastosowania tego mechanizmu w Polsce. Rozważania te stanowią istotny wkład w dyskusję nad przyszłością polskiego systemu elektroenergetycznego w kontekście zbliżającego się ryzyka luki mocowej oraz postępującej transformacji energetycznej.

1. Rezerwa strategiczna – pojęcie, rola i mechanizm działania

Rezerwa strategiczna to forma mechanizmu mocowego (ang. *capacity remuneration mechanism*), który ze względu na swoją konstrukcję i cel jest podstawowym mechanizmem mającym na celu zaadresowanie kwestii adekwatności zasobów. W ramach rezerwy strategicznej jednostki objęte tą formą wsparcia zostają wycofane z funkcjonowania na rynku energii elektrycznej (brak zawierania i realizowania umów na rynku terminowym, SPOT i bilansującym), pozostając równocześnie w dyspozycyjności na rzecz podmiotu odpowiedzialnego za zarządzanie siecią przesyłową. Dowodem na określenie mechanizmu narzędziem ostatniej szansy (ang. *last resort*) jest określone na poziomie unijnym zobowiązanie do uruchamiania objętych wsparciem jednostek jedynie w okresach skrajnych niedoborów, w ramach których energia finalnie jest rozliczana co najmniej na poziomie tzw. wartości niedostarczonej energii (ang. *Value of Lost Load*) lub wartości wyższej niż limit cenowy na Rynku Dnia Bieżącego (Parlament Europejski i Rada 2019). Tak ukształtowane kryteria tworzenia mechanizmów mocowych mają zatem na celu także ograniczenie wpływu funkcjonowania rezerwy na rynek energii elektrycznej ze strony dotowanych elektrowni.

Mechanizm działania rezerwy strategicznej opiera się na zawieraniu umów przez Operatora Sieci Przesyłowej (OSP) z właścicielami jednostek wytwórczych w ramach dedykowanych, konkurencyjnych mechanizmów przetargowych (najczęściej aukcji). Ze względu na jedynie krótkoterminowy charakter mechanizmu umowy zawierane są na krótkie okresy (standardowo na 2 lata), z możliwością ubiegania się o dalsze wsparcie w ramach kolejnych aukcji. W ramach realizacji zobowiązania jednostki (zarówno wytwórcze, jak i redukcji zapotrzebowania) realizują zobowiązanie do dostaw mocy jedynie na polecenie OSP. W praktyce beneficjentami rezerwy strategicznej są najczęściej jednostki planowane do trwałego wycofania z eksploatacji.

Porównując mechanizm rezerwy strategicznej do mechanizmu rynku mocy, kluczową różnicą jest to, że rezerwa strategiczna jest narzędziem stricte awaryjnym, funkcjonującym poza rynkiem i uruchamianym w warunkach kryzysowych. Mechanizm rynku mocy natomiast jest mechanizmem funkcjonującym równolegle do rynku energii elektrycznej, stanowiąc tym

samym jego uzupełnienie z rynku tylko energii (ang. *energy only market*) do rynku dwutowarowego.

W celu wskazania argumentów za i przeciw wprowadzeniu mechanizmu rezerwy strategicznej można wskazać argumenty przedstawione w poniższej tabeli.

TABELA 1. Rezerwa strategiczna – zalety i wady

TABLE 1. Strategic reserve – advantages and disadvantages

Rezerwa strategiczna	
Zalety	Wady
Utrzymanie narzędzia krótkoterminowej rezerwy mocy w warunkach transformacji	Finansowanie jednostek jedynie z przychodów z rezerwy (brak możliwości np. udziału w rynku wtórnym rynku mocy)
Brak zaburzeń rynku wewnętrznego UE i krajowego w zakresie energii elektrycznej	Ograniczenie podaży energii elektrycznej
Umożliwienie utrzymania bloków wysokoemisyjnych przy równoczesnym spełnieniu standardu EPS 550	Duże ryzyko awaryjności – w przypadku rzadkich rozruchów ograniczona zostaje efektywność pracy bloków
Aspekt społeczny – utrzymanie stabilności lokalnych rynków pracy przy równoczesnej możliwości dalszych inwestycji	W przypadku awarii istnieje duże ryzyko ponoszenia kar za braki w dostawie usługi (ryzyko spadku efektywności ekonomicznej)

Źródło: opracowanie własne.

Zasadność wprowadzenia rezerwy strategicznej jest uzależniona od uwarunkowań krajowych – struktury planowanych do wycofań czy istnienia innych narzędzi o charakterze mocowym.

2. Funkcjonowanie rezerwy strategicznej w wybranych państwach Unii Europejskiej

Kluczowe doświadczenia dotyczące praktycznego funkcjonowania rezerwy strategicznej bazują na dwóch krajach, tj. Niemczech oraz Belgii, które jako pierwsze wprowadzały ten mechanizm do swoich systemów elektroenergetycznych (Komisja Europejska 2018a, 2018b). W kolejnych latach prowadzone były analizy dotyczące zasadności jego implementacji, co przyczyniło się do jego uruchomienia np. w Finlandii i Szwecji (Komisja Europejska 2022, 2025).

2.1. Niemcy

Niemcy należą do grupy państw, które najwcześniej zdecydowały się na wdrożenie mechanizmu rezerwy strategicznej. Mechanizm ten został zaprojektowany przede wszystkim w odpowiedzi na proces intensyfikacji rozwoju źródeł OZE przy równoczesnej realizacji

planu stopniowego odejścia od wykorzystania węgla do 2038 roku. Zgodnie z aktualnymi założeniami rezerwa strategiczna w Niemczech ma funkcjonować co najmniej do końca 2026 roku (Wettengel 2023). Do tej pory przeprowadzono trzy aukcje, w ramach których zakontraktowano moce na okresy dwuletnie, przeprowadzone z także dwuletnim wyprzedzeniem (Frontier Economics 2023). Takie rozwiązanie pozwala na stosunkowo elastyczne dostosowywanie wolumenu rezerwy do prognozowanego zapotrzebowania oraz przewidywanego tempa wycofywania jednostek wytwórczych. Głównymi jednostkami wchodzącymi w skład niemieckiej rezerwy strategicznej są starsze bloki zasilane węglem kamiennym (Netztransparenz 2023). Jednostki te zostały formalnie wyłączone z rynku energii jeszcze przed przyjęciem powszechnie obowiązujących regulacji na poziomie unijnym.

2.2. Belgia

W Belgii ryzyko niedoboru energii elektrycznej w systemie pojawiło się w wyniku decyzji o wycofaniu z eksploatacji części elektrowni jądrowych, które przez wiele lat stanowiły fundament struktury wytwarzania. Belgijski model rezerwy strategicznej różni się istotnie od niemieckiego – mechanizm ten został wykorzystany przede wszystkim do utrzymania w eksploatacji jednostek gazowych, przy czym dominującą rolę odgrywają tzw. jednostki typu OCGT (ang. *Open Cycle Gas Turbine*). Jednostki te charakteryzują się wysoką elastycznością produkcji, krótkim czasem rozruchu oraz zdolnością do szybkiego reagowania na nagłe zmiany zapotrzebowania. Znaczący udział w belgijskiej rezerwie strategicznej mają również jednostki gazowe typu CCGT (ang. *Combined Cycle Gas Turbine*), które oferują wyższą sprawność przy nieco mniejszej elastyczności (Elia Group 2021, 2022, 2023, 2024a, 2024b).

Istotnym elementem belgijskiego mechanizmu jest również udział jednostek redukcji zapotrzebowania (DSR) oraz magazynów energii elektrycznej. Takie podejście zwiększa różnorodność technologii dostępnych w ramach rezerwy i poprawia zdolność systemu do reagowania na różne scenariusze kryzysowe. Belgia przeprowadzała aukcje rezerwy strategicznej zarówno z wyprzedzeniem czteroletnim, jak i jedną aukcję z wyprzedzeniem rocznym, kontraktując moce na okresy dwuletnie. Ostatni zakontraktowany okres funkcjonowania rezerwy strategicznej w Belgii przypada na rok 2029, co wskazuje na średnioterminowy charakter tego rozwiązania (Elia Group 2021, 2022, 2023, 2024a, 2024b).

2.3. Finlandia

Rezerwa strategiczna funkcjonuje również w Finlandii, jednak jej skuteczność jest znacznie ograniczona w porównaniu z innymi krajami Unii Europejskiej. W przypadku Finlandii ryzyko niedoboru energii elektrycznej dotyczy przede wszystkim okresów zimowych, kiedy zapotrzebowanie osiąga najwyższe wartości, a jednocześnie warunki pogodowe mogą ograniczać generację z OZE. Finlandia przeprowadziła aukcje, w wyniku których zakontraktowano moce w rezerwie strategicznej do końca 2026 roku, jednak dwie ostatnie zakończyły się

niepowodzeniem, co skutkowało znacznym ograniczeniem wolumenu dostępnych mocy. Ostatecznie w fińskiej rezerwie strategicznej znajduje się obecnie tylko jedna jednostka wytwórcza zasilana węglem kamiennym (ENTSO-E 2023).

Jako główną przyczynę niepowodzenia aukcji wskazuje się zbyt niską cenę maksymalną możliwą do uzyskania przez uczestników mechanizmu. Ograniczenie to spowodowało rezygnację większości wytwórców z udziału w aukcjach, co unaocznia istotne ryzyko związane z niewłaściwym zaprojektowaniem parametrów ekonomicznych rezerwy strategicznej.

2.4. Szwecja

Szwecja, podobnie jak Finlandia, mierzy się z ryzykiem niedoboru energii elektrycznej przede wszystkim w okresach zimowych (Enerad.pl 2025; Komisja Europejska 2025). Ryzyko to jest ściśle związane z decyzjami dotyczącymi przedwczesnego wyłączenia starszych elektrowni jądrowych, z których kraj ten nie ma już możliwości się wycofać. Ubytek stabilnych mocy jądrowych znacząco zwiększył podatność systemu na ekstremalne warunki pogodowe oraz ograniczenia w dostępności paliw kopalnych. W odpowiedzi na te wyzwania Szwecja zdecydowała się na ponowne uruchomienie mechanizmu rezerwy strategicznej, przy czym utrzymanie tego rozwiązania planowane jest obecnie do roku 2035 (Enerdata.net 2025). Dodatkowym czynnikiem wpływającym na decyzję o reaktywacji rezerwy była wojna w Ukrainie, która uwypukliła ryzyka związane z dostępnością gazu ziemnego oraz jego zmienną ceną na rynkach europejskich.

Jednocześnie Szwecja planuje powrót do rozwoju energetyki jądrowej, traktując ją jako długoterminowe narzędzie ograniczające ryzyko zależności od importowanych paliw kopalnych (Dudzińska 2024). Na moment sporządzania niniejszego artykułu brak jest jednak szczegółowych informacji dotyczących planowanych aukcji rezerwy strategicznej w Szwecji.

3. Polska – stan obecny i wyzwania w kontekście bezpieczeństwa mocy

3.1. Obecny mechanizm mocowy – rynek mocy

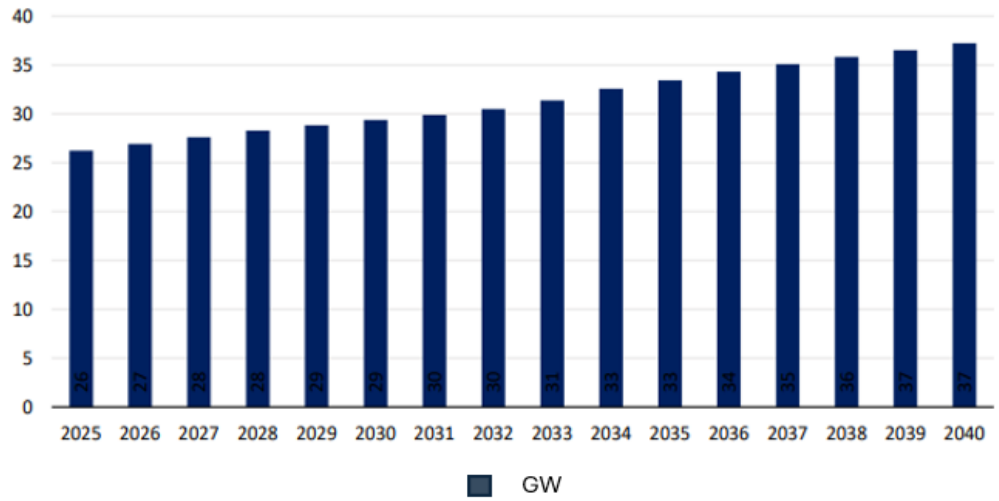
Rynek mocy w Polsce został wprowadzony jako odpowiedź na rosnące ryzyko niedoboru mocy w systemie elektroenergetycznym. Jego głównym celem jest zachęcenie uczestników rynku do uruchamiania projektów budowy nowych źródeł produkcji energii elektrycznej oraz zapewnienie stabilności dostaw energii poprzez wynagradzanie jednostek wytwórczych nie tylko za produkcję energii, lecz także za gotowość do jej dostarczenia w okresach szczytowego zapotrzebowania. Mechanizm ten działa w oparciu o aukcje mocy, w których uczestniczą elektrownie konwencjonalne, magazyny energii, jednostki redukcji zapotrzebowania (DSR), jednostki OZE, jednostki gazowe oraz jednostki zagraniczne.

Od początku istnienia mechanizmu, czyli od 2021 roku, operator ogłosił 5 okresów przywołania (2 okresy przywołania w dniu 23.09.2022 oraz 3 okresy przywołania w dniu

06.11.2024), w których jednostki objęte kontraktem mocowym zobowiązane były do dostarczenia do systemu mocy w wymaganej przez OSP wielkości. Okres przywołania może być ogłoszony w dni robocze w godzinach 07:00–22:00, z co najmniej 8-godzinnym okresem wyprzedzenia.

3.2. Luka mocowa 2025–2040

W perspektywie 2025–2040 prognozy wskazują na systematyczny wzrost zapotrzebowania szczytowego, wynikający z elektryfikacji, rozwoju pomp ciepła oraz wzrostu gospodarczego. Wzrost ten będzie szczególnie widoczny w okresach zimowych, kiedy dodatkowe obciążenie generuje sektor ogrzewnictwa. Trendy pokazują, że przy braku odpowiednich inwestycji w źródła dyspozycyjne ryzyko wystąpienia deficytów mocy będzie narastać.



Rys. 1. Prognozowane zapotrzebowanie szczytowe w latach 2025–2040, średnia z lat klimatycznych [GW] (Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA 2024a)

Fig. 1. Projected peak demand in 2025–2040, average for climate years [GW]

Według analiz PSE luka mocowa zacznie być odczuwalna już po 2027 roku, a w latach 2030–2035 może osiągnąć poziom kilkunastu gigawatów. W scenariuszach bazowych PSE wskazuje na konieczność utrzymania rezerw mocy na poziomie co najmniej 9–10% zapotrzebowania szczytowego, co przy obecnych trendach jest trudne do osiągnięcia.

Choć w planach znajduje się wiele projektów gazowych i OZE, realny przyrost mocy jest ograniczany przez długie procesy inwestycyjne, dostępność infrastruktury sieciowej oraz finansowanie. Projekty gazowe, które miały być filarem bezpieczeństwa, często przesuwają terminy realizacji, a OZE bez magazynów nie zapewniają stabilności w okresach szczytowych.

TABELA 2. Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE [MW]

TABLE 2. Required additional net available power in the National Power System [MW]

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1 400	4 200	2 200	800	4 200	4 800	6 400	7 200	8 400	9 400	11 600	15 400	17 000	17 400	17 800	18 000

Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA 2024b.

Mechanizm rynku mocy pozostaje kluczowym narzędziem ograniczania ryzyka deficytu. Aukcje główne zapewniają kontrakty na 5 lat, co daje stabilność inwestorom, natomiast aukcje uzupełniające i dogrywkowe pozwalają reagować na krótkoterminowe zmiany w bilansie mocy. W latach 2028–2035 ich znaczenie wzrośnie, ponieważ będą jedynym sposobem na pozyskanie dodatkowych zasobów w obliczu opóźnień inwestycji i rosnącego zapotrzebowania.

4. Możliwość implementacji rezerwy strategicznej w Polsce

Rezerwa strategiczna mogłaby pełnić funkcję „bufora bezpieczeństwa" w latach 2025–2035, kiedy luka mocowa będzie szczególnie pogłębiona. W okresie transformacji energetycznej, gdy tempo przyrostu nowych źródeł dyspozycyjnych jest wolniejsze niż tempo wycofywania bloków węglowych, rezerwa strategiczna mogłaby być kluczowym narzędziem stabilizacji systemu. Jednakże wprowadzenie rezerwy strategicznej obok rynku mocy rodzi szereg wyzwań, między innymi:

- trudności w wyznaczeniu zasad uruchamiania jednostek – konieczne jest jasne określenie, kiedy rezerwa może być aktywowana, aby nie zakłócać sygnałów cenowych na rynku energii;
- ograniczenia regulacyjne UE – zgodnie z wytycznymi Komisji Europejskiej mechanizmy mocowe muszą być proporcjonalne i niedyskryminujące, a ich stosowanie wymaga notyfikacji i zgody KE.

Praktyka Komisji Europejskiej wskazuje także na niezasadność równoległego stosowania dwóch mechanizmów o charakterze mocowym. Oznacza to potencjalne trudności związane z uzyskaniem akceptacji dla tego rozwiązania w Polsce w sytuacji równoczesnego utrzymania funkcjonowania rynku mocy.

Wśród zalet wprowadzenia mechanizmu w Polsce można wymienić dodatkowo:

- wzmocnienie bezpieczeństwa dostaw po 2028 roku – rezerwa strategiczna może znacząco poprawić bezpieczeństwo systemu w okresie, gdy luka mocowa będzie najbardziej odczuwalna. Utrzymanie dodatkowych zasobów w gotowości pozwoli uniknąć ryzyka niedoborów w warunkach awarii dużych bloków czy okresach niskiej generacji OZE;
- utrzymanie mocy węglowych/gazowych w okresie transformacji – mechanizm rezerwy umożliwi czasowe utrzymanie wycofywanych jednostek węglowych, które mimo spadku konkurencyjności rynkowej wciąż mogą pełnić funkcję stabilizatora systemu.

W ramach wad implementacji kluczowe pozostają:

- brak zgody KE na równoległe funkcjonowanie z rynkiem mocy – Komisja Europejska wymaga, aby mechanizmy mocowe były proporcjonalne i niedyskryminujące. Wprowadzenie rezerwy obok rynku mocy może zostać uznane za podwójne wsparcie, co grozi odmową notyfikacji i sankcjami;
- brak wystarczającej liczby jednostek zdolnych do wejścia w rezerwę – wiele bloków węglowych jest w złym stanie technicznym lub nie spełnia norm środowiskowych. Ich utrzymanie w gotowości może być niemożliwe lub wymagać kosztownych modernizacji;
- wysokie koszty utrzymania jednostek rezerwowych oraz trudności organizacyjne – rezerwa strategiczna generuje dodatkowe koszty stałe, które ostatecznie poniosą odbiorcy. Dodatkowo wprowadzenie mechanizmu wpłynie na obciążenia odbiorców końcowych. Poza tym w przypadku równoczesnego utrzymania rynku mocy mogą wystąpić trudności z powiązaniem przywoływania jednostek w ramach obu mechanizmów (czas reakcji, dostarczanie mocy, kolejność wezwań).

Podsumowanie

Niniejszy artykuł przedstawia koncepcję rezerwy strategicznej jako mechanizmu „ostatniej szansy", mającego na celu krótkoterminowe zapewnianie adekwatności mocy w warunkach rosnącego udziału OZE i wycofywania jednostek konwencjonalnych. Na przykładach Niemiec, Belgii, Finlandii i Szwecji wskazano zróżnicowanie metod wdrożenia w tych krajach wraz ze wskazaniem kluczowych elementów pozwalających na optymalizację skuteczności tego wdrożenia. Dokonana analiza posłużyła do oceny zasadności implementacji rezerwy w Polsce po 2029 roku wraz z zaznaczeniem kluczowych barier regulacyjnych, rynkowych i organizacyjnych. Pomimo wielu zalet funkcjonowania rezerwy strategicznej w Polsce obecnie jej przyjęcie wydaje się mniej prawdopodobne ze względu na planowane wydłużenie funkcjonowania rynku mocy oraz zgłaszane przez PSE prace nad alternatywnym mechanizmem czasowego utrzymania mocy węglowych.

Literatura

Dudzińska, K. 2024 – Sweden Takes a Nuclear Turn in Energy Policy. *PISM Bulletin* 58 (2366). [Online:] https://pism.pl/publications/sweden-takes-a-nuclear-turn-in-energy-policy [Dostęp: 28.08.2025].

Elia Group 2021 – *CRM AUCTION REPORT Y-4 Auction for the 2025–2026 Delivery Period*. [Online:] https://www.elia.be/en/grid-data/adequacy/crm-auction-results [Dostęp: 17.09.2025]

Elia Group 2022 – *CRM AUCTION REPORT Y-4 Auction for the 2026–2027 Delivery Period*. [Online:] https://www.elia.be/en/grid-data/adequacy/crm-auction-results [Dostęp: 17.09.2025]

Elia Group 2023 – *CRM AUCTION REPORT Y-4 Auction for the 2027–2028 Delivery Perio*d. [Online:] https://www.elia.be/en/grid-data/adequacy/crm-auction-results [Dostęp: 17.09.2025]

Elia Group 2024a – *CRM AUCTION REPORT Y-1 Auction for the 2025–2026 Delivery Period*. [Online:] https://www.elia.be/en/grid-data/adequacy/crm-auction-results [Dostęp: 17.09.2025]

Elia Group 2024b – *CRM AUCTION REPORT Y-4 Auction for the 2025–2026 Delivery Period*. [Online:] https://www.elia.be/en/grid-data/adequacy/crm-auction-results [Dostęp: 17.09.2025]

Enerad.pl 2025 – *Komisja Europejska zatwierdza 300 mln euro na szwedzką rezerwę strategiczną energii*. [Online:] https://enerad.pl/komisja-europejska-zatwierdza-300-mln-euro-na-szwedzka-rezerwe-strategiczna-energii/ [Dostęp: 28.08.2025].

Enerdata.net 2025 – *The European Commission approves a €300m Swedish strategic electricity reserve*. [Online:] https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/european-commission-approves-eu300m-swedish-strategic-electricity-reserve.html [Dostęp: 28.08.2025]

ENTSO-E 2023 – European Resource Adequacy Assessment, 2023 Edition, Annex 4: Country Comments, s. 3. [Online:] https://www.entsoe.eu/eraa/2023/report/ERAA_2023_Annex_4_Country_Comments.pdf [Dostęp: 21.08.2025].

Eurostat 2024 – Eurostat database – International trade in goods. [Online:] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics [Dostęp: 20.09.2025].

Frontier Economics 2023 – *How (not) to auction the phase-out of coal – New insights on the results of the German coal phase-out auctions*. [Online:] https://www.frontier-economics.com/media/rjznjrs3/how-not-to-auction-the-phase-out-of-coal.pdf [Dostęp: 25.08.2025].

Kaznowski, R. i Sztafrowski, D. 2023 – System elektroenergetyczny oparty o odnawialne źródła energii – możliwości i bariery rozwoju. *Przegląd Elektrotechniczny* 99(2), s. 186–189, DOI: https://doi.org/10.15199/48.2023.02.34.

Komisja Europejska 2018a – COMMISSION DECISION of 7.2.2018 ON THE AID SCHEME SA.45852 – 2017/C (ex 2017/N).

Komisja Europejska 2018b – COMMISSION DECISION of 27.8.2021on THE AID SCHEME SA.54915 – 2020/C (ex 2019/N).

Komisja Europejska 2022 – State Aid SA.55604 (2022/N) – Finland – Finnish strategic reserve. [Online:] https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202246/SA_55604_A0135C84-0100-CF24-849C-1B860AD7D2C5_151_1.pdf [Dostęp: 15.09.2025].

Komisja Europejska 2025 – State Aid SA.112968 (2025/N) – Sweden - Electricity Strategic Reserve [Online:] https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202541/SA_112968_137.pdf [Dostęp: 16.09.2025].

Netztransparenz 2023 – *Publications on the 2020–2022 performance period.* [Online:] https://www.netztransparenz.de/en/Ancillary-Services/System-operations/Capacity-reserve/Publications-on-the-2020-2022-performance-period [Dostęp: 12.09.2025].

Parlament Europejski i Rada 2019 – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj/pol [Dostęp: 06.09.2025].

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA 2024a – Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040. [Online:] https://www.pse.pl/-/publikacja-raportu-zgodnie-z-art-15-i-ustawy-prawo-energetyczne [Dostęp: 28.06.2025].

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA 2024b – Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034. [Online:] https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony [Dostęp: 17.05.2025].

Wettengel, J. 2023 – *Low turnout in Germany's final auction for early coal power plant shutdowns*. [Online:] https://www.cleanenergywire.org/news/low-turnout-germanys-final-auction-early-coal-power-plant-shutdowns [Dostęp: 10.09.2025].

Mechanizmy rezerwy strategicznej w Unii Europejskiej – przykłady i dalsza perspektywa

Słowa kluczowe: rezerwa strategiczna, rynek mocy, wystarczalność zasobów

Streszczenie: Celem artykułu jest przedstawienie koncepcji rezerwy strategicznej w sektorze elektroenergetycznym, wskazanie przykładów jej implementacji w Unii Europejskiej oraz przeprowadzenie dyskusji możliwości wdrożenia w Polsce. Rezerwa strategiczna stanowi podstawowy mechanizm zapewnienia adekwatności zasobów wytwórczych w warunkach ryzyka wystąpienia ich niedoborów. Analiza porównawcza implementacji tego mechanizmu w innych krajach, m.in. w Niemczech i Belgii, wskazuje na różnice w konstrukcji mechanizmów, w tym w zakresie specyfiki miksu energetycznego i ścieżki transformacji. W artykule dodatkowo dokonana została analiza możliwości implementacji podobnego rozwiązania w Polsce, przy jednoczesnym wskazaniu trudności

związanych z równoczesnym funkcjonowaniem dwóch mechanizmów mocowych w Polsce. Wskazano również na dodatkowe ograniczenia wynikające z charakterystyki polskiego miksu energetycznego, opartego w dużej mierze na technologii konwencjonalnej, którego elastyczność techniczna i ekonomiczna jest ograniczona. Wnioski końcowe obejmują przedstawienie zalet i wad wprowadzenia rezerwy strategicznej w Polsce w świetle utrzymania istniejących regulacji unijnych.

Strategic reserve mechanisms in the European Union – examples and future perspectives

Keywords: strategic reserve, capacity market, resource adequacy

Abstract: The aim of the article is to present the concept of a strategic reserve in the electricity sector, examples of its implementation within the European Union, and a discussion on the possibilities of its introduction in Poland. The strategic reserve constitutes a fundamental mechanism for ensuring resource adequacy under conditions of potential generation shortages. A comparative analysis of the implementation of this mechanism in countries such as Germany and Belgium highlights differences in its design, particularly in relation to the specifics of national energy mixes and transformation pathways. The article also examines the feasibility of introducing a similar solution in Poland, while pointing out the challenges associated with the simultaneous operation of two capacity mechanisms in the country. Additional limitations are identified, stemming from the structure of the Polish energy mix, which is largely based on conventional technologies with limited technical and economic flexibility. The final conclusions outline the advantages and disadvantages of introducing a strategic reserve in Poland in light of existing EU regulations.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/02, s. 17–26

Bartosz CERAN[1]
Daria ZŁOTECKA[2]
Robert WRÓBLEWSKI[3]

Analiza wpływu zmiany struktury sektora wytwórczego KSE na wartości wybranych wskaźników charakteryzujących roczny wykres obciążenia

Wprowadzenie

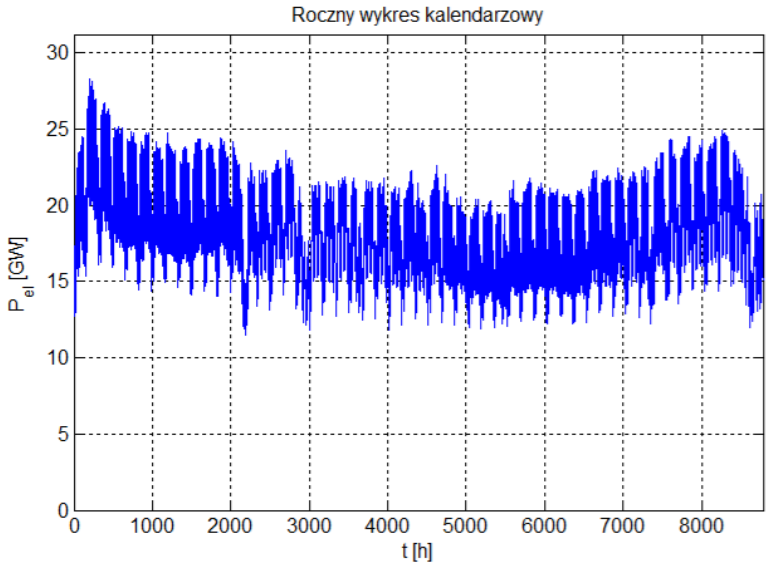
Transformacja sektora elektroenergetycznego ma na celu przede wszystkim zmniejszenie wartości wskaźnika emisyjności na produkcję jednostki energii elektrycznej (Dyrektywa 2009). W związku z powyższym obserwuje się w ostatnich latach wprowadzanie do systemu elektroenergetycznego technologii proekologicznych, takich jak farmy wiatrowe czy fotowoltaiczne (Rozporządzenie 2021). Należy jednak mieć na uwadze fakt, że te technologie w porównaniu z jednostkami konwencjonalnymi charakteryzują się dużo mniejszymi wartościami rocznego czasu użytkowania mocy zainstalowanej.

W związku z powyższym zmiana struktury sektora wytwórczego mająca na celu zastępowanie źródeł konwencjonalnych tzw. technologiami zeroemisyjnymi o stochastycznym charakterze pracy wpływa na wartości wskaźników charakteryzujących roczny wykres obciążenia (Szczerbowski i Ceran 2015). Do wyżej wymienionych wskaźników należą: roczny stopień obciążenia, roczny stopień wyrównania oraz roczny stopień wyzyskania mocy zainstalowanej. Ponadto do opisu rocznego wykresu obciążenia można wykorzystać następujące wielkości i wskaźniki: wartość mocy szczytowej P_{rS}, wartość mocy zainstalowanej P_i, obciążenie minimalne P_0, czas użytkowania mocy zainstalowanej T_{ri}, czas użytkowania mocy szczytowej T_{rS}, chwilowy roczny stopień obciążenia m_{rt}, chwilowy roczny stopień wyrównania l_{rt} oraz chwilowy roczny stopień wyzyskania n_{rt} (Matla 1988).

[1] Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-0207-3193; e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl
[2] Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-0461-7633; e-mail: daria.zlotecka@put.poznan.pl
[3] Politechnika Poznańska, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-3256-6028; e-mail: robert.wroblewski@put.poznan.pl

1. Roczny wykres obciążenia

Roczną zmienność obciążeń można przedstawić za pomocą rocznego wykresu kalendarzowego (rys. 1) lub rocznego wykresu uporządkowanego obciążeń (rys 2).



Rys. 1. Roczny wykres kalendarzowy obciążeń

Fig. 1. Annual load calendar chart

Wykres uporządkowany przedstawia zależność $P(t)$, przy czym wartości mocy zostają na nim uszeregowane od wartości największej do najmniejszej. Pole powierzchni pod wykresem oznacza zapotrzebowanie na energię elektryczną. Można też na nim zaznaczyć podstawowe, podszczytowe oraz szczytowe pasmo obciążenia.

Roczny czas użytkowania mocy zainstalowanej definiowany jest jako stosunek rocznego zapotrzebowania na energię do wartości mocy zainstalowanej.

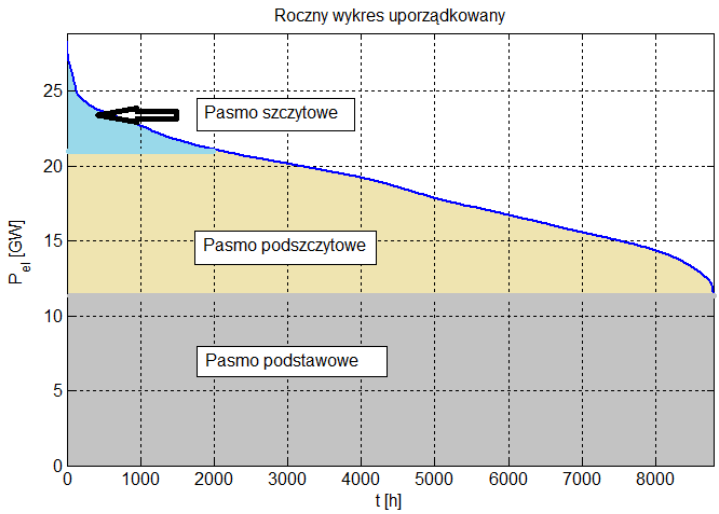
$$T_{ri} = \frac{A_r}{P_i} \tag{1}$$

gdzie:

A_r – roczna produkcja energii elektrycznej.

Roczny czas użytkowania mocy szczytowej definiowany jest jako stosunek rocznego zapotrzebowania na energię do wartości szczytowego obciążenia.

$$T_{rS} = \frac{A_r}{P_{rS}} \tag{2}$$



Rys. 2. Roczny wykres uporządkowany obciążeń

Fig. 2. Ordered annual load duration curve for electricity

Chwilowy roczny stopień obciążenia definiowany jest jako stosunek wartości mocy chwilowej do mocy szczytowej.

$$m_{rt} = \frac{P_{rt}}{P_{rS}} \tag{3}$$

gdzie:

P_{rt} – roczne obciążenie chwilowe.

Chwilowy roczny stopień wyrównania definiowany jest jako stosunek wartości mocy chwilowej do obciążenia średniego.

$$l_{rt} = \frac{P_{rt}}{P_{rśr}} \tag{4}$$

gdzie:

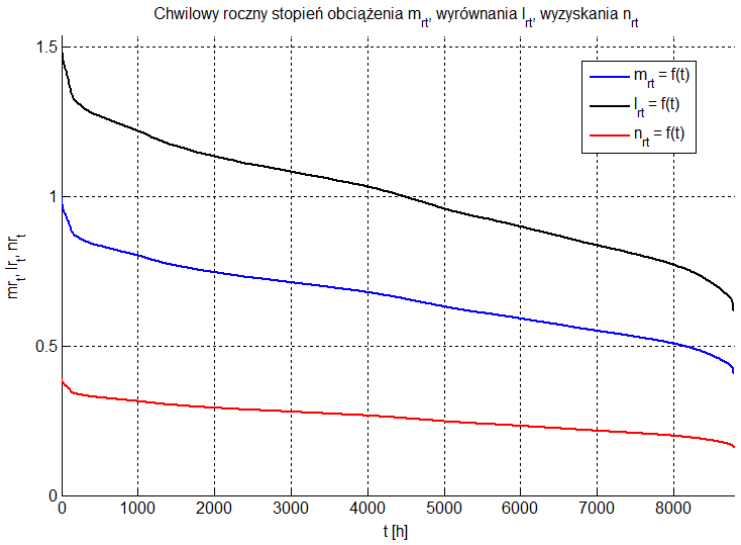
P_{rt} – roczne obciążenie średnie.

Chwilowy roczny stopień wyzyskania definiowany jest jako stosunek wartości mocy chwilowej do mocy zainstalowanej.

$$n_{rt} = \frac{P_{rt}}{P_i} \tag{5}$$

Chwilowy roczny stopień obciążenia służy do tzw. redukcji jednostronnej uporządkowanego wykresu obciążenia. Chwilowy roczny stopień wyrównania przedstawia informacje

o tym, kiedy obciążenie chwilowe jest mniejsze lub większe od obciążenia średniorocznego. Natomiast chwilowy roczny stopień wyzyskania przedstawia zależność między obciążeniem a mocą zainstalowaną w systemie elektroenergetycznym (rys. 3).



Rys. 3. Chwilowy roczny stopień obciążenia, wyrównania, wyzyskania

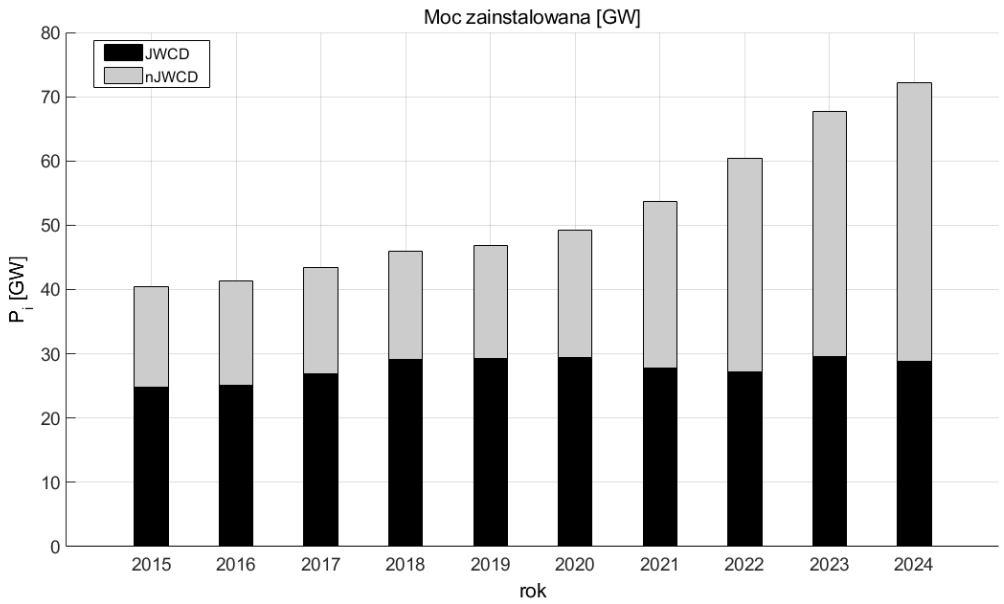
Fig. 3. Annual instantaneous-to-peak power ratio, instantaneous-to-average load ratio, and instantaneous-to-installed power ratio

Szczególnie interesująca jest wartość szczytowego stopnia wyzyskania n_{rS}. Wskaźnik ten informuje o tym, jaki procent mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym stanowi obciążenie szczytowe. Zmiana struktury sektora wytwórczego, mająca na celu zastępowanie źródeł konwencjonalnych tzw. technologiami zeroemisyjnymi o stochastycznym charakterze pracy, wpływa na wartości wyżej wymienionych wskaźników charakteryzujących roczny wykres obciążenia.

2. Wyniki analiz

Punktem wyjścia do przeprowadzania niniejszych badań były dane dotyczące rocznych profili obciążenia oraz struktury sektora wytwórczego KSE w ostatnich 10 latach. Dane zostały pobrane ze strony Operatora Systemu Przesyłowego PSE SA (PSE 2025).

Na rysunku 4 przedstawiono przyrost mocy zainstalowanej w KSE w okresie 2015–2024. Moc zainstalowana wzrosła o ponad 40 GW, przy czym głównie są to farmy wiatrowe, farmy fotowoltaiczne oraz instalacje prosumenckie, które należą do grupy jednostek nJWCD.



Rys. 4. Moc zainstalowana w KSE z podziałem na JWCD i nJWCD

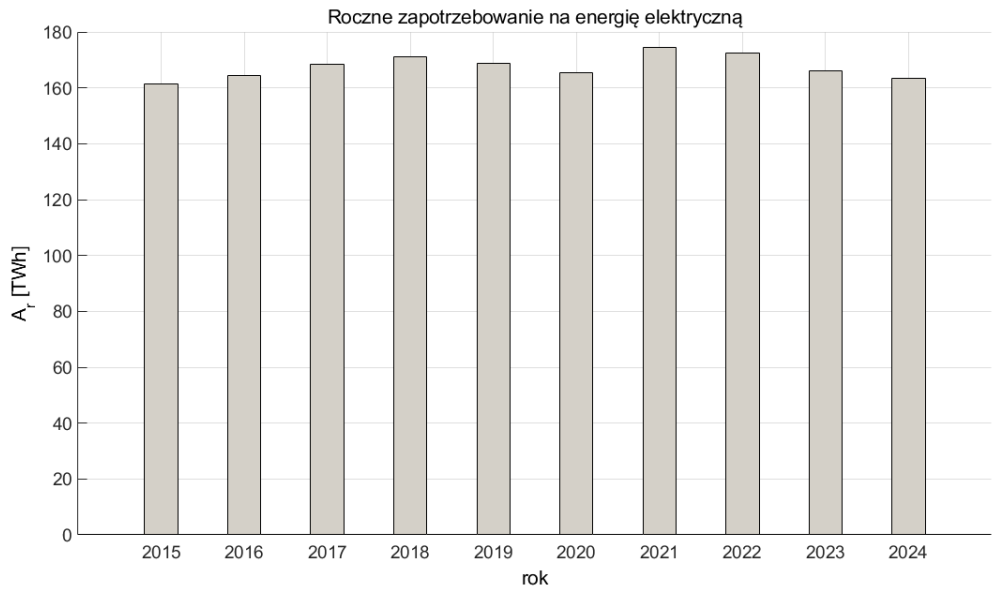
Fig. 4. Installed power in Polish Power System, differentiated into Centrally Dispatched Power Units and non-Centrally Dispatched Power Units

Pomimo przyrostu mocy zainstalowanej nie odnotowuje się znacznego zwiększania zapotrzebowania na energię elektryczną. Na rysunku 5 przedstawiono roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2015–2024.

W analizowanym okresie minimalne zapotrzebowanie roczne na energię elektryczną wynosiło 161 TWh, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wynosiło 174 TWh. Analizując porównanie obciążenia szczytowego, średniego oraz minimalnego (rys. 6), można zauważyć, ze charakter profilu obciążenia w systemie kształtuje się na analogicznym poziomie w rozpatrywanym okresie, co przekłada się na względnie wyrównaną wartość czasu użytkowania mocy szczytowej (rys. 7).

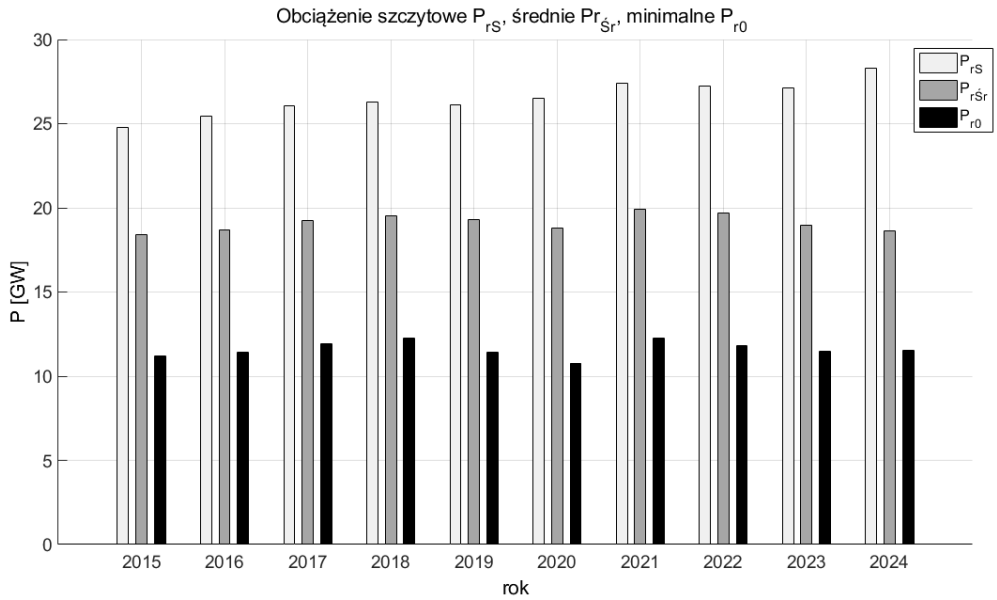
Zmiana struktury sektora wytwórczego wpływa na wartość stopnia wyzyskania mocy (rys. 8).

Wartość rocznego stopnia wyzyskania mocy szczytowej wyniosła w 2024 roku 0,4 i spadła w ciągu analizowanych dziesięciu lat o 0,2. Na zmianę wartości wskaźnika ma wpływ nie tylko roczny profil obciążenia, ale przede wszystkim rodzaj technologii stosowanych do wytwarzania energii elektrycznej. Wartość rocznego stopnia wyzyskania mocy szczytowej równa 0,4 oznacza, że szczytowe roczne obciążenie w systemie elektroenergetycznym jest równe co do wartości 40% mocy zainstalowanej i wskazuje na silne przewymiarowanie sektora wytwórczego względem potrzeb pod kątem mocy. Powyższe przewymiarowanie ma bezpośredni związek z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym (rys. 9).



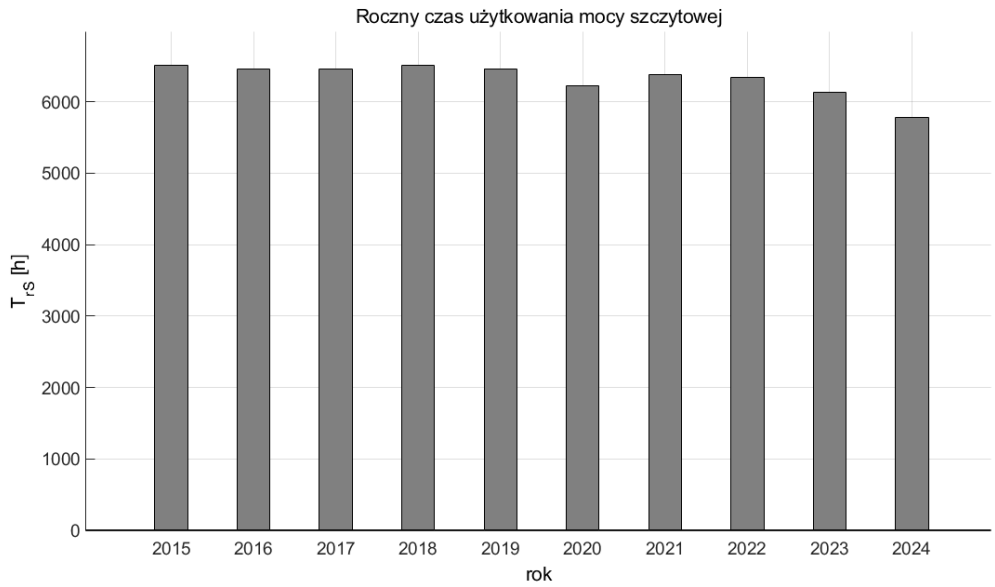
Rys. 5. Porównanie rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2015–2024

Fig. 5. Comparison of annual electricity demand in 2015–2024



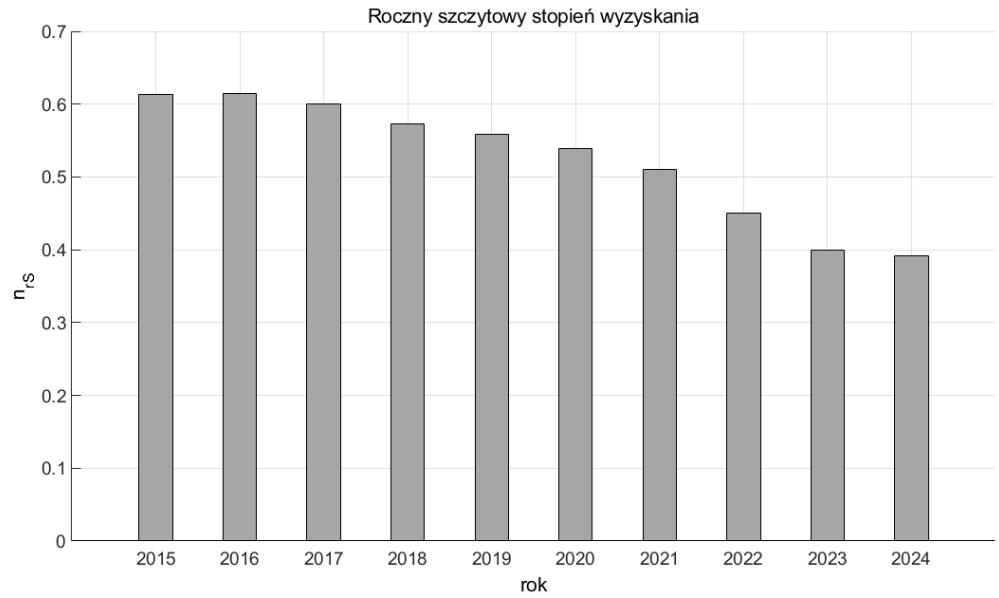
Rys. 6. Zestawienie obciążenia szczytowego P_{rs}, średniego $P_{r\acute{s}r}$ oraz minimalnego P_{r0}

Fig. 6. Summary of the structure of the peak (P_{rs}), average ($P_{r\acute{s}r}$) and base load (P_{r0})



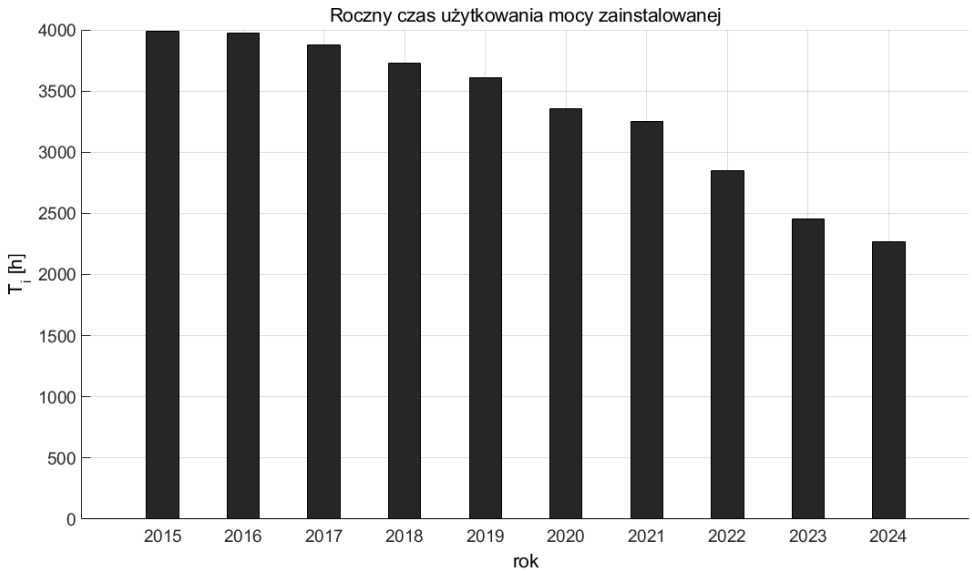
Rys. 7. Roczny czas użytkowania mocy szczytowej

Fig. 7. Annual peak power usage time



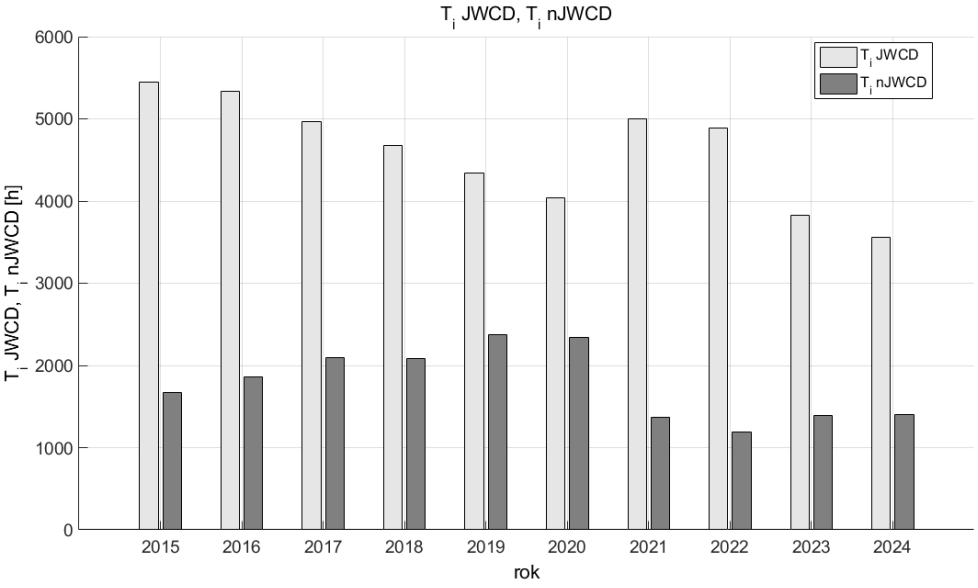
Rys. 8. Roczny stopień wyzyskania mocy szczytowej

Fig. 8. Annual peak power utilization rate



Rys. 9. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej

Fig. 9. Utilization time of installed capacity



Rys. 10. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej z podziałem na jednostki JWCD oraz nJWCD

Fig. 10. Utilization time of installed capacity, differentiated into Centrally Dispatched Power Units and non-Centrally Dispatched Power Units

Zwiększanie udziału źródeł o losowym, stochastycznym procesie produkcji ze stosunkowo niskimi wartościami czasu wykorzystania mocy zainstalowanej (farmy fotowoltaiczne – 1000 h, lądowe farmy wiatrowe – 2500 h) wpływa na łączną wartość czasu wykorzystania mocy zainstalowanej w systemie *Ti*. W ciągu analizowanych dziesięciu lat wartość *Ti* spadla z 4000 h w 2015 roku (gdzie moc zainstalowana wynosiła ok. 40 GW) do 2266 h (gdzie moc zainstalowana wynosiła ok. 72 GW).

Na rysunku 10 przedstawiono podział wartości czasu wykorzystania mocy zainstalowanej w systemie na jednostki JWCD oraz nJWCD.

Zwiększanie udziału w produkcji energii elektrycznej źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych wpływa na zmniejszenie czasu wykorzystania mocy zainstalowanej jednostek konwencjonalnych. Jest to bezpośrednio związane z tzw. wypieraniem jednostek węglowych z podstawy systemu elektroenergetycznego. Można też zauważyć, że w ostatnich latach dominujący udział mają technologie fotowoltaiczne, co powoduje zmniejszenie łącznego czasu wykorzystania mocy źródeł nJWCD do wartości około 1500 h w 2024 roku. Wartość ta jest średnią ważoną źródeł PV oraz zainstalowanych turbin wiatrowych. Ponadto przyrost mocy w tych technologiach skutkuje wprowadzeniem przez PSE nierynkowego redysponowania mocy, co ma także wpływ na roczne wartości czasu wykorzystania ich mocy.

Podsumowanie

Przyrost mocy zainstalowanej w jednostkach odnawialnych o losowym charakterze produkcji energii elektrycznej, takich jak farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, znacząco wpływa na parametry charakteryzujące roczny wykres obciążenia.

W ciągu analizowanych 10 lat moc zainstalowana w systemie wzrosła z 40 GW do ponad 79 GW, przy czym przyrost ten jest głównie związany z jednostkami nJWCD o stosunkowo niskich wartościach rocznego czasu wykorzystania ich mocy.

Wartość rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną zmienia się w zakresie od 162 TWh do 174 TWh, natomiast wartość rocznego stopnia wyzyskania mocy szczytowej w ciągu ostatnich 10 lat spadła z wartości 0,6 do wartości 0,4 i jest spowodowana znaczącym przyrostem mocy zainstalowanej w turbinach wiatrowych oraz instalacjach i farmach fotowoltaicznych.

Wartość rocznego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej jednostek nJWCD w 2024 roku wynosiła około 1500 h. Jest to średnia ważona pracujących w systemie mocy turbin wiatrowych oraz instalacji i farm fotowoltaicznych.

Należy zakładać, że przedstawione w referacie trendy zmian analizowanych parametrów będą się pogłębiać ze względu na planowane wyłączenia jednostek konwencjonalnych.

Literatura

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

Matla, R. 1988 – *Gospodarka elektroenergetyczna*. Wyd. PW.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne. [Online:] https://www.pse.pl/mapa-raportow [Dostęp: 17.10.2025].

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

Szczerbowski, R. i Ceran, B. 2015 – Policy in the Context of Changes in European Union Member States. *Acta Energetica* 3(24), s. 108–113.

Analiza wpływu zmiany struktury sektora wytwórczego KSE na wartości wybranych wskaźników charakteryzujących roczny wykres obciążenia

Słowa kluczowe: sektor wytwórczy, roczny wykres obciążenia, wskaźniki, czas użytkowania mocy zainstalowanej

Streszczenie: W artykule przedstawiono wyniki analiz mających na celu określenie wpływu zmiany w ostatnich dziesięciu latach struktury sektora wytwórczego związanej z postępującą transformacją sektora elektroenergetycznego na wybrane wskaźniki charakteryzujące roczny wykres obciążenia. Do przeprowadzenia analiz wykorzystano dane pobrane ze strony operatora sieci przesyłowej PSE SA.

W pracy autorzy scharakteryzowali roczny kalendarzowy oraz uporządkowany wykres obciążenia. Szczególną uwagę poświęcono zmianie wartości rocznego szczytowego stopnia wyzyskania.

Analysis of the impact of changes in the structure of the KSE manufacturing sector on the values of selected indicators characterizing the annual load chart

Keywords: power generation sector, annual load chart, indicators, installed capacity utilization time

Abstract: This article presents the results of analyses aimed at determining the impact of changes in the structure of the generation sector over the past ten years, related to the ongoing transformation of the power sector, on selected indicators characterizing the annual load curve. Data collected from the website of the transmission grid operator PSE SA were used to conduct the analyses.

In this paper, the authors characterized the annual calendar and ordered load curves. Particular attention was paid to the change in the annual capacity utilization rate.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/03, s. 27–38

Krzysztof DUDA[1]

Strategie inwestycyjno-ekonomiczne w sektorze energetyczno-ciepłowniczym: proces kształtowania i benchmarking największych spółek energetycznych w Polsce

Wprowadzenie

Transformacja polskiego sektora energetyczno-ciepłowniczego przyspiesza pod wpływem polityki klimatycznej UE i krajowych strategii, a ciepłownictwo systemowe – dotąd oparte na węglu – wymaga szybkiej modernizacji źródeł, sieci i modeli biznesowych. W centrum tych procesów stoją największe grupy energetyczne: PGE, Enea, TAURON i ORLEN. Celem artykułu jest analiza ich strategii inwestycyjno-ekonomicznych w obszarze ciepłownictwa i energetyki, ze szczególnym uwzględnieniem sposobu kształtowania strategii, kierunków transformacji oraz implementacji wymogów regulacyjnych. Zastosowano benchmarking strategiczny, porównując kluczowe elementy strategii (portfel wytwórczy, planowane inwestycje, harmonogram odchodzenia od węgla, rola nowych technologii) w oparciu o dokumenty strategiczne, materiały inwestorskie, komunikaty spółek oraz przegląd regulacji unijnych i krajowych.

W artykule zaprezentowano pojęcia benchmarkingu i strategii w kontekście wybranych publikacji, następnie zaprezentowano główne wyzwania regulacyjne i rynkowe (Fit for 55, polityka klimatyczna UE, krajowe strategie, presja na dekarbonizację), na tym tle dokonano syntetycznego porównania strategii czterech grup. Analiza wskazuje na ogólną zbieżność kierunku – głęboką transformację ciepłownictwa poprzez rozwój źródeł nisko- i zeroemisyjnych, modernizację infrastruktury i wdrażanie nowych technologii – przy istotnych różnicach w tempie odchodzenia od węgla, skali nakładów i rozwiązaniach technologicznych. Benchmarking strategiczny umożliwia identyfikację dobrych praktyk oraz obszarów potencjalnego opóźnienia lub niedostosowania do przyszłych wymogów polityki klimatycznej,

[1] ORCID iD: 0009-0007-4813-0110; e-mail: krzy.duda@hotmail.com

co stanowi podstawę rekomendacji dla dalszego kształtowania strategii inwestycyjnych w sektorze ciepłowniczym.

1. Pojęcie benchmarkingu

Pojęcie benchmarkingu wywodzi się z praktyki zarządczej polegającej na porównywaniu własnych działań, procesów lub wyników z najlepszymi praktykami w danej branży lub sektorze. W literaturze przedmiotu benchmarking jest definiowany jako systematyczny proces identyfikowania, analizowania i adaptowania najlepszych praktyk (*best practices*) stosowanych przez inne organizacje w celu poprawy własnej efektywności, za autorami (Camp 1989; Bogan i English 2006; Dumas i in. 2022).

W kontekście benchmarkingu strategicznego mówimy o porównywaniu na najwyższym poziomie zarządzania – dotyczy on porównania całych modeli biznesowych, portfeli produktowych, struktur kosztowych oraz długoterminowych kierunków rozwoju (Obłój 2007). Benchmarking strategiczny jest szczególnie przydatny w sektorach podlegających silnym zmianom regulacyjnym i technologicznym, takich jak energetyka czy ciepłownictwo systemowe, gdzie organizacje muszą nieustannie dostosowywać swoje strategie do nowych warunków.

2. Definicja pojęcia strategii

Pojęcie strategii ma wielowymiarowy charakter i doczekało się licznych definicji w literaturze z zakresu zarządzania. W klasycznym ujęciu Chandler (1962) definiował strategię jako „określenie długoterminowych celów i zadań przedsiębiorstwa, przyjęcie kierunków działania oraz alokację zasobów niezbędnych do osiągnięcia tych celów". W tym sensie strategia ma charakter długookresowy i obejmuje zarówno wybór obszarów działalności, jak i sposób konkurowania na wybranych rynkach.

W literaturze współczesnej strategia jest postrzegana jako spójny zbiór decyzji dotyczących wykorzystania zasobów i kompetencji organizacji w celu tworzenia i utrzymywania wartości dla interesariuszy w warunkach dynamicznych zmian otoczenia (Obłój 2007).

W kontekście sektora energetyczno-ciepłowniczego strategia inwestycyjno-ekonomiczna obejmuje m.in. decyzje dotyczące struktury portfela wytwórczego (udział źródeł konwencjonalnych i odnawialnych), harmonogramu wycofywania jednostek węglowych, skali i profilu inwestycji w nowe moce (gaz, OZE, SMR, magazyny energii, modernizacje sieci), sposobu finansowania tych inwestycji oraz zarządzania ryzykiem regulacyjnym i rynkowym. Strategia musi uwzględniać zarówno cele klimatyczno-energetyczne, jak i bezpieczeństwo dostaw, stabilność finansową przedsiębiorstwa oraz akceptację społeczną.

3. Ciepłownictwo systemowe w Polsce – znaczenie i wyzwania

Ciepłownictwo systemowe odgrywa istotną rolę w polskiej gospodarce, szczególnie w dużych i średnich miastach, gdzie systemy ciepłownicze zaopatrują znaczną część budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej i przemysłowych. W porównaniu z indywidualnymi źródłami ciepła ciepłownictwo systemowe może potencjalnie oferować wyższą efektywność energetyczną oraz niższe emisje zanieczyszczeń w przeliczeniu na odbiorcę, oczywiście pod warunkiem, że źródła zasilające system są zmodernizowane i oparte na niskoemisyjnych technologiach. Euroheat & Power (2024) wskazuje, że Polska zajmuje 1. miejsce w zainstalowanej mocy cieplnej ciepłowni (przed Niemcami) oraz 2. miejsce w sprzedaży ciepła systemowego za Niemcami, wg danych z 2022 roku.

Przez wiele lat polskie ciepłownictwo systemowe opierało się jednak w dużym stopniu na węglu, co wynikało z dostępności krajowego surowca, ukształtowanej infrastruktury oraz relatywnie niskich kosztów paliwa. Sytuacja ta uległa znaczącej zmianie wraz z zaostrzeniem polityki klimatycznej UE, wzrostem cen uprawnień do emisji CO_2 (EU ETS), koniecznością spełnienia coraz bardziej rygorystycznych standardów emisyjnych (np. konkluzje BAT) oraz presją na poprawę jakości powietrza w miastach (niska emisja niedotycząca ciepłownictwa systemowego).

W efekcie sektor ciepłowniczy stanął przed koniecznością głębokiej transformacji. Kluczowe wyzwania tej transformacji obejmują m.in.:

- odchodzenie od węgla jako podstawowego paliwa w ciepłownictwie systemowym i zastępowanie go gazem, biomasą, paliwami alternatywnymi, ciepłem odpadowym z procesów przemysłowych oraz odnawialnymi źródłami energii;
- modernizację i rozbudowę sieci ciepłowniczych, ograniczenie strat przesyłu, poprawę efektywności energetycznej systemów;
- dostosowanie modeli taryfowych i regulacyjnych, tak aby umożliwiały finansowanie dużych programów inwestycyjnych przy jednoczesnym ograniczaniu ryzyka nadmiernego wzrostu cen dla odbiorców;
- zapewnienie stabilności finansowej w warunkach rosnących kosztów uprawnień do emisji, konieczności inwestycji oraz niepewności regulacyjnej.

Największe grupy energetyczne w Polsce – PGE, Enea, TAURON i ORLEN – odgrywają kluczową rolę w tym procesie, ponieważ zarządzają znaczną częścią infrastruktury elektroenergetycznej i ciepłowniczej, mają dostęp do kapitału oraz kompetencji niezbędnych do wdrażania dużych programów inwestycyjnych. Jednocześnie są one podmiotami notowanymi na giełdzie, co nakłada na nie dodatkowe wymagania w zakresie przejrzystości strategii, komunikacji z rynkiem kapitałowym oraz zarządzania ryzykiem.

4. Benchmarking strategiczny w analizie spółek energetycznych

W kontekście analiz strategicznych sektora energetyczno-ciepłowniczego benchmarking pozwala na porównanie sposobu, w jaki poszczególne grupy kapitałowe odpowiadają na podobne wyzwania regulacyjne i rynkowe. W szczególności w niniejszej pracy zastosowano benchmarking strategiczny, koncentrując się na takich elementach, jak:

- ogólne cele transformacji energetycznej i dekarbonizacji portfela wytwórczego;
- struktura technologiczna planowanych źródeł wytwórczych (mix paliwowy);
- skala i profil nakładów inwestycyjnych w horyzoncie do 2030–2035 roku;
- harmonogram odchodzenia od węgla w ciepłownictwie systemowym i energetyce zawodowej;
- podejście do zarządzania ryzykiem regulacyjnym i rynkowym (np. ekspozycja na EU ETS, mechanizmy wsparcia, kontrakty długoterminowe);
- sposób komunikowania strategii interesariuszom.

Analiza porównawcza czterech największych grup energetycznych w Polsce pozwala zidentyfikować wspólne wzorce postępowania oraz obszary, w których poszczególne spółki przyjmują odmienne podejścia.

Benchmarking umożliwia ocenę spójności tych strategii z wymogami polityki klimatyczno-energetycznej oraz identyfikację luk lub obszarów potencjalnej przewagi konkurencyjnej.

5. Metoda analizy

Przygotowanie niniejszej analizy oparto na metodzie badań porównawczych (benchmarking strategiczny) oraz analizie treści dokumentów (*content analysis*). Jako główne źródła danych wykorzystano:

- oficjalne strategie i prezentacje strategiczne opublikowane przez PGE, Eneę, TAURON i ORLEN (w szczególności najnowsze dokumenty obejmujące horyzont do 2030–2035 roku), wchodzące w skład materiałów dla inwestorów, raportów rocznych i prezentacji wynikowych, w których spółki komunikują swoje plany inwestycyjne oraz cele dekarbonizacyjne;
- unijne dokumenty regulacyjne dotyczące polityki klimatyczno-energetycznej, w szczególności elementy pakietu Fit for 55, regulacje EU ETS oraz dokumenty strategiczne odnoszące się do transformacji energetyki i ciepłownictwa.

Analiza przebiegała w kilku etapach. W pierwszym etapie dokonano przeglądu dokumentów strategicznych poszczególnych grup energetycznych, identyfikując kluczowe cele, przedsięwzięcia inwestycyjne oraz wskaźniki związane z transformacją ciepłownictwa i energetyki. W drugim etapie zmapowano te elementy na tle głównych wymogów regulacyjnych UE, które są transponowane do prawa polskiego, obejmujących akty prawne (rozporządzenia i dyrektywy) oraz komunikaty Komisji: CBAM – rozporządzenie (UE) 2023/956; ETS – dyrektywa (UE) 2023/959; RED III – dyrektywa (UE) 2023/2413; REPowerEU – COM(2022) 230 final oraz rozporządzenie (UE) 2023/435; Fit for 55 – COM(2021) 550 final (European Commission 2021, 2022; European Parliament & Council of the European Union 2023a, 2023b, 2023c, 2023d).

- 2025–2030: nastąpi dalsze zaostrzanie unijnej polityki klimatycznej, obejmujące wzrost kosztu emisji CO_2 oraz wdrażanie kolejnych elementów pakietu Fit for 55 (OZE, efektywność energetyczna budynków, standardy emisyjne, EU ETS/ETSII).
- 2030–2040: przewidywana jest intensywna transformacja infrastruktury energetycznej, obejmująca głębokie ograniczenie roli węgla w elektroenergetyce i ciepłownic-

twie systemowym, dynamiczny rozwój OZE, możliwe wdrażanie projektów jądrowych oraz postępującą elektryfikację ogrzewania.

- 2040–2050: przewidywany jest horyzont osiągnięcia neutralności klimatycznej w UE, obejmujący pełną dekarbonizację sektora energii elektrycznej i ciepłownictwa, rozwój magazynowania energii, wodoru i technologii CCUS oraz istotne ograniczenie udziału paliw kopalnych w finalnym zużyciu energii, zwłaszcza w ogrzewaniu budynków.

W powyższym kontekście zbadano, czy i jak strategie poszczególnych grup energetycznych uwzględniają wymienione wyzwania, zarówno na poziomie deklarowanych celów (np. neutralność klimatyczna do 2050 roku, udział OZE w portfelu wytwórczym, redukcja emisji CO_2), jak i konkretnych działań inwestycyjnych (programy modernizacji ciepłowni, budowa nowych źródeł, inwestycje w sieci i magazyny energii). Benchmarking miał na celu nie tylko proste zestawienie liczb (moc zainstalowana, CAPEX, wolumen emisji), lecz także identyfikację logiki stojącej za poszczególnymi strategiami oraz oceny spójności przyjętych założeń.

Ze względu na ograniczenia dostępności części danych (np. szczegółowych harmonogramów wyłączeń poszczególnych jednostek, dokładnych wartości CAPEX dla konkretnych projektów) analiza ma charakter jakościowo-ilościowy, a część wniosków opiera się na przybliżeniach i informacjach agregowanych. Nie zmienia to jednak faktu, że kluczowe wnioski dotyczące kierunków transformacji i spójności strategii z wymogami regulacyjnymi są dobrze ugruntowane na podstawie dostępnych dokumentów.

W tabeli 1 zestawiono kluczowe elementy strategii czterech analizowanych grup energetycznych w obszarze transformacji ciepłownictwa systemowego. Tabela ta stanowi punkt wyjścia do bardziej szczegółowej analizy przedstawionej w kolejnych sekcjach.

TABELA 1. Kluczowe założenia strategii transformacji ciepłownictwa w grupach PGE, Enea, TAURON, ORLEN (na podstawie strategii do 2035 roku)

TABLE 1. Key assumptions of district heating transformation strategies in the PGE, Enea, TAURON and ORLEN Groups (based on strategies up to 2035)

Grupa	Odejście od węgla w ciepłownictwie	Cele OZE (2030/2035)	Cele magazynowania energii (2035)	Inwestycje w sieci CAPEX
1	2	3	4	5
PGE	Do 2030 roku koniec eksploatacji źródeł węglowych w ciepłownictwie. Po 2030 roku ciepło z gazu, biomasy, pomp ciepła i OZE.	2035: 9 GW (4 GW offshore, 4 GW onshore, 1 GW PV); 28 TWh energii, ok. 20% rynku.	18 GWh (8 GWh bateryjne, 10 GWh ESP).	75 mld PLN; +11 GW przyłączeń OZE, cyfryzacja, LTE450.
Enea	Do 2035 roku całkowite wygaszenie węgla w ciepłownictwie; dekarbonizacja z wykorzystaniem gazu i OZE.	2030: 2,1 GW OZE; 2035: 4,9 GW OZE; udział 44% w miksie.	1,33 GW mocy magazynowej.	107,5 mld PLN (40,4 mld OZE/gaz/magazyny); poprawa SAIDI, digitalizacja.

1	2	3	4	5
TAURON	Do 2030 roku 100% nisko- i zeroemisyjne ciepło; koniec węgla w ciepłownictwie.	2030: 3,4 GW OZE + magazyny; 2035: 6,1 GW (4,3 GW OZE, 1,4 GW magazyny).	>1,4 GW (0,7 GW do 2030).	>50 mld PLN WRA w 2035; 100% inteligentne liczniki; cyfrowa dystrybucja.
ORLEN	Do 2030 roku zakończenie produkcji energii z węgla; dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego do 2035 (–59% emisji).	2035: 12,8 GW OZE (onshore, offshore, PV, hydro); +0,6 GW SMR.	1,4 GW (BESS i ESP).	60 mld PLN w sieci (40 mld – elektryczne, 20 mld – gazowe).

Źródło: opracowanie własne na podstawie: PGE 2025; Enea 2024; TAURON 2024; ORLEN 2025.

6. Wymogi regulacyjne a strategie spółek – analiza zgodności

Jak przedstawiono powyżej, wszystkie cztery grupy energetyczne w swoich strategiach uwzględniły główne trendy wynikające z polityki klimatyczno-energetycznej UE oraz krajowych dokumentów strategicznych. W szczególności deklarują:

- stopniowe odchodzenie od węgla jako podstawowego paliwa w ciepłownictwie systemowym i energetyce zawodowej;
- rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE stabilizowane BESS; w tym: fotowoltaiki, energetyki wiatrowej na lądzie i morzu oraz biomasy);
- wykorzystanie gazu jako paliwa przejściowego w horyzoncie najbliższych 10–15 lat, z perspektywą dalszej dekarbonizacji w kierunku wodoru, biometanu i innych paliw niskoemisyjnych;
- modernizację i rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (elektroenergetycznych, ciepłowniczych), w tym rozwój infrastruktury inteligentnej;
- wdrażanie rozwiązań w obszarze magazynowania energii, zarządzania popytem (DSR) oraz poprawy efektywności energetycznej po stronie odbiorców.

Analizując deklaracje strategiczne spółek w odniesieniu do głównych wymogów regulacyjnych (Fit for 55, EU ETS, pakiet REPowerEU) (European Commission 2021, 2022; European Parliament & Council of the European Union 2023a, 2023b, 2023c, 2023d), można wskazać kilka kluczowych obszarów zgodności:

- cele dekarbonizacyjne: wszystkie grupy deklarują zamiar znaczącej redukcji emisji CO_2 do 2030–2035 roku oraz dążenie do neutralności klimatycznej w horyzoncie 2050 roku;
- udział OZE: strategie przewidują istotny wzrost udziału OZE w portfelu wytwórczym, w tym rozwój wielkoskalowych projektów OZE oraz integrację OZE z systemami ciepłowniczymi;

- odchodzenie od węgla: spółki zapowiadają stopniowe wyłączanie jednostek węglowych lub ich wyodrębnienie do osobnych struktur, co ma ułatwić finansowanie inwestycji w nowe moce niskoemisyjne.

Jednocześnie analiza danych z tabeli 1 ujawnia różnice w tempie i sposobie realizacji tych celów. Przykładowo:

TAURON explicite zapowiada, że od 2030 roku całość produkcji ciepła w systemach ciepłowniczych opartych na aktywach grupy ma być nisko- lub zeroemisyjna, co oznacza relatywnie szybkie odchodzenie od węgla w ciepłownictwie. PGE z kolei koncentruje się na dużym programie inwestycyjnym w OZE i gaz, z wyraźnym wskazaniem na rolę gazu jako paliwa przejściowego do lat 30. Enea i ORLEN również planują istotne zwiększenie udziału OZE i gazu, przy czym ORLEN kładzie szczególny nacisk na rozwój projektów offshore, wodoru oraz technologii SMR, co ma znaczenie także dla ciepłownictwa.

W obszarze ciepłownictwa systemowego kluczowe znaczenie ma dostosowanie strategii spółek do wymogów wynikających z unijnych regulacji dotyczących efektywności energetycznej budynków, udziału OZE w ogrzewaniu i chłodzeniu oraz standardów emisyjnych. W praktyce oznacza to konieczność stopniowego zastępowania węglowych źródeł instalacjami opartymi na gazie, biomasie, ciepłach odpadowych lub OZE, przy jednoczesnej modernizacji sieci i poprawie efektywności systemów.

W tym kontekście można wskazać, że strategie wszystkich analizowanych grup są co do zasady zgodne z kierunkiem polityki klimatyczno-energetycznej, choć różnią się stopniem szczegółowości i poziomem ambicji. W szczególności:

- nie wszystkie spółki precyzyjnie określają daty wyłączenia poszczególnych jednostek węglowych w ciepłownictwie, co utrudnia ocenę ryzyka regulacyjnego (np. ewentualnych kar za niespełnienie standardów emisyjnych);
- różny jest też stopień powiązania celów strategicznych z konkretnymi projektami inwestycyjnymi – w niektórych przypadkach cele mają charakter bardziej ogólny, co pozostawia większą elastyczność, ale też zwiększa niepewność co do sposobu ich realizacji.

7. Analiza porównawcza strategii PGE, Enei, TAURONU i ORLENU

W tej części artykułu dokonano porównania kluczowych elementów strategii inwestycyjno-ekonomicznych czterech największych grup energetycznych w Polsce w obszarze ciepłownictwa systemowego i energetyki. Zestawienie obejmuje m.in.:

- docelową strukturę portfela wytwórczego (udział węgla, gazu, OZE, innych technologii);
- harmonogram odchodzenia od węgla w ciepłownictwie systemowym;
- skalę planowanych nakładów inwestycyjnych w horyzoncie do 2030–2035 roku;
- rolę nowych technologii (SMR, magazyny energii, wodór, DSR).

Syntetyczne porównanie najważniejszych elementów strategii analizowanych grup, przy uwzględnieniu zarówno wspólnych kierunków transformacji, jak i wyróżniających je podejść, przedstawiono poniżej.

TABELA 2. Wyróżniające elementy strategii poszczególnych grup energetycznych (na tle wspólnych kierunków transformacji)

TABLE 2. Distinctive elements of the strategies of the analysed energy groups (against the background of common transformation directions)

Obszar/wymóg	PGE	Enea	TAURON	ORLEN
Odejście od węgla w ciepłownictwie	Etapowe, z gazem/ OZE; docelowo czyste ciepło	Szybkie odchodzenie, gaz + OZE	Odejście od węgla 2030 r., gaz + OZE	Etapowe; gaz + OZE dodatkowo SMR/CCS
Elastyczność (magazyny/DSR)	Magazyny (BESS/ ESP), DSR – filar strategii	Magazyny + integracja OZE	Rozwój BESS dla stabilizacji OZE	Magazyny w miksie, wsparcie SMR/CCS
ISO 50001, cyfryzacja, dystrybucja	Wdrożenia systemowe + smart grid	Cyfryzacja i automatyzacja	Transformacja cyfrowa sieci i ciepła	Integracja systemów w grupie multienergetycznej
Zgodność z EU ETS/ ETS II	Dostosowanie aktywów i redukcja emisji	Redukcja emisji i pełne objęcie EU ETS	Likwidacja aktywów węglowych, dostosowanie EU ETS	Redukcja emisji (CCS jako dźwignia zgodności)

Źródło: opracowanie własne na podstawie: PGE 2025; Enea 2024; TAURON 2024; ORLEN 2025.

Analiza danych zestawionych w tabeli 2 pozwoliła na sformułowanie następujących wniosków:

- PGE koncentruje się na dużym programie rozwoju OZE oraz gazu jako paliwa przejściowego, z wyraźnym wskazaniem na istotny wzrost mocy zainstalowanej w fotowoltaice i energetyce wiatrowej. Transformacja ciepłownictwa opiera się na modernizacji istniejących źródeł oraz stopniowym wdrażaniu nowych technologii niskoemisyjnych.
- Enea akcentuje znaczenie stabilności finansowej i efektywności operacyjnej, przy jednoczesnym rozwoju OZE i modernizacji portfela wytwórczego. W obszarze ciepłownictwa kładzie nacisk na dostosowanie systemów do wymogów regulacyjnych, z wykorzystaniem gazu i biomasy jako kluczowych paliw przejściowych.
- TAURON wyróżnia się wyraźnie sformułowanym celem pełnej dekarbonizacji produkcji ciepła w systemach ciepłowniczych do 2030 roku, co oznacza relatywnie szybkie tempo transformacji. Strategia zakłada intensywny rozwój źródeł OZE, modernizację sieci oraz wykorzystanie gazu jedynie jako paliwa przejściowego w ograniczonym horyzoncie czasowym.
- ORLEN, jako zintegrowana grupa paliwowo-energetyczna, kładzie szczególny nacisk na rozwój nowych technologii, w tym SMR, wodoru oraz projektów offshore. W obszarze ciepłownictwa strategia zakłada wykorzystanie synergii między różnymi segmentami działalności, co może tworzyć nowe możliwości w zakresie wykorzystania ciepła odpadowego i integracji systemów energetycznych.

8. Implikacje dla polityki inwestycyjnej w ciepłownictwie

Na podstawie powyższej analizy można sformułować kilka kluczowych wniosków dotyczących polityki inwestycyjnej w polskim ciepłownictwie systemowym.

Po pierwsze, strategie największych grup energetycznych są zasadniczo spójne z kierunkiem polityki klimatyczno-energetycznej UE i kraju, co oznacza, że sektor ciepłowniczy ma szansę na relatywnie uporządkowaną transformację, o ile zadeklarowane inwestycje zostaną zrealizowane w przewidzianych terminach.

Po drugie, tempo transformacji jest zróżnicowane – część spółek przyjmuje bardziej ambitne cele w zakresie dekarbonizacji ciepłownictwa, co może stanowić punkt odniesienia dla pozostałych podmiotów oraz regulatora. Jednocześnie różnice te mogą generować ryzyka konkurencyjne i regulacyjne, jeżeli część sektora będzie opóźniać modernizację.

Po trzecie, istotne znaczenie ma integracja polityki inwestycyjnej w ciepłownictwie z szerszym kontekstem transformacji energetyki – rozwój OZE, sieci przesyłowych, magazynów energii, technologii wodorowych i SMR może tworzyć synergie, które obniżą koszty transformacji oraz zwiększą bezpieczeństwo dostaw.

Wnioski

Benchmarking strategii inwestycyjno-ekonomicznych największych grup energetycznych w Polsce w obszarze ciepłownictwa systemowego pokazuje, że sektor ten wchodzi w fazę intensywnej transformacji, której powodzenie zależeć będzie od skuteczności wdrażania przyjętych strategii, dostępności finansowania oraz stabilności regulacyjnej. Analiza strategii PGE, Enei, TAURONU i ORLENU wskazuje na wysoką konwergencję głównych kierunków działań – dekarbonizację, rozwój OZE, modernizację sieci – przy jednoczesnym zróżnicowaniu tempa zmian i stosowanych technologii.

Z punktu widzenia polityki publicznej istotne jest zapewnienie odpowiednich ram regulacyjnych i instrumentów wsparcia, które umożliwią realizację ambitnych celów klimatycznych bez nadmiernego obciążania odbiorców końcowych. Z perspektywy spółek kluczowe jest natomiast dalsze rozwijanie kompetencji w zakresie planowania strategicznego, zarządzania ryzykiem oraz tworzenia innowacyjnych modeli biznesowych, które pozwolą wykorzystać szanse związane z transformacją energetyczną.

Wyjaśnienie skrótów

Skrót	Rozwinięcie	Wyjaśnienie
BAT	Best Available Techniques	„Najlepsze dostępne techniki"; pojęcie używane m.in. w kontekście „konkluzji BAT" i standardów emisyjnych.
BESS	Battery Energy Storage System	Bateryjny system magazynowania energii (wielkoskalowe magazyny bateryjne).
CAPEX	Capital Expenditures	Nakłady inwestycyjne (wydatki kapitałowe).
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism	Mechanizm granicznego dostosowania cen z uwzględnieniem emisji CO_2 (instrument polityki klimatycznej UE).
CCS	Carbon Capture and Storage	Wychwyt i składowanie CO_2.
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage	Wychwyt, wykorzystanie i składowanie CO_2.
COM	Commission document number	Oznaczenie numeru dokumentu Komisji Europejskiej (np. komunikat/wniosek legislacyjny w formacie COM(rok) nr).
DSR	Demand Side Response	Usługa/mechanizmy elastyczności po stronie popytu (redukcja lub przesunięcie poboru energii na sygnały rynkowe/systemowe).
ESP	Elektrownia szczytowo-pompowa	Magazynowanie energii w elektrowniach szczytowo-pompowych (pompowanie w okresie nadwyżek, generacja w szczycie).
EU ETS / ETS	EU Emissions Trading System	Unijny system handlu uprawnieniami do emisji (cap-and-trade) dla wybranych sektorów.
ETS II	EU ETS II	Drugi system handlu emisjami (często: dla budynków, transportu drogowego i wybranych sektorów dodatkowych).
Fit for 55	Pakiet legislacyjny UE	Nazwa pakietu legislacyjnego UE ukierunkowanego na redukcję emisji o 55% (zwyczajowo: względem 1990 roku).
ISO 50001	ISO 50001	Międzynarodowa norma dotycząca systemów zarządzania energią (Energy Management Systems).
LTE450	LTE 450 MHz	Technologia LTE w paśmie ~450 MHz, wykorzystywana m.in. do łączności dla infrastruktury krytycznej (np. energetyka).
OZE	Odnawialne Źródła Energii	Źródła energii odnawialnej (np. wiatr, PV, hydro, biomasa).
PV	Photovoltaics	Fotowoltaika (ogniwa/panele PV).
RED III	Renewable Energy Directive III	Potoczna nazwa aktualizacji dyrektywy OZE (tzw. „RED III").
REPowerEU	REPowerEU	Nazwa planu UE dot. ograniczenia zależności od paliw kopalnych z Rosji i przyspieszenia transformacji energetycznej.
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	Wskaźnik średniego czasu trwania przerw w dostawach energii u odbiorców (jakość zasilania w dystrybucji).
SMR	Small Modular Reactor	Mały reaktor modułowy (technologia energetyki jądrowej).
WRA	Wartość Regulacyjna Aktywów	Wartość aktywów uwzględnianych w regulacji taryfowej (np. w dystrybucji).

Literatura

Bogan, C.E. i English, M.J. 2006 – *Benchmarking jako klucz do najlepszych praktyk*. Helion.

Camp, R.C. 1989 – Benchmarking: The Search for Industry Best Practices that Lead to Superior Performance. ASQC Quality Press.

Chandler, A.D. 1962 – Strategy and Structure: Chapters in the History of the American Industrial Enterprise. MIT Press.

Dumas i in. 2022 – Dumas, M., La Rosa, M., Mendling, J., Reijers, H.A. i Gabryelczyk, R. (red. wyd. pol.) 2022 – *Business Process Management. Istota zarządzania procesami biznesowymi*. Wydawnictwo Naukowe PWN.

Obłój, K. 2007 – *Strategia organizacji. W poszukiwaniu trwałej przewagi konkurencyjnej*. PWE.

Euroheat & Power 2024 – DHC Market Outlook 2024 [Raport]. [Online:] https://api.euroheat.org/uploads/Final_Market_Outlook_2024_0efcdb4b7e.pdf [Dostęp: 12.12.2025].

Polska Grupa Energetyczna 2025 – Nowa Strategia Grupy PGE do 2035 r. Energia bezpiecznej przyszłości. Elastyczność (materiały strategiczne i prezentacje inwestorskie). [Online:] https://www.gkpge.pl/grupa-pge/dla-mediow/komunikaty-prasowe/korporacyjne/nowa-strategia-grupy-pge-do-2035-r.-energia-bezpiecznej-przyszlosci.-elastycznosc [Dostęp: 12.06.2025].

Enea 2024 – Strategia rozwoju Grupy Enea do 2035 r. (materiały strategiczne i prezentacje inwestorskie). [Online:] https://ir.enea.pl/en/pr/844483/approval-of-the-enea-group-development-strategy-until-2035 [Dostęp: 28.11. 2024].

TAURON Polska Energia 2024 – Strategia Grupy TAURON na lata 2025–2035 (materiały strategiczne i prezentacje inwestorskie). [Online:] https://media.tauron.pl/pr/845405/tauron-nowa-energia-energetyczny-lider-ogłosil-strategie [Dostęp: 17.12. 2024].

ORLEN 2025 – Strategia ORLEN 2035 (materiały strategiczne i prezentacje inwestorskie). [Online:] https://www.orlen.pl/content/dam/internet/orlen/pl/pl/o-firmie/strategia-2035/dokumenty/Strategia%20ORLEN%202035.pdf [Dostęp: 9.01. 2025].

European Commission 2021 – „Fit for 55": Delivering the EU's 2030 climate target on the way to climate neutrality (COM(2021) 550 final). EUR-Lex. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52021DC0550 [Dostęp: 14.07.2021].

European Commission 2022 – REPowerEU plan (COM(2022) 230 final). EUR-Lex. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52022DC0230 [Dostęp: 18.05.2022].

European Parliament, & Council of the European Union 2023a – Directive (EU) 2023/2413 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652. Official Journal of the European Union, L, 2023/2413. [Online:] http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj [Dostęp: 18.10.2025].

European Parliament, & Council of the European Union 2023b – Directive (EU) 2023/959 amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union and Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading system. Official Journal of the European Union, L, 130, s. 134–202. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/959/oj/eng [Dostęp: 10.05.2025].

European Parliament, & Council of the European Union 2023c – Regulation (EU) 2023/435 amending Regulation (EU) 2021/241 as regards REPowerEU chapters in recovery and resilience plans and amending Regulations (EU) No 1303/2013, (EU) 2021/1060 and (EU) 2021/1755, and Directive 2003/87/EC. Official Journal of the European Union, L, 63, 1–27. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/435/oj/eng [Dostęp: 27.02.2025]

European Parliament, & Council of the European Union 2023d – Regulation (EU) 2023/956 establishing a carbon border adjustment mechanism. Official Journal of the European Union, L, 130, s. 52–104. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj/eng [Dostęp: 10.05.2025].

Strategie inwestycyjno-ekonomiczne w sektorze energetyczno-ciepłowniczym: proces kształtowania i benchmarking największych spółek energetycznych w Polsce

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna; ciepłownictwo systemowe; benchmarking strategiczny; strategie inwestycyjne; regulacje klimatyczno-energetyczne UE

Streszczenie: Celem artykułu jest porównawcza analiza strategii inwestycyjno-ekonomicznych czterech największych grup energetycznych działających w obszarze ciepłownictwa systemowego: PGE, Enei, TAURONU i ORLENU. Badanie oparto na jakościowo-ilościowej analizie treści oficjalnych dokumentów strategicznych oraz na mapowaniu kamieni milowych regulacyjnych dotyczących ciepłownictwa na lata 2023–2050. Zastosowano podejście benchmarkingu strategicznego, umożliwiające identyfikację podobieństw i różnic w zakresie struktury portfela wytwórczego, planowanych nakładów inwestycyjnych, harmonogramu odchodzenia od węgla oraz wykorzystania nowych technologii. Wyniki wskazują na wysoką konwergencję kierunków transformacji – wszystkie analizowane grupy zakładają stopniową dekarbonizację ciepłownictwa, rozwój źródeł nisko- i zeroemisyjnych oraz modernizację infrastruktury sieciowej. W części podsumowującej omówiono implikacje regulacyjne i strategiczne dla dalszego kształtowania polityki inwestycyjnej w polskim ciepłownictwie.

Investment and economic strategies in the energy and district heating sector: shaping processes and benchmarking of the largest energy companies in Poland

Keywords: energy transition; district heating; strategic benchmarking; investment strategies; EU climate and energy regulation

Abstract: The aim of the article is to conduct a comparative analysis of the investment and economic strategies of the four largest energy groups operating in the district heating sector: PGE, Enea, TAURON and ORLEN. The study is based on a qualitative–quantitative content analysis of official strategic documents and on the mapping of regulatory milestones for district heating for the period 2023–2050. A strategic benchmarking approach is applied, enabling the identification of similarities and differences in the structure of the generation portfolio, planned capital expenditures, coal phase-out schedules and the use of new technologies. The results indicate a high degree of convergence in the directions of transformation: all the analysed groups assume a gradual decarbonisation of district heating, the development of low- and zero-emission sources and the modernisation of network infrastructure. The concluding section discusses the regulatory and strategic implications for the further shaping of investment policy in the Polish district heating sector.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/04, s. 39–48

Waldemar DOŁĘGA[1]

Analiza wpływu nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych na infrastrukturę elektroenergetyczną

Wprowadzenie

Ochrona środowiska stanowi jeden z priorytetów działań Unii Europejskiej. W jej ramach szczególnie ważne jest przeciwdziałanie zmianie klimatu i ograniczenie wpływu korzystania z zasobów na środowisko oraz *ograniczenie* emisji gazów cieplarnianych. Odbywa się to m.in. poprzez proces transformacji energetycznej realizowanej w państwach członkowskich Unii Europejskiej.

Od wielu lat Unia Europejska konsekwentnie wspiera zmiany prowadzące do przejścia na niskoemisyjną gospodarkę opartą na efektywnym korzystaniu z zasobów środowiska. Prowadzi w tym zakresie różnorodne działania zmierzające do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Jednym z takich gazów, zaliczanych do grupy fluorowanych gazów (F-gazów) cieplarnianych, jest sześciofluorek siarki (SF_6). Jest to bardzo silny gaz cieplarniany, który charakteryzuje się szczególnie wysokim współczynnikiem globalnego ocieplenia GWP (ang. Global Warming Potential). GWP określa zdolność do tworzenia efektu cieplarnianego, a jego wartość dla sześciofluorku siarki (SF_6) wynosi 23 000 jednostek, co oznacza, że emisja jednego kilograma tego gazu do atmosfery odpowiada emisji równej 23 000 kg CO_2 (Dołęga 2025). W przypadku tego gazu problemem jest również jego utylizacja, czas rozkładu SF_6 w atmosferze wynosi bowiem 3200 lat.

Unia Europejska podejmuje więc działania dotyczące fluorowanych gazów cieplarnianych, mające na celu przede wszystkim ograniczenie ich stosowania w obszarach, w których dostępne są technologie alternatywne, przyjazne środowisku naturalnemu, a także ograniczenie

[1] Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wrocławska, Wrocław;
ORCID iD: 0000-0003-2878-1358; e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl

przedostawania się F-gazów do atmosfery poprzez bardziej restrykcyjne wymagania dotyczące przechowywania, odzyskiwania gazu z urządzeń, w których jest stosowany, i kwalifikacji personelu, który je obsługuje.

Ostatnie rozporządzenie w tym zakresie – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 roku w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych (RPEiR 2024) – wprowadza istotne zmiany w stosunku do wcześniej obowiązujących przepisów. Jednym z podstawowych i najważniejszych jego postanowień jest wprowadzenie dat granicznych dotyczących zakazu wprowadzania do użytku elementów infrastruktury elektroenergetycznej – rozdzielnic elektrycznych wykorzystujących fluorowane gazy cieplarniane o współczynniku GWP ≥ 1, co praktycznie oznacza eliminację możliwości stosowania nowych urządzeń wykorzystujących sześciofluorek siarki.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 roku w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych określa następujące daty rozpoczęcia obowiązywania zakazów:

- dla rozdzielnic elektrycznych o napięciu znamionowym do 24 kV włącznie od 01.01.2026 roku;
- dla rozdzielnic elektrycznych o napięciu znamionowym powyżej 24 kV do 52 kV włącznie od 01.01.2030 roku;
- dla rozdzielnic elektrycznych o napięciu znamionowym od 52 kV do 145 kV włącznie i o prądzie zwarciowym do 50 kA włącznie od 01.01.2028 roku;
- dla rozdzielnic elektrycznych o napięciu znamionowym powyżej 145 kV lub o prądzie zwarciowym powyżej 50 kA od 01.01.2032 roku.

Ponadto w tym rozporządzeniu znajduje się postanowienie dotyczące zakazu stosowania od 01.01.2035 roku gazu SF_6 do konserwacji lub serwisowania rozdzielnic, o ile nie jest to gaz regenerowany lub poddany recyklingowi. Rozporządzenie co prawda dopuszcza odstępstwa w przypadkach, gdy użycie takiego gazu nie mogło nastąpić z przyczyn technicznych lub nie jest on dostępny w razie potrzeby wykonania pilnej naprawy urządzenia, ale wymaga to przedstawienia organowi uprawnionemu dowodów uzasadniających takie odstępstwo. W praktyce oznacza to dla użytkowników urządzeń wykorzystujących SF_6 utrudnienie, które będzie skutkowało eliminacją tych urządzeń.

1. Infrastruktura elektroenergetyczna – wykorzystanie SF_6

Sześciofluorek siarki (SF_6) jest jednym z ważniejszych mediów używanych w urządzeniach elektroenergetycznych użytkowanych w stacjach elektroenergetycznych, które są ważnymi elementami infrastruktury elektroenergetycznej (węzłami sieci elektroenergetycznej). Posiada doskonałe właściwości izolacyjne, znacznie lepsze niż powietrze o ciśnieniu atmosferycznym, co wykorzystuje się w izolacji międzybiegunowej i doziemnej urządzeń elektroenergetycznych. Ponadto sześciofluorek siarki pod względem zdolności do gaszenia łuku elektrycznego jest gazem o znacznie lepszych parametrach od powietrza. Wynika to z jego silnie elektroujemnych właściwości objawiających się przyciąganiem elektronów w strefie łuku elektrycznego i tworzeniem jonów ujemnych o dużej bezwładności, które z kolei łatwo

łączą się z jonami dodatnimi tworząc dwie cząstki elektrycznie obojętne. Dzięki temu skutecznie gasi łuk elektryczny w łącznikach (wyłącznikach, rozłącznikach) wykorzystujących to medium.

Sześciofluorek siarki w stanie pierwotnym jest bezbarwny, bezwonny, niepalny, nietoksyczny i bardzo stabilny chemicznie (Dołęga 2025). Spośród znanych powszechnie gazów najtrudniej wchodzi w reakcje chemiczne. Pozwala się sprężać do stanu ciekłego w temperaturze 20°C, co umożliwia transport i przechowywanie gazu w butlach.

Sześciofluorek siarki odznacza się dużą wytrzymałością elektryczną przy ciśnieniu atmosferycznym, która jest 2–3 razy większa niż powietrza.

Wprowadzenie sześciofluorku siarki (SF_6) jako izolacji międzybiegunowej i doziemnej urządzeń elektroenergetycznych umożliwiło budowę stacji elektroenergetycznych jakościowo różnych od stacji o izolacji powietrznej czy stałej. Uzyskano wielokrotne zmniejszenie wymiarów, a także zdecydowaną poprawę większości parametrów i właściwości technicznych, decydujących o niezawodności i jakości stacji elektroenergetycznych (Dołęga 2023).

Stacje elektroenergetyczne obejmują: stacje elektroenergetyczne najwyższych napięć (NN), stacje elektroenergetyczne wysokich napięć (WN) oraz stacje średnich napięć (SN). Stacje NN obejmują stacje: 400/220/110 kV, 400/110 kV i 220/110 kV; stacje WN obejmują stacje 110 kV/SN i 110 kV/SN/SN, natomiast stacje SN obejmują stacje: SN/SN i SN/nN o poziomach napięć znamionowych: 6, 10, 15, 20 i 30 kV. W 2023 roku w kraju użytkowanych było łącznie 279 567 stacji elektroenergetycznych: 110 stacji 400 i 220 kV, 1660 stacji 110 kV oraz 277 797 stacji SN, co stanowiło odpowiednio: 0,04, 0,59 i 99,37% łącznej ich liczby (ARE 2024).

W stacjach elektroenergetycznych NN, WN i SN stosuje się rozwiązania konstrukcyjne i technologiczne, w których wykorzystuje się sześciofluorek siarki (SF_6).

Stacje NN są realizowane w trzech technologiach: napowietrznej, wnętrzowej i mieszanej. W tych stacjach w rozdzielniach o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV jako dopuszczalne układy konstrukcyjne stosuje się następujące rozwiązania:

- napowietrzne otwarte z szynami linkowymi,
- napowietrzne otwarte z szynami rurowymi,
- napowietrzne otwarte modułowe – z zastosowaniem rozwiązań kompaktowych,
- napowietrzne hybrydowe – zintegrowane pola z izolacją gazową SF_6 przyłączane do klasycznych szyn zbiorczych,
- napowietrzne z izolacją gazową SF_6,
- wnętrzowe z izolacją gazową SF_6 (Dołęga 2023).

Rozdzielnie napowietrzne z izolacją gazową SF_6 stosuje się w przypadku rozbudowy istniejącej rozdzielni otwartej z izolacją powietrzną przy jednoczesnym braku miejsca na utrzymanie już istniejącego rozwiązania konstrukcyjnego oraz w stacjach przyelektrownianych, które znajdują się w pobliżu elektrowni systemowych, jeżeli mała ilość miejsca uniemożliwia zastosowanie rozwiązań otwartych z izolacją powietrzną.

Rozdzielnie wnętrzowe z izolacją gazową SF_6 są realizowane w oparciu o rozdzielnice GIS (ang. Gas Insulated Switchgear) najwyższych i wysokich napięć. Wyposażenie tych rozdzielnic stanowią m.in.: wyłączniki, odłączniki, uziemniki, przekładniki prądowe i napięciowe.

Budowa rozdzielnic GIS jest odmienna niż w przypadku rozwiązań napowietrznych. Podstawową różnicę stanowi zastosowanie gazu SF_6, który jest wykorzystywany w izolacji międzybiegunowej i doziemnej urządzeń elektroenergetycznych. Szyny zbiorcze i wszystkie urządzenia rozdzielcze są umieszczone w hermetycznych rurach i zbiornikach wypełnionych sześciofluorkiem siarki o odpowiednim ciśnieniu, wykorzystywanych także jako konstrukcje nośne. Osłony wykonuje się dość często ze stali ze względu na łatwość uzyskania niezbędnej szczelności zbiorników, dużą wytrzymałość mechaniczną oraz odporność na działanie łuku. Osłony rozdzielni są dzielone na szczelne komory, zawierające jedno lub kilka urządzeń. Ciśnienie gazu w zbiornikach powinno być możliwie wysokie (większa wytrzymałość elektryczna gazu przy wyższym ciśnieniu), ale jednocześnie takie, żeby nie następowała kondensacja SF_6 w najniższej temperaturze otoczenia, która może w praktyce wystąpić. Najczęściej stosuje się ciśnienie 0,20–0,55 MPa. Odległości między poszczególnymi fazami a uziemioną obudową są m.in. tak dobierane, aby pod ciśnieniem atmosferycznym gazu wytrzymywały długotrwałe przepięcia równe 1,3–1,5 wartości napięcia znamionowego, odpowiednio międzyprzewodowego i fazowego (Dołęga 2023).

Rozdzielnice GIS można podzielić na rozdzielnice w obudowie jednobiegunowej i trójbiegunowej. W tej pierwszej każda faza jest rozmieszczona w osobnej obudowie w przeciwieństwie do drugiej, gdzie fazy są umieszczone we wspólnej obudowie. Zastosowanie obudowy jednobiegunowej ma jedną podstawową zaletę. Praktycznie nie ma możliwości wystąpienia zwarcia trójfazowego, ale wadą takiego rozwiązania jest to, że rozdzielnice takie zajmują znacznie większą powierzchnię. Z tego powodu rozdzielnice GIS w obudowie trójfazowej stosuje się przeważnie na napięcie do 145 kV.

Rozdzielnice GIS stanowią nowoczesne rozwiązania o najwyższym poziomie technicznym i technologicznym, które odznaczają się wieloma zaletami w porównaniu do tradycyjnych napowietrznych rozwiązań rozdzielni. Należą do nich przede wszystkim: modułowa kompaktowa budowa, wysoka niezawodność, duża elastyczność, niewielkie wymagania przestrzenne, stosunkowo mała powierzchnia zajmowana, łatwość, prostota i bezpieczeństwo obsługi, niskie koszty eksploatacyjne, łatwość rozbudowy oraz duża trwałość. Mogą być dostosowane ściśle do indywidualnych potrzeb inwestora (operatora systemu) i uwzględniać: warunki lokalizacyjne, wymiary budynków, przyszłą rozbudowę.

Z racji uwarunkowań lokalizacyjnych i środowiskowych rozdzielnice GIS były coraz częściej stosowane w rozdzielniach o napięciu 400 kV, 220 kV i 110 kV w krajowych stacjach elektroenergetycznych, przy czym były to rozwiązania zalecane szczególnie dla stacji zlokalizowanych w aglomeracjach miejskich (Dołęga 2023).

Stacje WN są podobnie jak stacje NN realizowane w trzech technologiach: napowietrznej, wnętrzowej i mieszanej. W tych stacjach w rozdzielniach o napięciu 110 kV jako dopuszczalne układy konstrukcyjne, zgodnie z zaleceniami operatorów systemów dystrybucyjnych, stosuje się następujące rozwiązania:

- napowietrzne otwarte z szynami linkowymi,
- napowietrzne otwarte z szynami rurowymi,
- napowietrzne otwarte modułowe – z zastosowaniem rozwiązań kompaktowych,
- napowietrzne hybrydowe – zintegrowane pola z izolacją gazową SF_6 przyłączane do klasycznych szyn zbiorczych,

- napowietrzne z izolacją gazową SF_6,
- wnętrzowe z izolacją gazową SF_6 (Dołęga 2023).

Rozwiązania napowietrzne z izolacją gazową SF_6 są realizowane na bazie pól kompaktowych i aparatów wielofunkcyjnych. Pozwalają w sposób znaczący ograniczyć wymaganą powierzchnię rozdzielni w porównaniu z tradycyjnymi rozwiązaniami otwartymi (konwencjonalnymi).

Rozwiązania wnętrzowe z izolacją gazową SF_6 oparte są na rozdzielnicach GIS. Jak wspomniano, ich budowa jest odmienna w stosunku do rozwiązań napowietrznych.

Stacje SN mają wiele rozwiązań technicznych i konstrukcyjnych. Obejmują one stacje: prefabrykowane (betonowe i metalowe, kontenerowe, zagłębione i podziemne), wnętrzowe (wolnostojące, wbudowane, prefabrykowane budynkowe i wieżowe), kontenerowe (tymczasowe i przemieszczalne) oraz słupowe (Dołęga 2024).

Rozdzielnice SN są realizowane w izolacji powietrznej lub izolacji gazowej SF_6. Są to konstrukcje jedno- lub dwuczłonowe wykonane w wersji jednoprzedziałowej lub wieloprzedziałowej, realizowane przeważnie w układzie z pojedynczym niesekcjonowanym lub sekcjonowanym systemem szyn zbiorczych (Dołęga 2025).

Rozdzielnice SN realizowane w izolacji SF_6 stanowią obecnie najbardziej zaawansowane technologicznie rozwiązania rozdzielnic SN. Można je podzielić na dwie grupy. Pierwsza grupa to rozdzielnice wykorzystujące izolację gazu w głównych urządzeniach łącznikowych poprzez umieszczenie ich w szczelnie zaspawanych zbiornikach. Druga grupa to rozdzielnice, w których aparatura łączeniowa i szyny zbiorcze rozdzielnicy umieszczone są w szczelnym zbiorniku ze stali nierdzewnej wypełnionym gazem SF_6. Główną aparaturę łączeniową powyższych rozdzielnic stanowią wyłączniki próżniowe lub z sześciofluorkiem siarki.

Zastosowanie w rozdzielnicy izolacji aparatury łączeniowej gazem SF_6 pozwala z jednej strony na zachowanie właściwego stanu technicznego rozdzielnicy przez długi okres, a z drugiej – ułatwia i ogranicza do niezbędnego minimum wymagane czynności eksploatacyjne (Dołęga 2025).

Rozdzielnice z izolacją gazową SF_6 mogą być wykonywane według gotowych już konfiguracji lub w postaci pojedynczych pól o zróżnicowanym zastosowaniu. W rozdzielnicy wszystkie aparaty łączeniowe oraz szyny zbiorcze są zamknięte w szczelnym zbiorniku wypełnionym gazem SF_6. Ze względu na szczelność zbiornika połączenia szyn zbiorczych pomiędzy polami rozdzielczymi odbywają się za pomocą specjalnego zestawu złączy, dzięki którym otrzymuje się przepływ prądu przy równoczesnej pełnej izolacji pola elektrycznego.

Rozdzielnice z izolacją gazową SF_6 charakteryzuje: bardzo duże bezpieczeństwo obsługi; bardzo duża trwałość mechaniczna i łączeniowa zastosowanych łączników; duża odporność na wpływ środowiska; blokady napędów łączników uniemożliwiające wykonanie błędnych połączeń; bardzo małe wymagania dotyczące obsługi i konserwacji. W rozdzielnicach z izolacją gazową SF_6 pierwszy przegląd powinien być wykonany dopiero po 10 latach eksploatacji (Dołęga 2025).

2. Infrastruktura elektroenergetyczna – zastąpienie SF_6

Uregulowania unijne w obszarze ochrony środowiska i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych wymusiły na producentach urządzeń elektroenergetycznych dążenie do ograniczenia ich negatywnego wpływu na środowisko naturalne. W przypadku rozdzielnic wiąże się to ze stosowaniem różnych zaawansowanych technologii pozwalających na zastąpienie gazu SF_6, takich jak zastosowanie izolacji stałej zamiast gazowej czy wykorzystanie gazów alternatywnych do SF_6, które spełniają wymagania zawarte we wspomnianym wcześniej rozporządzeniu.

Idealny gaz alternatywny powinien cechować się: niskim (najlepiej zerowym) współczynnikiem GWP, niską toksycznością i niepalnością, wysoką wytrzymałością dielektryczną, wysokim współczynnikiem przewodzenia ciepła, zdolnością do gaszenia łuku elektrycznego, a także stabilnością chemiczną i brakiem negatywnego oddziaływania na elementy konstrukcyjne rozdzielnicy (Dołęga 2025).

Wytrzymałość dielektryczna gazów w znacznym stopniu zależy od ich składu oraz ciśnienia. Ze względu na to, że wartość napięcia przebicia przerwy izolacyjnej w gazie zazwyczaj rośnie liniowo i proporcjonalnie do wielkości tej przerwy i ciśnienia gazu, wyższe ciśnienia i większe odległości izolacyjne pozwalają na zwiększenie wytrzymałości dielektrycznej układu.

W przypadku niektórych gazów syntetycznych i ich mieszanin górne wartości użytecznych ciśnień są znacznie ograniczone przez zjawisko skraplania. Powoduje to konieczność stosowania mieszanin gazów, dzięki którym możliwe jest przesunięcie wartości temperatury skraplania (tzw. temperatury punktu rosy). Istotnym czynnikiem jest również zdolność gazu do odprowadzania ciepła. W przypadku rozdzielnic w izolacji gazowej dominującym mechanizmem chłodzenia jest konwekcja. Oddawanie ciepła przez zjawisko przewodnictwa cieplnego w gazach jest zdecydowanie mniejsze niż w cieczach czy ciałach stałych.

Szerokie spektrum wymagań sprawia, że bardzo trudno jest znaleźć idealną alternatywę dla gazu SF_6. Dlatego istnieje wiele różniących się od siebie rozwiązań, opartych na odmiennych technologiach uwzględniających: poziom napięcia i specyfikę zastosowania danej rozdzielnicy, koszty jej produkcji i eksploatacji oraz szacowaną długość życia (Nowak 2025).

W obszarze rozdzielnic SN rozwija się głównie technologie związane z zastosowaniem gazów alternatywnych do SF_6. Wynika to z faktu, że w rozdzielnicach SN sześciofluorek siarki jest wykorzystywany przede wszystkim jako medium izolacyjne. Operacje łączeniowe związane z załączaniem i wyłączaniem prądów roboczych oraz zakłóceniowych są realizowane najczęściej z wykorzystaniem wyłączników próżniowych. Dlatego właściwości związane ze zdolnością gazów alternatywnych do gaszenia łuku elektrycznego, takie jak np. zdolność do szybkiej rekombinacji, zdolność do wychwytywania wolnych elektronów (elektroujemność), nie są istotne. Natomiast cechy, które mają znaczenie, to możliwie najwyższa wytrzymałość dielektryczna, dobra przewodność cieplna, stabilność chemiczna, brak negatywnego oddziaływania na materiały użyte w konstrukcji rozdzielnicy (Nowak 2025).

W przypadku rozdzielnic SN stosunkowo łatwo można przejść z użycia gazu SF_6 do technologii gazów alternatywnych, a podstawowym kryterium dla rozwiązania konstrukcyjnego jest uzyskanie odpowiedniej wytrzymałości dielektrycznej.

W obszarze rozdzielnic WN i NN zastosowanie gazów alternatywnych stwarza wiele problemów i stawia znaczne wymagania. W takich rozdzielnicach gaz używany w urządzeniu z reguły pełni nie tylko funkcję izolacyjną, lecz także jest wykorzystywany jako medium gaszeniowe w procesie załączania i wyłączania prądów roboczych oraz zakłóceniowych przez wyłącznik. Gaz SF_6 jest gazem elektroujemnym. Pozwala to cząsteczkom gazu na wychwytywanie wolnych elektronów wytwarzanych przez łuk elektryczny i łączenie ich z istniejącymi cząsteczkami gazu w celu wytworzenia dużych, ciężkich i wolno poruszających się jonów. Absorpcja swobodnie poruszających się elektronów i niska ruchliwość połączonych jonów dodatkowo poprawiają wytrzymałość dielektryczną gazu. Dodatkowo cechą cząsteczek gazu SF_6 jest zdolność do ich szybkiej rekombinacji po procesie dysocjacji, co pozwala na bardzo szybkie odzyskiwanie wytrzymałości dielektrycznej. Te właściwości powodują, że wymagania techniczne wobec gazów alternatywnych, które mogą znaleźć zastosowanie w takich rozdzielnicach, są bardzo wysokie.

Jedną z podstawowych technologii gazów będących alternatywą dla SF_6 jest wykorzystanie suchego powietrza. Stanowi je mieszanina tlenu i azotu w proporcji 80% N_2 i 20% O_2 (Nowak 2025). Taka mieszanina musi dodatkowo odznaczać się znikomą zawartością cząsteczek wody i bardzo małą ilością zanieczyszczeń stałych. Dzięki tym właściwościom możliwe jest uzyskanie o wiele lepszych właściwości izolacyjnych niż w przypadku powietrza atmosferycznego, a także niskiej temperatury punktu rosy, co umożliwia zastosowanie izolacji suchego powietrza w bardzo szerokim zakresie temperatur.

Suche powietrze wykorzystuje gazy naturalne tlen i azot, co przekłada się na łatwą dostępność i relatywnie tani proces wytwarzania. Ponadto jest ono stabilne chemicznie w długim okresie, nie posiada właściwości toksycznych, a jego współczynnik globalnego ocieplenia GWP wynosi 0. Niestety obok tych ważnych zalet suche powietrze cechuje słaba zdolność do gaszenia łuku elektrycznego, co stanowi przeszkodę w jego wykorzystaniu w rozdzielnicach GIS najwyższych i wysokich napięć.

Innym typem gazów stanowiących alternatywę dla sześciofluorku siarki są gazy syntetyczne z grupy fluoroketonów i fluoronitryli.

Do pierwszej grupy jest zaliczany gaz występujący pod nazwą handlową Novec 5110. Posiada wytrzymałość dielektryczną ok. 1,4 razy większą niż SF_6. Charakteryzuje się współczynnikiem globalnego ocieplenia GWP < 1 i czasem rozkładu w atmosferze na poziomie 15 dni (0,04 roku). Cechą charakterystyczną tego gazu jest wysoka temperatura wrzenia, co powoduje, że niemożliwe jest zastosowanie czystego gazu w rozdzielnicy. Stosuje się jego różne mieszaniny, np. z suchym powietrzem (ok. 7–14% gazu Novec 5110 w mieszaninie dla rozdzielnic SN) (Nowak 2025). Z tych powodów obszary zastosowania w rozdzielnicach GIS najwyższych i wysokich napięć są ograniczone.

Do drugiej grupy jest zaliczany gaz występujący pod nazwą handlową Novec 4710. Jego właściwości izolacyjne są ok. 2 razy lepsze niż sześciofluorku siarki. Gaz ten posiada stosunkowo wysoką temperaturę wrzenia. Charakteryzuje się jednak relatywnie wysokim współczynnikiem globalnego ocieplenia GWP wynoszącym 2100 jednostek i czasem rozkładu w atmosferze na poziomie 30 lat. Dlatego nie stosuje się go w czystej postaci, lecz w mieszaninach z innymi gazami, np. dwutlenkiem węgla i azotem (max. 4% gazu Novec 4710 w mieszaninie dla rozdzielnic SN) (Nowak 2025). Dzięki temu uzyskuje się

dla takiej mieszaniny znacznie mniejszą wartość współczynnika GWP w porównaniu z czystym gazem.

Gaz Novec 4710 zastosowany w mieszaninach ma właściwości gaszenia łuku elektrycznego, przez co znajduje zastosowanie w wyłącznikach i możliwe jest uzyskanie konstrukcji rozdzielnic GIS najwyższych i wysokich napięć, gdzie ten sam gaz służy jako medium izolacyjne i gaszeniowe.

Rozwój technologii rozdzielnic GIS wykorzystujących gazy alternatywne wobec SF_6 stawia przed producentami i użytkownikami urządzeń wiele nowych wyzwań.

Jednym z podstawowych wyzwań są koszty związane z wprowadzeniem tych technologii na rynek. Producenci ponoszą ogromne nakłady finansowe na realizację procesów projektowania, badań i rozwoju rozwiązań alternatywnych w stosunku do SF_6, co znajduje odzwierciedlenie w kosztach zakupu nowych urządzeń przez użytkowników, które są znacznie wyższe w porównaniu z istniejącą technologią SF_6 (Dołęga 2025). Wprawdzie te koszty będą z upływem czasu spadały, ale proces ten nie będzie postępował szybko.

Drugim z podstawowych wyzwań jest konieczność przeszkolenia personelu i zastosowanie nowego, niejednokrotnie bardziej zaawansowanego wyposażenia technicznego. Dotychczas stosowane urządzenia do serwisowania i obsługi rozdzielnic, szczególnie w obszarze dotyczącym gospodarki gazem SF_6, nie znajdują zastosowania w przypadku gazów alternatywnych (Dołęga 2025). Producenci rozdzielnic stosują bowiem indywidualne gazy i mieszanki gazowe przeznaczone do konkretnych typów rozdzielnic, co powoduje konieczność stosowania różnych typów urządzeń do odzysku gazu i napełniania rozdzielnic.

Wnioski

W kraju spotyka się wiele rozwiązań konstrukcyjnych i technologicznych elementów infrastruktury elektroenergetycznej, w których wykorzystuje się sześciofluorek siarki. Należą do nich stacje elektroenergetyczne, w których stosuje się rozdzielnie napowietrzne z izolacją gazową SF_6, bądź wnętrzowe z izolacją gazową SF_6 (GIS) (w stacjach 400 kV, 220 kV i 110 V) lub rozdzielnice SN z izolacją gazową SF_6 (w stacjach SN).

Sześciofluorek siarki należy do bardzo silnych gazów cieplarnianych, jest bowiem zaliczany do grupy fluorowanych gazów cieplarnianych, charakteryzujących się szczególnie wysokim współczynnikiem globalnego ocieplenia GWP. Dla SF_6 wartość tego współczynnika wynosi 23 000 jednostek, co oznacza, że emisja jednego kilograma tego gazu do atmosfery odpowiada emisji równej 23 000 kg CO_2. Ponadto ogromnym problemem jest jego utylizacja, bowiem jego czas rozkładu w atmosferze wynosi 3200 lat.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 roku w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych wprowadziło zakaz stosowania SF_6 w nowych urządzeniach i instalacjach elektroenergetycznych od: 2026 roku dla rozwiązań na napięcie do 24 kV; 2028 roku dla rozwiązań na napięcie do 145 kV i 2032 roku dla rozwiązań na napięcie równe lub większe niż 145 kV.

Uregulowania unijne w obszarze ograniczenia emisji fluorowanych gazów cieplarnianych wymusiły na producentach urządzeń elektroenergetycznych stosowanie różnych zaawanso-

wanych technologii, które pozwalają na zastąpienie gazu SF_6. Należą do nich zastosowanie izolacji stałej zamiast gazowej oraz wykorzystanie gazów alternatywnych wobec SF_6 (suche powietrze, gazy syntetyczne z grupy fluoroketonów (np. Novec 5110) i fluoronitryli (np. Novec 4710)).

Nowe regulacje dotyczące gazów fluorowanych stawiają przed producentami urządzeń elektroenergetycznych ogromne wyzwania techniczne, technologiczne i finansowe związane z ograniczeniem używania SF_6 w urządzeniach oraz koniecznością adaptacji innowacyjnych technologii.

Literatura

RPEiR 2024 – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/573 z dnia 7 lutego 2024 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych, zmieniające dyrektywę (UE) 2019/1937 i uchylające rozporządzenie (UE) nr 517/2014 (Dz.U. L, 2024/573, 20.2.2024).

Dołęga, W. 2023 – Nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne i technologiczne rozdzielni 400, 220 i 110 kV stosowane w krajowych stacjach elektroenergetycznych. *Wiadomości Elektrotechniczne* 09/2023, s. 11–14, DOI: https://doi.org/10.15199/74.2023.9.2.

Dołęga, W. 2024 – Nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne i technologiczne stacji SN/nN. *Wiadomości Elektrotechniczne* 08/2024, s. 7–10, DOI: https://doi.org/10.15199/74.2024.8.1.

Dołęga, W. 2025 – Analiza rozwiązań konstrukcyjnych i technologicznych krajowych stacji elektroenergetycznych z izolacją gazową SF_6 w kontekście nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych. *Wiadomości Elektrotechniczne* 07/2025, s. 19–23, DOI: https://doi.org/10.15199/74.2025.7.4.

Nowak, Ł. 2025 – Rozdzielnice w izolacji gazowej. Wyzwania i szanse w kontekście nowych regulacji dotyczących F-gazów. *XIX Sympozjum „Nowoczesne rozwiązania w budownictwie sieciowym”*, Licheń 15–17.01.2025, Materiały Konferencyjne, Oddział Kaliski SEP, Kalisz, s. 36–42.

ARE 2024 – *ARE, Statystyka elektroenergetyki polskiej 2023*. Warszawa.

Analiza wpływu nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych na infrastrukturę elektroenergetyczną

Słowa kluczowe: infrastruktura elektroenergetyczna, stacja elektroenergetyczna, rozwiązanie techniczne, rozwiązanie konstrukcyjne, sześciofluorek siarki (SF_6)

Streszczenie: W artykule przedstawiono analizę wpływu nowych regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych na infrastrukturę elektroenergetyczną. Przeanalizowano stosowane rozwiązania konstrukcyjne i technologiczne infrastruktury elektroenergetycznej dotyczące krajowych stacji elektroenergetycznych z izolacją gazową SF_6. Omówiono konsekwencje regulacji unijnych dotyczących fluorowanych gazów cieplarnianych dla istniejących i przyszłych rozwiązań krajowych stacji elektroenergetycznych oraz określono wyzwania dla producentów urządzeń elektroenergetycznych w tym zakresie.

Analysis of the impact of new EU regulations on fluorinated greenhouse gases on electric power infrastructure

Keywords: electric power infrastructure, substation, technical solution, constructional solution, sulphur hexafluoride (SF_6)

Abstract: This article presents an analysis of the impact of new EU regulations on fluorinated greenhouse gases on electric power infrastructure. The applied design and technological solutions of power infrastructure concerning national substations with SF_6 gas insulation were analysed. The implications of the EU regulations on fluorinated greenhouse gases for existing and future national substation solutions were discussed and the challenges for power equipment manufacturers in this regard were identified.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/05, s. 49–56

Natalia GENEROWICZ-CABA[1]
Joanna KULCZYCKA[2]

Wpływ źródła energii elektrycznej na wyniki LCA produkcji cementu z dodatkiem materiałów alternatywnych

Wprowadzenie

Cement jest jednym z najważniejszych materiałów budowlanych, kluczowym składnikiem betonu stosowanego w budownictwie mieszkaniowym, infrastrukturalnym i przemysłowym (Gao i in. 2025), cenionym za właściwości mechaniczne, trwałość i wszechstronność (Lin i in. 2025). Jednocześnie jego produkcja wywiera znaczący wpływ na środowisko i znajduje się w centrum dyskusji o zrównoważonym rozwoju oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych (Miller i in. 2021). Proces produkcji cementu jest energochłonny i odpowiada za znaczne emisje CO_2 związane zarówno ze spalaniem paliw kopalnych w piecach, jak i kalcynacją wapienia ($CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$) (Nikolakopoulos i in. 2024; Guo i in. 2024), co przekłada się na ok. 7–8% globalnych emisji CO_2 (Khalil i in. 2025), a ponadto generuje pył, zużycie wody i wyczerpywanie zasobów naturalnych (Feng i in. 2024).

Wpływ cementu na środowisko obejmuje cały jego cykl życia – od produkcji, przez transport i eksploatację w obiektach budowlanych, po rozbiórkę i recykling materiałów (Dacić i in. 2024), dlatego ocena LCA umożliwia identyfikację kluczowych etapów redukcji oddziaływań (Qiao i in. 2022). Ograniczanie wpływu środowiskowego wymaga m.in. poprawy efektywności energetycznej, stosowania paliw alternatywnych (Sousa i in. 2021) oraz wdrażania technologii wychwytywania i składowania CO_2 (CCS) (Clark i in. 2025). Istotnym kierunkiem jest także częściowe zastępowanie klinkieru substytutami, takimi jak

[1] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-1389-8628; e-mail: ngenerowicz@meeri.pl
[2] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-4377-5506; e-mail: kulczycka@meeri.pl

popiół lotny, żużel wielkopiecowy oraz pucolany naturalne i syntetyczne (Andrade i in. 2025; Kampai i in. 2024).

Celem artykułu jest przegląd najnowszej literatury i raportów EPD dotyczących zmian w składzie cementu i ich wpływu na środowisko ocenianego metodami LCA, a także porównanie wyników środowiskowych produkcji klinkieru z wykorzystaniem miksu energetycznego i energii z paneli fotowoltaicznych modelowanych w programie SimaPro. Ponadto artykuł wyznacza kierunki dalszych badań w projekcie ValorWaste, ukierunkowanych na zastępowanie surowców krytycznych odpadami i produktami ubocznymi w celu dalszej redukcji oddziaływań środowiskowych.

1. Przegląd literatury

Przegląd przeprowadzono przy użyciu tradycyjnych metod krytycznego przeglądu literatury, badań internetowych oraz analizy naukowych baz danych, takich jak Scopus, ScienceDirect, Web of Science i Google Scholar.

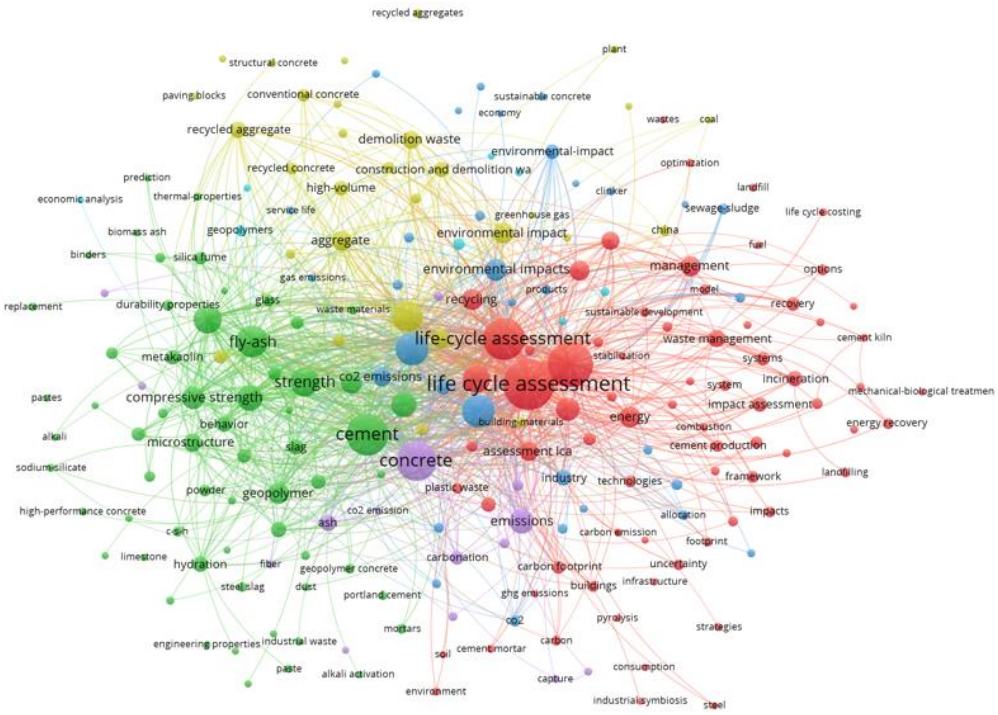
Kluczowe terminy, które zostały użyte, to:

- „produkcja cementu" – wynik 13 317 artykułów w bazach danych,
- „produkcja klinkieru" – wynik 1165 artykułów w bazach danych,
- „aspekty środowiskowe cementu" – wynik 1014 artykułów w bazach danych,
- „aspekty środowiskowe klinkieru" – wynik 39 artykułów w bazach danych,
- „odpady z produkcji cementu" – wynik 3680 artykułów w bazach danych.

Doprowadziło to do wstępnego wniosku, że w ciągu ostatnich kilku lat przeprowadzono wiele badań dotyczących śladu węglowego cementu i zużycia energii w produkcji cementu. Nie wszystkie z nich pokazują wpływ produkcji cementu na środowisko, ale potwierdzają, że jest to temat, który w ostatnim czasie zyskuje na znaczeniu.

Kolejny etap badań polegał na sporządzeniu mapy literatury. Wykorzystano do tego narzędzie VOSviewer_1.6.18 (VOSviewer 2025), specjalistyczne oprogramowanie służące do wizualizacji i tworzenia sieci bibliometrycznych, które obejmuje czasopisma, naukowców publikujących w danym temacie i publikacje. Sieci te opierają się na relacjach, takich jak: cytowania, linki bibliograficzne, współcytowania lub współautorstwo. W procesie mapowania użyto terminów związanych z „wykorzystaniem alternatywnych dodatków w produkcji cementu w analizie cyklu życia" (rys. 1). Mapa ta wskazuje dominujące kierunki badań i potencjalne luki badawcze w literaturze dotyczącej wykorzystania odpadów w przemyśle cementowym i betonowym.

Analiza słów kluczowych na grafie pozwoliła wyróżnić pięć głównych klastrów tematycznych. Czerwony klaster obejmuje zagadnienia LCA i gospodarki odpadami, koncentrując się na systemowym podejściu do odpadów, spalaniu, odzysku energii i ocenie wpływu środowiskowego. Zielona grupa dotyczy materiałów alternatywnych i ich właściwości, w szczególności wykorzystania odpadów mineralnych (popiół lotny, metakaolin, żużel) jako dodatków do cementu i betonu. Niebieski klaster łączy technologię cementu i betonu z ich oceną środowiskową, uwzględniając recykling i emisje gazów cieplarnianych. Żółta grupa odnosi się do kruszyw z recyklingu oraz gospodarki o obiegu zamkniętym



Rys. 1. Mapa współwystępowania słów kluczowych związanych z wykorzystaniem alternatywnych dodatków w produkcji cementu w analizie cyklu życia
Źródło: praca własna na podstawie (VOSviewer 2025)

Fig. 1. Co-occurrence map of keywords related to LCA cement waste using alternative materials and waste

w kontekście odpadów budowlanych i rozbiórkowych. Fioletowy klaster koncentruje się na emisjach i śladzie węglowym w przemyśle cementowym, w tym na karbonizacji i wychwytywaniu CO_2. Przegląd literatury wskazuje jednak na brak badań porównawczych różnych rodzajów dodatków odpadowych w ramach spójnych analiz LCA, co sugeruje dominację studiów przypadków zamiast kompleksowych analiz porównawczych. Kolejnym krokiem było przygotowanie kompilacji znalezionych publikacji i raportów oraz porównanie kluczowych informacji podczas analizy LCA.

Analiza wyników LCA przedstawionych w literaturze jednoznacznie wskazuje, że kluczowym czynnikiem redukcji oddziaływań środowiskowych cementu jest zmniejszenie zawartości klinkieru poprzez zastępowanie go mineralnymi dodatkami (SCMs – Supplementary Cementitious Materials), ponieważ etap produkcji klinkieru generuje najwyższe emisje CO_2 i zużycie energii (Akintayo i in. 2024; Caldas i in. 2021; Irshidat i in. 2021). Zastępowanie klinkieru materiałami ubocznymi lub odpadowymi pozwala istotnie obniżyć GWP (Global Warming Potential) przy zachowaniu wymaganych parametrów użytkowych.

Do najskuteczniejszych dodatków należą popiół lotny (FA) i granulowany żużel wielkopiecowy (GBFS), które przy wysokim udziale mogą zmniejszać emisje CO_2 nawet o 40–80% względem cementów CEM I (Caldas i in. 2021; Li i in. 2020; Vargas i in. 2020), często

z jednoczesną poprawą trwałości i odporności chemicznej. Metakaolin (MK) dzięki wysokiej reaktywności umożliwia dalszą redukcję klinkieru, a w połączeniu z FA pozwala osiągać bardzo niskie wartości GWP, w tym poniżej zera w scenariuszach z wykorzystaniem biomasy jako paliwa (–39 kg CO_2/m^3) (Caladas i in. 2021). Wapień (LS), mimo niższej reaktywności, odgrywa ważną rolę wypełniacza, wspierając redukcję klinkieru i poprawę reologii, co również ogranicza zużycie energii i emisje (Li i in. 2020).

Coraz większe znaczenie mają dodatki odpadowe, takie jak przetworzone odpady poflotacyjne (TT) czy waste carbon black (WCB), wpisujące się w gospodarkę o obiegu zamkniętym. TT umożliwia redukcję emisji zależną od energochłonności procesów przygotowania (mielenie, kalcynacja) (Akintayi i in. 2024; Huseien i in. 2020), natomiast WCB pozwala ograniczyć emisje o ok. 9–30% przy zachowaniu wymaganej wytrzymałości (Irshidat i in. 2020).

Analiza deklaracji środowiskowych EPD potwierdza te obserwacje: cementy o niższej zawartości klinkieru (CEM II, CEM IV, cementy z żużlem lub popiołem lotnym) osiągają ślad węglowy rzędu 520–700 kg CO_2/t, podczas gdy dla CEM I wynosi on ok. 800–900 kg CO_2/t (Çankaya i in. 2019; EPD AB Sydsten Fabriksbetong C30/37 2024; EPD Colacem Gubbio 2021; EPD Colacem Rassina 2021; EPD Ragusa Cementi di Ragusa 2021; Knauf. AQUAPANEL 2022; Airium™ Spray 2022; Knauf AQUAPANEL GmbH & Co. KG 2022). Dalsze obniżenia emisji wynikają ze stosowania paliw alternatywnych (np. osady ściekowe, RDF, odpady olejowe) oraz systemów odzysku ciepła (WHR), ograniczających zużycie energii elektrycznej i paliw kopalnych (EPD Colacem Gubbio 2021). Produkty o dużym udziale dodatków lub mniejszej masie jednostkowej (np. płyty cementowe) osiągają najniższe wartości GWP, na poziomie 300–500 kg CO_2/t (AQUAPANEL Cement Board Outdoor 2022).

Podsumowując, dane z badań LCA i raportów EPD potwierdzają, że podstawową strategią redukcji oddziaływań środowiskowych cementu jest zwiększanie udziału materiałów zastępujących klinkier, zwłaszcza FA, GBFS, MK, LS oraz mieszanek wieloskładnikowych, uzupełnione stosowaniem paliw alternatywnych i systemów odzysku ciepła. W świetle tych wyników redukcja wpływu środowiskowego wymaga równoległego ograniczania udziału klinkieru i emisji związanych z energią. Choć literatura podkreśla skuteczność zmian materiałowych, w ramach realizowanego projektu pierwszym krokiem była optymalizacja źródeł energii, dlatego w kolejnej części artykułu przedstawiono porównawczą analizę LCA klasycznej produkcji cementu z wariantem wykorzystującym energię z paneli fotowoltaicznych.

2. Wyniki analizy LCA dla dwóch wariantów produkcji cementu

W niniejszej analizie porównano dwa warianty produkcji cementu: Wariant I, oparty na powszechnie stosowanym procesie z wykorzystaniem polskiego miksu energetycznego, oraz Wariant II, w którym tę samą ilość energii dostarczają instalacje fotowoltaiczne. Ocenę środowiskową przeprowadzono w programie SimaPro z wykorzystaniem bazy Ecoinvent oraz metody Environmental Footprint (EF) (SimaProDeveloper v. 9.4.0.2), zgodnej z europejskimi wytycznymi. Metoda EF umożliwia ilościową ocenę 16 kategorii wpływu, obejmujących m.in. zmiany klimatu, eutrofizację, toksyczność i zużycie zasobów, co pozwoliło na komplek-

sowe porównanie obu scenariuszy produkcji cementu. Zestawienie wyników dla wszystkich kategorii przedstawiono w tabeli 1.

TABELA 1. Porównanie kategorii oddziaływań środowiskowych (EF) dla dwóch wariantów produkcji cementu: Wariant I – miks energetyczny Polski, Wariant II – fotowoltaika

TABLE 1. Comparison of environmental impact categories (EF) for two cement production scenarios: Scenario I – Polish energy mix, Scenario II – photovoltaics

Kategoria wpływu	Jednostka	Wariant I	Wariant II
Zakwaszenie	mol H+ eq	0,0018	0,0017
Zmiana klimatu	kg CO_2 eq	0,9260	0,9024
Ekotoksyczność w środowisku słodkowodnym	CTUe	0,9279	0,8905
Pyły drobne (emisja cząstek pyłu)	disease inc.	8,90E-09	8,69E-09
Eutrofizacja środowiska morskiego	kg N eq	5,26E-04	5,14E-04
Eutrofizacja środowiska słodkowodnego	kg P eq	9,73E-06	7,77E-06
Eutrofizacja środowiska lądowego	mol N eq	6,10E-03	5,96E-03
Toksyczność dla ludzi (efekty rakotwórcze)	CTUh	8,47E-11	8,18E-11
Toksyczność dla ludzi (efekty nierakotwórcze)	CTUh	5,05E-09	4,92E-09
Promieniowanie jonizujące	kBq U-235 eq	6,73E-03	2,54E-03
Użytkowanie terenu	Pt	1,83E-01	1,25E-01
Zubożenie warstwy ozonowej	kg CFC11 eq	2,97E-09	2,70E-09
Tworzenie ozonu fotochemicznego (smog fotochemiczny)	kg NMVOC eq	1,67E-03	1,63E-03
Zużycie zasobów kopalnych	MJ	3,19E+00	2,75E+00
Zużycie zasobów mineralnych i metali	kg Sb eq	1,39E-08	1,29E-08
Zużycie wody	m^3 depriv.	0,0560	0,0517

Analiza cyklu życia przeprowadzona w programie SimaPro z wykorzystaniem bazy Ecoinvent i metody Environmental Footprint (EF) pozwoliła porównać dwa warianty produkcji cementu: referencyjny, oparty na krajowym miksie energetycznym, oraz wariant zasilany energią z instalacji fotowoltaicznej. Zastąpienie energii z miksu konwencjonalnego energią z PV obniża oddziaływania środowiskowe we wszystkich kategoriach, szczególnie w zakresie promieniowania jonizującego, użytkowania terenu, eutrofizacji wód słodkich, zużycia zasobów kopalnych i wody, co podkreśla znaczenie struktury wytwarzania energii elektrycznej w całkowitym śladzie procesu cementowego. W kategorii zmiany klimatu odnotowano spadek emisji, jednak jego ograniczona skala potwierdza dominującą rolę procesowych emisji z rozkładu węglanu wapnia, a więc fakt, że sama dekarbonizacja miksu energetycznego nie wystarczy do głębokiej redukcji śladu węglowego cementu. Z praktycznego punktu widzenia integracja odnawialnych źródeł energii z instalacjami cementowymi jest relatywnie prostym działaniem poprawiającym profil środowiskowy, lecz pełne wykorzystanie potencjału redukcji wymaga równoległych zmian procesowych, takich jak substytucja klinkieru, paliwa alternatywne i technologie wychwytu CO_2.

Wnioski

W przeprowadzonych badaniach potwierdzono, że struktura zużycia energii elektrycznej istotnie wpływa na wyniki analizy LCA cementu, a zastąpienie krajowego miksu energetycznego energią z instalacji fotowoltaicznych prowadzi do obniżenia oddziaływań środowiskowych we wszystkich analizowanych kategoriach. Największe względne redukcje zaobserwowano w kategoriach promieniowania jonizującego, użytkowania terenu, zużycia zasobów kopalnych oraz eutrofizacji wód słodkich, co wskazuje na szczególnie duży potencjał transformacji energetycznej w ograniczaniu presji na zasoby i wybrane ryzyka toksykologiczne. W kategorii zmiany klimatu odnotowano zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, jednak jego skala pozostaje umiarkowana, co potwierdza dominującą rolę procesowych emisji z kalcynacji klinkieru i ograniczoną skuteczność działań opartych wyłącznie na dekarbonizacji energii. Wyniki własne są spójne z przeglądem literatury i deklaracji EPD, które jednoznacznie wskazują na konieczność równoczesnego zwiększania udziału materiałów zastępujących klinkier oraz poprawy efektywności energetycznej i struktury źródeł energii. Otrzymane rezultaty potwierdzają zasadność dalszych prac w ramach projektu ValorWaste, ukierunkowanych na waloryzację odpadów i produktów ubocznych jako materiałów alternatywnych, łączących redukcję udziału klinkieru z wykorzystaniem niskoemisyjnych źródeł energii. Z praktycznego punktu widzenia oznacza to, że dążenie do neutralności klimatycznej sektora cementowego wymaga zintegrowanego podejścia łączącego zmiany składu cementu, optymalizację procesów oraz transformację systemu energetycznego.

Badania te zostały sfinansowane przez ERA-MIN3, ValorWaste (Valorisation and Integration of Extractive Waste Towards Sustainable Circular Economy), numer projektu 101058756.

Literatura

Akintayo i in. 2024 – Akintayo, B.D., Olanrewaju, O.A. i Olanrewaju, O.I. 2024 – Life Cycle Assessment of Ordinary Portland Cement Production in South Africa: Mid-Point and End-Point Approaches. *Sustainability* 16(7), DOI: https://doi.org/10.3390/su16073001.

Andrade Neto i in. 2025 – Andrade Neto, J.S., Carvalho, I.C., Monteiro, P.J.M., de Matos, P.R. i Kirchheim, A.P. 2025 – Unveiling the key factors for clinker reactivity and cement performance: A physic-chemical and performance investigation of 40 industrial clinkers. *Cement and Concrete Research* 187, DOI: https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2024.107717.

AQUAPANEL Cement Board Outdoor – Site Volos. [Online:] https://www.oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/resource/sources/6e187615-0b36-4fb5-acbc-082cddd781c9/AQUAPANEL_Cement_Board_Outdoor_-_Site_Volos_15647.pdf?version=00.01.000 [Dostęp: 15.12.2025].

Caldas i in. 2021 – Caldas, L.R., Da Gloria, M.Y.R., Pittau, F., Andreola, V.M., Habert, G. i Toledo Filho, R.D. 2021 – Environmental impact assessment of wood bio-concretes: Evaluation of the influence of different supplementary cementitious materials. *Construction and Building Materials* 268, DOI: https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2020.121146.

Clark i in. 2025 – Clark, G., Davis, M. i Kumar, A. 2025 – The development of a framework to compare carbon capture and storage technologies as a means of decarbonizing cement production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 214, DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115556.

Dacić i in. 2024 – Dacić, A., Mester-Szabó, E., Fenyvesi, O. i Szalay, Z. 2024 – Life cycle assessment of concrete incorporating all concrete recycling products. *Case Studies in Construction Materials* 21, DOI: https://doi.org/10.1016/j.cscm.2024.e03910.

EPD Colacem Gubbio.pdf. [Online:] https://www.colacem.com/downloads/3739/1627/EPD%20Colacem%20Gubbio.pdf [Dostęp: 15.12.2025].

EPD Colacem Rassina.pdf. [Online:] https://www.colacem.com/downloads/3739/1628/EPD%20Colacem%20Rassina.pdf [Dostęp: 15.12.2025].

EPD Ragusa Cementi di Ragusa.pdf. [Online:] https://www.colacem.com/downloads/3739/1633/EPD%20Ragusa%20Cementi%20di%20Ragusa.pdf [Dostęp: 15.12.2025].

Feng i in. 2024 – Feng, W., Yu, Z., Bao, R., Xiong, J., Yan, K., Liu, R., Zhang, R. i Lu, X. 2024 – From waste to resource: Advanced activation techniques for tailings in sustainable cement production. *Journal of Building Engineering* 97, DOI: https://doi.org/10.1016/j.jobe.2024.110780.

Gao i in. 2025 – Gao, P., Zha, W., Chu, Y., Yu, Y., Zhan, B., Yu, Q., Xie, F. i Lu, H. 2025 – Calculation model for CO_2 emissions of blended cement production. *Journal of Cleaner Production* 489, DOI: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.144646.

Guo i in. 2024 – Guo, Y., Luo, L., Liu, T., Hao, L., Li, Y., Liu, P. i Zhu, T. 2024 – A review of low-carbon technologies and projects for the global cement industry. *Journal of Environmental Sciences* 136, s. 682–697, DOI: https://doi.org/10.1016/j.jes.2023.01.021.

Huseien, G.F. i Shah, K.W. 2020 – Durability and life cycle evaluation of self-compacting concrete containing fly ash as GBFS replacement with alkali activation. *Construction and Building Materials* 235, DOI: https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2019.117458.

Irshidat i in. 2021 – Irshidat, M.R., Al-Nuaimi, N., Ahmed, W. i Rabie, M. 2021 – Feasibility of recycling waste carbon black in cement mortar production: Environmental life cycle assessment and performance evaluation. *Construction and Building Materials* 296, DOI: https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2021.123740.

Kampai i in. 2024 – Kampai, C., Chindasiriphan, P., Jongvivatsakul, P., Miao, P. i Tangchirapat, W. 2024 – Durability properties of high-strength concrete with high-volume bottom ash as a substitute for cement and fine aggregate. Construction and Building Materials 457, DOI: https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2024.139401.

Khalil, E. i AbouZeid, M. 2025 – A global assessment tool for cement plants improvement measures for the reduction of CO_2 emissions. *Results in Engineering* 26, DOI: https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.104767.

Knauf. AQUAPANEL® Cement Board Rooftop 6. [Online:] https://knauf.com/de-DE/p/produkt/aquapanel-r-cement-board-rooftop-6-18652_0010 [Dostęp: 15.12.2025].

Li i in. 2020 – Li, J., Zhang, W., Li, C. i Monteiro, P.J.M. 2020 – Eco-friendly mortar with high-volume diatomite and fly ash: Performance and life-cycle assessment with regional variability. *Journal of Cleaner Production* 261, DOI: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121224.

Lin i in. 2025 – Lin, C., Zhao, Z., Tao, J., Ye, T., Yao, L., Ji, C., i Duan, Z. 2025 – Properties of cement-based materials made with sediment and calcined sediment: A critical review. *Journal of Building Engineering* 106, DOI: https://doi.org/10.1016/j.jobe.2025.112609.

Miller i in. 2021 – Miller, S.A., Habert, G., Myers, R.J. i Harvey, J.T. 2021 – Achieving net zero greenhouse gas emissions in the cement industry via value chain mitigation strategies. *One Earth* 4(10), s. 1398–1411, DOI: https://doi.org/10.1016/j.oneear.2021.09.011.

NEPD-6369-5628_AB-Sydsten-Fabriksbetong-C30-37.pdf. [Online:] https://www.epd-norge.no/getfile.php/13189396-1741687372/EPDer/Byggevarer/Ferdig%20betong/NEPD-6369-5628_AB-Sydsten-Fabriksbetong-C30-37.pdf [Dostęp: 15.12.2025].

Nikolakopoulos i in. 2024 – Nikolakopoulos, A., Steriotis, T., Charalambopoulou, G., Karagiannakis, G., Dimitrakis, D., Michalis, V. i Katsiotis, M. 2024 – Reducing carbon emissions in cement production through solarization of the calcination process and thermochemical energy storage. *Computers & Chemical Engineering* 180, DOI: https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2023.108506.

Process Data set: Airium cement-based insulation foam (en) – OEKOBAU.DAT. [Online:] https://oekobaudat.de/OEKOBAU.DAT/datasetdetail/process.xhtml?lang=en&uuid=fd6ae0fa-4d2d-4005-9759-909e508751ab&version=00.01.000 [Dostęp: 15.12.2025].

Qiao i in. 2022 – Qiao, L., Tang, Y., Li, Y., Liu, M., Yuan, X., Wang, Q. i Ma, Q. 2022 – Life cycle assessment of three typical recycled products from construction and demolition waste. *Journal of Cleaner Production* 376, DOI: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134139.

SimaPro – Sustainability insights for informed changemakers", SimaPro. [Online:] https://simapro.com/ [Dostęp: 15.12.2025].

Sousa, V. i Bogas, J.A. 2021 – Comparison of energy consumption and carbon emissions from clinker and recycled cement production. *Journal of Cleaner Production* 306, DOI: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127277.
Vargas, F. i Rigamonti, L. 2020 – Environmental evaluation of treated tailing as Supplementary Cementitious Material. *Procedia CIRP* 90, s. 280–284, DOI: https://doi.org/10.1016/j.procir.2020.02.008.
VOSviewer – Visualizing scientific landscapes. [Online:] https://www.vosviewer.com// [Dostęp: 05.12.2025].
Çankaya, S. i Pekey, B. 2019 – A comparative life cycle assessment for sustainable cement production in Turkey. *Journal of Environmental Management* 249, DOI: https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.109362.

Wpływ źródła energii elektrycznej na wyniki LCA produkcji cementu z dodatkiem materiałów alternatywnych

Słowa kluczowe: LCA, cement, materiały alternatywne, ślad węglowy, energia

Streszczenie: Cement jest jednym z kluczowych materiałów dla sektora budowlanego, ale jego produkcja odpowiada za ok. 7–8% globalnych emisji CO_2, co w kontekście dążeń do zrównoważonego rozwoju i neutralności klimatycznej podkreśla znaczenie analiz cyklu życia (LCA). W artykule przedstawiono przegląd najnowszej literatury dotyczącej zmian w składzie cementu i ich wpływu na środowisko, ocenianego z wykorzystaniem metodologii LCA. Przeanalizowano badania nad cementem z dodatkiem materiałów alternatywnych oraz raporty EPD przedsiębiorstw, ze szczególnym uwzględnieniem śladu węglowego, zużycia energii i granic systemu. Dodatkowo wykonano porównanie tradycyjnej produkcji klinkieru z wariantem, w którym energię elektryczną z sieci zastąpiono energią z paneli fotowoltaicznych, modelowanych w programie SimaPro. Prace te stanowią pierwszy etap projektu ValorWaste, w ramach którego kolejne działania będą dotyczyły zastępowania surowców krytycznych odpadami i produktami ubocznymi w celu dalszej redukcji śladu środowiskowego produkcji cementu.

The impact of the electricity source on the LCA results for cement production with the addition of alternative materials

Keywords: LCA, cement, alternative materials, carbon footprint, energy

Abstract: Cement is one of the key materials in the construction sector, but its production accounts for approximately 7–8% of global CO_2 emissions, which, in the context of sustainable development and climate neutrality goals, highlights the importance of life cycle assessment (LCA). This paper presents a review of recent literature concerning changes in cement composition and their environmental impacts assessed using LCA methodology. Studies on cement with alternative materials as additives and company EPD reports were analysed, with particular emphasis on carbon footprint, energy consumption, and system boundaries. In addition, a comparative analysis was carried out between conventional clinker production and a variant in which grid electricity was replaced by electricity generated by photovoltaic panels, modelled in SimaPro. This work constitutes the first stage of the ValorWaste project, in which subsequent activities will focus on substituting critical raw materials with wastes and by-products to further reduce the environmental footprint of cement production.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/06, s. 57–68

Monika PEPŁOWSKA[1]
Wit HUBERT[2]

Między partycypacją a liderstwem w transformacji energetycznej. Studium przypadku Spółdzielni Mieszkaniowej Przylesie: doniesienia z projektu CO-SUSTAIN

Wprowadzenie

Spółdzielnia Mieszkaniowa Przylesie w Sopocie stanowi jeden z najbardziej zaawansowanych przykładów transformacji energetycznej w polskim sektorze mieszkalnictwa spółdzielczego. Zlokalizowana w uzdrowiskowej części miasta, wyróżnia się na tle typowych polskich spółdzielni, w których modernizacje energetyczne często napotykają bariery finansowe, prawne oraz brak zgody mieszkańców.

Spółdzielnia Mieszkaniowa Przylesie (SMP), założona w 1968 roku, ewoluowała od typowej struktury z okresu PRL ku współczesnej wspólnocie, która integruje elementy zrównoważonego rozwoju, efektywności energetycznej oraz partycypacji obywatelskiej (Przylesie 2025). Analiza SMP została włączona do projektu CO-SUSTAIN jako studium przypadku otwierające badania nad wpływem transformacji energetycznej na lokalne formy demokracji.

Celem europejskiego projektu CO-SUSTAIN jest wykorzystanie szansy na demokratyczną transformację klimatyczną poprzez definiowanie i testowanie nowych demokratycznych ścieżek, umożliwiających lokalnym decydentom wspieranie nowatorskich form uczestnictwa politycznego oraz wzmacnianie roli obywateli w działaniach na rzecz zrównoważonej transformacji. Projekt analizuje osiemnaście historycznych przykładów partycypacji politycznej w sześciu krajach europejskich (dla form: zaangażowanie, zaangażowanie obywatelskie, formalny udział polityczny i aktywizm), stosując etnografię instytucjonalną i mapowanie

[1] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0001-9150-7525; e-mail: monika@min-pan.krakow.pl
[2] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0001-5359-2503; e-mail: whubert@min-pan.krakow.pl

systemu, aby wyodrębnić najlepsze rozwiązania. Praktyki te służą do współtworzenia rozwiązań w czterech studiach przypadków, z oceną ich wpływu środowiskowego, społecznego i gospodarczego. Konsorcjum projektu obejmuje partnerów z sześciu krajów, w tym Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk (IGSMiE PAN).

Przypadek Spółdzielni Mieszkaniowej Przylesie jest szczególnie interesujący, ponieważ pokazuje, że lokalne działania modernizacyjne mogą realnie wspierać transformację energetyczną nawet w warunkach braku dedykowanych ram prawnych dla spółdzielni energetycznych w Polsce. SMP można traktować jako przykład energetycznej wspólnoty mieszkaniowej, w której oddolne inicjatywy modernizacyjne stopniowo przekształcały się w spójny model działań proenergetycznych, odpowiadających na lokalne potrzeby mieszkańców. Lokalny kontekst Sopotu, miasta uzdrowiskowego o wysokiej jakości życia i silnym nacisku na kwestie środowiskowe, sprzyjał podejmowaniu ambitnych działań modernizacyjnych, wpływając na ich tempo i zakres (Sopot 2025). Na tle innych polskich spółdzielni mieszkaniowych SMP wyróżnia się skalą i konsekwencją realizowanych inwestycji, podczas gdy w wielu przypadkach podobne działania są opóźnione z powodu ograniczeń finansowych, prawnych lub braku zgody mieszkańców. Jednocześnie studium przypadku Przylesia nie ogranicza się do prezentacji sukcesów, lecz ukazuje także wyzwania towarzyszące transformacji energetycznej, w tym narastające konflikty wewnętrzne i napięcia wokół kosztów inwestycji. Czyni to analizę SMP istotnym wkładem do debaty nad sprawiedliwą transformacją energetyczną w Europie Środkowo-Wschodniej, gdzie procesy modernizacyjne często przebiegają w warunkach ograniczonego zaufania społecznego i silnych nierówności ekonomicznych.

1. Metodologia

Badanie prowadzone w ramach projektu CO-SUSTAIN opiera się na podejściu mieszanym, łączącym metody jakościowe i ilościowe, dostosowanym do ram badawczych projektu. Główne narzędzia stosowane w studiach przypadków (w projekcie określanych jako przypadki historyczne) obejmowały wywiady pogłębione, mapowanie systemowe oraz analizę treści. W niniejszym artykule prezentujemy wyłącznie analizę danych jakościowych, opartą na wywiadach eksperckich z liderami Spółdzielni Mieszkaniowej Przylesie, uzupełnioną wnioskami z analizy dokumentów.

Wywiady eksperckie przeprowadzono z pięcioma respondentami, w tym członkami zarządu SM Przylesie oraz członkami spółdzielni. Dobór próby miał charakter celowy i został zaprojektowany w taki sposób, aby uwzględnić perspektywy zarówno „starszego", jak i „młodszego" pokolenia mieszkańców. Wywiady koncentrowały się na motywacjach podejmowanych działań, procesach decyzyjnych oraz występujących konfliktach, z wykorzystaniem przewodnika o średnim stopniu ustrukturyzowania pytań. Respondenci wyrazili świadomą zgodę, co zapewniło zgodność z normami etycznymi zgodnie z wytycznymi programu.

W ramach wywiadów pogłębionych przeprowadzono również mapowanie systemowe, analizę kontekstu oraz elementy analizy sieci, które umożliwiły wizualizację relacji pomiędzy kluczowymi aktorami procesu transformacji energetycznej oraz identyfikację centralnej roli zarządu spółdzielni jako „węzła decyzyjnego". Wyniki Analizy Sieci Społecznych oraz

Mapowania Systemowego nie są jednak prezentowane w niniejszym artykule. Zgromadzony materiał empiryczny posłużył do opisu i interpretacji studium przypadku z wykorzystaniem perspektywy wielopoziomowej (*Multi-Level Perspective*, MLP).

Analiza dokumentów, wspierająca konceptualizację i „wysycenie" modelu MLP, obejmowała materiały zewnętrzne, takie jak artykuły publikowane na lokalnych portalach internetowych (m.in. eSopot.pl, sopot.pl), oficjalną stronę internetową SM Przylesie, newslettery spółdzielni oraz profile w mediach społecznościowych, w tym Facebook „Przylesie Sopot". Zastosowano podejście krytyczne do analizy treści, identyfikując zarówno dominujące narracje (np. dotyczące sukcesu modernizacji energetycznej), jak i marginalizowane głosy krytyczne, w szczególności odnoszące się do kwestii zadłużenia i wzrostu kosztów utrzymania.

Jak wspomniano, podstawową ramą teoretyczną analizy studium przypadku SMP była perspektywa wielopoziomowa. MLP jest jednym z kluczowych i najczęściej wykorzystywanych podejść analitycznych w ramach teorii transformacji (*Transition Theory*), służącym do wyjaśniania dynamiki zmian w systemach społeczno-technicznych poprzez analizę interakcji pomiędzy trzema poziomami: niszami (poziom mikro), reżimami (poziom mezo) oraz krajobrazem społeczno-gospodarczym (poziom makro) (Geels 2002; Geels i Schot 2007). Wywodząca się z prac Franka W. Geelsa koncepcja MLP umożliwia zrozumienie, w jaki sposób innowacje powstają, dojrzewają i zostają upowszechnione w społeczeństwie w wyniku napięć i sprzężeń zwrotnych między stabilnymi strukturami a czynnikami zmiany, obejmującymi uwarunkowania technologiczne, polityczne, ekonomiczne, społeczne i kulturowe (Geels 2010; Geels i in. 2018). Ramy MLP są szeroko stosowane w badaniach nad transformacją energetyczną, systemami żywnościowymi, mobilnością, rozwojem miast oraz zarządzaniem publicznym, co podkreśla ich interdyscyplinarny charakter i użyteczność heurystyczną (Jenkins i in. 2018; Geels 2010). Jednocześnie podejście to podlega krytyce, między innymi ze względu na ograniczoną zdolność identyfikowania konkretnych warunków umożliwiających transformacje, niedostateczne uwzględnianie kontekstu społecznego i przestrzennego oraz silne ukierunkowanie na innowacje technologiczne kosztem społecznych i relacyjnych wymiarów zmiany (Torrens i in. 2018; El Bilali 2020; Petrovics i in. 2022). Świadome uwzględnienie tych ograniczeń stanowiło istotny element interpretacji wyników analizowanego studium przypadku.

Etyka badań w projekcie została zapewniona poprzez zachowanie anonimowości respondentów oraz uzyskanie ich świadomej zgody na udział w badaniu, zgodnie z wytycznymi projektów Horizon Europe.

2. Dynamika transformacji SMP

Transformacja energetyczna w SMP rozpoczęła się w latach 90. XX wieku i stopniowo ewoluowała w kierunku zrównoważonego rozwoju. W ramach działań służących niwelacji występujących problemów podjęto decyzję o stopniowej likwidacji ogrzewania węglowego. W latach 1990–1998 zamknięto zanieczyszczającą kotłownię węglową i zainstalowano kotłownie olejowe w każdym budynku spółdzielni. W 2008 roku kotły olejowe zastąpiono gazowymi, co pozwoliło na zmniejszenie emisji o około 80%. Poniesiony koszt oszacowano

na około 2 mln zł; został on sfinansowany z kredytów i opłat mieszkańców. Jako kluczowa korzyść podjętych działań wskazywana jest redukcja lokalnych zanieczyszczeń, skutkująca poprawą jakości powietrza w Sopocie.

W 2016 roku SMP w Sopocie podjęła decyzję o realizacji inwestycji w instalacje fotowoltaiczne (PV) na dachach budynków mieszkalnych. Na dziewięciu budynkach wielorodzinnych zainstalowano łącznie 542 panele fotowoltaiczne o łącznej mocy szczytowej wynoszącej około 137,5–140 kWp (MuratorPlus 2016; WFOŚiGW 2016; Stanek 2020). Wyprodukowana energia elektryczna jest wykorzystywana przede wszystkim na potrzeby części wspólnych budynków, np. oświetlenie klatek schodowych, funkcjonowanie wind, oraz na infrastrukturę techniczną (m.in. hydrofornie), natomiast nadwyżki energii są wprowadzane do sieci elektroenergetycznej (Czernek 2023; Teraz-Środowisko 2016). Środki te obniżyły roczne koszty ogrzewania i energii elektrycznej dla mieszkańców. Zgodnie z informacjami publikowanymi przez WFOŚiGW w Gdańsku oraz media branżowe instalacja umożliwia roczną produkcję energii na poziomie około 130 MWh oraz przyczynia się do redukcji emisji ditlenku węgla (CO_2) o ponad 100 ton rocznie (WFOŚiGW 2016; Teraz-Środowisko 2016). Projekt był współfinansowany ze środków publicznych w ramach programu „Prosument w Pomorzu", realizowanego przez Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku. Finansowanie obejmowało dotację oraz preferencyjną pożyczkę, co umożliwiło realizację inwestycji przy ograniczonym obciążeniu finansowym mieszkańców (Czernek 2023; WFOŚiGW 2016). Inwestycja ta stanowi jeden z przykładów wdrażania odnawialnych źródeł energii w zasobach wielorodzinnych w Polsce i jest często przywoływana jako modelowy przypadek wykorzystania instrumentów wsparcia publicznego dla spółdzielni mieszkaniowych.

Kolejną kluczową inicjatywą SMP była głęboka termomodernizacja zasobów spółdzielni. Etap I, realizowany w latach 2018–2025, obejmował izolację ścian zewnętrznych, dachów płaskich, stropów piwnic oraz nadbudówek, a także wymianę instalacji centralnego ogrzewania, ciepłej i zimnej wody oraz instalacji cyrkulacyjnej (SM Przylesie 2024a; Urząd Miasta Sopot 2025). W latach 2018–2022 przeprowadzono wymianę balkonów przygotowanych pod instalację paneli fotowoltaicznych (SM Przylesie 2024b). Głównym celem przedsięwzięcia było zmniejszenie strat ciepła o około 40–50%, obniżenie zużycia energii na ogrzewanie, redukcja emisji gazów cieplarnianych oraz ograniczenie kosztów ponoszonych przez mieszkańców, przy szacowanych oszczędnościach na poziomie około 20–30% kosztów ogrzewania (Urząd Miasta Sopot 2025). Projekt był dofinansowany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz środki Unii Europejskiej (umowa z 2018 roku, planowana finalizacja w 2025 roku, budżet około 10 mln zł) (NFOŚiGW 2024). Na grudzień 2025 roku prace były na etapie finalizacji, co potwierdzają aktualizacje publikowane na stronie internetowej SMP (SM Przylesie 2024a).

Realizowane inwestycje wpisują się w szerszy kontekst europejskich i krajowych trendów transformacyjnych, takich jak Europejski Zielony Ład (European Commission 2019) czy plan REPowerEU (European Commission 2022), a także w ramy krajowego reżimu regulacyjnego, w tym ustawę o odnawialnych źródłach energii z 2015 roku oraz Program „Czyste Powietrze" z 2018 roku (Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2018). W ramach projektu CO-SUSTAIN – SMP pełni funkcję modelowego przypadku, wykorzystywanego do

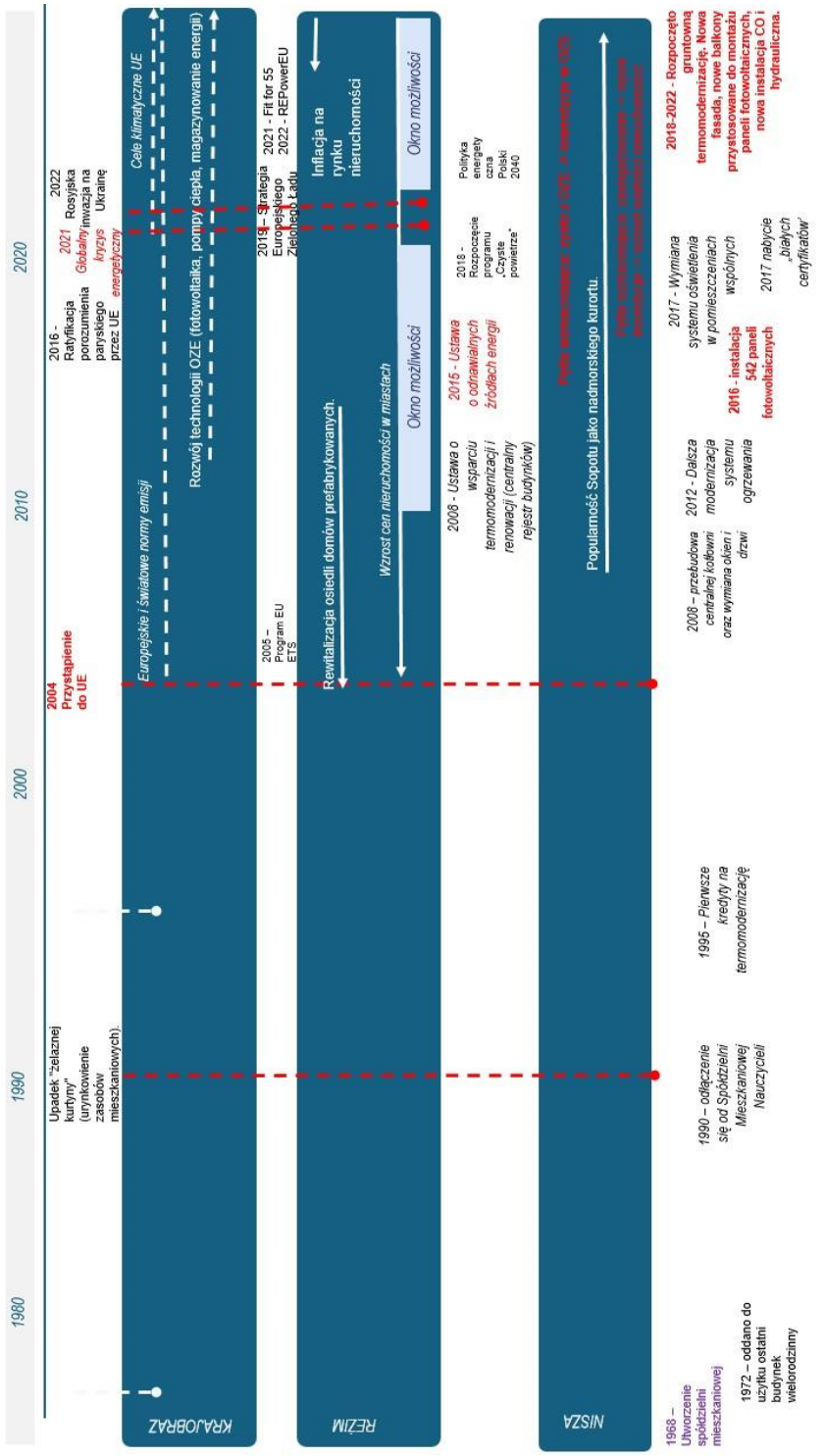
oceny efektów demonstracyjnych i innowacyjnych, ze szczególnym uwzględnieniem interakcji z instytucjami publicznymi oraz wymiernych efektów środowiskowych (SM Przylesie 2024a). Na tle innych polskich spółdzielni mieszkaniowych Przylesie wyróżnia się zarówno skalą, jak i konsekwencją podejmowanych działań – przykładowo, średnie zużycie energii w budynkach mieszkalnych z lat 70. w Polsce wynosi około 200 kWh/m^2/rok, podczas gdy w zasobach SMP, po przeprowadzonej modernizacji, spadło ono poniżej 100 kWh/m^2/rok (SM Przylesie 2024b; Urząd Miasta Sopot 2025).

3. Analiza wielopoziomowa transformacji SMP

Model perspektywy wielopoziomowej opisuje transformacje społeczno-techniczne jako wynik dynamicznych interakcji pomiędzy niszami na poziomie mikro, w których powstają i dojrzewają innowacje, reżimami na poziomie mezo, obejmującymi dominujące technologie, instytucje i praktyki społeczne, oraz krajobrazem na poziomie makro, tworzonym przez szerokie, długookresowe uwarunkowania społeczno-ekonomiczne, polityczne i kulturowe, wpływające na kierunki i tempo zmian (Geels 2010; Geels i in. 2018). Struktura MLP pomaga zidentyfikować, w jaki sposób niszowe innowacje, struktury systemowe i presja otoczenia oddziałują na siebie, powodując zmiany systemowe. Wykorzystanie tego modelu pozwala na uporządkowanie i interpretację historii transformacji SMP. Uwzględniając kluczowe momenty współczesnej historii spółdzielni, przywoływane przez respondentów w trakcie wywiadów, zaproponowano schemat analityczny przedstawiony na rysunku 1.

Na poziomie krajobrazu (*landscape*) na SMP oddziałują długoterminowe trendy modernizacyjne oraz zmiany w polityce energetyczno-klimatycznej. W okresie Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej (PRL) urbanizacja i rozbudowa miast były traktowane jako główne narzędzia modernizacji kraju, a nowe technologie prefabrykacji masowo wprowadzano do budownictwa mieszkaniowego. Później, wraz z integracją Polski z Unią Europejską, zaczęły narastać naciski na ograniczanie emisji, rozwój odnawialnych źródeł energii oraz masową produkcję instalacji fotowoltaicznych. Kolejne strategie i pakiety unijne coraz mocniej promowały ambitne cele klimatyczne, zwiększenie efektywności energetycznej oraz niezależność energetyczną. Te trendy były dodatkowo wzmacniane przez europejskie inicjatywy klimatyczne i zieloną transformację. Doświadczono także gwałtownych wstrząsów zewnętrznych, takich jak upadek starego systemu polityczno-gospodarczego i przejście na gospodarkę rynkową, kryzys energetyczny na przełomie dekad oraz wojna, które spowodowały gwałtowne zaburzenia na rynku paliw i energii.

Na poziomie reżimu (*regime*) dominującą ramą przez długi czas były rozwiązania spółdzielcze i centralne planowanie mieszkaniowe, charakterystyczne dla czasów PRL. Po transformacji ustrojowej pojawiły się nowe regulacje prawne dotyczące wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych. Stopniowo wprowadzano kolejne akty prawne wspierające termomodernizację, ograniczanie niskiej emisji, poprawę efektywności energetycznej budynków oraz rozwój odnawialnych źródeł energii. Powstały także programy dotacyjne na wymianę źródeł ciepła, docieplanie budynków i inwestycje proekologiczne, w tym szeroki program poprawy jakości powietrza i wymiany przestarzałych źródeł ciepła.



Rys. 1. Spółdzielnia Mieszkaniowa Przylesie – MLP – Schemat poziomów (opracowanie własne)

Fig. 1. Multi-Level Perspective (MLP) applied to the Przylesie Housing Community

Kluczowy dla interpretacji modelu MLP, przygotowanego dla SMP, jest poziom niszy (*niche*). Historia osiedla pokazuje ewolucję od klasycznego modelu spółdzielczego z czasów PRL. Początkowo osiedle powstało jako część większej spółdzielni nauczycielskiej, z blokami wielorodzinnymi ukończonymi w tamtym okresie. Po usamodzielnieniu się spółdzielnia szybko zaczęła wprowadzać usprawnienia. W pierwszych latach po transformacji docieplono elewacje wysokich budynków, zbudowano kotłownie olejowe w każdym z nich i wyłączono nieefektywną kotłownię osiedlową zasilaną węglem koksowym. Następnie olejowe kotłownie wymieniono na gazowe, zmodernizowano okna w klatkach schodowych oraz zlikwidowano stare, podziemne zbiorniki na olej opałowy. Kolejnym krokiem było zainstalowanie dużej liczby paneli fotowoltaicznych (PV) na dachach dziewięciu wieżowców, co stworzyło instalację o znacznej mocy, która pokrywa potrzeby wspólne (oświetlenie klatek, windy, pompy). Inwestycja została częściowo sfinansowana z programów prosumenckich i funduszy ochrony środowiska. Jednocześnie wymieniano oświetlenie terenu na energooszczędne LED-y. Przygotowano dokumentację do głębokiej termomodernizacji, w tym do uzyskania białych certyfikatów po zakończeniu prac. Stopniowo wymieniano balkony i przygotowywano budynki pod kolejne instalacje PV. W ostatnich latach rozpoczęto głęboką termomodernizację bloków – ocieplenie ścian, dachów, stropów piwnicznych, wymianę instalacji centralnego ogrzewania, ciepłej i zimnej wody oraz cyrkulacji. Prace realizowane są etapami i postępują systematycznie.

Kluczowe dla zrozumienia modelu MLP jest pojęcie okna możliwości (*window of opportunity*). W teorii pojawia się ono, gdy presje krajobrazowe osłabiają stabilność reżimu, umożliwiając niszowym innowacjom przełamanie barier i wejście na ścieżkę szerszej dyfuzji (Geels 2010; Geels i in. 2018). W przypadku SMP okno to zostało wyznaczone przez dynamikę cen energii (wzrost cen prądu i ciepła systemowego), wzrost dostępności technologii OZE, dostępność kredytów (współpraca SMP z WFOŚiGW) oraz rosnącą wartość mieszkań w Sopocie. Wszystkie te czynniki sprzyjały akceptacji decyzji inwestycyjnych.

Na poziomie niszy kluczowe były pozytywne doświadczenia mieszkańców z kolejno realizowanymi inwestycjami. Podnosiły one standard budynków i legitymizowały działania Zarządu SM Przylesie.

Zebrane w trakcie wywiadów pogłębionych uwagi wykazały także obecność konfliktów pokoleniowych między starszymi mieszkańcami, dążącymi do niskich kosztów utrzymania, a nowymi lokatorami, którzy bardziej akceptują zadłużenie inwestycyjne podnoszące standard osiedla. Brak transparentnej komunikacji i ograniczenie partycypacji mieszkańców do legitymizowania decyzji zarządu doprowadziły do wzrostu oporu, szczególnie widocznego w mediach społecznościowych.

Wnioski z analizy SMP wskazują na konieczność wspierania lokalnych liderów łączących wiedzę techniczną z kompetencjami miękkimi, potrzebę zmian prawnych umożliwiających spółdzielniom pełnoprawne uczestnictwo w rynku energii oraz zapewnienie stabilnego finansowania zewnętrznego. Budowanie zaufania poprzez stały dialog z mieszkańcami jest kluczowe dla sprawiedliwej transformacji.

Analiza SMP pozwala sformułować szereg rekomendacji dla decydentów, instytucji publicznych i zarządców wspólnot mieszkaniowych. Choć każda spółdzielnia ma swoją specyfikę, pewne mechanizmy wydają się uniwersalne.

4. Wnioski

Transformacja Spółdzielni Mieszkaniowej Przylesie obejmowała stopniowe przejście od ogrzewania węglowego, przez kotłownie olejowe i gazowe, po instalacje fotowoltaiczne oraz głęboką termomodernizację. Sukces wynikał z połączenia sprzyjających czynników zewnętrznych (tzw. „okna możliwości"), takich jak wzrost cen energii, unijne strategie klimatyczne i dostępność kredytów, z silnym liderstwem zarządu pełniącego funkcję centralnego „węzła decyzyjnego".

Zarząd spółdzielni odegrał kluczową rolę w procesie transformacji, łącząc funkcję decyzyjną z komunikacją do mieszkańców i współpracą z instytucjami finansującymi oraz regulacyjnymi. Obserwacje wskazują, że kompetencje techniczne liderów muszą iść w parze z umiejętnościami miękkimi i zdolnością budowania porozumienia społecznego.

Pozytywne doświadczenia z kolejno realizowanymi inwestycjami zwiększały akceptację dla następnych działań modernizacyjnych, legitymizując decyzje zarządu. Jednocześnie ujawniły się konflikty pokoleniowe oraz napięcia dotyczące kosztów inwestycji i zadłużenia, co wskazuje na konieczność systematycznej partycypacji mieszkańców.

Chociaż proces modernizacji miał charakter top-down, lokalne działania i inicjatywy mieszkańców (np. akceptacja instalacji PV czy termomodernizacji) były niezbędnym czynnikiem sukcesu. Efekty ekologiczne, początkowo traktowane jako uboczne, stały się trwałym elementem tożsamości spółdzielni.

5. Rekomendacje

Zalecenia te mogą stanowić wskazówki dla innych spółdzielni mieszkaniowych przy opracowywaniu partycypacyjnych i zrównoważonych strategii energetycznych.

Inwestycje o dużej skali wymagają konsekwentnego komunikowania korzyści i ryzyk, zarówno technicznych, jak i finansowych. Pozwala to budować zaufanie mieszkańców i zapobiegać konfliktom.

Systemowe wsparcie dla liderów, którzy łączą kompetencje techniczne z umiejętnościami miękkimi, jest kluczowe dla sprawnej realizacji projektów modernizacyjnych i budowania porozumienia społecznego.

Spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe powinny być informowane o możliwościach, jakie dają Obywatelskie Społeczności Energetyczne, prosument zbiorowy czy prosument lokatorski, co umożliwia pełnoprawne uczestnictwo w rynku energii.

Dostęp do preferencyjnych kredytów i funduszy zewnętrznych jest krytyczny dla podjęcia i tempa realizacji inwestycji modernizacyjnych.

Argumenty ekonomiczne, takie jak obniżenie kosztów życia i poprawa komfortu, powinny być akcentowane w procesie informowania mieszkańców. Argumenty klimatyczne, choć istotne, pełnią funkcję wspierającą.

Aby uniknąć polaryzacji, różne grupy mieszkańców powinny być aktywnie włączane w proces decyzyjny, z wykorzystaniem nowoczesnych kanałów komunikacji, w tym mediów społecznościowych, do konstruktywnego dialogu.

Podsumowanie

Spółdzielnia Mieszkaniowa Przylesie w Sopocie stanowi modelowy przykład transformacji energetycznej w polskim mieszkalnictwie spółdzielczym. Proces rozpoczął się w latach 90. XX wieku od likwidacji wysokoemisyjnego ogrzewania węglowego, przez kotłownie olejowe i gazowe, aż po instalację paneli fotowoltaicznych i głęboką termomodernizację.

Analiza z wykorzystaniem perspektywy wielopoziomowej pozwala zrozumieć sukces SMP jako wynik interakcji między:

- oknem możliwości – presje zewnętrzne, takie jak rosnące ceny energii i unijne strategie klimatyczne,
- niszą innowacyjną – lokalne inicjatywy i pozytywne doświadczenia mieszkańców,
- reżimem decyzyjnym – silnym zarządem spółdzielni pełniącym funkcję centralnego „węzła decyzyjnego".

Główne czynniki sukcesu to połączenie presji ekonomicznych, efektywnego przywództwa i akceptacji mieszkańców, przy jednoczesnym wykorzystywaniu instrumentów wsparcia publicznego (np. programy prosumenckie i dotacje termomodernizacyjne). Transformacja SMP pokazuje, że lokalna transformacja energetyczna jest w dużej mierze procesem społecznym, wymagającym transparentnej komunikacji, systemowego wspierania liderów i partycypacji mieszkańców.

Doświadczenia SMP mogą stanowić przykład dla innych spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych w Polsce i Europie Środkowo-Wschodniej, zarówno w zakresie modernizacji infrastruktury, jak i tworzenia lokalnych społeczności energetycznych, pokazując, jak integracja aspektów technicznych, ekonomicznych i społecznych sprzyja trwałej transformacji.

Literatura

CO-SUSTAIN 2025 – Oficjalna strona internetowa Projektu CO-SUSTAIN. [Online:] https://co-sustain.eu/ [Dostęp: 10.11.2025].

Czernek, D. 2025 – *Fotowoltaika na dachu budynku wielorodzinnego – przykłady inwestycji.* [Online:] https://obiektymieszkalne.muratorplus.pl/instalacje/fotowoltaika-w-bloku-fotowoltaika-na-dachu-budynku-wielorodzinnego-przyklady-inwestycji-czy-to-sie-oplaca-programy-wsparcia-aa-vBgi-k5zg-j3xv.html [Dostęp: 12.12.2025].

El Bilali, H. 2020 – Transition heuristic frameworks in research on agro-food sustainability transitions. *Environment, Development and Sustainability* 22(3), s. 1693–1728, DOI: https://doi.org/10.1007/s10668-018-0290-0.

European Commission 2019 – *Europejski Zielony Ład* (COM(2019) 640 final). Bruksela. [Online:] https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en [Dostęp: 12.12.2025].

European Commission 2022 – *REPowerEU Plan: szybkie zmniejszenie zależności od rosyjskich paliw kopalnych i przyspieszenie transformacji ekologicznej* (COM(2022) 230 final). Bruksela. [Online:] https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/repowereu-plan_en [Dostęp: 12.12.2025].

Geels, F.W. 2002 – Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes: A multi-level perspective and a case-study. *Research Policy* 31(8–9), s. 1257–1274, DOI: https://doi.org/10.1016/S0048-7333(02)00062-8.

Geels, F.W. 2010 – Ontologies, socio-technical transitions (to sustainability), and the multi-level perspective. *Research Policy* 39(4), s. 495–510, DOI: https://doi.org/10.1016/j.respol.2010.01.022.

Geels, F.W. i Schot, J. 2007 – Typology of sociotechnical transition pathways. *Research Policy* 36(3), s. 399–417, DOI: https://doi.org/10.1016/j.respol.2007.01.003.

Geels i in. 2018 – Geels, F.W., Schwanen, T., Sorrell, S., Jenkins, K. i Sovacool, B.K. 2018 – Reducing energy demand through low carbon innovation: A sociotechnical transitions perspective and thirteen research debates. *Energy Research & Social Science* 40, s. 23–35, DOI: https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.11.003.

GUS 2024 – *Powierzchnia i ludność w przekroju terytorialnym w 2024 roku*. Warszawa. [Online:] https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/ludnosc/ludnosc/powierzchnia-i-ludnosc-w-przekroju-terytorialnym-w-2024-roku,7,21.html [Dostęp: 05.11.2025].

Jenkins i in. 2018 – Jenkins, K., Sovacool, B.K. i McCauley, D. 2018 – Humanizing sociotechnical transitions through energy justice: An ethical framework for global transformative change. *Energy Policy* 117, s. 66–74, DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.036.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska 2018 – *Program „Czyste Powietrze"*. Warszawa. [Online:] https://www.gov.pl/web/klimat/czyste-powietrze [Dostęp: 05.11.2025].

Morizon 2024 – *Średnie ceny mieszkań w 18 miastach w Polsce*. Warszawa. [Online:] https://www.morizon.pl/blog/srednie-ceny-mieszkan-w-18-miastach-w-polsce-sopot-najdrozszy-raport-czerwiec-2022/ [Dostęp: 01.09.2024].

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej 2018 – *Program priorytetowy „Czyste Powietrze"*. Warszawa. [Online:] https://www.gov.pl/web/nfosigw [Dostęp: 01.09.2024].

Petrovics i in. 2022 – Petrovics, D., Giezen, M. i Huitema, D. 2022 – Towards a deeper understanding of up-scaling in socio-technical transitions: The case of energy communities. *Energy Research & Social Science* 94, DOI: https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102860.

SM Przylesie 2024 – Gazetka informacyjna 03_2024. PDF. [Online:] https://smprzylesie.pl/wp-content/uploads/2024/05/Gazetka_informacyjna_03_2024.pdf [Dostęp: 01.12.2025].

SM Przylesie 2024a – *Głęboka termomodernizacja 9 budynków wielorodzinnych Spółdzielni Mieszkaniowej „Przylesie"*, ul. 23 Marca w Sopocie – Etap I. [Online:] https://smprzylesie.pl/ [Dostęp: 01.12.2025].

SM Przylesie 2024b – Oficjalna strona internetowa Spółdzielni Mieszkaniowej Przylesie. [Online:] https://smprzylesie.pl/ [Dostęp: 11.11.2025].

Sopot 2025 – Oficjalna strona internetowa Sopot 24. [Online:] https://sopot24.pl/ [Dostęp: 05.11.2025].

Stanek, A. 2025 – *Nowy program dla spółdzielni – miała być rewolucja, ale wsparcie nie zachęca*. [Online:] https://www.money.pl/gospodarka/nowy-program-dla-spoldzielni-miala-byc-rewolucja-ale-wsparcie-nie-zacheca-6473054585763457a.html [Dostęp: 10.12.2025].

Teraz-Środowisko 2016 – *Dzielnica, która wdraża innowacje OZE – przykład Sopotu*. [Online:] https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/Dzielnica-ktora-wdraza-innowacje-OZE-2540.html [Dostęp: 10.12.2025].

Torrens i in. 2018 – Torrens, J., Johnstone, P. i Schot, J. 2018 – Unpacking the formation of favourable environments for urban experimentation: The case of the Bristol Energy Scene. *Sustainability* 10(3), DOI: https://doi.org/10.3390/su10030879.

Urząd Miasta Sopot. Głęboka termomodernizacja i rewitalizacja osiedla Przylesie. [Online:] https://www.sopot.pl/aktualnosc/7282/gleboka-termomodernizacja-i-rewitalizacja-osiedla-przylesie [Dostęp: 01.12.2025].

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478, z późn. zm.).

WFOŚiGW 2016 – *Słoneczne osiedle w Sopocie – instalacje fotowoltaiczne w SM Przylesie*. Gdańsk. [Online:] https://arch.wfos.gdansk.pl/wfosigw.gda.pl/news,1565,Sloneczne_osiedle_w_Sopocie.html [Dostęp: 12.12.2025].

Między partycypacją a liderstwem w transformacji energetycznej. Studium przypadku Spółdzielni Mieszkaniowej Przylesie: doniesienia z projektu CO-SUSTAIN

Słowa kluczowe: wspólnota energetyczna, transformacja energetyczna, partycypacja obywatelska, modernizacja budynków, MLP, perspektywa wielopoziomowa

Streszczenie: W artykule przedstawione jest studium przypadku Spółdzielni Mieszkaniowej Przylesie w Sopocie, analizowanej w ramach projektu CO-SUSTAIN*,**, którego celem jest badanie demokratycznej transformacji energetycznej i nowych form partycypacji obywatelskiej. Spółdzielnia, założona w 1968 roku, stanowi przykład lokalnej wspólnoty energetycznej, która od końca lat 90. systematycznie modernizuje swoje zasoby, wprowadzając głęboką termomodernizację budynków oraz instalacje fotowoltaiczne. Analiza koncentruje się na społecznych i instytucjonalnych uwarunkowaniach transformacji, roli liderów oraz mechanizmach legitymizacji decyzji wśród mieszkańców. Zastosowano wywiady eksperckie, analizę dokumentów oraz perspektywę wielopoziomową (MLP), umożliwiającą uchwycenie interakcji między poziomem nisz innowacyjnych, reżimem decyzyjnym i szerszym krajobrazem społeczno-ekonomicznym. Wyniki wskazują, że sukces transformacji SMP jest efektem synergii między silnym przywództwem, dostępem do finansowania, zaufaniem społecznym i stopniowym włączaniem mieszkańców w proces decyzyjny. Jednocześnie ujawniono ograniczenia modelu top-down, konflikty pokoleniowe oraz napięcia związane z kosztami inwestycji. Studium przypadku Przylesie pokazuje, że integracja aspektów technicznych, ekonomicznych i społecznych sprzyja trwałej transformacji energetycznej oraz może stanowić przykład dla innych spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych w Polsce i Europie Środkowo-Wschodniej. Wyniki badań dostarczają informacji decydentom politycznym i kierownictwu spółdzielni, dążącym do wdrożenia zrównoważonych rozwiązań energetycznych na poziomie społeczności lokalnych.

Between participation and leadership in energy transition: a case study of the Przylesie Housing Community – insights from the CO-SUSTAIN project

Keywords: energy community, energy transition, civic participation, building modernization, MLP, Multi-Level Perspective

Abstract: This article presents a case study of the Przylesie Housing Community in Sopot, Poland, analyzed within the CO-SUSTAIN project, which explores democratic energy transition and new forms of civic participation. Established in 1968, the cooperative represents a local energy community that has systematically modernized its housing stock since the late 1990s, including deep building retrofits and photovoltaic installations. The study focuses on the social and institutional conditions of energy transition, the role of leadership, and mechanisms legitimizing decisions among residents. Methods included expert interviews, document analysis, and a multi-level perspective (MLP) approach, capturing interactions between niche innovations, the regime, and the broader socio-economic landscape. Results indicate that the cooperative's success stems from the combination of strong leadership, access to external funding, social trust, and gradual engagement of residents in decision-making. Simultaneously, limitations of a top-down model, intergenerational conflicts, and tensions over investment costs were observed. The Przylesie case study demonstrates that integrating technical, economic, and social dimensions supports sustainable energy transition and provides lessons for other housing cooperatives and communities in Poland and Central and Eastern Europe. Findings provide insights for policymakers and cooperative managers seeking to implement sustainable energy solutions at the community level.

* CO-SUSTAIN (*Pathways for CO-creation between local authorities and collective actions for a SUSTAINable transition*).
Call: HORIZON-CL2-2023-DEMOCRACY-01
Temat: HORIZON-CL2-2023-DEMOCRACY-01-05
Rodzaj działania: Działania w zakresie badań i innowacji HORIZON.

** Project CO-SUSTAIN jest finansowany przez Unię Europejską. Wyrażone poglądy i opinie są jednak poglądami i opiniami wyłącznie autora/autorów i niekoniecznie odzwierciedlają poglądy Unii Europejskiej czy też Europejskiej Agencji Wykonawczej ds. Badań Naukowych. Ani Unia Europejska, ani instytucja przyznająca grant nie ponoszą za nie odpowiedzialności.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/07, s. 69–88

Katarzyna STALA-SZLUGAJ[1]
Dominik KRYZIA[2]
Michał KOPACZ[3]
Piotr OLCZAK[4]

Wyzwania związane ze zwiększonym wykorzystaniem paliw alternatywnych i syntetycznych w Polsce

Wprowadzenie

Europejska polityka energetyczna stanowi podstawowe ramy dla rynku paliw alternatywnych w Polsce. Zgodnie z rozporządzeniem AFIR (2023) paliwa alternatywne rozumiane są jako paliwa lub źródła energii, które (przynajmniej częściowo) służą jako substytut dla źródeł energii wykorzystywanej w transporcie i pochodzących z surowej ropy naftowej. Potencjalnie paliwa te mogą przyczynić się do dekarbonizacji transportu i poprawy ekologiczności tego sektora.

Paliwa alternatywne (AFIR 2023) obejmują:

a) paliwa alternatywne wykorzystywane w bezemisyjnych pojazdach, pociągach, statkach lub samolotach (energia elektryczna, wodór, amoniak);
b) paliwa odnawialne (paliwa z biomasy, w tym: biogaz i biopaliwa) oraz paliwa syntetyczne i parafinowe (w tym: amoniak), wytwarzane przy użyciu energii odnawialnej;
c) nieodnawialne paliwa alternatywne i paliwa kopalne stosowane na etapie przejściowym: gaz ziemny (CNG i LNG), gaz płynny (LPG) oraz paliwa syntetyczne i parafinowe wytwarzane przy użyciu energii ze źródeł nieodnawialnych.

[1] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-3689-7895; e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl
[2] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-0639-3485; e-mail: kryzia@min-pan.krakow.pl
[3] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0001-6475-8206; e-mail: kopacz@min-pan.krakow.pl
[4] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-4926-0845; e-mail: olczak@min-pan.krakow.pl

W polskim ustawodawstwie implementację prawa unijnego związanego z definicją paliw alternatywnych zawiera Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 roku o elektromobilności i paliwach alternatywnych ze zmianami (Ustawa 2018). Natomiast kwestie dotyczące wytwarzania, przeładunku, magazynowania oraz obrotu paliwami reguluje Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami (Ustawa 1997).

1. Regulacje prawne

Od kilku dekad świat zwraca szczególną uwagę na zmniejszanie emisji gazów cieplarnianych (emisji GHG) do atmosfery Ziemi. Pierwsze ogólne zasady dotyczące tej kwestii przyjęto w 1992 roku na tzw. „Szczycie Ziemi" w Rio de Jainero w ramach Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych ws. Zmian Klimatu z 1992 roku (UNFCC 1992). W tzw. Protokole z Kioto z 1997 roku (Kioto 1997) wyznaczone zostały wiążące cele redukcji emisji gazów cieplarnianych dla państw objętych tym traktatem. W przypadku Polski cel redukcji emisji gazów cieplarnianych (CO_2, metan, podtlenek azotu, HFC, PFC, SF6) wyniósł 6%. Traktat ten wprowadził m.in. handel emisjami, a mianowicie kraje z nadwyżkami pozwoleń do emisji mogły je sprzedawać krajom, które przekraczały limity. Protokół z Kioto był etapem przejściowym do bardziej kompleksowego Porozumienia Paryskiego z 2015 roku (Porozumienie Paryskie 2015), które objęło wszystkie kraje. Prawnie wiążący traktat klimatyczny: Porozumienie Paryskie z 2015 roku, przyjęto na konferencji COP21 w Paryżu. Jednym z ustalonych celów zrównoważonego rozwoju było ograniczenie globalnego ocieplenia do znacząco poniżej 2°C (z dążeniem do 1,5°C) w porównaniu z poziomem przedindustrialnym. Planowano to osiągnąć poprzez redukcję emisji GHG przez wszystkie kraje, które przedkładają swoje krajowe cele (NDCs – *Nationally Determined Contributions*) i regularnie je aktualizują.

1.1. Regulacje UE

W przypadku Unii Europejskiej w 2019 roku pod nazwą „Europejski Zielony Ład" (w skrócie: EZŁ; EZŁ 2019) zainicjowany został pakiet inicjatyw politycznych dotyczących neutralności klimatycznej, którą UE ma osiągnąć do 2050 roku. Strategia ta podkreśla, że do walki ze zmianą klimatu muszą się przyczyniać wszystkie sektory gospodarki. Do 2050 roku Unia Europejska ma stać się pierwszym na świecie obszarem neutralnym klimatycznie, emisja ma zostać ograniczona, a przyroda i ekosystemy mają wrócić do zdrowej równowagi. Warunkiem uzyskania neutralności klimatycznej jest radykalne ograniczenie używania wszystkich paliw kopalnych. Pakiet EZŁ wprowadził bardziej ambitne cele klimatyczne UE na lata 2030 i 2050: do roku 2030 – redukcję emisji o co najmniej 55%, a do roku 2050 – osiągnięcie neutralności klimatycznej (zero netto emisji). Zwrócił uwagę na dostarczanie czystej, przystępnej cenowo i bezpiecznej energii. Skutkiem tego na państwa członkowskie został nałożony obowiązek przedstawienia do końca 2019 roku zmienionych planów w dziedzinie energii i klimatu. Pakiet EZŁ zalecił wprowadzenie środków w celu ochrony przed ubóstwem energetycznym gospodarstw domowych oraz zmobilizowanie sektora przemysłu na rzecz czystej gospodarki o obie-

gu zamkniętym. Zwrócił uwagę, że budowanie i remontowanie należy przeprowadzać w sposób oszczędzający energię i zasoby. W tym celu państwa UE powinny rozpocząć „falę renowacji" budynków publicznych i prywatnych (oraz wiążące się z nią egzekwowanie charakterystyki energetycznej budynków, wprowadzenie możliwości włączenia emisji generowanych przez budynki do europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji). Zaproponował stworzenie sprawiedliwego, zdrowego i przyjaznego środowisku systemu żywnościowego oraz ochronę i odbudowę ekosystemów i bioróżnorodności. Przyspieszył przejście na zrównoważoną i inteligentną mobilność i wyznaczył cel redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorze transportu o 90% do 2050 roku. Podkreślił, że UE powinna jednocześnie rozwinąć produkcję i wprowadzić alternatywne, zrównoważone paliwa transportowe.

W 2021 roku Unia Europejska przyjęła pakiet wniosków „Gotowi na 55" (Fit55 2021), który ma przeprowadzić zmianę transformacyjną niezbędną w naszych gospodarkach, społeczeństwach i przemyśle. W pakiecie „Gotowi na 55" zwiększono cel redukcji emisji GHG do 2030 roku o co najmniej 55%. Pakiet sprzyja zwiększeniu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i oszczędności energii. Poza wzmocnieniem obowiązujących aktów prawnych pakiet ten wprowadził pięć nowych inicjatyw obejmujących wiele obszarów polityki i sektorów gospodarki: klimat, energię i paliwa, transport, budynki, użytkowanie gruntów i leśnictwo. W przypadku transportu jego celem było ułatwienie zwiększenia sprzedaży nowych, czystych ekologicznie pojazdów i bardziej ekologicznych paliw transportowych. Pakiet „Gotowi na 55" zawiera cztery wnioski promujące czystsze ekologicznie pojazdy i czyste paliwa w sposób technologicznie neutralny. Zmiana norm emisji CO_2 dla nowych samochodów (zarówno osobowych, jak i dostawczych) ma na celu dalsze ograniczenie emisji GHG przez te pojazdy, zapewniając jasną i realistyczną ścieżkę prowadzącą do mobilności bezemisyjnej. Pakiet „Gotowi na 55" mówi również o tym, że rozporządzenie w sprawie infrastruktury paliw alternatywnych AFIR (AFIR – *Alternative Fuels Infrastructure Regulation*) zapewni niezbędny rozwój interoperacyjnej i przyjaznej użytkownikowi infrastruktury służącej do ładowania i tankowania bardziej ekologicznych pojazdów w całej UE, dotrzymując kroku rozwojowi rynku i gwarantując objęcie nią również obszarów wiejskich i regionów oddalonych (AFIR 2023).

Cele redukcji emisji GHG z sektorów transportu krajowego (z wyłączeniem lotnictwa), a także z budownictwa, rolnictwa, drobnego przemysłu oraz z odpadów zostały przedstawione w znowelizowanym rozporządzeniu w sprawie wspólnego wysiłku redukcyjnego (tzw. rozporządzenie ESR – *Effort Sharing Regulation*, Rozporządzenie 2023). W rozporządzeniu ESR podniesiono cele redukcyjne na 2030 rok. W przypadku unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) w stosunku do 2005 roku podniesione zostały z –43% do –62%. Natomiast w sektorach nieobjętych ETS (non-ETS, takich jak transport, rolnictwo, gospodarka odpadami, komunalno-bytowy) zwiększono je z –30% do –40%. W przypadku Polski cel redukcyjny dla całego sektora non-ETS ustanowiono na poziomie co najmniej –17,7% do 2030 roku w stosunku do poziomu z roku 2005.

Kalendarium głównych unijnych uregulowań prawnych dotyczących paliw alternatywnych można przedstawić w następujący sposób:

a) 2003 – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE (Dyrektywa 2009) ustanawia jako cel, by udział paliw odnawialnych w rynku paliw transportowych wynosił 10%;

b) 2010 – komunikat Komisji pt. „Europa 2020: Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu". Jednym z celów tej strategii jest zwiększenie konkurencyjności i bezpieczeństwa energetycznego poprzez efektywniejsze wykorzystywanie zasobów i energii (Strategia 2010);
c) 2011 – „Biała księga: Plan utworzenia jednolitego europejskiego obszaru transportu – dążenie do osiągnięcia konkurencyjnego i zasobooszczędnego systemu transportu" – wzywa UE do zmniejszenia jej zależności od importu ropy naftowej m.in. za pomocą wielu różnych inicjatyw politycznych, w tym poprzez rozwój strategii dotyczącej zrównoważonych paliw alternatywnych, jak również rozwój odpowiedniej infrastruktury (Biała księga 2011);
d) 2013 – komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego Komitetu Regionów pt.: „Czysta energia dla transportu: europejska strategia w zakresie paliw alternatywnych" (Komunikat 2013) stwierdza, że głównymi paliwami alternatywnymi wykazującymi potencjał w zakresie długoterminowego zastępowania ropy naftowej są: energia elektryczna, wodór, biopaliwa, gaz ziemny oraz gaz płynny (LPG);
e) 2014 – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dyrektywa 2014) określa ramy rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych;
f) 2018 – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 (Dyrektywa 2018) określa cel, by udział paliw odnawialnych w rynku paliw transportowych wynosił 14%;
g) 2019 – w rozporządzeniach Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/631 (Rozporządzenie 2019a) i (UE) 2019/1242 (Rozporządzenie 2019b) określone zostają normy emisji CO_2 dla nowych samochodów osobowych oraz dla nowych lekkich pojazdów użytkowych, a także dla niektórych nowych pojazdów ciężkich;
h) 2023 – rozporządzenie w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (AFIR 2023) poświęcone zostało wszystkim rodzajom transportu, uwzględniając szereg różnych paliw alternatywnych.

1.2. Regulacje krajowe

Polska jako państwo członkowskie Unii Europejskiej ma obowiązek implementowania przepisów UE do prawa krajowego. Wśród istotnych dokumentów dotyczących paliw alternatywnych należy wymienić:

a) Ustawę o elektromobilności i paliwach alternatywnych z dnia 11 stycznia 2018 roku ze zmianami (Ustawa 2018),
b) Krajowe ramy polityki w zakresie rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu i rozwoju odpowiedniej infrastruktury (Uchwała 2025),
c) Nowelizację Ustawy o odnawialnych źródłach energii (Ustawa 2023, 2025).

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych z dnia 11 stycznia 2018 roku ze zmianami (Ustawa 2018) określa zasady rozwoju i funkcjonowania infrastruktury służącej do wykorzystania paliw alternatywnych w transporcie. Przedstawia obowiązki podmiotów publicznych w zakresie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych, jak również obowiązki informacyjne odnośnie do tych paliw. W dokumencie zawarto warunki funkcjonowania stref czystego transportu oraz krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i sposób ich realizacji.

Krajowe ramy polityki w zakresie rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu i rozwoju odpowiedniej infrastruktury

Krajowe ramy polityki w zakresie rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu i rozwoju odpowiedniej infrastruktury (w skrócie: PRPA) są dokumentem (Uchwała 2025), który wyznacza kierunki rozwoju nowoczesnych i przyjaznych środowisku źródeł energii w transporcie, takich jak energia elektryczna, metan (CNG i LNG), biometan oraz wodór (zwłaszcza niskoemisyjny i odnawialny). W PRPA zawarte są analizy obecnej sytuacji oraz plany rozwoju infrastruktury (m.in. sieci ładowania i tankowania paliw alternatywnych). Zwiększenie infrastruktury paliw alternatywnych ma pomóc w ograniczeniu emisji CO_2 i innych zanieczyszczeń z transportu.

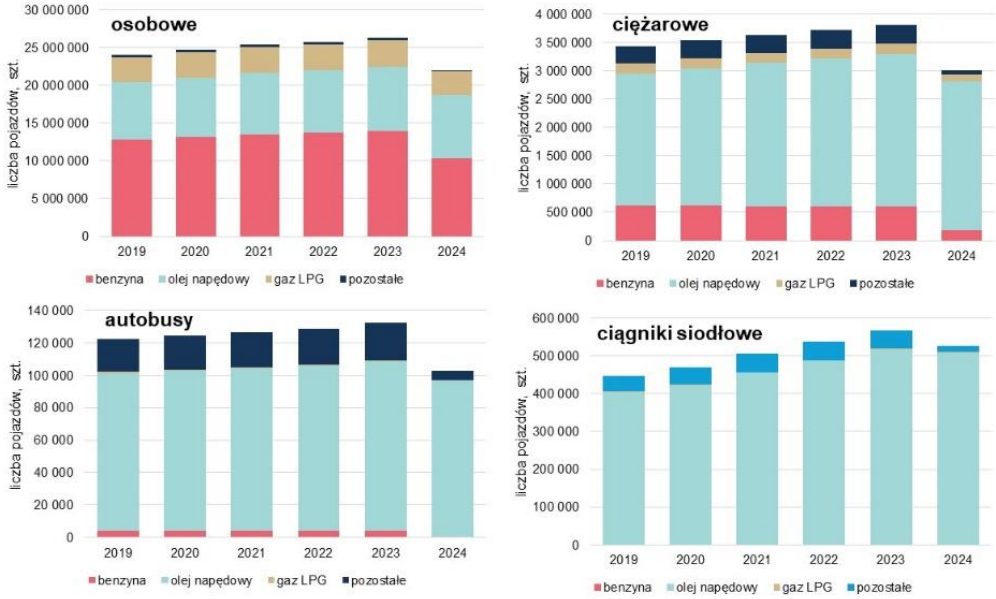
Nowelizacja Ustawy o odnawialnych źródłach energii

Nowelizacja Ustawy o odnawialnych źródłach energii z 31 sierpnia 2023 roku (Ustawa 2023) jest dokumentem, który implementował do krajowego prawa kolejną część Dyrektywy Red II (Dyrektywa 2018), dotyczącą wspierania odnawialnych źródeł energii na rynku energii elektrycznej oraz na rynku ciepła. Z punktu widzenia paliw alternatywnych znowelizowana ustawa (Ustawa 2023) zwiera miedzy innymi definicję biometanu, uwzględnia potrzebę stworzenia rynku biometanu (wprowadzanego do sieci gazowej, wykorzystywanego w transporcie) oraz rozszerza katalog gwarancji pochodzenia wydawanych przez Prezesa URE o gwarancje wydawane dla biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu i biogazu rolniczego. W listopadzie 2025 roku Zespół ds. Programowania Prac Rządu pozytywnie rozpatrzył projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Ustawa 2025), w którym zawarto m.in. rozwiązania mające na celu wprowadzenie systemu wsparcia dla biometanu.

2. Wykorzystanie paliw kopalnych i paliw alternatywnych w transporcie samochodowym

2.1. Pojazdy zasilane benzyną, olejem napędowym i energią elektryczną

Według statystyk GUS (GUS 2026) w latach 2019–2024 łączna liczba pojazdów zmieniała się od 25,6 do 30,8 mln sztuk. Największy udział w tej flocie stanowiły samochody osobowe (85–85%), głównie napędzane benzyną (około 53%) oraz olejem napędowym (około 32%) (rys. 1). Olej napędowy był dominującym paliwem w przypadku samochodów ciężarowych (68–71%), autobusów (około 79%) oraz ciągników siodłowych (około 90%).

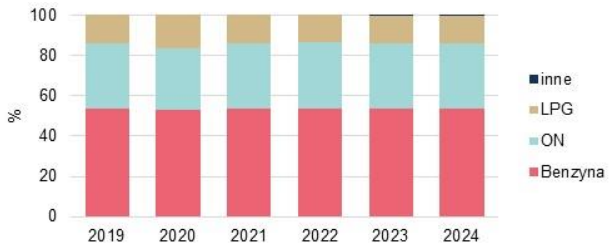


Rys. 1. Rozwój floty pojazdów kołowych w Polsce w podziale na samochody osobowe, ciężarowe, autobusy oraz ciągniki siodłowe, lata 2019–2024 (opracowanie własne na podst. danych: GUS 2026)

Fig. 1. Development of the road vehicle fleet in Poland by type of vehicle: passenger cars, lorries, buses and tractor units, 2019–2024

W przypadku samochodów osobowych bardziej szczegółowe dane dotyczące stosowanego przez te pojazdy paliwa prezentują statystyki Polskiej Organizacji Gazu Płynnego (POGP 2020–2025). Struktura ta – poza benzyną, olejem napędowym ON i gazem LPG – uwzględnia również inne stosowane paliwa (rys. 2). W latach 2023–2024 udział samochodów z innym napędem wzrósł z 0,3 do 0,5%.

W kontekście wyzwań stojących przed paliwami alternatywnymi warto przyjrzeć się flocie pojazdów kołowych.

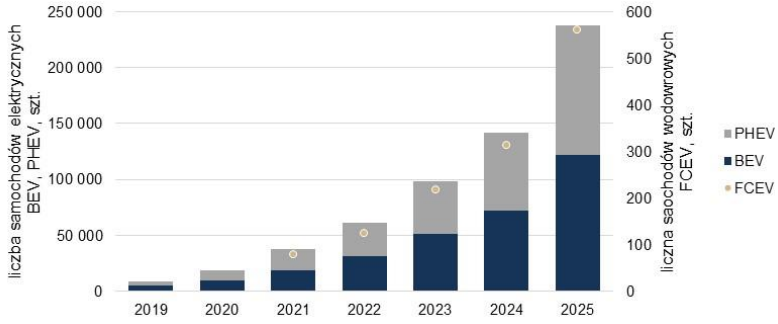


Rys. 2. Struktura floty samochodów osobowych w Polsce według stosowanego paliwa, lata 2019–2024 (opracowanie własne na podst. danych: POGP 2020–2025)

Fig. 2. Structure of the passenger car fleet in Poland by fuel type, 2019–2024

Od kilku lat obserwowany jest w Polsce systematyczny wzrost floty samochodów osobowych napędzanych energią elektryczną. Według statystyk Polskiego Stowarzyszenia Nowej Mobilności (PSNM 2026) na koniec roku 2019 łącznie flotę osobowych samochodów elektrycznych stanowiło 8,6 tys. pojazdów (rys. 3), z czego 59% to samochody w pełni elektryczne BEV (*Battery Electric Vehicle*), a pozostałą część stanowiły samochody hybrydowe z napędem spalinowo-elektrycznym PHEV (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle*). Pod koniec 2025 roku łączna flota osobowych samochodów elektrycznych wyniosła 23,8 tys. pojazdów, z czego 51% stanowiły samochody typu BEV, a pozostałą część hybrydy plug-in. Pierwsze samochody osobowe napędzane wodorem FCEV (*Fuel Cell Electric Vehicle*) pojawiły się w roku 2021: ich liczba wyniosła 79 pojazdów. Do końca 2025 roku flota samochodów osobowych FCEV wzrosła 7-krotnie do 561 aut.

Do dużego wzrostu liczby samochodów elektrycznych (o ponad 96 tys. sztuk w stosunku do roku wcześniejszego – rys. 3) przyczynił się między innym program priorytetowy dopłat do samochodów elektrycznych NaszEauto (NaszEauto 2026). Program ten obejmuje wsparcie finansowe dla przedsięwzięć polegających na zakupie, leasingu lub wynajmie długoterminowym nowych zeroemisyjnych pojazdów elektrycznych kategorii M1, M2 oraz

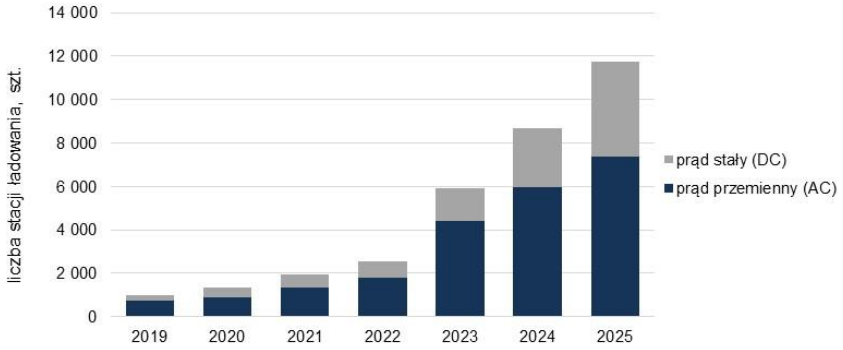


Rys. 3. Rozwój floty samochodów osobowych napędzanych energią elektryczną i wodorem, lata 2019–2025 (opracowanie własne na podst. danych: PSNM 2026)

Fig. 3. Development of the fleet of electric and hydrogen-powered passenger cars, 2019–2025

N1. Program NaszEauto realizowany jest ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększenia Odporności Polski. Nabór wniosków do tego programu trwa od 03.02.2025 roku do 30.04.2026 roku lub do wyczerpania alokacji środków. Odbywa się w trybie ciągłym, aż do wyczerpania przeznaczonej na niego puli środków.

Wraz za wzrostem floty samochodów napędzanych energią elektryczną rozwija się również infrastruktura ładowania (rys. 4). Jeszcze pod koniec 2019 roku łączna liczba publicznie dostępnych punktów dla tych samochodów wynosiła niewiele ponad 1 tys., by pod koniec 2025 roku przekroczyć 11,7 tys. stanowisk.



Rys. 4. Liczba punktów ładowania (publicznie dostępnych) samochodów z napędem elektrycznym w Polsce, lata 2019–2025 (opracowanie własne na podst. danych: PSNM 2026)

Fig. 4. Number of charging points for electric cars (publicly available) in Poland, 2019–2025

Korzystanie z publicznie dostępnych punktów ładowania wiąże się z szeregiem wyzwań technicznych, czasowych oraz ekonomicznych. Do tych ostatnich należą wysokie koszty dystrybucji energii, które sprawiają, że ceny ładowania są znacznie wyższe niż w przypadku korzystania z ładowarek domowych. Wyzwania techniczne obejmują ograniczoną dostępność punktów w godzinach szczytu (kwestia zajętości), a z perspektywy operatorów – niskie średnie obłożenie infrastruktury. Dodatkowo obciążenie sieci wynikające z ładowania pojazdów często pokrywa się z dobowymi szczytami zapotrzebowania na energię elektryczną (Pepłowska i in. 2024).

Majchrzak i in. (2021) wykazali wpływ różnych czynników, w tym rocznych przebiegów oraz emisyjności energii elektrycznej z sieci, na ekonomiczne i środowiskowe skutki użytkowania pojazdów elektrycznych. Efektywność ekologiczna zależy od aktualnego (jak i często prognozowanego) krajowego miksu energetycznego, a także od rodzaju pojazdu i paliwa, z którym dokonywane jest porównanie.

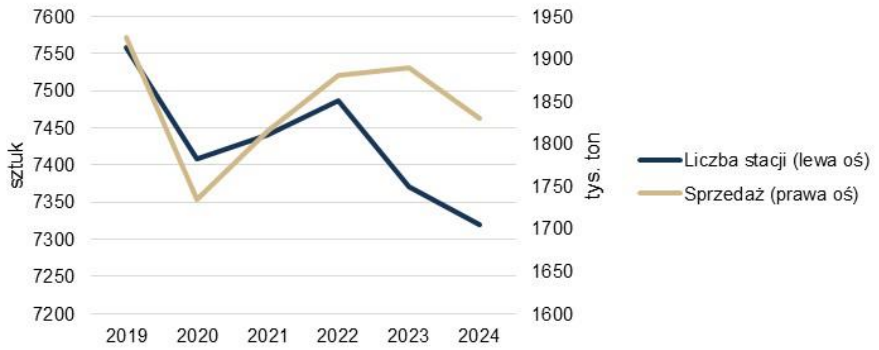
Markowska i in. (2023) wykazali porównanie kosztów ekonomicznych i środowiskowych w zakresie podróży samolotem lub samochodem elektrycznym. W określonych warunkach stwierdzili przewagę podróży w ramach ekoturystyki pojazdem EV nad analogiczną podróżą samolotem.

2.2. Wykorzystanie paliw gazowych w transporcie samochodowym

Gaz płynny (LPG)

W Polsce LPG używany jako autogaz jest stosowany niemal wyłącznie w transporcie drogowym, głównie w samochodach osobowych z silnikami benzynowymi wyposażonymi w instalacje gazowe. Z uwagi na płynną formę w temperaturze otoczenia i niskie ciśnienie pary LPG nie wymaga wytrzymałych zbiorników, co ułatwia instalację w samochodach osobowych (butle toroidalne w miejscu koła zapasowego). Zastosowanie LPG w ciężkim transporcie drogowym jest ograniczone, silniki o zapłonie samoczynnym zasadniczo nie spalają LPG samodzielnie, choć istnieją rozwiązania dual-fuel (diesel-LPG) poprawiające spalanie w ciężarówkach. Poza drogownictwem LPG jest wykorzystywany np. do napędu wózków widłowych i maszyn roboczych, ale nie odgrywa roli w transporcie kolejowym czy morskim (Stepanenko 2025).

Polska od lat należy do liderów wykorzystania autogazu w Europie. Według Polskiej Organizacji Gazu Płynnego (POGP) po polskich drogach jeździ ponad 3,5 mln pojazdów zasilanych LPG, co plasuje nasz kraj na pierwszym miejscu w UE przed Włochami. Stanowi to ok. 12,7% całego parku pojazdów w kraju, co czyni LPG najpowszechniejszym paliwem alternatywnym w polskim transporcie. Tylko w roku 2024 zarejestrowano w Polsce 125,3 tys. nowych pojazdów wyposażonych w instalację LPG (wliczając konwersje używanych samochodów); to niemal trzykrotnie więcej niż liczba rejestracji nowych samochodów elektrycznych. Rynek autogazu w Polsce opiera się głównie na konwersji pojazdów. Szacuje się, że ok. 80% instalacji LPG stanowią instalacje zakładane w używanych pojazdach z silnikiem benzynowym, a tylko około 20% to fabrycznie nowe samochody na LPG. Dla porównania we Włoszech (drugi największy rynek LPG w UE) sytuacja jest odwrotna, większość stanowią fabrycznie nowe pojazdy LPG (POGP 2025a, 2025b).



Rys. 5. Autogaz LPG – porównanie liczby stacji tankowania oraz wolumenu sprzedaży, lata 2019–2024 (opracowanie własne na podst. danych: POGP 2020–2025)

Fig. 5. LPG autogas – comparison of the number of refuelling stations and sales volume, 2019–2024

Infrastruktura tankowania LPG jest w Polsce bardzo dobrze rozwinięta. Autogaz można zatankować na około 7,4 tys. stacji paliw w całym kraju, co oznacza, że oferuje go niemal co druga stacja w Polsce. Gęsta sieć stacji oraz relatywnie niska cena autogazu są kluczowymi czynnikami popularności tego paliwa. LPG jest objęty preferencyjną akcyzą, dzięki czemu jego cena detaliczna za litr wynosi zwykle około połowy ceny benzyny. Niskie koszty eksploatacji przy porównywalnych osiągach pojazdu czynią autogaz atrakcyjną alternatywą ekonomiczną dla kierowców (Janas 2025; POGP 2025a).

Sprężony gaz ziemny (CNG)

CNG (*Compressed Natural Gas*) to sprężony do około 200–250 barów gaz ziemny, którego głównym składnikiem jest metan. Metan ma najwyższy udział wodoru w stosunku do węgla spośród paliw węglowodorowych (H/C = 4/1), co skutkuje najmniejszą emisją CO_2 na jednostkę energii spośród paliw kopalnych. W praktyce spalanie CNG generuje około 15–20% mniej CO_2 niż spalanie oleju napędowego o równoważnej wartości opałowej (w zależności od konstrukcji silnika i sposobu zasilania). Co ważne, silniki zasilane CNG emitują skrajnie mało cząstek stałych (PM) i mniej NO_x niż silniki wysokoprężne, dzięki czemu w niewielkim stopniu wpływają na jakość powietrza. Pojazdy CNG odznaczają się także cichszą pracą. Poziom hałasu silnika gazowego jest niższy o kilka decybeli, co poprawia komfort akustyczny. Wszystko to sprawia, że CNG jest traktowany jako paliwo pomostowe zwłaszcza w transporcie zbiorowym i dostawczym, gdzie szybkie odejście od silników spalinowych na rzecz baterii lub wodoru bywa trudne (np. ze względu na koszty zakupu autobusów elektrycznych). Rządowe dokumenty (Krajowe ramy polityki dot. paliw alternatywnych) wskazują rozwój gazomobilności jako jeden z filarów ograniczania emisji transportowych w horyzoncie 2030 (Orzechowska i Kryzia 2014; ME 2017).

W transporcie drogowym CNG znajduje zastosowanie zarówno w pojazdach osobowych, jak i użytkowych. W Polsce jednak rynek samochodów osobowych CNG jest niewielki – na koniec 2020 roku zarejestrowanych było zaledwie ~3 tys. aut osobowych na CNG, a do połowy lat 20. XXI w. liczba ta wciąż była rzędu kilku tysięcy. Większe znaczenie ma CNG w transporcie zbiorowym i komunalnym. Według danych z 2023 roku po polskich drogach jeździ ponad 800 autobusów zasilanych CNG. Miasta takie jak Rzeszów, Tychy, Kraków, Warszawa, Tarnów czy Radom eksploatują istotne floty autobusów gazowych, często motywując to niższymi emisjami zanieczyszczeń i cichszą pracą silników. Oprócz autobusów CNG zasila także floty śmieciarek i innych pojazdów komunalnych w niektórych gminach, a także bywa stosowany w lekkich samochodach dostawczych (np. niektóre modele vanów i samochodów kurierskich). W segmencie ciężkiego transportu dalekobieżnego w Polsce CNG nie zyskał popularności, tutaj przewoźnicy skłaniają się raczej ku LNG (skroplony gaz ziemny), zapewniającemu większy zasięg. Na kolei i w żegludze śródlądowej CNG nie jest używany ze względów technicznych (mała gęstość energii utrudnia zastosowanie w lokomotywach czy statkach bez skroplenia gazu) (Kryzia i Pepłowska 2023; Kryzia i Kryzia 2023).

Przez długi czas rozwój sieci CNG w Polsce pozostawał w tyle za innymi krajami UE. Jeszcze w 2016 roku funkcjonowało zaledwie kilkanaście publicznych stacji CNG, co stanowiło barierę dla popularyzacji tej technologii (ograniczając ją głównie do tankowania we własnych

bazach firm i MPK). Impulsem do rozwoju była implementacja Dyrektywy 2014/94/UE (AFID) i przyjęcie krajowych ram polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Polska zobowiązała się do rozbudowy sieci CNG. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych z 2018 roku oraz jej nowelizacje nałożyły na operatora systemu dystrybucyjnego gazu (Polska Spółka Gazownictwa) obowiązek wybudowania co najmniej 23 nowych stacji CNG do końca 2021 roku. Realizacja tych planów nieco się opóźniła, ale w latach 2019–2023 PSG (we współpracy z PGNiG Obrót Detaliczny) sukcesywnie uruchamiała kolejne punkty tankowania. Na koniec 2024 roku w Polsce działało już około 59 stacji sprężonego i skroplonego gazu ziemnego (CNG/LNG), z łączną liczbą 148 punktów tankowania. Większość z nich to stacje CNG, aczkolwiek rośnie liczba instalacji typu LCNG (łączone – umożliwiające tankowanie zarówno CNG, jak i LNG z tego samego obiektu) (PGNiG 2025; UDT 2025).

Mimo rozwijającej się infrastruktury liczba pojazdów na CNG w Polsce pozostaje ograniczona. Poza wspomnianymi około 800 autobusami i pojazdami specjalnymi szacuje się, że w ruchu jest najwyżej kilka tysięcy samochodów osobowych i dostawczych z instalacjami CNG (część fabrycznych, część po konwersji). Rynek ten hamują czynniki ekonomiczne i praktyczne: wysoki koszt zakupu fabrycznych modeli CNG (fabryczne vany CNG są znacząco droższe od diesla), ograniczony zasięg i ładowność (ciężkie butle), a do niedawna także mała dostępność stacji. Ponadto w 2022 roku gwałtowny wzrost cen gazu ziemnego sprawił, że CNG tymczasowo straciło konkurencyjność cenową. Sytuacja ta poprawiła się w 2023 roku wraz ze spadkiem hurtowych cen gazu. Według danych Orlenu z 2025 roku koszt przejazdu 100 km vanem na CNG jest ok. 20–30% niższy niż analogicznym pojazdem z silnikiem wysokoprężnym (przy cenie ok. 5–6 zł/kg CNG) (PGNiG 2025).

Skroplony gaz ziemny (LNG)

LNG (*Liquefied Natural Gas*) to gaz ziemny w postaci ciekłej, uzyskanej przez schłodzenie metanu do około –162°C. Skroplenie powoduje ogromną redukcję objętości (około 600 razy względem gazu w warunkach normalnych), co umożliwia transport i magazynowanie dużych ilości energii w jednostce objętości. LNG jest bezbarwną i bezwonną cieczą kriogeniczną, która po odparowaniu może służyć jako paliwo o tych samych właściwościach co CNG. Dzięki wysokiej gęstości energii (w 1 m^3 LNG zawarte jest tyle gazu co w 600 m^3 CNG) paliwo to znajduje zastosowanie w segmentach transportu o wysokich wymaganiach zasięgu i mocy: przede wszystkim w dalekobieżnym transporcie drogowym ciężarowym oraz w żegludze morskiej. W ciężarówkach dalekiego zasięgu stosuje się specjalne zbiorniki kriogeniczne na LNG, pozwalające pokonać ponad 1000 km bez tankowania, co czyni tę technologię realną alternatywą dla diesla na trasach międzynarodowych. Paliwo to praktycznie eliminuje emisję SO_2 (brak siarki w metanie) oraz minimalizuje PM2,5 i PM10. Emisje NO_x ulegają obniżeniu o 30–80% (w zależności od technologii silnika i zastosowania) w porównaniu z dieslem, co ma kolosalne znaczenie w kontekście norm emisji dla ciężarówek i żeglugi (Natural Resources Canada 2025; Sagot i in. 2025).

W żegludze LNG jest wykorzystywany jako paliwo w statkach, aby spełnić rygorystyczne normy emisji w obszarach kontroli emisji (SECA/NECA). Statki napędzane LNG niemal nie emitują tlenków siarki i znacznie redukują NO_x oraz CO_2, co jest kluczowe na Bałtyku

objętym ograniczeniami IMO. LNG w transporcie morskim staje się coraz popularniejszy. W 2023 roku w eksploatacji globalnej było ponad 400 statków korzystających z LNG jako paliwa, w tym wielkie kontenerowce, promy i tankowce (część nowych statków jest też „LNG-ready", tzn. przystosowana do ewentualnej konwersji). Statki na LNG redukują emisję tlenków siarki o około 99%, cząstek stałych o 90% i tlenków azotu o około 92% względem tradycyjnego mazutu, spełniając z nawiązką wymogi norm IMO 2020 i NO_x Tier III. Emisja CO_2 w przeliczeniu na tonokilometr jest również niższa o około 20%, choć podkreśla się konieczność minimalizacji ulatniającego się metanu. Niemniej LNG obecnie uchodzi za najczystsze paliwo konwencjonalne dla żeglugi i jest promowany jako rozwiązanie pomostowe, zanim pojawią się zeroemisyjne statki na wodór czy amoniak (Pavlenko i in. 2020; Sagot i in. 2025).

W Polsce zastosowanie LNG w transporcie dopiero się rozwija, ale już teraz można wyróżnić dwa główne obszary: ciężarowy transport drogowy i żegluga morska (oraz obsługa portowa). Jeśli chodzi o transport drogowy, pierwsze ciągniki siodłowe na LNG pojawiły się na polskich drogach po 2015 roku. Rozwój floty LNG przyspieszył około lat 2018–2019, kiedy to Orlen rozpoczął program pilotażowy z kilkunastoma ciężarówkami na LNG. Niestety kryzys cen gazu w latach 2021–2022 spowodował chwilowy spadek zainteresowania. Sytuacja odwróciła się w 2023 roku wraz z obniżką cen gazu. Prognozuje się, że rok 2025 przyniesie dalszy wzrost zainteresowania ciężarówkami LNG i bioLNG. Szacunkowa liczba ciągników na LNG w Polsce pod koniec 2024 roku sięga kilkuset (około 300–400 sztuk według danych rynkowych), a ich bazy znajdziemy m.in. w firmach transportowych na Pomorzu, Mazowszu i Śląsku (Przybylski 2024; Orysiak i Shuper 2024).

Aby obsłużyć rosnącą flotę, rozwija się sieć stacji LNG. Na początku 2025 roku funkcjonowało 26 stacji LNG (często w formie LCNG) rozmieszczonych przy głównych korytarzach. Liderem rynku infrastruktury LNG jest Orlen/PGNiG, spółka ta uruchomiła pierwsze polskie stacje LNG i zapowiada kolejne. Do gry wchodzą też firmy prywatne oraz operatorzy portowi (np. w otoczeniu portu Gdańsk powstają instalacje do bunkrowania LNG dla ciężarówek i statków). Planowana jest budowa pływającej stacji bunkrowej LNG w Gdańsku. W listopadzie 2023 roku otwarto pierwszą w Polsce stację bioLNG (Rzepin, przy A2) oferującą skroplony biometan dla pojazdów, co stanowi krok w kierunku zwiększania udziału odnawialnego LNG w rynku.

3. Paliwa syntetyczne

Paliwa syntetyczne stanowią jedną z istotnych grup paliw alternatywnych, rozwijanych jako potencjalny sposób ograniczania emisji gazów cieplarnianych w sektorze transportu, szczególnie w segmentach, w których bezpośrednia elektryfikacja jest technicznie lub ekonomicznie utrudniona. W ujęciu technologicznym pojęcie „paliwa syntetyczne" odnosi się do szerokiej klasy paliw ciekłych i gazowych otrzymywanych na drodze syntezy chemicznej, najczęściej poprzez wytwarzanie gazu syntezowego (mieszaniny CO i H_2) oraz jego dalszą konwersję do węglowodorów lub alkoholi. Do tej grupy zalicza się m.in. paliwa otrzymywane w procesie Fischera–Tropscha, syntetyczny metanol oraz syntetyczny metan, które mogą

być stosowane w istniejących silnikach spalinowych lub instalacjach energetycznych po ograniczonych modyfikacjach układów paliwowych.

Szczególną podgrupę paliw syntetycznych stanowią paliwa parafinowe, charakteryzujące się bardzo wysokim udziałem nasyconych węglowodorów (parafin) przy jednoczesnej niskiej zawartości związków aromatycznych, siarki oraz innych zanieczyszczeń. Właściwości te przekładają się na wysoką liczbę cetanową oraz korzystny przebieg procesu spalania, umożliwiający redukcję emisji cząstek stałych oraz tlenków azotu w porównaniu z konwencjonalnym olejem napędowym. Paliwa parafinowe, w tym syntetyczny olej napędowy produkowany metodą Fischera–Tropscha, są często klasyfikowane jako paliwa typu drop-in, możliwe do bezpośredniego wykorzystania w istniejącej infrastrukturze dystrybucyjnej oraz flotach pojazdów bez konieczności ich zasadniczej przebudowy.

Odrębną kategorię stanowią paliwa elektrosyntetyczne (tzw. *e-fuels*), w których wodór uzyskiwany jest w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej, a następnie reaguje z dwutlenkiem węgla pochodzącym z wychwytu z punktowych źródeł przemysłowych lub z powietrza (DAC). W wyniku tych procesów powstają ciekłe nośniki energii, takie jak e-metanol, e-benzyna, e-olej napędowy produkowany w procesie Fischera–Tropscha czy e-kerosyna. Przy założeniu wykorzystania energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych paliwa te mogą charakteryzować się bardzo niską emisyjnością w ujęciu całego cyklu życia, co stanowi główny argument przemawiający za ich rozwojem w długoterminowych strategiach dekarbonizacji transportu.

Obecnie paliwa syntetyczne i elektrosyntetyczne wytwarzane są głównie w skali pilotażowej i demonstracyjnej, a ich produkcja służy przede wszystkim testom technologicznym, walidacji procesów oraz ocenie możliwości integracji z istniejącymi silnikami spalinowymi i systemami paliwowymi. Przykładem takiej instalacji jest zakład HIF Haru Oni w Punta Arenas w Chile, w którym produkowane są e-paliwa wykorzystywane m.in. do testów prowadzonych przez firmę Porsche (HIF Haru Oni 2026). Innym przykładem jest projekt realizowany przez firmę Repsol w Bilbao w Hiszpanii, oparty na technologii syntezy Fischera–Tropscha; planowana dzienna zdolność produkcyjna tej instalacji ma wynosić około 8 tys. litrów paliwa (Repsol 2026). Choć skala ta jest niewielka w porównaniu z klasycznymi rafineriami, instalacje te odgrywają istotną rolę w rozwoju i demonstracji technologii paliw syntetycznych.

4. Koszty wykorzystania paliw tradycyjnych, energii elektrycznej i paliw syntetycznych w transporcie kołowym – analiza porównawcza

Koszt energii zużywanej w transporcie samochodowym stanowi jeden z kluczowych parametrów oceny alternatywnych nośników energii. Jak wskazują analizy literaturowe, koszty te należy rozpatrywać nie tylko przez pryzmat ceny jednostkowej paliwa, ale przede wszystkim poprzez efektywność całego łańcucha konwersji energii, od źródła do koła (*well-to-wheel*). Porównanie paliw konwencjonalnych, gazowych, energii elektrycznej oraz wodoru wykazuje istotne dysproporcje wynikające z technicznych uwarunkowań poszczególnych napędów (tab. 1).

TABELA 1. Zestawienie orientacyjnych kosztów w transporcie samochodowym przy użyciu różnego typu paliw

TABLE 1. Summary of approximate costs in road transport using different types of fuel

Technologia napędu	Typ paliwa	Orientacyjny koszt [PLN/100 km]	Przyczyny zróżnicowania kosztów
LPG	Autogaz	22–24	Tania produkcja uboczna, niska akcyza
Hybryda (HEV)	Pb95 + odzysk	28–35	Rekuperacja energii, wysoka sprawność w mieście
Diesel	Olej napędowy	30–44	Wysoka sprawność termodynamiczna silnika
Hybryda plug-in	Prąd + Pb95	32–45	Zależność od częstotliwości ładowania zewnętrznego
Elektryczny (BEV)	Energia elektr.	35–43	Wysoka sprawność napędu vs. rynkowe ceny prądu
Benzynowy	Benzyna Pb95	36–46	Niska sprawność silnika (straty cieplne)
Wodorowy (FCEV)	Wodór (H2)	65–69	Straty w procesie elektrolizy i logistyki
Syntetyczny	E-paliwa	kilka, kilkanaście razy więcej niż paliwa kopalne	Wysoka energochłonność syntezy chemicznej

Źródło: opracowanie własne.

W okresie od II kwartału 2024 do III kwartału 2025 roku dane Ministerstwa Przemysłu (MP 2026) wykazały, że podróżowanie samochodami elektrycznymi (BEV) w segmencie C wiązało się z kosztami 1,1–1,2 wyższymi niż w przypadku samochodów benzynowych oraz 1,3–1,5 wyższymi w stosunku do pojazdów z silnikiem Diesla. Choć silniki elektryczne charakteryzują się najwyższą sprawnością końcową (przekraczającą 90%), finalny koszt eksploatacji jest silnie determinowany przez rynkowe ceny energii elektrycznej oraz segment pojazdu. W grupie średnich SUV-ów koszty eksploatacji BEV zrównywały się z autami benzynowymi jedynie w połowie 2024 roku, w pozostałych okresach pozostając o ok. 10% wyższymi.

Na tle powyższych technologii najbardziej ekonomicznym rozwiązaniem pozostaje zasilanie gazem LPG. W stosunku do benzyny 95 koszty przejazdu tym paliwem są niższe o 0,5–0,7 jednostki, co wynika z relatywnie niskiej ceny rynkowej surowca oraz jego dobrej sprawności w silnikach o zapłonie iskrowym. Istotną rolę w strukturze kosztów odgrywają także pojazdy hybrydowe (HEV). Ich przewaga ekonomiczna nad klasycznymi napędami spalinowymi (rzędu 20–30%) wynika z procesu rekuperacji, czyli odzyskiwania energii kinetycznej podczas hamowania, co w cyklu miejskim pozwala na znaczną redukcję zużycia paliwa.

Zdecydowanie najmniej korzystnie w zestawieniu wypadają wodór (FCEV) oraz paliwa syntetyczne (e-fuels). Koszt przejechania 100 km pojazdem wodorowym w badanym okresie oscylował w granicach 65,5–69,0 PLN (tab. 1). Wysoka cena wynika z tego, że niskoemisyjny wodór, szczególnie pochodzący z elektrolizy, obarczony jest wysokimi stratami energetycznymi na etapach produkcji, sprężania i logistyki (Frieden i Leker 2024).

Podobną barierę napotykają paliwa syntetyczne (*Power-to-Liquid*). Jak wskazują Brynolf i in. (2018), elektropaliwa charakteryzują się kilkunastokrotnie wyższymi kosztami wytwarzania niż paliwa kopalne, co wynika z ogromnych nakładów energii niezbędnych do syntezy chemicznej paliwa.

Posumowanie i wnioski końcowe

Od wielu lat Unia Europejska zwraca szczególną uwagę na zmniejszanie emisji GHG, wprowadzając w kolejnych dokumentach prawnych coraz wyższe cele redukcji w dążeniu do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Podkreśla też, że do walki ze zmianą klimatu muszą się przyczyniać wszystkie sektory gospodarki. W ostatnich latach szczególną uwagę skupiła między innymi na sektorach transportu, budownictwa, a także rolnictwa (użytkowanie gruntów) i leśnictwa. Jednym ze sposobów dekarbonizacji jest zwiększenie wykorzystania paliw alternatywnych i syntetycznych.

Podsumowując, LPG, CNG i LNG stanowią w Polsce najważniejsze nieodnawialne paliwa alternatywne pełniące funkcję paliwa przejściowego w okresie transformacji transportu. LPG zachowuje pozycję dominującą w segmencie pojazdów osobowych dzięki relatywnie niskim kosztom użytkowania oraz niższym emisjom wybranych zanieczyszczeń i CO_2 w porównaniu z benzyną, przy jednocześnie bardzo dobrze rozwiniętej infrastrukturze tankowania (ponad 7 tys. stacji). CNG pozostaje paliwem niszowym, wykorzystywanym głównie w transporcie publicznym i komunalnym; mimo wzrostu zaplecza infrastrukturalnego (59 stacji) skala floty pojazdów wciąż ogranicza tempo dyfuzji tego rozwiązania. LNG pełni funkcję uzupełniającą w segmentach, w których elektryfikacja jest trudniejsza technicznie i ekonomicznie, zwłaszcza w transporcie ciężkim dalekobieżnym oraz w wybranych zastosowaniach morskich, oferując redukcję emisji zanieczyszczeń lokalnych i możliwość ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przy zachowaniu wysokiej efektywności operacyjnej. Wspólną cechą tych paliw jest ograniczanie presji emisyjnej, jednak żadne z nich nie zapewnia pełnej neutralności klimatycznej, co determinuje ich rolę jako rozwiązań przejściowych o ograniczonym horyzoncie czasowym.

W perspektywie do 2050 roku oczekuje się stopniowego wypierania paliw kopalnych przez bezemisyjną elektromobilność oraz paliwa odnawialne i syntetyczne (w tym biogazy i e-paliwa), natomiast w najbliższych 10–15 latach LPG, CNG i LNG pozostaną istotnym komponentem rynku, wspierając redukcję emisji w segmentach trudnych do szybkiej dekarbonizacji. Szczególnie w przypadku metanu (CNG/LNG) możliwa jest konwersja w kierunku paliw odnawialnych: inwestycje w autobusy CNG i stacje tankowania mogą tworzyć podstawę do przejścia na bioCNG, a rozwój LNG – do wzrostu udziału bioLNG oraz gazów syntetycznych w dalszej kolejności.

Analiza kosztów eksploatacyjnych w latach 2024–2026 wskazuje na wyraźną dychotomię między sprawnością technologiczną a rynkową opłacalnością. Obecnie najbardziej ekonomicznymi rozwiązaniami pozostają LPG oraz hybrydy (HEV), które dzięki niskiej cenie surowca lub rekuperacji energii oferują koszty przejazdu o 20–70% niższe niż benzyna. Mimo najwyższej sprawności silnika napędy elektryczne (BEV) są silnie uzależnione od wahań cen

prądu, co w segmentach budżetowych (segment C) czyni je obecnie droższymi w eksploatacji od tradycyjnego diesla. Szczególną uwagę należy poświęcić paliwom syntetycznym (e-fuels). Choć są one postrzegane jako szansa na dekarbonizację istniejącej floty spalinowej, ich perspektywy rozwoju w transporcie lekkim są ograniczone przez bariery termodynamiczne i ekonomiczne:

- bariera kosztowa: zgodnie z analizami Brynolfa i in. (2018) proces syntezy *Power-to-Liquid* charakteryzuje się kilkunastokrotnie wyższym kosztem wytworzenia niż w przypadku paliw kopalnych. Koszt przejechania 100 km na e-paliwach przekracza obecnie 100 PLN, co czyni je najdroższą dostępną opcją;
- straty energetyczne: całościowa sprawność e-paliw (od energii odnawialnej do koła) wynosi zaledwie ok. 10–15%, podczas gdy w napędach BEV przekracza 70%. Oznacza to, że produkcja paliw syntetycznych wymaga ok. 5–7 razy więcej energii elektrycznej niż bezpośrednie zasilanie aut bateryjnych;
- nisze rynkowe: perspektywy e-paliw ograniczają się do sektorów trudnych do elektryfikacji (lotnictwo, żegluga) oraz segmentów luksusowych. W transporcie masowym ich szeroka adaptacja jest mało prawdopodobna bez drastycznego obniżenia cen zielonej energii i wychwytu CO_2.

Zatem, o ile wodór (FCEV) i e-paliwa pozostają istotne z punktu widzenia badań naukowych, o tyle w perspektywie krótkoterminowej rynek będzie zdominowany przez hybrydyzację i elektryfikację, ze względu na ich znacznie wyższą efektywność systemową (Frieden i Leker 2024; MP 2026).

Publikacja przygotowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

AFIR 2023 – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1804 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylenia dyrektywy 2014/94/UE. PE/25/2023/INIT, Dz. U. L 234 z 22.9.2023, pp. 1–47. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=-CELEX:32023R1804 [Dostęp: 15.12.2025].

Bellin i in. 2022 – Bellin, T., Casadei, S., Rossi, T., Bernetti, A., De Lauretis, R. i Lonati, G. 2022 – Determination of Euro 6 LPG passenger car emission factors through laboratory and on-road tests: Effect on nation-wide emissions assessment for Italy. *Atmospheric Environment: X* 15, DOI: https://doi.org/10.1016/j.aeaoa.2022.100186.

Biała księga 2011 – [Online:] https://eur-lex.europa.eu/PL/legal-content/summary/roadmap-to-a-single-european-transport-area-towards-a-competitive-and-resource-efficient-transport-system.html [Dostęp: 15.12.2025].

Brynolf i in. 2018 – Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M. i Hansson, J. 2018 – Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.288.

Dyrektywa 2009 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. U. L 140 z 5.6.2009, s. 16).

Dyrektywa 2014 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z dnia 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Tekst mający znaczenie dla EOG). [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014L0094 [Dostęp: 15.12.2025].

Dyrektywa 2018 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. U. L 328 z 21.12.2018, s. 82). [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32018L2001 [Dostęp: 15.12.2025].

Strategia 2010 – Komunikat Komisji Europejskiej: EUROPA 2020. Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu. Bruksela, 3.3.2010, KOM(2010) 2020 wersja ostateczna, s. 1–38. [Online:] https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologia/strategia-europa-2021 [Dostęp: 15.12.2025].

EZŁ 2019 – Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejski Zielony Ład, COM/2019/640 final. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX:52019DC0640 [Dostęp: 20.01.2026].

Fit55 2021 – Communication From The Commission To The European Parliament, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality. COM/2021/550 final. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52021DC0550 [Dostęp: 20.01.2026].

Frieden, F. i Leker, J. 2024 – Cost-competitiveness of low-carbon hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* 52.

GUS 2026 – Główny Urząd Statystyczny – *Bank Danych Lokalnych* [Online:] https://bdl.stat.gov.pl/bdl/start [Dostęp: 20.01.2026].

HIF Haru Oni 2026 – *HIF Haru Oni is the first operating e-Fuels facility in the world*. [Online:] https://hifglobal.com/locations/hif-haru-oni [Dostęp: 20.01.2026].

Janas, P. 2025 – *Polska nadal największym rynkiem autogazu w Europie*. IBRM SAMAR.

Kioto 1997 – Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzony w Kioto 11 grudnia 1997 r., Dz. U. 2005 nr 203, poz. 1684. [Online:] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20052031684/O/D20051684.pdf [Dostęp: 20.01.2026].

Komunikat 2013 – Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów pt.: Czysta energia dla transportu: europejska strategia w zakresie paliw alternatywnych (COM/2013/017 final). [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52013PC0017 [Dostęp: 20.01.2026].

Kryzia, D. i Kryzia, K. 2023 – An evaluation of the potential of the conversion of passenger cars powered by conventional fuels into electric vehicles. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 26(3), s. 171–186, DOI: https://doi.org/10.33223/epj/171324.

Kryzia, D. i Pepłowska, M. 2023 – Assessment of the potential of using CNG to power up passenger cars in Poland. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 26(4), s. 209–224, DOI: https://doi.org/10.33223/epj/176767.

Majchrzak i in. 2021 – Majchrzak, K., Olczak, P., Matuszewska, D. i Wdowin, M. 2021 – Economic and environmental assessment of the use of electric cars in Poland. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 24(1), s. 153–168, DOI: https://doi.org/10.33223/epj/130209.

Markowska i in. 2023 – Markowska, K., Sękala, A., Stecuła, K., Kawka, T., Sirovitskiy, K., Pankova, O., Vnukova, N., Shulyak, M., Kharchenko, S., Shchur, T. i Siudyka, E. 2023 – Comparison of the Sustainability and Economic Efficiency of an Electric Car and an Aircraft – A Case Study. *Sustainability* 15(2), DOI: https://doi.org/10.3390/su15021238.

ME 2017 – Ministerstwo Energii 2017 – *Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych* (Warszawa, 29 marca 2017).

MP 2026 – Porównanie cen paliw alternatywnych, Ministerstwo Przemysłu RP. [Online:] https://www.gov.pl/web/energia/porownanie-cen-paliw-alternatywnych2 [Dostęp: 20.01.2026].

NaszEauto 2026 – Program Finansowania Samochodów Elektrycznych NaszEauto. [Online:] https://naszeauto.gov.pl/ [Dostęp: 20.01.2026].

Natural Resources Canada 2025. *Liquefied natural gas. Government of Canada*.

Orysiak, E. i Shuper, M. 2024 – Determination of Demand for LNG in Poland. *Energies* 17(17), DOI: https://doi.org/10.3390/en17174414.

Orzechowska, M. i Kryzia, D. 2014 – SWOT analysis of natural gas used for road transportation in Poland. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 17(3), s. 321–332.

Pavlenko i in. 2020 – Pavlenko, N., Comer, B., Zhou, Y., Clark, N. i Rutherford, D. 2020 – The climate implications of using LNG as a marine fuel (Working Paper No. 2020-02). International Council on Clean Transportation. [Online:] https://theicct.org/sites/default/files/publications/Climate_implications_LNG_marinefuel_01282020.pdf [Dostęp: 20.01.2026].

Pepłowska i in. 2024 – Pepłowska, M., Kryzia, D. i Olczak, P. 2024 – Electric vehicles charging point occupancy at different times of the day vs. power demand. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 27(4), s. 155–168, DOI: https://doi.org/10.33223/epj/195849.

PGNiG 2025 – *Cennik CNG. PGNiG Obrót Detaliczny*. [Online:] pgnig.pl/cng [Dostęp: 20.01.2026].

POGP 2020–2025 – Raporty roczne za lata 2019–2024. Polska Organizacja Gazu Płynnego, wydania z lat 2020–2025. [Online:] https://www.pogp.pl/materialy/raporty-pogp [Dostęp: 20.01.2026].

POGP 2025a – *Prezentacja Raportu Rocznego POGP za rok 2024*. Polska Organizacja Gazu Płynnego.

POGP 2025b – *Autogaz, polsko-włoska specjalność*. Polska Organizacja Gazu Płynnego.

Porozumienie paryskie 2015 – Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r., Dz. U. 2017, poz. 36. [Online:] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20170000036 [Dostęp: 20.01.2026].

Przybylski, R. 2024 – *LNG wraca do łask przewoźników*. Rzeczpospolita (logistyka.rp.pl), 14.10.2024. [Online:] https://logistyka.rp.pl/drogowy/art41289641-lng-wraca-do-lask-przewoznikowc [Dostęp: 20.01.2026].

PSNM 2026 – *Polskie Stowarzyszenie Nowej Mobilności. Elektromobilność*. [Online:] https://www.pzpm.org.pl/pl/ [Dostęp: 20.01.2026].

Repsol 2026 – *First synthetic fuels plant in Spain*. [Online:] https://www.repsol.com/en/sustainability/sustainability-pillars/environment/circular-economy/our-projects/synthetic-fuels/index.cshtml [Dostęp: 20.01.2026].

Rozporządzenie 2019a – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/631 z dnia 17 kwietnia 2019 r. określające normy emisji CO_2 dla nowych samochodów osobowych i dla nowych lekkich pojazdów użytkowych oraz uchylające rozporządzenia (WE) nr 443/2009 i (UE) nr 510/2011 (Dz. U. L 111 z 25.4.2019, s. 13).

Rozporządzenie 2019b – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/1242 z dnia 20 czerwca 2019 r. określające normy emisji CO_2 dla nowych pojazdów ciężkich oraz zmieniające rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 595/2009 i (UE) 2018/956 oraz dyrektywę Rady 96/53/WE (Dz.U. L 198 z 25.7.2019, s. 202).

Rozporządzenie 2023 – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1804 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylenia dyrektywy 2014/94/UE (Tekst mający znaczenie dla EOG), Dz. U. L 234 z 22.9.2023, s. 1–47. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX:32023R1804 [Dostęp: 20.01.2026].

Sagot i in. 2025 – Sagot, B., Giraudier, G., Decuniac, F., Lefebvre, L., Miquel, A. i Thomas, A. 2025 – On-board measurement of emissions on a dual fuel LNG powered cruise ship: A sea trial study. *Atmospheric Environment: X* 25, DOI: https://doi.org/10.1016/j.aeaoa.2025.100313.

Stepanenko, D. 2025 – Study on effects of LPG addition and EGR application on combustion and emissions. *Combustion Engines*, DOI: https://doi.org/10.19206/CE-213817.

Uchwała 2025 – Uchwała nr 149 Rady Ministrów z dnia 28 października 2025 r. w sprawie Krajowych ram polityki w zakresie rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu i rozwoju odpowiedniej infrastruktury, M.P. 2025 poz. 1128. [Online:] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20250001128 [Dostęp: 20.01.2026].

UNFCC 1992 – *Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu*, sporządzona w Nowym Jorku 9 maja 1992 r., Dz. U. z 1996 r. nr 53, poz. 238. [Online:] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19960530238 [Dostęp: 20.01.2026].

UDZ 2025 – Urząd Dozoru Technicznego 2025 – Ewidencja Infrastruktury Paliw Alternatywnych (EIPA) – statystyka (CNG/LNG: liczba stacji i punktów tankowania).

Ustawa 1997 – Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami, Dz. U. 1997 nr 54, poz. 348. [Online:] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19970540348 [Dostęp: 20.01.2026].

Ustawa 2018 – Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, Dz. U. 2018, poz. 317. [Online:] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000317 [Dostęp: 20.01.2026].

Ustawa 2025 – projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UD332). [Online:] https://www.gov.pl/web/klimat/kolejny-projekt-ustawy-dot-odnawialnych-zrodel-energii-wlaczony-do-wykazu-prac-rady-ministrow [Dostęp: 20.01.2026].

Wyzwania związane ze zwiększonym wykorzystaniem paliw alternatywnych i syntetycznych w Polsce

Słowa kluczowe: paliwa alternatywne, paliwa syntetyczne, regulacje prawne, koszty, technologie

Streszczenie: Celem niniejszego artykułu było przeanalizowanie wyzwań związanych ze zwiększonym wykorzystaniem paliw alternatywnych i syntetycznych w Polsce. Omówiono regulacje prawne dla rynku paliw alternatywnych zarówno na poziomie unijnym, jak i krajowym. Przedstawiono definicję paliw alternatywnych zaprezentowaną w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej AFIR z 2023 r. Szczególną uwagę poświęcono: (i) paliwom alternatywnym wykorzystywanym w transporcie samochodowym, (ii) paliwom gazowym wykorzystywanym w transporcie samochodowym, (iii) paliwom syntetycznym. Przeprowadzono także analizę porównawczą kosztów wykorzystania paliw tradycyjnych, energii elektrycznej i paliw syntetycznych w transporcie kołowym.

Challenges in relation to the increased use of alternative and synthetic fuels in Poland

Keywords: alternative fuels, synthetic fuels, legal regulations, costs, technologies

Abstract: The aim of this paper was to analyse the challenges associated with the increased use of alternative and synthetic fuels in Poland. Legal regulations for the alternative fuels market at both EU and national level were discussed. The definition of alternative fuels presented in the 2023 Regulation of the European Parliament and of the Council of the European Union (AFIR) is presented. Particular attention is paid to: (i) alternative fuels used in road transport, (ii) gaseous fuels used in road transport, (iii) synthetic fuels. A comparative analysis of the costs of using traditional fuels, electricity and synthetic fuels in road transport was also carried out.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/08 , s. 89–98

Anna KIELERZ[1]
Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK[2]

Energetyka węglowa w Unii Europejskiej: schyłek epoki czy strategiczna rezerwa?

Wprowadzenie

Węgiel kamienny i brunatny od ponad dwóch stuleci stanowi fundament europejskiej gospodarki i energetyki. Rewolucja przemysłowa, której kolebką była Europa, opierała się na zasobach węgla, kształtując nie tylko krajobraz przemysłowy kontynentu, lecz także struktury społeczne i gospodarcze całych regionów. Obecnie jednak Unia Europejska stoi przed bezprecedensowym wyzwaniem: koniecznością pogodzenia długoterminowych zobowiązań klimatycznych z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego i stabilności gospodarczej.

Węgiel także teraz jest istotnym nośnikiem energii w produkcji energii elektrycznej. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej wraz z innymi paliwami kopalnymi, jak gaz ziemny i ropa naftowa, w 2023 roku w świecie wyniósł 60%, w Polsce – 71%, w krajach non-OECD – 67%, a w UE – 31%. W Polsce udział węgla w produkcji energii elektrycznej w 2023 roku był dominujący i wyniósł 60%. Pięć lat wcześniej, w 2019 roku, udział ten wyniósł 74%. Udział węgla jest obecnie wysoki, ale z wyraźną tendencją spadkową.

Trzeba stwierdzić, że paliwa kopalne są nadal najważniejszym źródłem energii do produkcji energii elektrycznej w wielu rejonach świata (Grudziński 2025).

Europejski Zielony Ład, ogłoszony przez Komisję Europejską w 2019 roku, wyznaczył ambitny cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, z pośrednim celem redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku (Zielony Ład 2019). Realizacja tych zobowiązań wymaga fundamentalnej

[1] Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Oddział w Katowicach, Katowice; ORCID iD: 0009-0006-0340-5355; e-mail: anna.kielerz@katowice.arp.pl
[2] Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Oddział w Katowicach, Katowice; ORCID iD: 0009-0008-8859-2739; e-mail: monika.porzerzynska@katowice.arp.pl

transformacji sektora energetycznego, w którym energetyka węglowa tradycyjnie odgrywała kluczową rolę.

Kryzys energetyczny wywołany inwazją Rosji na Ukrainę w 2022 roku oraz wcześniejsze napięcia na rynku gazu ziemnego ujawniły jednak kruchość europejskiego systemu energetycznego i zależność od importu paliw kopalnych. W odpowiedzi na te wyzwania niektóre państwa członkowskie tymczasowo zwiększyły wykorzystanie węgla, co wywołało debatę na temat przyszłej roli tego surowca w europejskim miksie energetycznym.

Bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z najważniejszych zagadnień w dzisiejszych czasach. To jedno z kryteriów decydujących o suwerenności państw. Poziom bezpieczeństwa energetycznego krajów Unii Europejskiej jest różny. Z danych Eurostatu wynika, że w 2021 roku kraje Unii Europejskiej były uzależnione od importu surowców energetycznych i energii w ponad 60%. Sytuacja Polski jest zdecydowanie korzystniejsza, nasze uzależnienie wynosi nieco ponad 40%, co plasuje nas w czołówce najbezpieczniejszych energetycznie państw UE (Szczerbowski 2023).

1. Historia i obecny stan energetyki węglowej w UE

Węgiel odegrał kluczową rolę w kształtowaniu się nowoczesnej Europy. W szczytowym momencie rozwoju, w latach 60. i 70. XX wieku, zaspokajał ponad 50% zapotrzebowania energetycznego Europy Zachodniej.

Dekady kolejne przyniosły stopniowy spadek znaczenia węgla, związany z rozwojem energetyki jądrowej, gazowej oraz rosnącą świadomością ekologiczną. Szczególnie istotny był okres lat 90., kiedy likwidacja nierentownych kopalń w Wielkiej Brytanii, Belgii i innych krajach zapoczątkowała pierwszą falę restrukturyzacji sektora.

Według danych z 2023 roku udział węgla w produkcji energii elektrycznej w UE wynosił około 16%, co stanowi dramatyczny spadek z 30% w 2010 roku i ponad 40% w latach 90. (Ember 2024). Największymi producentami energii z węgla pozostają Niemcy, Polska i Czechy, które łącznie odpowiadają za ponad 60% całkowitej produkcji węglowej w UE.

Struktura ta charakteryzuje się znaczną heterogenicznością między państwami członkowskimi (Rentier i in. 2019). Podczas gdy kraje takie jak Belgia, Austria czy Szwecja całkowicie wyeliminowały węgiel ze swojego miksu energetycznego, w Polsce udział węgla w 2023 roku wciąż przekraczał 60%. Również w Czechach, Bułgarii i Grecji węgiel odpowiadał za ponad 30% produkcji energii elektrycznej.

Produkcja węgla w UE systematycznie spada. W 2023 roku wydobycie węgla kamiennego wyniosło około 55 milionów ton, w porównaniu z ponad 200 milionami ton w 1990 roku. Wydobycie węgla brunatnego również spadło, z około 500 milionów ton w latach 90. XX wieku do około 280 milionów ton w 2023 roku.

Jednocześnie Unia pozostaje znaczącym importerem węgla kamiennego, głównie z Rosji, Stanów Zjednoczonych, Australii i Kolumbii. W 2021 roku import wynosił około 75 milionów ton, jednak po nałożeniu sankcji na rosyjski węgiel w 2022 roku struktura importu uległa znaczącej zmianie, a całkowity wolumen nieznacznie spadł.

2. Polityka klimatyczna i energetyczna UE

Europejski Zielony Ład stanowi najbardziej ambitną strategię klimatyczną w historii UE (European Commission 2021). Przyjęty w grudniu 2019 roku dokument przewiduje transformację gospodarki europejskiej w kierunku neutralności klimatycznej do 2050 roku. Kluczowym elementem realizacji tego celu jest pakiet legislacyjny Fit for 55, którego nazwa odnosi się do celu redukcji emisji o 55% do 2030 roku.

Pakiet obejmuje szereg instrumentów bezpośrednio wpływających na sektor węglowy, w tym zaostrzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji EU ETS, wprowadzenie mechanizmu dostosowywania cen na granicach zewnętrznych Unii Europejskiej związanego z emisjami dwutlenku węgla oraz dyrektywy dotyczące odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej. Szczególnie istotne jest rozszerzenie EU ETS na nowe sektory oraz zmniejszenie dostępnej puli uprawnień do emisji, co bezpośrednio przekłada się na wzrost kosztów produkcji energii z węgla.

System handlu uprawnieniami do emisji EU ETS, wprowadzony w 2005 roku, stanowi główny instrument polityki klimatycznej UE. Mechanizm ten ustala limit emisji CO_2 dla sektora energetycznego i przemysłu, tworząc rynek uprawnień do emisji. Cena uprawnień, która w latach 2010–2017 oscylowała wokół 5–10 euro za tonę CO_2, drastycznie wzrosła po reformie systemu w 2018 roku, osiągając poziom ponad 80 euro za tonę w 2021 i 2022 roku, by w kolejnych latach oscylować w przedziale 70–80 euro za tonę.

Wzrost cen uprawnień do emisji fundamentalnie zmienił ekonomikę produkcji energii elektrycznej. Węgiel kamienny emituje około 0,9 tony CO_2 na wyprodukowaną megawatogodzinę energii elektrycznej, a węgiel brunatny ponad 1 tonę, podczas gdy gaz ziemny emituje około 0,4 tony.

Według analiz kosztów wyrównanych LCOE w 2023 roku koszt produkcji energii z nowych elektrowni wiatrowych lądowych w Europie wynosił około 45–70 euro za MWh, podczas gdy z nowych elektrowni węglowych przy cenie uprawnień do emisji na poziomie 80 euro za tonę CO_2 przekraczał 100 euro za MWh (IREA 2023). Energia słoneczna osiągnęła podobną konkurencyjność, z kosztami w zakresie 40–60 euro za MWh w południowej Europie.

Istniejące elektrownie węglowe, które zamortyzowały już swoje koszty inwestycyjne, mogą być konkurencyjne przy niższych cenach uprawnień do emisji, jednak perspektywa dalszego wzrostu tych cen oraz starzejąca się infrastruktura wymagająca kosztownych modernizacji i remontów czynią długoterminową opłacalność większości z nich wątpliwą.

Większość państw członkowskich UE przyjęła krajowe strategie stopniowego wycofywania się z energetyki węglowej. Niemcy, największy producent energii z węgla w UE, pierwotnie planowały zakończenie wykorzystania węgla do 2038 roku, jednak po wyborach w 2021 roku nowa koalicja rządowa przesunęła ten termin na 2030 rok. Plan ten obejmuje stopniowe wyłączanie elektrowni węglowych przy jednoczesnym masywnym rozbudowaniu mocy odnawialnych oraz, tymczasowo, gazowych.

Polska, najbardziej zależna od węgla gospodarka w UE, stanęła przed szczególnie trudnym wyzwaniem. W 2021 roku, w wyniku podpisania tzw. umowy społecznej dla górnictwa, zdecydowano o zakończeniu wydobycia węgla kamiennego energetycznego w 2049 roku

(data zamknięcia ostatniej kopalni zgodnie z harmonogramem), co można utożsamiać z zakończeniem produkcji energii elektrycznej i ciepła z tego paliwa kopalnego. Jednocześnie krajowy plan energetyczny zakłada zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej.

3. Wyzwania transformacji energetycznej

Transformacja energetyczna wiąże się z poważnymi wyzwaniami społecznymi i ekonomicznymi, szczególnie w regionach historycznie zależnych od przemysłu węglowego. W Unii Europejskiej szacuje się, że bezpośrednio w sektorze węglowym zatrudnionych jest około 185 tysięcy osób, a jeśli uwzględnić przemysły powiązane, liczba ta wzrasta do kilkuset tysięcy.

Kryzys energetyczny lat 2021–2022 ujawnił napięcie między celami dekarbonizacyjnymi a bezpieczeństwem energetycznym. Gwałtowny wzrost cen gazu ziemnego, osiągających poziomy dziesięciokrotnie wyższe niż historyczne średnie, a następnie ograniczenie dostaw rosyjskiego gazu po agresji na Ukrainę nałożyły na systemy energetyczne UE ogromną presję.

W odpowiedzi na kryzys kilka państw, w tym Niemcy, Austria i Włochy, tymczasowo zwiększyło wykorzystanie elektrowni węglowych, które miały być wycofywane. Niemcy reaktywowały kilka elektrowni węglowych znajdujących się w rezerwie, a Austria opóźniła zamknięcie ostatniej elektrowni węglowej. Działania te, choć przedstawiane jako tymczasowe, wywołały debatę o realności ambitnych celów dekarbonizacyjnych.

Węgiel oferuje pewne zalety z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego: łatwość magazynowania, możliwość utrzymywania strategicznych zapasów oraz względną niezależność od importu w krajach posiadających własne złoża. Te cechy sprawiają, że niektórzy decydenci i analitycy postrzegają węgiel jako potencjalną strategiczną rezerwę na wypadek przyszłych kryzysów.

Rosnący udział odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym stawia przed operatorami sieci nowe wyzwania związane z bilansowaniem systemu. Źródła wiatrowe i słoneczne charakteryzują się zmiennością produkcji, zależną od warunków pogodowych, co wymaga utrzymywania rezerw mocy zdolnych do szybkiego pokrycia niedoborów.

Elektrownie węglowe, szczególnie nowoczesne jednostki, mogą pełnić funkcję stabilizatorów systemu, choć ich możliwości regulacyjne są ograniczone w porównaniu z elektrowniami gazowymi czy szczytowo-pompowymi. Niektóre kraje, w tym Polska i Grecja, argumentują, że przedwczesne wycofanie wszystkich mocy węglowych mogłoby zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii, szczególnie w okresach niskiej produkcji ze źródeł odnawialnych.

Jednocześnie rozwój technologii magazynowania energii, rozbudowa międzynarodowych połączeń elektroenergetycznych oraz inteligentne zarządzanie popytem oferują alternatywne rozwiązania dla zapewnienia stabilności sieci. Kluczowym pytaniem pozostaje tempo rozwoju tych technologii i ich zdolność do zastąpienia konwencjonalnych źródeł energii w rozsądnym horyzoncie czasowym.

Sektor finansowy odgrywa bardzo ważną rolę w transformacji energetycznej. W ostatnich latach obserwujemy masowy trend dezinwestycji z sektora węglowego, zarówno przez inwestorów instytucjonalnych, jak i banki komercyjne. Według informacji giełdowych wartość rynkowa europejskich spółek energetycznych posiadających aktywa węglowe spadła o ponad 60% w latach 2010–2024.

Główne europejskie banki przyjęły polityki wykluczające lub znacząco ograniczające finansowanie nowych projektów węglowych. Podobnie inwestorzy instytucjonalni, w tym fundusze emerytalne i ubezpieczeniowe, wycofują się z inwestycji w węgiel pod presją beneficjentów oraz regulacji dotyczących ujawniania ryzyka klimatycznego.

Jednocześnie inwestycje w energetykę odnawialną w UE osiągnęły rekordowe poziomy, przekraczając 50 miliardów euro rocznie. Wzrost ten napędzany jest kombinacją polityki publicznej, spadających kosztów technologii oraz rosnącego zainteresowania inwestorów sektorem czystej energii.

Rosnącym trendem jest repowering infrastruktury elektrowni węglowych, czyli zastępowanie bloków węglowych nowymi technologiami przy wykorzystaniu istniejącego przyłączenia do sieci, infrastruktury chłodniczej i terenów przemysłowych. Lokalizacje te są szczególnie atrakcyjne dla nowych elektrowni gazowych, wielkich instalacji baterii magazynujących energię czy farm fotowoltaicznych. W Polsce przykładem takiej zmiany jest Elektrownia Dolna Odra, a kolejna jest planowana w Elektrowni Rybnik.

Innym kierunkiem jest rozwój produkcji wodoru z wykorzystaniem energii odnawialnej na terenach poprzemysłowych. Regiony węglowe posiadające rozwiniętą infrastrukturę energetyczną i dostęp do wody mogą stać się hubami produkcji zielonego wodoru, tworząc nowe możliwości gospodarcze i miejsca pracy.

4. Perspektywy międzynarodowe

Sytuacja energetyki węglowej w UE znacząco odbiega od globalnych trendów (IEA 2024). Podczas gdy Europa konsekwentnie redukuje wykorzystanie węgla, na poziomie światowym produkcja energii z węgla osiągnęła rekordowe poziomy w 2025 roku, napędzana głównie przez rozwój w Azji, szczególnie w Chinach i Indiach.

Chiny, będące zarówno największym producentem, jak i konsumentem węgla na świecie, nadal intensywnie inwestują w nowe elektrownie węglowe, choć równocześnie prowadzą intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii oraz elektrowni jądrowych. W 2022 roku Chiny uruchomiły nowe moce węglowe przewyższające całkowite moce węglowe kilkunastu krajów europejskich.

Indie, druga co do wielkości gospodarka węglowa, planują znaczące zwiększenie produkcji i zużycia węgla do 2030 roku, argumentując to koniecznością zapewnienia dostępu do energii rosnącej populacji i rozwijającej się gospodarce. Podobne podejście przyjmują inne kraje rozwijające się, w tym Indonezja, Wietnam czy kraje Afryki Subsaharyjskiej.

Ta dywergencja między europejską trajektorią dekarbonizacji a globalnym wzrostem wykorzystania węgla rodzi pytania o skuteczność klimatyczną działań UE oraz ryzyko tzw. *carbon leakage*, czyli przenoszenia emisji do krajów o mniej restrykcyjnych regulacjach

środowiskowych. Jednocześnie zmniejszenie zależności od paliw kopalnych, cel eksplicite określony w strategiach takich jak REPowerEU (Repower 2020), ma zwiększyć autonomię energetyczną UE.

5. Studia przypadków wybranych krajów

5.1. Niemcy – największa gospodarka węglowa UE

Niemcy stanowią przypadek kraju próbującego pogodzić ambitne cele klimatyczne z jedną z największych w Europie gospodarek opartych na węglu. W 2023 roku Niemcy produkowały około 30% swojej energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego, pomimo masywnych inwestycji w energię odnawialną.

Plan wyjścia z węgla, przyjęty w 2020 roku przez Komisję ds. Wzrostu, Transformacji Strukturalnej i Zatrudnienia (zwaną Komisją Węglową), przewidywał pierwotnie zakończenie wykorzystania węgla do 2038 roku przy pakiecie wsparcia dla regionów węglowych wartym 40 miliardów euro. Nowy rząd koalicyjny, powołany w 2021 roku, przyspieszył ten termin do 2030 roku.

Kryzys energetyczny 2022 roku wymusił tymczasowe zwiększenie wykorzystania węgla, eksponując napięcia między celami klimatycznymi a bezpieczeństwem energetycznym. Niemcy reaktywowały kilka elektrowni węglowych znajdujących się w rezerwie strategicznej i opóźniły zamknięcie innych. Jednocześnie przyspieszono plany budowy terminali LNG i rozbudowy mocy odnawialnych.

Niemieckie doświadczenie ilustruje złożoność transformacji energetycznej w dużej, uprzemysłowionej gospodarce oraz fundamentalne znaczenie bezpieczeństwa energetycznego dla wyborów politycznych.

5.2. Polska – największa zależność od węgla

Polska pozostaje najbardziej zależnym od węgla krajem w Unii Europejskiej, z udziałem węgla w produkcji energii elektrycznej przekraczającym 60% w 2024 roku. Kraj posiada własne znaczące złoża zarówno węgla kamiennego, jak i brunatnego, które przez dziesięciolecia stanowiły fundament bezpieczeństwa energetycznego i niezależności.

Krajowy Plan Odbudowy przewiduje transformację sektora energetycznego opartą na trzech filarach: rozwoju odnawialnych źródeł energii, budowie energetyki jądrowej oraz tymczasowej roli gazu ziemnego

Wyzwania społeczne transformacji są w Polsce szczególnie znaczące. W sektorze górnictwa węglowego zatrudnionych jest bezpośrednio około 75 tysięcy osób, głównie w regionie śląskim, gdzie przemysł węglowy kształtował przez ponad dwa stulecia struktury gospodarcze i tożsamość społeczną. Umowa społeczna dotycząca transformacji górnictwa, podpisana w 2021 roku, przewiduje stopniowe zamykanie kopalń w perspektywie do 2049 roku.

Polski przypadek ilustruje szczególną złożoność transformacji w krajach o dużej zależności od węgla oraz znaczenie dialogu społecznego i sprawiedliwej transformacji dla sukcesu dekarbonizacji.

5.3. Czechy – między tradycją a transformacją

Czechy, posiadające znaczące złoża węgla brunatnego i tradycję energetyki węglowej sięgającą XIX wieku, planują zakończenie wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej do 2033 roku. Kraj ten produkuje około 45% swojej energii elektrycznej z węgla, głównie brunatnego, wydobywanego w Zagłębiu Północnoczeskim..

Czeski plan transformacji zakłada zastąpienie węgla kombinacją energii jądrowej, odnawialnej i gazowej. Kraj planuje budowę nowych reaktorów jądrowych, które mają docelowo zapewnić stabilne źródło niskoemisyjnej energii. Jednocześnie rozwija moce odnawialne, szczególnie fotowoltaikę i energetykę wiatrową.

Społeczne aspekty transformacji są znaczące, szczególnie w regionie Usti nad Labem, gdzie przemysł węglowy jest głównym pracodawcą.

6. Węgiel jako strategiczna rezerwa – analiza koncepcji

Koncepcja traktowania węgla jako strategicznej rezerwy energetycznej zyskała na znaczeniu po kryzysie energetycznym 2022 roku. Zwolennicy tego podejścia wskazują na kilka kluczowych argumentów:

- elektrownie węglowe mogą służyć jako ostateczne zabezpieczenie w sytuacjach kryzysowych, gdy inne źródła energii są niedostępne lub niewystarczające. Kryzys gazowy pokazał, że systemy oparte na jednym dominującym paliwie są podatne na zakłócenia dostaw;
- węgiel można łatwo magazynować, tworząc strategiczne zapasy paliwa na wypadek przedłużonych okresów niskiej produkcji ze źródeł odnawialnych lub innych zakłóceń w systemie energetycznym. W przeciwieństwie do gazu ziemnego magazynowanie węgla nie wymaga specjalistycznej infrastruktury;
- kraje posiadające własne złoża węgla mogą zachować większą niezależność energetyczną, nie polegając wyłącznie na importowanych surowcach czy technologiach. W kontekście rosnących napięć geopolitycznych argument ten nabiera szczególnego znaczenia.

W opozycji do powyższych argumentów krytycy koncepcji strategicznej rezerwy węglowej wskazują na liczne poważne wątpliwości:

- utrzymywanie elektrowni węglowych w rezerwie generuje znaczące koszty, obejmujące utrzymanie infrastruktury, przeszkolenie personelu oraz konieczność okresowego uruchamiania jednostek. Według analiz koszty te mogą przekraczać koszty alternatywnych rozwiązań zapewniających bezpieczeństwo energetyczne;
- istnienie rezerwy węglowej może osłabiać zachęty do inwestowania w alternatywne rozwiązania zwiększające bezpieczeństwo energetyczne, takie jak magazynowanie

energii, zarządzanie popytem czy międzynarodowe połączenia elektroenergetyczne. Może to opóźniać konieczną transformację systemu energetycznego;

- kwestia zgodności ze zobowiązaniami klimatycznymi UE pozostaje fundamentalnym problemem. Utrzymywanie infrastruktury węglowej, nawet w ograniczonym zakresie, może być postrzegane jako niekompatybilne z celem neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz może osłabiać wiarygodność UE w międzynarodowych negocjacjach klimatycznych.

Zamiast rezerwy węglowej Europa może inwestować w szereg alternatywnych rozwiązań zwiększających bezpieczeństwo energetyczne, wskazanych poniżej.

Magazynowanie energii, w tym baterie, elektrownie szczytowo-pompowe, wodór czy sprężone powietrze, oferuje możliwość bilansowania systemu bez konieczności utrzymywania elektrowni węglowych. Koszty technologii bateryjnych spadają szybko, a ich wykorzystanie w systemie energetycznym rośnie wykładniczo.

Rozwój międzynarodowych połączeń elektroenergetycznych pozwala na wymianę energii między krajami, zwiększając odporność systemu na lokalne zakłócenia. Inicjatywa North Sea Wind Power Hub czy planowane połączenia między Europą a Afryką Północną mogą istotnie zwiększyć bezpieczeństwo dostaw.

Zarządzanie popytem, wykorzystujące inteligentne sieci i urządzenia, może pomóc w dopasowywaniu zużycia energii do dostępności źródeł odnawialnych. Rozwój pojazdów elektrycznych z możliwością oddawania energii do sieci może dostarczyć znaczących mocy regulacyjnych.

Elektrownie gazowe, pomimo emisji CO_2, oferują większą elastyczność operacyjną niż węglowe i mogą pełnić funkcję źródła rezerwowego w okresie przejściowym, szczególnie jeśli w przyszłości będą mogły być zasilane wodorem lub biometanem.

Podsumowanie

Energetyka węglowa w Unii Europejskiej, w tym w Polsce, znajduje się w nieodwracalnym procesie zaniku. Kombinacja polityki klimatycznej, ekonomii rynkowej, presji społecznej oraz postępu technologicznego w alternatywnych źródłach energii sprawia, że perspektywy długoterminowe dla węgla w europejskim miksie energetycznym są skrajnie ograniczone.

Kryzys energetyczny 2022 roku pokazał, że bezpieczeństwo energetyczne może wymuszać tymczasowe odstępstwa od długoterminowych celów dekarbonizacyjnych. Jednocześnie udowodnił on konieczność przyspieszenia budowy systemów energetycznych opartych na źródłach niezależnych od importowanych paliw kopalnych.

Nie należy zapominać o aspektach społecznych i ekonomicznych transformacji, które wymagają szczególnej uwagi. Regiony węglowe stoją przed fundamentalnymi wyzwaniami wymagającymi kompleksowego wsparcia publicznego, wykraczającego poza kwestie czysto energetyczne. Sprawiedliwa transformacja nie jest opcjonalnym dodatkiem do polityki klimatycznej, lecz jej integralnym elementem, determinującym jej społeczną akceptację i ostateczny sukces.

Energetyka węglowa w Unii Europejskiej powoli zmierza w stronę zakończenia swojej wielowiekowej historii jako podstawowego paliwa w budowie nowoczesnej Europy. Przez dziesięciolecia stanowiła fundament bezpieczeństwa energetycznego kontynentu, jednak jej przyszłość w europejskim systemie energetycznym jest poważnie ograniczona.

Pytanie postawione w tytule artykułu – czy mamy do czynienia ze schyłkiem epoki węglowej, czy raczej z przekształceniem zasobów w strategiczną rezerwę – znajduje odpowiedź w złożonej rzeczywistości transformacji energetycznej. Dowody wskazują jednoznacznie na schyłek epoki węglowej jako dominującego źródła energii. Ekonomia rynkowa, polityka klimatyczna oraz postęp technologiczny tworzą potężne siły napędzające tę transformację.

Jednocześnie koncepcja strategicznej rezerwy węglowej, choć pojawia się w debacie publicznej, nie wydaje się stanowić optymalnej długoterminowej strategii. Utrzymywanie infrastruktury węglowej generuje znaczące koszty, może hamować rozwój alternatywnych rozwiązań oraz jest trudne do pogodzenia z długoterminowymi zobowiązaniami klimatycznymi Unii Europejskiej.

Prawdziwe wyzwanie dla Europy polega nie na tym, czy odejść od węgla – ten kierunek wydaje się przesądzony – lecz jak przeprowadzić tę transformację w sposób sprawiedliwy, ekonomicznie efektywny i zapewniający bezpieczeństwo energetyczne. Wymaga to kompleksowego podejścia łączącego ambitne inwestycje w czyste technologie, skuteczne wsparcie dla regionów węglowych oraz budowę systemów energetycznych zdolnych do zapewnienia stabilności dostaw bez polegania na paliwach kopalnych.

Polityka energetyczna powinna być bardziej elastyczna i adaptacyjna, z mechanizmami pozwalającymi na szybką reakcję na zmieniające się okoliczności, przy jednoczesnym utrzymaniu długoterminowego kierunku transformacji.

Literatura

Ember 2024. European Electricity Review 2024. London: Ember Climate.

European Commission 2021 – ‚Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality. COM(2021) 550 final. Brussels: European Commission.

Grudziński, Z. 2025 – Rynek węgla energetycznego – stan obecny i perspektywy. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(113), s. 97–110, DOI: https://doi.org/10.33223/ZN/2025/09.

International Energy Agency 2024 – World Energy Outlook 2023. Paris: IEA Publications

International Renewable Energy Agency 2023 – Renewable Power Generation Costs in 2022. Abu Dhabi: IREA.

Rentier i in. 2019 – Rentier, G., Lelieveldt, H. i Kramer, G.J. 2019 – Varieties of coal-fired power phase-out across Europe. *Energy Policy* 132, s. 620–632, DOI: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.042.

Repower 2020 – [Online:] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_22_3131 [Dostęp: 20.12.2025].

Szczerbowski, R. 2023 – Rola węgla w polskiej i europejskiej energetyce. [W:] Red. Galos K., Barszczowska B., *Jak to z tym węglem było, jest i będzie,* s. 63–80, Kraków: Wyd. IGSMiE PAN.

Zielony Ład 2019 – [Online:] https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl [Dostęp: 20.12.2025].

Energetyka węglowa w Unii Europejskiej: schyłek epoki czy strategiczna rezerwa?

Słowa kluczowe: węgiel, transformacja energetyczna, polityka klimatyczna

Streszczenie: Energetyka węglowa w Unii Europejskiej od dekad stanowiła fundament rozwoju przemysłu i bezpieczeństwa energetycznego, lecz dziś znajduje się na rozdrożu między wygaszeniem a strategicznym wykorzystaniem. Artykuł stanowi próbę analizy roli węgla kamiennego w polityce energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, z uwzględnieniem aspektów technologicznych, ekonomicznych oraz społecznych. Zarysowane zostają historyczne uwarunkowania wykorzystania węgla w UE oraz jego aktualny udział w miksie energetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem państw o wysokim poziomie zależności (Polska, Niemcy i Czechy).

Omówiono instrumenty regulacyjne (pakiet Fit for 55, system ETS), które determinują kierunek transformacji w stronę neutralności klimatycznej. W artykule analizowane są również implikacje odejścia od energetyki węglowej dla bezpieczeństwa energetycznego UE w warunkach niestabilności geopolitycznej oraz identyfikowany jest potencjał tzw. technologii czystego węgla.

Szczególną uwagę poświęcono kosztom społeczno-ekonomicznym procesu transformacji oraz roli funduszy europejskich w łagodzeniu skutków restrukturyzacji regionów górniczych. W zestawieniu z globalnymi trendami (Chiny, Indie, USA) postawiono pytanie, czy UE działa realistycznie. Wskazano możliwe scenariusze dalszej ewolucji energetyki węglowej, rozpatrując węgiel zarówno jako wygasający surowiec, jak i strategiczną rezerwę w systemie energetycznym.

Coal-based energy in the European Union: the end of an era or a strategic reserve?

Keywords: coal, energy transition, climate policy

Abstract: Coal based energy in the European Union has for decades been a foundation of industrial development and energy security, yet today it stands at a crossroads between phase out and strategic utilization.

This presentation is an attempt to analyse the role of hard coal in the EU's energy and climate policy, taking into account technological, economic, and social aspects. It outlines the historical conditions of coal use in the EU and its current share in the energy mix, with particular emphasis on countries with a high level of dependence (e.g., Poland, Germany).

The discussion covers regulatory instruments (the Fit for 55 package, the ETS system) that determine the direction of the transition toward climate neutrality. The presentation also analyses the implications of phasing out coal based energy for the EU's energy security under conditions of geopolitical instability and identifies the potential of so called clean coal technologies.

Special attention is given to the socio economic costs of the transformation process and to the role of European funds in mitigating the effects of restructuring mining regions. In comparison with global trends (China, India, the USA), the question is raised as to whether the EU's actions are realistic. Possible scenarios for the further evolution of coal based energy are outlined, considering coal both as a resource in decline and as a strategic reserve within the energy system.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/09, s. 99–106

Radosław SZCZERBOWSKI[1]
Agata MIELCAREK[2]

Analiza porównawcza transformacji energetycznej Polski i Niemiec

Wprowadzenie

Transformacja energetyczna, z jaką mamy obecnie do czynienia w Europie, jest procesem odchodzenia od emisyjnych, tradycyjnych źródeł energii związanych ze spalaniem węgla oraz gazu. Kluczowym elementem transformacji jest przejście na technologie bezemisyjne, przede wszystkim oparte na odnawialnych źródłach energii. Proces ten obejmuje zmiany w sektorze wytwarzania energii elektrycznej, rozwój technologii magazynowania energii i inteligentnych sieci, a także zmiany regulacyjne, społeczne i promowanie efektywności energetycznej.

Transformacja energetyczna Niemiec, znana jako *Energiewende* (Energiewende 2012), to kompleksowy proces przejścia na odnawialne źródła energii, który ma na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej przed 2050 rokiem. Niemcy swoją politykę energetyczną realizują konsekwentnie od lat i starają się dojść do zeroemisyjnego systemu energetycznego w sposób ewolucyjny. Wiele działań planuje się z wieloletnim wyprzedzeniem, co sprawia, że społeczeństwo jest przygotowane do zmian. Choć transformacja w Niemczech napotyka wyzwania związane z niestabilnością źródeł OZE, Niemcy odnotowują spadek emisji gazów cieplarnianych i wprowadzają nowe regulacje prawne, aby przyspieszyć realizację swoich ambitnych celów. Ostatnie miesiące pokazują jednak, że również tempo zmian w Niemczech może zostać wyhamowane.

Polska stoi u progu znaczącej transformacji sektora energetycznego, której kompleksowość i wyzwania są bezprecedensowe. Pomimo ciągłych dyskusji na temat odejścia od spa-

[1] Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Poznań; ORCID iD: 0000-0001-8262-683X; e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl
[2] Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Poznań; ORCID iD: 0000-0003-2801-0473; e-mail: agata.mielcarek@put.poznan.pl

lania węgla i w konsekwencji zamknięcia kopalń oraz dalszych przeobrażeń energetycznych konkretne kroki w kierunku transformacji nadal pozostają przed nami. W dalszym ciągu brakuje spójnej i trwałej polityki energetycznej, która wskazałaby drogę dojścia do neutralności klimatycznej. Zmiana sposobu wytwarzania energii elektrycznej oraz przestawienie się na odnawialne źródła energii i energetykę jądrową to procesy, które zapowiadają wiele wyzwań dla społeczeństwa oraz operatorów systemu elektroenergetycznego przyzwyczajonych do tradycyjnych form gospodarki energetycznej.

1. Polityka energetyczna Polski i Niemiec

Polityka energetyczna Polski do 2040 roku opublikowana została w 2021 roku i już w momencie publikacji w wielu aspektach była nieaktualna. W dalszym ciągu brakuje spójnej i trwałej polityki energetycznej, która wskazałaby drogę dojścia do neutralności klimatycznej. PEP 2040 zakłada rozwój źródeł OZE, wdrożenie energetyki jądrowej, zmniejszenie udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej. Zgodnie z Prawem energetycznym polityka energetyczna powinna być aktualizowana i przyjmowana w drodze uchwały co 5 lat, z częścią prognostyczną na okres nie krótszy niż 10 lat (Prawo 1997). Istotnym elementem polityki energetycznej Polski od 2018 roku jest zintegrowany krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu (KPEiK). Jest on opracowywany na podstawie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 grudnia 2018 roku w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu (Rozporządzenie 2018). Zgodnie z rozporządzeniem państwa członkowskie Unii Europejskiej są zobowiązane do przekazania aktualizacji KPEiK co 5 lat (art. 3) oraz opracowania nowego KPEiK co 10 lat (art. 14). Upoważnienie ustawowe jest ponadto zawarte w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne w art. 15ab (Prawo 1997), zgodnie z którym minister właściwy do spraw energii, we współpracy z ministrem właściwym do spraw klimatu, opracowuje zintegrowany krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu. Dokument ten integruje bardzo szeroki zakres zagadnień, od zużycia surowców i energii oraz emisji gazów cieplarnianych w poszczególnych sektorach gospodarki, po skutki makroekonomiczne. W lipcu 2025 roku przedstawiona została aktualizacja Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku, a w grudniu 2025 roku Ministerstwo Energii opublikowało Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku, który na początku 2026 roku ma być zatwierdzony (KPEiK 2025). KPEiK to dokument strategiczny, kluczowy dla planowania transformacji energetycznej. Wskazuje on działania, których podjęcie ma przyczynić się do osiągnięcia unijnych celów dotyczących neutralności klimatycznej w 2050 roku. Sporządzany jest przez kraje członkowskie UE co 10 lat, a aktualizowany co 5 lat. Zaktualizowany KPEiK zakłada dwa scenariusze rozwoju, które różnią się przede wszystkim tempem zmian. Scenariusz WEM zakłada wolniejszą transformację, w tym dłuższe utrzymanie węgla w miksie energetycznym, co przekłada się na wyższą emisyjność systemu oraz większą zależność od importowanych paliw kopalnych. Alternatywą dla tego scenariusza jest WAM, ścieżka ambitniejsza i bliższa obecnym trendom rynkowym. To wariant, w którym założono szybszy rozwój OZE, magazynów energii i nowoczesnych jednostek bilansujących system.

Transformacja energetyczna Niemiec, określana jako *Energiewende*, to proces, który ma na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej przed 2050 rokiem. Wśród założeń jest między innymi osiągnięcie co najmniej 80% energii elektrycznej z OZE do 2030 roku i całkowite odejście od węgla do 2038 roku. Już w 2025 roku odnawialne źródła energii wprowadziły do systemu elektroenergetycznego ponad 60% wytwarzanej energii elektrycznej. Energetyka wiatrowa stanowi w Niemczech obecnie ponad 28% miksu energetycznego z mocą zainstalowaną ok. 78 GW (w 2010 było to 7%, 27 GW), a fotowoltaika 39% z mocą zainstalowaną na poziomie ponad 106 GW (w 2010 było to ok. 2%, 17 GW). Według badań neutralny dla klimatu system energetyczny w Niemczech będzie wymagał elektrowni fotowoltaicznych o mocy około 400 GW i 230 GW elektrowni wiatrowych (DW 2025). Szybki rozwój sektora wytwarzania energii elektrycznej jest konieczny, ponieważ zapotrzebowanie na energię elektryczną gwałtownie wzrośnie w przyszłości ze względu na rosnącą elektryfikację transportu, ciepłownictwa i zapotrzebowanie na centra danych. W 2024 roku w Niemczech zużyto 480 TWh energii elektrycznej, a według prognoz rządu niemieckiego do 2030 roku wielkość ta wzrośnie do około 750 TWh (Energy 2025). Niemcy zakładają szybką budowę elektrowni gazowych i utrzymanie na okres transformacji energetyki węglowej. Ponadto – co ciekawe – coraz częściej mówi się w sferach rządowych o rewizji energetyki jądrowej (Energetyka 2025). Ważnym elementem polityki energetycznej Niemiec jest wodór. Niemcy zamierzają inwestować w rozwój gospodarki wodorowej, wykorzystując wodór produkowany w sposób przyjazny dla klimatu, przede wszystkim ze źródeł odnawialnych. Planowane jest stworzenie zintegrowanej infrastruktury wodorowej, w tym magazynów i sieci przesyłowych. Niemcy planują do 2030 roku wytworzyć 10 GW mocy w elektrolizerach do produkcji wodoru. Prognozy przewidują, że do 2045 roku, aby zaspokoić zapotrzebowanie na wodór na potrzeby wszystkich sektorów w sposób całkowicie neutralny dla klimatu, potrzebne będzie około 400 GW mocy zainstalowanej w elektrolizerach (DW 2025).

2. Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego w Polsce i Niemczech

Polska stoi u progu transformacji sektora energetycznego, której kompleksowość i wyzwania są bezprecedensowe. Na koniec 2024 roku wydobycie węgla kamiennego w Polsce wyniosło 44 mln ton, natomiast węgla brunatnego ok. 41 mln ton (Eurocoal 2024). Zgodnie z dokumentem podpisanym w 2021 roku (Umowa 2021) likwidacja kopalń węgla kamiennego energetycznego ma nastąpić w 2049 roku, zostało to również zapisane w projekcie KPEiK. Ponieważ Polska weszła na ścieżkę transformacji energetycznej, w kolejnych latach węgiel będzie stopniowo zastępowany przez paliwa zeroemisyjne, a przejściowo również przez gaz ziemny. W zrównoważonym scenariuszu transformacji (WEM) zużycie węgla kamiennego ma wynieść 28,4 mln ton w 2030 roku i 10,1 mln ton w 2040 roku, a w tzw. ambitnym scenariuszu (WAM) wyniesie odpowiednio 19,4 mln ton oraz 0,7 mln ton. Wydobycie węgla brunatnego w Polsce odbywa się w kopalniach zlokalizowanych w okolicy Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Turów oraz ZE PAK w Wielkopolsce i jest ściśle powiązane z pracą zlokalizowanych tam zakładów. Każda z tych elektrowni ma określony plan odstawień swoich jednostek. Natomiast koniec wydobycia węgla brunatnego może nastąpić o kilka lat później

niż wyłączenie bloków energetycznych. KPEiK zakłada, że część złóż węgla brunatnego stanowić będzie tzw. rezerwę strategiczną i będą one zabezpieczone przed zabudową terenów nad nimi (KPEiK 2025).

Wydobycie węgla kamiennego w Niemczech, które historycznie jest skoncentrowane w regionie Zagłębia Ruhry i Saary, zakończyło się w 2018 roku z powodu niekonkurencyjności wobec tańszego importu. Natomiast wydobycie węgla brunatnego nadal trwa i jest to kluczowy surowiec energetyczny dla Niemiec. Niemcy są największym producentem węgla brunatnego w Europie. Wydobycie węgla brunatnego realizowane jest we wschodnich regionach, takich jak Łużyce i Nadrenia, z produkcją około 100 mln ton rocznie w ostatnich latach, chociaż produkcja spadła w związku z presją środowiskową i zmianami polityki energetycznej. Udowodnione rezerwy węgla brunatnego wynoszą około 36 mld ton, pozycjonując Niemcy jako posiadacza największych złóż w Unii Europejskiej. Z tego około 3,7 mld ton jest bezpośrednio dostępnych w ramach istniejących lub planowanych odkrywek i dodatkowe 32 mld ton w dalszych zidentyfikowanych zasobach (Coal 2025). W lipcu 2020 roku przyjęto niemiecką ustawę o wyjściu z energetyki węglowej, a także ustawę, która zapewnia regionom węglowym wsparcie dla transformacji (Bundesrat 2020). W pierwszej ustawie przewidziano odejście od węgla do 2038 roku z opcją przyspieszenia tego terminu do 2035 roku, co tworzy podstawę do wycofania z eksploatacji 40 elektrowni węglowych o mocy 23 GW do 2030 roku. Planowane odejście od wydobycia węgla brunatnego dla energetyki do końca 2038 roku może się przedłużyć ze względu na problemy ze stabilnością systemu elektroenergetycznego.

3. Stan obecny oraz przyszłość i rola elektrowni węglowych w Polsce i Niemczech

Polska planuje zamknąć ostatnie elektrownie węglowe do 2049 roku, co jest częściowo związane z wygaszaniem górnictwa węgla kamiennego zgodnie z umową społeczną (Umowa 2021), choć prace nad nową strategią energetyczną i planem wyłączeń bloków węglowych trwają. Proces wygaszania będzie stopniowy, jest to m.in. związane z końcem kontraktów na rynku mocy. Rząd pracuje nad planem wyłączeń bloków, uwzględniającym potrzeby energetyczne kraju oraz zapewniającym dostawy ciepła dla mieszkańców miast. Obecnie w polskim systemie elektroenergetycznym (według danych na koniec 2024 roku) jest zainstalowane ponad 23 GW mocy w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i ponad 8 GW opalanych węglem brunatnym. Stanowi to łącznie ponad 52% mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym. Elektrownie te odpowiadają za prawie 63% wyprodukowanej energii elektrycznej (PSE 2025). Według „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034" (PSE 2025b), opublikowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, moc osiągalna elektrowni węglowych w 2040 roku może obniżyć się na skutek wycofań do ok. 6–7 GW. Będzie to stanowiło duże wyzwanie dla operatora systemu elektroenergetycznego w zakresie bilansowania systemu, w przypadku braku oddania do eksploatacji bloków elektrowni jądrowych i gazowych, które mają docelowo zastąpić obecne elektrownie węglowe.

Od 2005 roku wycofane zostało z niemieckiego systemu ponad 30 GW mocy w elektrowniach węglowych. Pomimo tego niemiecki system energetyczny dysponuje największą mocą zainstalowaną w elektrowniach węglowych w Europie, wynosi ona ponad 32 GW (Coal 2024). Rezygnacja z energetyki węglowej jest kluczowym elementem transformacji energetycznej oraz polityki klimatycznej Niemiec. Wraz z wejściem w życie Ustawy o ograniczeniu i zaprzestaniu produkcji energii elektrycznej z węgla z 2020 roku (Monitoring 2020) postanowiono najpóźniej do 2038 roku zakończyć produkcję energii elektrycznej z węgla. Ale wysokie ceny uprawnień do emisji CO_2 w Europejskim Systemie Handlu Emisjami (EUETS 2023) mogą oznaczać przyspieszenie procesu wygaszania bloków węglowych (Cleanenergy 2024). W 2025 roku elektrownie węglowe wygenerowały około 95 TWh energii elektrycznej, co stanowiło niecałe 20% całkowitej produkcji energii brutto, przy czym węgiel brunatny wniósł 71,1 TWh (14%), a węgiel kamienny 23,8 TWh (5,6%), co oznacza najniższy poziom od ponad 60 lat dla węgla brunatnego i kamiennego. Odzwierciedla to tendencję spadkową udziału węgla w produkcji energii elektrycznej. Polityka *Energiewende* zakłada całkowite odejście od spalania węgla w energetyce do 2038 roku, chociaż wiele wskazywało, że ten proces znacznie przyspieszy. Niemcy, jako jedna z największych gospodarek świata, nie mogą pozwolić sobie na braki w dostawach energii. Dlatego pragmatyczna decyzja o dalszym wykorzystaniu węgla może być postrzegana jako konieczność wynikająca z błędów dotychczasowej polityki.

4. Rola elektrowni gazowych w Polsce i Niemczech

Na koniec 2024 roku moc zainstalowana w źródłach gazowych wyniosła 5,98 GW, co stanowiło 8,3% mocy zainstalowanej w KSE. Produkcja energii elektrycznej z tych źródeł wyniosła 16,8 TWh, co stanowiło ponad 10% produkowanej energii elektrycznej. Plany budowy nowych źródeł zakładają, że w najbliższych latach powstanie ok. 6–8 GW, co powinno zapewnić w sumie ponad 50 TWh energii w KSE. Polska będzie wówczas trzecim krajem UE pod względem wytwarzania energii elektrycznej z gazu.

W połowie 2025 roku moc zainstalowana w źródłach gazowych w Niemczech wyniosła ponad 35 GW. W związku z odejściem od energetyki jądrowej i planowanym wycofaniem elektrowni węglowych jeszcze na początku 2025 roku zakładano budowę nowych mocy wytwórczych na gazie, w tym w technologii *H2Ready*, do 2030 roku. Według szacunków BMWK (Federalne Ministerstwo Gospodarki i Ochrony Klimatu, niem. *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*) szybsze odejście od węgla przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego umożliwiłoby nowe dyspozycyjne bloki gazowe o łącznej mocy ok. 20–25 GW, uruchomione do 2030 roku. Jednak obecny system rynku energii w Niemczech zakłada, że elektrowniom płaci się tylko za wyprodukowaną energię, a nie za gotowość do pracy. Zatem budowa nowych jednostek konwencjonalnych mających pracować jako źródła bilansujące nie opłaca się inwestorom. W systemie opartym w coraz większym stopniu na źródłach odnawialnych bloki konwencjonalne są już teraz używane coraz rzadziej, a tym samym generują coraz mniejszy zysk (OSW 2024). Na koniec 2025 roku podjęta została decyzja o zmniejszeniu wolumenu elektrowni, które mają być oferowane w przetargach, zmniejszając o połowę cel dla projektów energetycznych opalanych gazem z wcześniej ogło-

szonego celu 20 GW mocy do 8–10 GW do końca 2032 roku (Enerdata 2025). Projekty te będą pełnić funkcję rezerwowego źródła energii w momentach niedoboru mocy wytwórczych z OZE związanych z długotrwałym brakiem wiatru i niskim nasłonecznieniem, czyli w sytuacjach tzw. *Dunkelflaute*. Paliwo gazowe ma stanowić pomost i bufor na czas transformacji energetycznej w celu całkowitego przejścia na źródła zeroemisyjne.

5. Źródła odnawialne w systemach energetycznych Polski i Niemiec

W połowie 2025 roku moc zainstalowana w OZE w Polsce przekroczyła 35,7 GW. Najwięcej, bo prawie 23 GW, jest instalacji PV, co stanowi prawie 65% źródeł OZE. Elektrownie wiatrowe przekroczyły moc 10 GW. Produkcja energii ze źródeł OZE przekroczyła w 2024 roku 25% całkowitej produkcji energii elektrycznej. Zakłada się, że w 2040 roku moc OZE może osiągnąć nawet 100 GW. Zaktualizowany KPEiK do 2030 roku, z perspektywą do 2040 roku, zakłada wzrost produkcji energii z OZE do 51–53% w 2030 roku i do 65–68% w 2040 roku. Według założeń w 2040 roku w systemie elektroenergetycznym może być zainstalowane ponad 51 GW w źródłach fotowoltaicznych, prawie 35 GW w elektrowniach wiatrowych na lądzie i ok. 18 GW na morzu (KPEiK 2025).

Na koniec 2025 roku w niemieckim systemie energetycznym w energetyce wiatrowej zainstalowane było ok. 78 GW, z tego 68,2 GW na lądzie i ok. 9,7 GW na morzu. Instalacje fotowoltaiczne przekroczyły już ponad 106 GW mocy zainstalowanej. Ponadto w systemie jest ponad 9 GW źródeł biomasowych i prawie 6 GW elektrowni wodnych. Niemiecki system elektroenergetyczny dysponuje także prawie 10 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach wodnych szczytowo-pompowych, które stanowią magazyny energii elektrycznej (Energy 2025).

6. Stosunek do energetyki jądrowej w Polsce i Niemczech

PEP2040 zakłada uruchomienie pierwszego bloku jądrowego o mocy 1–1,6 GW w 2033 roku, z planem budowy łącznie 6 bloków do 2043 roku. Energetyka jądrowa ma stać się stabilizatorem dla systemu energetycznego, w którym coraz większą rolę odgrywać będą źródła odnawialne. Już wiadomo, że plan ten będzie trudny do realizacji i pierwszy blok jądrowy powstanie prawdopodobnie po 2038 roku.

Niemcy całkowicie wycofały się z energetyki jądrowej, zamykając ostatnie trzy elektrownie 15 kwietnia 2023 roku. Decyzja ta podjęta została ostatecznie po katastrofie w Fukushimie w 2011 roku. Pierwsze bloki jądrowe uruchomiono na początku lat 60. XX w., łącznie powstało ich prawie 40. W niemieckim miksie energetycznym energia jądrowa w 2000 roku odpowiadała za wytwarzanie ok. 30% energii, jeszcze w 2021 roku zapewniała ok. 13% zapotrzebowania na energię, przy ok. 4% udziału w mocy zainstalowanej.

Podsumowanie

Niemiecki system wytwarzania energii elektrycznej to na koniec 2025 roku ponad 270 GW mocy zainstalowanej. Z tego prawie 80 GW mocy w tzw. źródłach sterowalnych: elektrowniach węglowych, gazowych, wodnych i na biomasę. Niemcy mają również ponad 9 GW elektrowni szczytowo-pompowych. Oznacza to, że niemieckie obciążenie szczytowe wynoszące ok. 80 GW teoretycznie może być zaspokojone nawet w dni, w których nie będzie można skorzystać z energii wiatrowej i słonecznej. Zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie jednak nadal rosło w ciągu najbliższych kilku lat. Według zapowiedzi udział bloków gazowych w niemieckim systemie energetycznym powinien do 2030 roku wzrosnąć o prawie 10 GW nowych elektrowni, docelowo zasilanych wodorem (w latach 2035–2040). Zatem udział gazu w niemieckim systemie energetycznym może w najbliższych latach wzrosnąć w sposób znaczący.

Podobna sytuacja, chociaż w mniejszej skali, ma miejsce w polskim systemie elektroenergetycznym. Łączna moc zainstalowana wynosi ponad 72 GW, z tego ponad 40 GW w źródłach sterowalnych i ponad 30 GW w źródłach odnawialnych. Szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie, które wynosi ok. 27–28 GW, również teoretycznie może być pokryte przez elektrownie konwencjonalne.

Oba kraje mają w planach całkowite wycofanie się z energetyki węglowej, a docelowo do 2050 roku również z gazu ziemnego jako paliwa. Czy zatem gaz ziemny będzie paliwem „pomostowym" zarówno polskiej, jak i niemieckiej transformacji energetycznej? Elektrownie gazowe mogą szybko zwiększać moc, aby zaspokoić popyt, ale także pracować nieprzerwanie jako elektrownie pracujące w podstawie obciążenia. Poleganie na gazie wiąże się jednak z wyzwaniami, zwłaszcza jeśli chodzi o zabezpieczenie dostaw w obliczu ciągle trwającego konfliktu w Ukrainie.

Porównując systemy energetyczne obu krajów, można zauważyć, że każdy ma swoją ścieżkę dojścia do neutralności klimatycznej. Niemniej jednak wydaje się, że niemiecki system energetyczny, ze względu na długofalową politykę energetyczną, jest już teraz lepiej przygotowany na przyszłe wyzwania związane z transformacją energetyczną.

Literatura

Bundesrat 2020 – [Online:] https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2020/0301-0400/392-20.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Dostęp: 10.12.2025].

Cleanenergy 2025 – [Online:] https://www.cleanenergywire.org/news/ [Dostęp: 10.12.2025].

Coal 2024 – [Online:] https://beyondfossilfuels.org/database/ [Dostęp: 10.09.2025].

Coal 2025 – [Online:] https://d-eiti.de/en/report/coal/ [Dostęp: 10.01.2026].

DW 2025 – [Online:] https://www.dw.com/pl/transformacja-energetyczna-jak-daleko-zasz%C5%82y-niemcy/a-73954842 [Dostęp: 10.01.2026].

Enerdata 2025 – [Online:] https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/germany-halves-plans-new-gas-fired-power-plants-targeting-8-gw-2031.html [Dostęp: 10.01.2026].

Energetyka 2025 – [Online:] https://energetyka24.com/atom/wiadomosci/totalna-zmiana-polityki-energetycznej-niemiec-lider-csu-czas-na-atom [Dostęp: 10.01.2026].

Energiewende 2012 – Die Energiewende in Deutschland. Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin, 2012.

Energy 2025 – [Online:] https://www.energy-charts.info/charts/ [Dostęp: 10.01.2026].
EUETS 2023 – Dyrektywa 2023/959 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 10 maja 2023 r. [Online:] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF-/?uri=CELEX:32023L0959 [Dostęp: 10.12.2025].
Eurocoal 2024 – [Online:] https://public.euracoal.eu/download/Public-Archive/Library/Charts-Maps/Coal-in-Europe/EURACOAL-Coal-in-Europe-2024-02.pdf [Dostęp: 10.12.2025].
KPEiK 2025 – [Online:] https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r-wersja-przekazana-do-dalszego-procedowania-na-poziomie-rady-ministrow [Dostęp: 10.12.2025].
Monitoring 2020 – Key findings and Sumary, Monitoring report 2020, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. [Online:] www.bundesnetzagentur.de [Dostęp: 16.12.2025].
OSW 2024 – [Online:] https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/komentarze-osw/2024-02-12/klucz-do-przyszlosci-energiewende-wsparcie-budowy-nowych [Dostęp: 10.12.2025].
Prawo 1997 – Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266).
PSE 2025 – [Online:] https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2024#r6_1 [Dostęp: 16.12.2025].
PSE 2025b – [Online:] https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony [Dostęp: 13.01.2026].
Rozporządzenie 2018 – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu
Umowa 2021 – [Online:] https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/umowa-spoleczna-dla-gornictwa-podpisana [Dostęp: 16.11.2024].

Analiza porównawcza transformacji energetycznej Polski i Niemiec

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, węgiel, gaz, źródła odnawialne, Polska, Niemcy, Energiewende

Streszczenie: W referacie zaprezentowano analizę porównawczą transformacji energetycznej Polski i Niemiec. Przedstawiono wyzwania, jakie czekają obie gospodarki w dochodzeniu do zeroemisyjnego wytwarzania energii, i drogi, jakimi oba kraje postanowiły podążać do tego celu. Wskazano mocne i słabe strony oraz wyzwania, jakie stoją przed Polską i Niemcami w perspektywie 2050 roku, w którym zakładane jest osiągnięcie neutralności klimatycznej. W tym kontekście porównane zostały sektory wytwarzania energii elektrycznej, górnictwa węgla, energetyki jądrowej oraz roli gazu i źródeł odnawialnych w obu krajach.

Comparative analysis of the energy transition in Poland and Germany

Keywords: energy transition, coal, gas, renewable sources, Poland, Germany, Energiewende

Abstract: The paper presents a comparative analysis of the energy transition in Poland and Germany. It outlines the challenges facing both economies in achieving zero-emission energy production and the paths both countries have decided to follow to achieve this goal. It identifies the strengths, weaknesses, and challenges facing Poland and Germany in the perspective of 2050, when climate neutrality is expected to be achieved. In this context, the paper compares the electricity generation, coal mining, and nuclear energy sectors, as well as the role of gas and renewable sources in both countries.

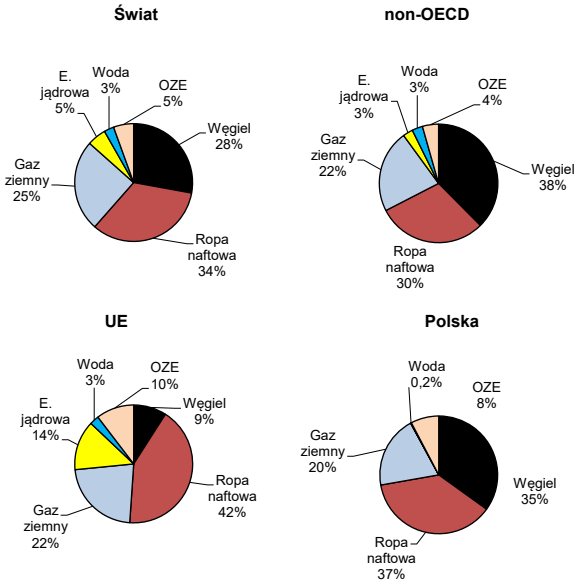
Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/10, s. 107–118

Zbigniew GRUDZIŃSKI[1]

Węgiel, gaz, ropa na rynku międzynarodowym

Wprowadzenie

Surowce kopalne pozostają głównymi źródłami energii na całym świecie, a w 2024 roku ich udział jest nadal dominujący (rys. 1).



Rys. 1. Struktura zużycia pierwotnych nośników energii w 2024 roku według paliw (opracowanie własne na podstawie informacji z BP–2025)

Fig. 1. The structure of consumption of primary energy carriers in 2024 by fuel

[1] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-4977-3595; e-mail: zg@min-pan.krakow.pl

Średnio w świecie w 2024 roku 87% energii pochodziło z paliw kopanych, w UE tylko 73%, natomiast w Polsce było to 92%. W ciągu ostatnich 10 lat udział paliw kopalnych w zużyciu pierwotnych nośników energii uległ tylko niewielkim zmianom, jak to pokazano w poniższym zestawieniu [%]:

		Świat	UE	Non-OECD	Polska
–	2014 rok	86,4	75,0	89,5	95,1
–	2024 rok	86,6	73,4	90,0	92,1
–	Różnica	0,2	–1,6	0,5	–3,0

Porównanie zużycia pierwotnych nośników według paliw przedstawiono w tabeli 1. W porównaniu z 2014 rokiem w świecie z paliw kopalnych najbardziej wzrosło zużycie gazu ziemnego i ropy naftowej. Uwzględniając wszystkie paliwa, największy wzrost nastąpił w wykorzystaniu OZE i energii jądrowej. Jednak w strukturze źródła te mają tylko 5-procentowy udział. Patrząc globalnie, przejście na czystsze źródła energii odbywa się bardzo wolno.

TABELA 1. Porównanie zużycia pierwotnych nośników energii

TABLE 1. Comparison of the consumption of primary energy carriers

Nośnik energii	Świat	UE	Non-OECD	Polska
Zużycie nośników energii w EJ (2024 rok)				
Ropa naftowa	199,1	21,9	111,8	1,4
Gaz ziemny	148,6	11,6	84,4	0,8
Węgiel	165,1	4,7	140,7	1,3
E. jądrowa	30,7	7,1	10,2	–
Woda	16,0	1,3	10,8	0,01
OZE	32,7	5,4	16,5	0,3
Razem	592,2	52,0	374,4	3,8
Zmiana zużycia w stosunku do roku 2014 [%]				
Ropa naftowa	11,8	–11,7	20,4	41,9
Gaz ziemny	15,2	–19,8	22,5	23,3
Węgiel	0,8	–57,9	17,1	–35,9
E. jądrowa	27,5	–14,7	94,7	–
Woda	–56,7	–62,5	–54,3	–62,1
OZE	146,9	9,1	298,8	74,9
Razem	8,6	–22,6	18,9	–1,8

W UE w porównaniu z 2014 rokiem nastąpił duży spadek zużycia pierwotnych nośników energii, prawie o 23%. Było to wynikiem spadku zużycia węgla o 58%, gazu o 20% i ropy naftowej o 12%. Struktura zużycia energii zmieniła się natomiast w niewielkim stopniu.

W Polsce zużycie spadło o 1,8% przy spadku wykorzystania węgla o 36% i dużym wzroście wykorzystania ropy naftowej o 42% i gazu ziemnego o 23%. W tym okresie wzrost

PKB Polski wyniósł 34%. Wysoki wzrost gospodarczy w kraju nie wygenerował wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną.

Węgiel nadal pozostaje ważnym źródłem energii na całym świecie. W wielu krajach rozwiniętych zużycie węgla spadło z powodu obaw środowiskowych i przejścia na odnawialne źródła energii. Z kolei w krajach rozwijających się, zwłaszcza w Azji, popyt pozostaje silny, aby wspierać industrializację i produkcję energii elektrycznej.

Inna sytuacja jest w przypadku wielkości zużycia energii elektrycznej. W porównaniu z 2014 rokiem zużycie energii elektrycznej w świecie zwiększyło się o 30%, w krajach „non-OECD" o 51%. W UE spadło o 2%, natomiast w Polsce zwiększyło się o 7%.

1. Porównanie cen – węgiel, gaz, ropa

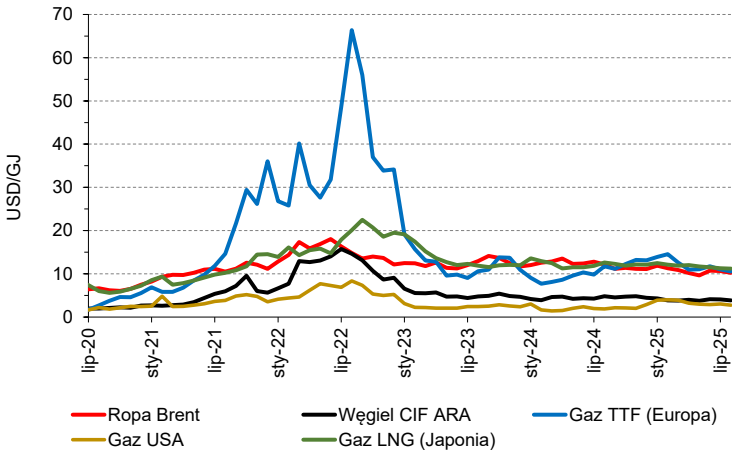
Do najważniejszych czynników kształtujących międzynarodowe rynki handlu surowcami energetycznymi można zaliczyć wymienione poniżej:

- geopolityka i polityka energetyczna: sankcje, konflikty zbrojne, napięcia na szlakach dostaw, działania OPEC+, embarga, ograniczenia eksportowe, preferencje krajowe itp.,
- popyt i podaż: wzrost gospodarczy w kluczowych regionach, sezonowość i warunki klimatyczne (mrozy, upały, huragany),
- regulacje i polityka energetyczna: regulacje emisji, standardy paliw, polityki subsydiujące i wsparcie dla OZE,
- techniczno-ekonomiczne: elastyczność podaży, czas reakcji na zmiany popytu, zapasowy potencjał produkcyjny, rezerwy,
- nastroje rynkowe i czynniki makroekonomiczne: stopy procentowe, inflacja, kursy walutowe wpływające na koszt kapitału i opłacalność inwestycji w sektorze energetycznym.
- ceny i instrumenty finansowe: benchmarki cen surowców oraz ich wpływ na decyzje produkcji i inwestycji, rynek *forwards*/*futures*, *hedging*, spekulacje, zabezpieczenia przed ryzykiem cenowym i kontrakty długoterminowe.

Ceny surowców energetycznych (ropa, gaz, węgiel) podlegały dużym wahaniom w ostatnich 5 latach. Na rysunku 2 przedstawiono porównanie tych cen w latach 2020–2025. Wszystkie ceny zostały sprowadzone do tych samych jednostek – USD/GJ. Ceny gazu i ropy są notowaniami benchmarkowymi dla całego rynku międzynarodowego, gdzie:

- gaz ziemny Europa – średnia cen z giełdy TTF (Holandia),
- gaz ziemny USA – ceny gazu notowane w Henry Hub (Luizjana),
- gaz LNG – ceny CIF gazu importowanego przez Japonię (dane szacunkowe),
- ropa naftowa Europa – ceny ropy naftowej UK Brent 38 API,
- węgiel energetyczny – ceny CIF (6000 kcal/kg) notowane w portach ARA (Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia).

Jak można zauważyć, ceny węgla w Europie, gazu w USA, LNG i ropy Brent pozostawały w stosunkowo stałych relacjach przez cały okres. Odmienną sytuację można dostrzec na rynku gazu ziemnego notowanego na giełdzie TTF, kiedy w latach 2021–2022 ceny tego



Rys. 2. Porównanie cen surowców energetycznych na międzynarodowym rynku – średnie miesięczne
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: WB, TTF, Platts

Fig. 2. Comparison of energy commodity prices on the international market – monthly averages

surowca notowanego w Europie uzyskały niespotykany poziom. Średnie roczne wyniosły za te lata odpowiednio: 16 i 40 USD/GJ i były 3-krotnie wyższe od cen węgla, a maksymalna cena gazu wyniosła 67 USD/GJ w sierpniu 2022 roku. Te ceny to efekt agresji Rosji na Ukrainę. Zerwane łańcuchy dostaw wygenerowały takie wzrosty cen. W kolejnych latach rynek przyniósł powrót do pewnej stabilizacji cen, ale na poziomie dużo wyższym niż to było przed rokiem 2020 (Grudziński 2023, 2024).

W tabeli 2 przedstawiono relacje ceny gazu i ropy w stosunku do cen węgla w latach 2019–2025, czyli w okresie obejmującym zarówno czas pandemii COVID-19, jak i wojny w Ukrainie wywołanej inwazją Rosji. Ceny węgla w tym zestawieniu równają się 1. Najniższe w tym porównaniu są ceny gazu amerykańskiego, które w latach 2022–2024 były o połowę niższe od cen węgla, a w 2025 roku były niższe o około 20%. W okresie maksymalnych

TABELA 2. Relacje cen gazu i ropy w stosunku do cen węgla. Cena węgla = 1

TABLE 2. Relationship of gas and oil prices to coal prices. Coal price = 1

Cena węgla = 1				
Rok	Ropa Brent	Gaz UE	Gaz USA	Gaz LNG
2019	4,0	1,9	1,0	4,2
2020	3,2	1,5	1,0	3,9
2021	2,2	3,1	0,7	2,1
2022	1,3	3,3	0,5	1,5
2023	2,4	2,4	0,5	2,6
2024	2,7	2,3	0,5	2,7
2025	2,7	3,0	0,8	3,0

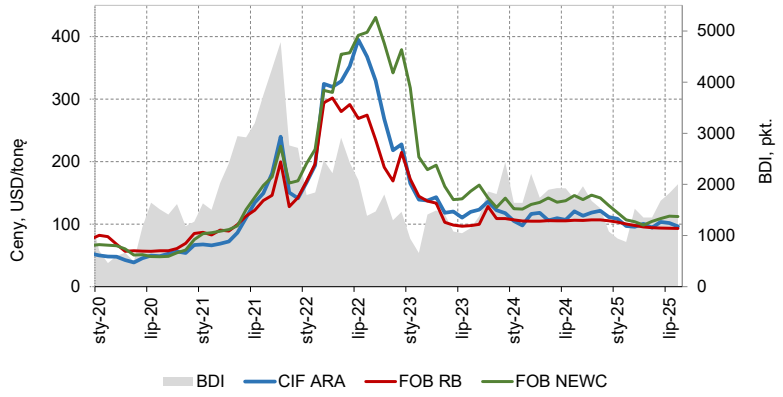
cen gazu (2021–2022) ceny węgla były niższe 2–3-krotnie. W okresie przed pandemią cena gazu w Europie była prawie 2-krotnie wyższa od cen węgla, ale 2-krotnie niższa od cen gazu LNG. Od 2023 roku ceny gazu w Europie i gazu LNG (Japonia) zrównały się, ale są ok. 3-krotnie wyższe od cen węgla.

2. Ceny węgla energetycznego na rynku międzynarodowym

Ceny węgla na rynku międzynarodowym w ostatnich latach podlegały olbrzymim wahaniom. Główne czynniki kształtujące ceny to popyt i podaż (zwłaszcza dużych gospodarek światowych Chin czy Indii) oraz koszty produkcji i wydobycia u głównych eksporterów węgla energetycznego. Ceny węgla w okresie 2020–2025 były kształtowane głównie przez takie czynniki, jak: kryzys wywołany COVID-19, inwazja Rosji na Ukrainę, różne polityki klimatyczne wdrażane w wielu krajach oraz niepewność polityki importowej Chin i Indii. Kompilacja tych czynników oraz bardzo wysokie ceny gazu spowodowały, że ceny węgla były okresowo ekstremalnie wysokie i bardzo zmienne (Grudziński i in. 2023; Stala-Szlugaj i Grudziński 2024).

Ceny w 2022 roku osiągnęły swoje historyczne maksimum. Nigdy wcześniej ceny węgla nie osiągnęły takich poziomów. Wpływ na to głównie miały głównie wysokie ceny gazu.

Na rysunku 3 przedstawiono notowania cen FOB w porcie Newcastle (Australia), Richards Bay (RPA) i CIF w portach ARA na tle indeksu frachtowego BDI (*Baltic Dry Index*). Wartość opałowa tych węgli wynosi 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg). Cena spot węgla australijskiego notowanego w porcie Newcastle – NEWC (Australia) jest powszechnie uznanym głównym benchmarkiem dla całego rynku międzynarodowego. Dla rynku europejskiego największe znaczenie ma indeks CIF ARA, a ważnym eksporterem na rynki europejskie jest RPA. Charakterystyczne wielkości rynku dla indeksów FOB Newcastle i CIF ARA w latach 2020–2025 przedstawiono w tabeli 3.



Rys. 3. Porównanie cen węgla na tle indeksu BDI
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: WB, Platts, ARP

Fig. 3. Comparison of coal prices against the BDI index

TABELA 3. Roczne dane charakterystyczne dla cen notowanych w portach ARA i Newcastle

TABLE 3. Annual price characteristics for ARA and Newcastle ports

Wartość	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Węgiel CIF ARA						
Zmienność [%]	14	44	25	12	6	5
Odchylenie standardowe [USD/t]	7	51	64	10	7	3
Cena min [USD/t]	39	66	171	110	98	94
Cena max [USD/t]	67	240	395	165	121	109
Wahania [USD/t]	28	174	225	55	23	14
Węgiel FOB Newcastle						
Zmienność [%]	16	34	21	30	5	6
Odchylenie standardowe [USD/t]	9	43	57	25	7	4
Cena min [USD/t]	48	85	197	127	124	99
Cena max [USD/t]	75	225	431	318	147	119
Wahania [USD/t]	27	140	234	191	22	20

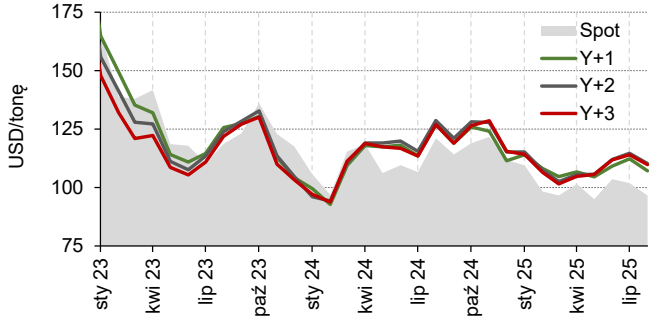
Koszty transportu rzutują na cenę węgla u odbiorcy. W międzynarodowym handlu są to przede wszystkim koszty frachtu morskiego, ponieważ aż 90% handlu węgla odbywa się drogą morską. Roczne obroty na tym rynku to poziom ok. 1,1 mld ton.

Informację na temat zmian zachodzących w światowej koniunkturze przybliża frachtowy *Baltic Dry Index* (w skrócie: indeks BDI). Indeks ten notowany jest codziennie w londyńskiej Baltic Exchange i jest średnią z trzech subindexów: *Baltic Capesize*, *Baltic Panamax* i *Baltic Supramax*. Jest on obliczany dla trzech grup masowców o następujących udziałach: capesize – 40%, panamax – 30% i supramax – 30%. *Baltic Dry Index* uwzględnia 23 różne szlaki żeglugowe, po których transportowane są: węgiel, ruda żelaza, zboża, boksyty i wiele innych towarów.

Patrząc na indeks CIF ARA, największą zmienność miały ceny w latach 2021–2022. Ceny powyżej 200 USD/tonę utrzymywały się przez 12 miesięcy, a średnia cena w tych latach wyniosła 208 USD/tonę. Dynamiczny wzrost cen rozpoczął się już w czerwcu 2020 roku i osiągnął swoje maksimum w wysokości 395 USD/tonę (74 zł/GJ, CIF ARA) w lipcu 2022 roku. Po tym okresie ceny miesięczne przez cały czas spadały i ustabilizowały się na poziomie 95–125 USD/tonę w okresie od lipca 2023 do czerwca 2025 roku. Wahania cen w 2025 roku są w granicach 14 USD/tonę, gdy w poprzednich latach kształtowały się na zdecydowanie wyższych poziomach. Obecnie ceny są o 87% wyższe od cen sprzed olbrzymiej fali wzrostu. Średnia cen spot w pierwszym półroczu 2025 roku wyniosła 100 USD/tonę (CIF ARA) i 107 USD/tonę – FOB NEWC. Średnia cena w okresie 2020–2025 dla indeksu CIF ARA wyniosła 137 USD/tonę, dla FOB Newcastle – 163 USD/tonę, dla FOB RB (RPA) wyniosła 124 USD/tonę, a dla indexu BDI wyniosła 1760 pkt.

Na rysunku 4 przedstawiono notowania indeksu CIF ARA na rynku terminowym na tle bieżących cen spot. Kontrakty (*forward*) dotyczą kupna lub sprzedaży aktywów po określo-

nej cenie w przyszłości. Przedstawione na wykresie kontrakty odnoszą się do okresów: Y+1, Y+2, Y+3 czyli 1, 2, 3 lata do przodu. W połowie 2025 roku kontrakty na rok do przodu były wyceniane 5% powyżej cen *spot*. Natomiast kontrakty 2 i 3 lata do przodu wyceniane były 8% powyżej bieżących cen *spot*. Do czerwca 2023 roku kontrakty roczne były wyceniane poniżej cen bieżących.



Rys. 4. Ceny węgla CIF ARA na rynku terminowym – porównanie z cenami spot
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Platts

Fig. 4. CIF ARA coal prices on the futures market – comparison with spot prices

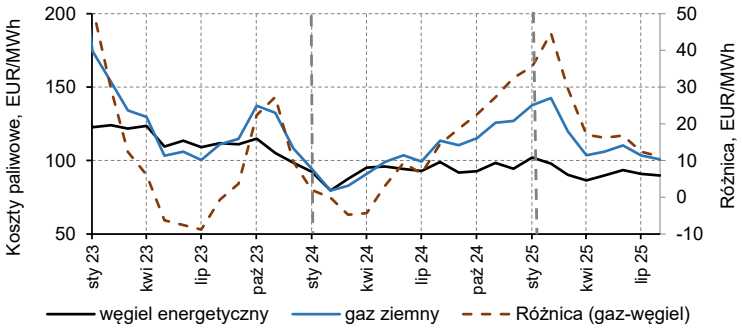
3. Porównanie kosztów paliwowych w elektrowni na węgiel i gaz ziemny

Największym konkurentem węgla służącym do produkcji energii jest gaz ziemny. W tych obliczeniach porównano koszty produkcji energii w elektrowni na węgiel (sprawność 40%) z produkcją energii w elektrowni spalającej gaz ziemny (sprawność 50%). W tej analizie uwzględniono jedynie koszty paliwa produkcyjnego (bez kosztów zakupu) oraz koszty zakupu uprawnień do emisji CO_2. Obliczenia przeprowadzono dla każdego miesiąca od stycznia 2023 do sierpnia 2025 roku. Wyniki zaprezentowano na rysunku 5. Obliczenia przeprowadzone z wykorzystaniem następujących danych:

- węgiel energetyczny – ceny *spot* CIF ARA – 6000 kcal/kg (25,1 GJ/kg) według Platts, sprawność elektrowni 40%,
- gaz ziemny – ceny *spot* – 36 GJ/kg, według giełdy TTF, sprawność elektrowni 50%,
- wskaźniki emisji CO_2 według KOBIZE.

W 2023 roku ceny gazu ziemnego zaczęły szybko spadać, co spowodowało, że w miesiącach od maja do sierpnia koszty paliwowe w elektrowniach spalających to paliwo były niższe niż w elektrowniach na węgiel w granicach 1–8%. Średnioroczne koszty paliwowe, podobnie jak w następnym 2024 roku, były jednak wyższe o ok. 11% od kosztów paliwowych w elektrowniach na węgiel kamienny.

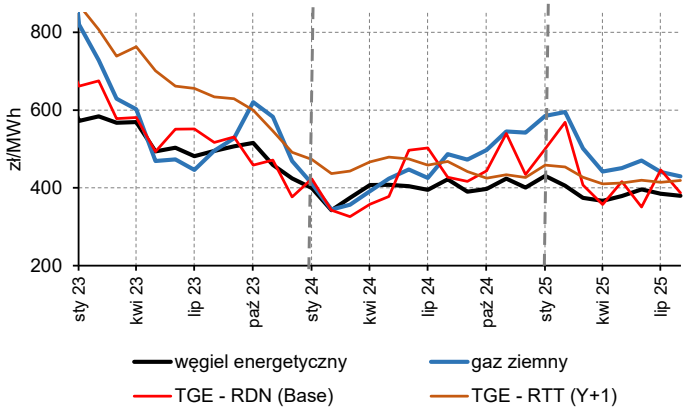
W 2025 roku te koszty po 8 miesiącach były już wyższe o 25%. Zauważalny jest mechanizm, zgodnie z którym przy zwiększonym zapotrzebowaniu na energię elektryczną i mniejszej z przyczyn pogodowych produkcji energii z OZE występuje zwiększone zapotrzebowanie na gaz i to pociąga za sobą wzrost cen giełdowych gazu.



Rys. 5. Porównanie kosztów zakupu paliwa i uprawnień do emisji w elektrowni spalającej węgiel lub gaz ziemny

Fig. 5. Comparison of the costs of purchasing fuel and emission allowances in a power plant burning coal or natural gas

Koszty zakupu samego tylko paliwa w 2025 roku w przypadku elektrowni na gaz są wyższe o 70%. Jednak emisja CO_2 w elektrowni na węgiel jest ponad 2-krotnie wyższa niż w elektrowni gazowej, stąd koszty zakupu uprawnień do emisji bardzo wpływają na wynik finansowy. Dodać należy, że koszty stałe w elektrowniach na węgiel kamienny są wyższe o około 50% od kosztów w elektrowniach gazowych. Po dwóch kwartałach 2025 roku jednostkowe koszty stałe w elektrowniach na gaz wyniosły 63 zł/MWh, a w elektrowniach na węgiel 98 zł/MWh. Natomiast średnia różnica jednostkowych kosztów paliwowych wraz z kosztami uprawnień do emisji w elektrowniach na węgiel była niższa w 2025 roku o 96 zł/MWh. To powoduje, że w 2025 roku produkcja energii z węgla jest bardziej konkurencyjna od produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego.



Rys. 6. Porównanie kosztów zakupu paliwa i uprawnień do emisji w elektrowni spalającej węgiel lub gaz ziemny z cenami energii elektrycznej notowanej na TGE
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Platts, TGE, TTF

Fig. 6. Comparison of the costs of purchasing fuel and emission allowances in a power plant burning coal or natural gas with the prices of electricity quoted on the Polish Power Exchange

Na rysunku 6 przedstawiono porównanie kosztów zakupu paliwa i uprawnień do emisji w elektrowni spalającej węgiel lub gaz ziemny z cenami energii elektrycznej notowanej na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Do porównania wybrano notowanie cen energii na RDN (Rynek Dnia Następnego – kontrakt bazowy) oraz cenę kontraktu na rynku terminowym z dostawą energii w następnym roku (cena kontraktu Y+1 notowana na RTT). Od połowy 2024 roku koszty paliwowe w elektrowni na gaz są wyższe od cen kontraktów Y+1. Elektrownie na węgiel miały prawie cały czas koszty niższe od cen energii elektrycznej na rynku terminowym i od cen *spot*.

Podsumowanie

1. Utrzymująca się dominacja surowców kopalnych w globalnych dostawach pierwotnych nośników energii – w 2024 roku około 87% dostaw nośników energii na świecie pochodziło z paliw kopalnych. W Polsce udział ten wynosił 92%. Przejście na odnawialne źródła energii (OZE) i energię jądrową jest powolne, a w strukturze energii globalnej ich udział jest nadal niewielki (około 5%).
2. Zmiany w zużyciu poszczególnych paliw – w ciągu ostatnich 10 lat zanotowano wzrost zużycia gazu ziemnego i ropy naftowej, podczas gdy zużycie węgla spadło głównie w krajach rozwiniętych, ale wciąż jest głównym źródłem energii w wielu krajach rozwijających się, szczególnie w Azji.
3. Wzrost zużycia energii elektrycznej – na poziomie globalnym zużycie energii elektrycznej wzrosło o 30% od 2014 roku, a szczególnie w krajach „non-OECD" (o 51%). Jednocześnie w UE odnotowano spadek o 2%, a w Polsce wzrost tylko o 7%, mimo wzrostu PKB Polski aż o 34%.
4. Duże wahania cen surowców energetycznych – ceny węgla, gazu i ropy wykazywały znaczne zmienności, szczególnie na rynku europejskim, głównie ze względu na kryzys energetyczny będący skutkiem agresji Rosji na Ukrainę. Ceny gazu ziemnego w Europie w 2022 roku osiągnęły historyczne maksimum, co miało poważny wpływ na koszty produkcji energii.
5. Znaczna zmienność cen węgla – w latach 2021–2022 ceny węgla na indeksach CIF ARA i FOB Newcastle osiągnęły rekordowe poziomy, po czym nastąpił spadek, jednak ceny ustabilizowały się na wyższych niż w poprzednich latach poziomach.
6. Zmiany i zawirowania w imporcie węgla do Polski – Polska od lat importuje węgiel, a głównym dostawcą do 2022 roku była Rosja. Po wprowadzeniu sankcji import pochodzi głównie z Kazachstanu i Kolumbii (94% w 2024–2025). Ceny importowanego węgla podążają za trendami na rynkach międzynarodowych.
7. Konkurencja między węglem a gazem w produkcji energii – analiza kosztów produkcji energii wykazała, że w latach 2023–2024 koszty paliwowe dla elektrowni na gaz ziemny były niższe, lecz od 2025 roku sytuacja się odwróciła i produkcja z węgla stała się bardziej konkurencyjna ze względu na rosnące koszty gazu.
8. Wysoka emisja CO_2 i jej wpływ na koszty – elektrownie na węgiel generują znacznie wyższe emisje CO_2, co przekłada się na wysokie koszty zakupu uprawnień do

emisji, sprawiając, że mimo tańszej energii z węgla koszty związane z emisjami są znaczące.

9. Wysoka zmienność cen i przyszłe prognozy – ceny węgla i gazu są zmienne, a kontrakty terminowe wskazują na oczekiwania dalszej wysokiej niestabilności na rynku energii. W 2025 roku ceny gazu są wyższe od cen węgla, co może wpłynąć na przyszłą konkurencyjność źródeł energii.

Podsumowując, globalny rynek energii wciąż opiera się głównie na paliwach kopalnych, choć obserwuje się tendencję do poszukiwania tańszych i bardziej stabilnych źródeł, z rosnącym znaczeniem cen i polityk klimatycznych, które wpływają na strukturę i koszty produkcji energii.

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

ARE – Sytuacja Techniczno-ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego. Biuletyn Kwartalny, II Kwartał 2025, Agencja Rynku Energii SA.

ARP – Podstawowe informacje o rynku oraz sektorze węgla kamiennego w Polsce. Agencja Rozwoju Przemysłu SA. Oddział w Katowicach. 2016–2025.

EEX 2024 – European Energy Exchange AG [Online:] https://www.eex.com/en/ [Dostęp: 12.12.2025].

Grudziński, Z. 2023 – Rynek węgla energetycznego – skutki wojny rosyjsko-ukraińskiej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(111), s. 7–20, DOI: https://doi.org/10.33223/zn/2023/01.

Grudziński, Z. 2024 – Międzynarodowy rynek węgla energetycznego – tendencje, prognozy. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(112), DOI: https://doi.org/10.33223/ZN/2024/01.

Grudziński i in. 2023 – Grudziński, Z., Ozga-Blaschke, U. i Stala-Szlugaj, K. 2023 – Ceny węgla kamiennego na międzynarodowym oraz krajowym rynku w latach 2000–2022. [W:] Galos K. i Barszczowska B. (red.), *Jak to z tym węglem było, jest i będzie*. Kraków: Wyd. IGSMiE PAN, s. 45–62.

KASHUE – KOBIZE 2025a – *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO_2 (WE) do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2023–2025*.

KASHUE – KOBIZE 2025b – *Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami Raport z rynku CO_2, raporty z lat 2023–2025*.

Platts – CTI – *Coal Trader International*. Wyd. Platts - McGraw Hill Financial, England, 2014–2024.

Platts – ICR – *Platts – ICR Coal Statistics Monthly*. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England, 2014–2025.

Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2024 – The competitiveness of fuels in electricity generation. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 27(3), s. 193–206, DOI: https://doi.org/10.33223/epj/192860.

TTF – [Online:] https://www.bloomberg.com [Dostęp: 12.12.2025].

WB – Bank Światowy – Global Commodity Markets. [Online:] https://www.worldbank.org [Dostęp: 12.12.2025].

Węgiel, gaz, ropa na rynku międzynarodowym

Słowa kluczowe: ceny węgla energetycznego, ropy, gazu, indeksy cen, relacje cen

Streszczenie: Surowce kopalne nadal pozostają głównym źródłem nośników energii na całym świecie. W wielu krajach rozwiniętych zużycie ich spadło z powodu obaw środowiskowych i przejścia na odnawialne źródła energii. Z kolei w krajach rozwijających się, zwłaszcza w Azji, popyt pozostaje silny, aby wspierać industrializację i produkcję energii elektrycznej.

W UE nastąpił duży spadek zużycia pierwotnych nośników energii o 23%, głównie przez zmniejszenie użycia węgla, gazu i ropy, natomiast w Polsce zużycie pierwotnych nośników energii spadło o 1,8%. W globalnej produkcji energii elektrycznej odnotowano wzrost o 30%, zwłaszcza w wyniku wzrostu w krajach „non-OECD".
Ceny surowców energetycznych, szczególnie węgla, gazu i ropy, podlegały dużym wahaniom, głównie w latach 2021–2022, wywołanych kryzysem energetycznym w związku z wojną w Ukrainie. Ceny węgla osiągnęły historyczne maksimum w 2022 roku, odzwierciedlając niepewność rynku wywołaną ekstremalnie wysokimi cenami gazu.
Koszty produkcji energii z gazu i węgla pokazują rosnącą konkurencyjność węgla w 2025 roku, mimo że ceny uprawnień do emisji CO_2 rosły w porównaniu z rokiem 2024. Analizy wskazują, iż w najbliższych latach węgiel pozostanie ważnym, choć coraz bardziej kosztownym, źródłem energii w wyniku globalnych wysiłków na rzecz dekarbonizacji.

Coal, gas, and oil in the international market

Keywords: prices of thermal coal, oil, gas, price indices, price relations

Abstract: Fossil fuels remain the primary source of energy worldwide. In many developed countries, their consumption has declined due to environmental concerns and the transition to renewable energy sources. Meanwhile, in developing countries, especially in Asia, demand remains strong to support industrialization and electricity production. In the EU, energy consumption fell by 23%, primarily due to reduced coal, gas, and oil consumption, while in Poland, the consumption of primary energy carriers fell by 1.8% despite a 34% GDP increase during the period under review. Global electricity production saw a 30% increase, particularly in non-OECD countries. Prices of energy commodities, particularly coal, gas, and oil, have been subject to significant fluctuations, primarily in 2021–2022, driven by the energy crisis, the war in Ukraine, and climate policy. Coal prices reached historic highs in 2022, reflecting high transportation costs and market uncertainty. The costs of generating energy from gas and coal show coal's growing competitiveness in 2025, despite higher CO_2 emission allowance prices. Analyses indicate that coal will remain an important, albeit increasingly expensive, energy source in the coming years, despite global decarbonization efforts.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/11, s. 119–126

Urszula OZGA-BLASCHKE[1]

Krótkoterminowe prognozy dla międzynarodowego rynku węgli metalurgicznych

Wprowadzenie

Kondycja światowego przemysłu stalowego ma bezpośredni wpływ na rynek węgli metalurgicznych, które obok rudy żelaza są podstawowym surowcem w produkcji hutniczej. W skali światowej udział stali surowej wytwarzanej w technologii wielkopiecowej (BF-BOF) z wykorzystaniem koksu wynosi 70%, a w samych tylko Chinach, które odpowiadają za ponad 50% światowej produkcji stali, udział ten wynosi prawie 90%.

Aktualnie światowy rynek stali charakteryzuje się nadpodażą, słabym popytem (szczególnie w sektorach budowlanym i motoryzacyjnym), spadającymi cenami oraz znaczną nadwyżką mocy produkcyjnych (zwłaszcza w Chinach), wywierającą presję na rentowność przemysłu hutniczego.

Planowana ekspansja mocy produkcyjnych (z tego 58% w krajach azjatyckich) może pogłębić globalną nadwyżkę mocy w związku z powolnym wzrostem popytu. Wykorzystanie mocy produkcyjnych może spaść jeszcze bardziej (nawet do 70%), zwiększając presję spadkową na ceny i rentowność (OECD Steel Outlook 2025).

Do kluczowych wyzwań należą: powolny światowy wzrost popytu, rosnący eksport z Chin zalewający rynki oraz nowe bariery handlowe.

Perspektywy popytu na stal różnią się w poszczególnych regionach. Wzrost na wielu rynkach wschodzących (ASEAN, MENA) będzie w dużej mierze zrównoważony silnym spadkiem popytu w Chinach i stagnacją w obszarze OECD.

Wzrost eksportu taniej stali z Chin zakłócił rynki międzynarodowe, powodując rosnące napięcia handlowe, w efekcie coraz większa liczba krajów wprowadziła szersze środki w celu ochrony swojego przemysłu stalowego poprzez podwyżki taryf na stal w całym sektorze.

[1] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0001-7946-7241; e-mail: ulobla@min-pan.krakow.pl

Producenci stali często dążą do złagodzenia skutków poprzez przeniesienie eksportu na inne rynki, na których nie ma żadnych ograniczeń lub są one mniej restrykcyjne. Powoduje to spadek wykorzystania rodzimych mocy produkcyjnych w krajach, do których trafia ta stal (np. na rynkach UE).

Po 11 miesiącach 2025 roku światowa produkcja stali była niższa r/r o 2%, co skutkowało mniejszym popytem na węgiel koksowy. Wśród 10 największych producentów wzrost odnotowały jedynie USA (3,2%), Indie (10,3%) oraz Turcja (2%), natomiast u pozostałych nastąpiły znaczne spadki produkcji, w tym w Chinach o 4%, w Japonii o 3,9%, w Rosji o 5%, w Niemczech o 9,3%.

Światowe Stowarzyszenie Stali (World Steel Association) z ostrożnym optymizmem zakłada, że globalny popyt na stal osiągnie najniższy poziom w 2025 roku i wykaże umiarkowany wzrost w 2026 roku. Przewidywane jest spowolnienie spadku popytu na stal w Chinach w połączeniu z silnym wzrostem w gospodarkach rozwijających się, takich jak Indie, Wietnam, Egipt i Arabia Saudyjska. Ponadto zakłada się również, że nastąpi długo oczekiwany powrót wzrostu popytu na stal w Europie.

1. Rynek węgli metalurgicznych

Rozważania na temat perspektyw dla rynku węgli metalurgicznych obracają się głównie wokół kilku kluczowych tematów:

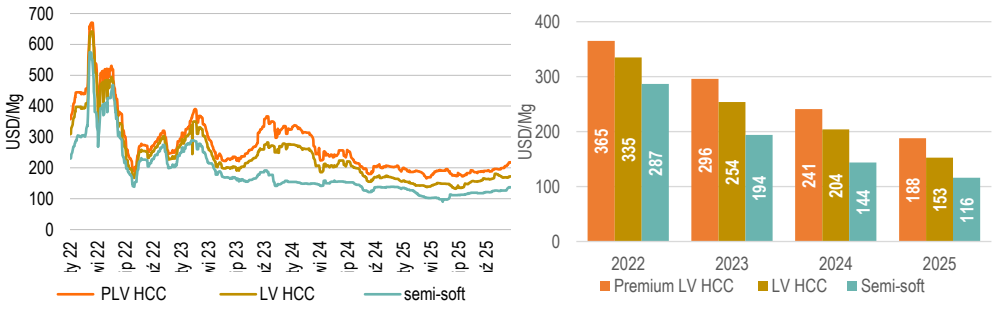
- Wpływy Chin – polityka gospodarcza, poziom produkcji i eksportu stali, efekt pakietów stymulujących gospodarkę, udział w rynku spot, ruchy na krajowym rynku kontraktów terminowych, w szczególności DCE (*Dalian Commodity Exchange*), mające daleko idący wpływ na globalne ceny węgla. W Chinach ceny węgla koksowego w 2025 roku znajdowały się pod znaczną presją ze względu na słabą rentowność produkcji stali, niestabilny popyt na wyroby stalowe oraz aktywne stosowanie przez państwo administracyjnych narzędzi regulacyjnych. Wahania cen kontraktów terminowych na surówkę żelaza i stal, okresowe ożywienie produkcji krajowej oraz wzrost importu węgla z Mongolii i kolejne obniżki cen koksu doprowadziły do dużej zmienności i gwałtownego spadku średniorocznych cen węgla. Od wielu lat silny wpływ Chin kształtował trendy cenowe i konsumpcyjne. Działania Chin zarówno na rynkach fizycznych, jak i instrumentów pochodnych mają znaczący wpływ na globalną dynamikę cen. Chiny nadal odgrywają kluczową rolę w określaniu cen spot, a ich dynamika rynku jest ściśle monitorowana.
- Rosnący popyt w Indiach – ekspansja przemysłowa i rozwój infrastruktury w połączeniu ze wzrostem sektora produkcji stali, a także rosnąca rola Indii jako kluczowego motoru napędowego wzrostu międzynarodowego handlu węglem metalurgicznym. Planowany znaczny wzrost produkcji stali surowej w Indiach będzie korelował bezpośrednio z wyższym zużyciem węgla, tworząc możliwości dla eksporterów węgla koksowego na całym świecie. Krajowy węgiel jest słaby jakościowo i może zaspokoić jedynie ok. 10% popytu. Ponadto Indie wprowadzają politykę ograniczania importu koksu, stawiając na rozwój krajowej produkcji. Indie wysunęły się na czołową pozy-

cję w imporcie węgla drogą morską. W strukturze jakościowej importowanych węgli metalurgicznych udział węgli koksowych typu hard przekracza 60%, a pozostałą ilość stanowią węgle koksowe semi-soft oraz PCI.

- ➡ Napięcia geopolityczne, stosunki handlowe USA–Chiny, zmiany w polityce handlowej, nakładanie nowych ceł. Kraje nadal będą musiały zmierzyć się ze znacznymi cłami w USA, które będą miały wpływ na eksport, inwestycje i ogólny wzrost gospodarczy.
- ➡ Wojna rosyjsko-ukraińska – międzynarodowe sankcje nałożone na rosyjskich producentów. Rosyjskie firmy węglowe borykają się z problemami finansowymi, ale wolumeny eksportu utrzymały się dzięki pomocy rządowej. Jeśli konflikt rosyjsko-ukraiński dobiegnie końca i sankcje zostaną ograniczone, rosyjskie dostawy mogą ponownie wejść na rynek globalny.

Rynek węgli metalurgicznych w ostatnich pięciu latach podlegał dynamicznym zmianom, co znalazło odzwierciedlenie w skokowych zmianach cen (Ozga-Blaschke 2025). Po osiągnięciu szczytu w kwietniu 2022 roku ceny znalazły się w trajektorii spadkowej z powodu zwiększonej podaży i osłabienia popytu i osiągnęły najniższy poziom od czterech lat.

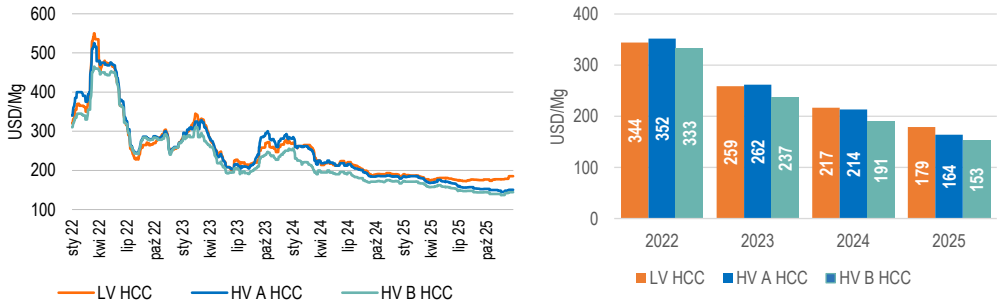
Większość kontraktów dotyczących sprzedaży węgla koksowego zawiera formuły oparte na cenach referencyjnych ustalanych na podstawie publikowanych notowań indeksów dla węgli hard, semi-soft i PCI. Wykresy na rysunkach 1 i 2 pokazują przebieg zmian cen węgli metalurgicznych z Australii i USA na rynku spot w latach 2022–2025 (notowania dzienne i średnie roczne).



Rys. 1. Indeksy cenowe FOB Australia East Coast węgli koksowych hard i semi-soft w latach 2022–2025 na rynku spot
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Coal Trader International Platts

Fig. 1. FOB Australia East Coast price indices for hard and semi-soft coking coals in 2022–2025 on the spot market

Przez cały rok 2025 rynek węgla koksowego znajdował się pod presją słabego globalnego popytu na stal, ograniczonej aktywności w Chinach oraz słabej koniunktury. Ceny utrzymywały się na niskim poziomie przez większość roku, odzwierciedlając niskie marże producentów stali i brak czynników stymulujących zrównoważony wzrost. Jednocześnie ograniczenia produkcji krajowej węgla w Chinach i okresowe zakłócenia dostaw zapobiegły głębszej korekcie rynku.



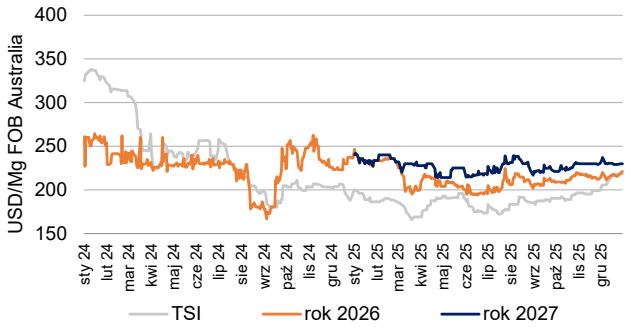
Rys. 2. Indeksy cenowe FOB USA East Coast węgli koksowych w latach 2022–2025 na rynku spot
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Coal Trader International Platts

Fig. 2. FOB USA East Coast coking coal price indices for 2022–2025 on the spot market

Średnioroczne ceny węgli PLV HCC w 2025 były niższe r/r o 22%, a w stosunku do 2022 roku o prawie 50%.

W połowie grudnia 2025 roku notowania węgla koksowego premium hard (PLV HCC) przekroczyły poziom 200 USD/t po raz pierwszy od końca grudnia 2024 roku i ustabilizowały się powyżej tego poziomu. Wzrost ten miał związek z ograniczoną podażą i rosnącym popytem, w tym ze strony Indii, które uzupełniają zapasy, a także z krajów Azji Południowo-Wschodniej. Zapytania pojawiły się również z Turcji. Kluczowym czynnikiem był niedobór podaży związany z porą deszczową w Australii. Jednocześnie potencjał dalszego wzrostu był hamowany przez słabą rentowność hut i ograniczony popyt końcowy w Chinach.

Pod koniec roku krzywe forward wykazywały łagodne contango (rys. 3).

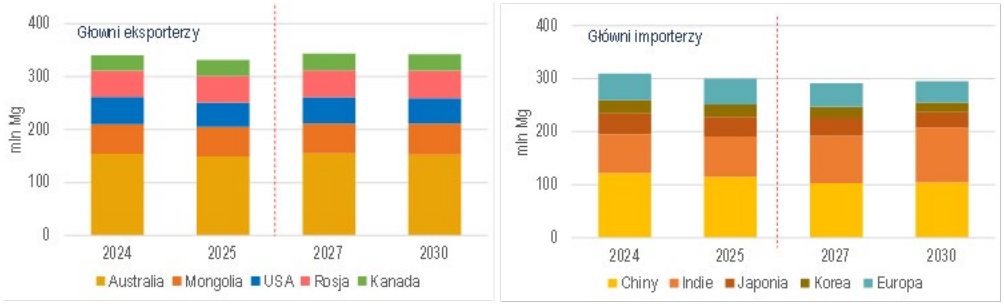


Rys. 3. Notowania instrumentów pochodnych węgla koksowego na lata 2026–2027
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Coal Trader International Platts

Fig. 3. Coking coal derivatives assessments for 2026–2027

2. Krótkoterminowa prognoza dla rynku węgli metalurgicznych

Przedstawiona przez IEA (Coal 2025 Analysis and Forecast to 2030) prognoza dla rynku węgli metalurgicznych zakłada, że globalny import węgla koksowego pozostanie stabilny w okresie prognozy (rys. 4). Globalny handel węglem koksowym ustabilizuje się w 2030 roku z niewielkim wzrostem o 3% w porównaniu z 2025 rokiem i osiągnie poziom z 2024 roku. Spadki importu do Chin, Korei, Japonii i UE odzwierciedlają zmiany strukturalne w produkcji stali i działaniach na rzecz dekarbonizacji w Azji i Europie. Tymczasem Indie między 2025 a 2030 rokiem zwiększą import o 27 mln ton, stając się kluczowym rynkiem wzrostu. Indonezja również odnotuje stały wzrost, wspierany przez rosnące moce produkcyjne koksu.



Rys. 4. Główni eksporterzy i importerzy na rynku węgli metalurgicznych w latach 2024–2030
Źródło: opracowanie własne na podstawie Coal 2025 IEA

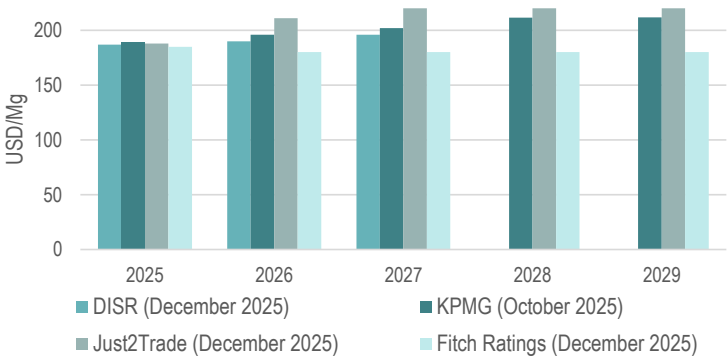
Fig. 4. Main exporters and importers in the metallurgical coal market 2024–2030

Australia, największy eksporter węgla koksowego, pozostanie głównym dostawcą, a popyt na australijski węgiel, zwłaszcza typu hard, pozostanie stabilny. Mongolski eksport ustabilizuje się na poziomie prawie 60 mln ton do 2030 roku, co odzwierciedla wysoki popyt ze strony Chin, jedynego odbiorcy eksportu Mongolii.

3. Krótkoterminowe prognozy cen

Oczekuje się, że średnie ceny węgli hard premium w najbliższych latach ustabilizują się na poziomie ok. 200 USD/Mg (rys. 5). Ograniczona podaż i popyt indyjski będą wspierać rynek, podczas gdy spowolnienie gospodarcze w Chinach i zwiększona konkurencja między dostawcami pozostaną kluczowym ryzykiem.

Australijski Departament Przemysłu, Nauki i Zasobów DISR w swoim kwartalnym raporcie (Resources and Energy Quarterly, December 2025) przewiduje ceny węgla koksowego hard PLV HCC na poziomie 190 USD/Mg w 2026 roku i 196 USD/Mg w 2027 roku. Podkreślono, że prognozy cen węgla koksowego podlegają dużej niepewności, zważywszy na brak płynności rynku i możliwość zmian w przepływach w zależności od zmian w polityce geopolitycznej i handlowej.



Rys. 5. Prognozy cen węgla koksowego PLV HCC
Źródło: opracowanie własne na podstawie: DISR, KPMG, Fitch Ratings, Just2Trade

Fig. 5. PLV HCC coking coal price forecasts

Agencja Fitch Ratings przewiduje, że ceny węgla koksowego ustabilizują się na poziomie 180 USD/Mg w latach 2026 i 2027.

Międzynarodowy broker, firma Just2Trade, pokazuje bardziej optymistyczną trajektorię cen – wzrost z ok. 210 USD/Mg w roku 2026 do 220 USD/Mg w kolejnych trzech latach.

Agencja KPMG w swoim kwartalnym raporcie prognozuje, że średnioroczne ceny będą stopniowo wzrastać ze 196 USD/Mg w 2026 roku do 212 USD/Mg w latach 2028–2029.

Węgiel koksowy premium (o wysokiej wytrzymałości koksu po reakcji CSR) utrzyma swoją przewagę cenową nad odmianami o niższej jakości, a premia jakościowa potencjalnie się powiększy, ponieważ producenci stali skoncentrują się na wydajności i redukcji emisji.

Ceny węgla semi-soft będą bliższe jakości węgla koksowego typu hard w okresach wyzwań związanych z dostawą węgla, ale zbliżą się do cen węgla energetycznego podczas nadmiernego zaopatrzenia rynków. Ten schemat korelacji cenowej stał się w ostatnich latach wyraźniejszy, tworząc dodatkową zmienność dla producentów tego typu węgla.

Podsumowanie

Spowolnienie w gospodarce światowej, malejąca produkcja stali, napięcia geopolityczne, wojna rosyjsko-ukraińska, a także amerykańskie cła importowe to czynniki kształtujące trendy na rynku węgli metalurgicznych w ostatnich latach.

Środek ciężkości rynku przesuwa się coraz bardziej w stronę Azji, a przyszłość handlu węglem metalurgicznym na rynku międzynarodowym będzie określana przez dwóch największych importerów – Chiny i Indie, które łącznie odpowiadają za połowę światowego importu węgla koksowego. Uwaga przesuwa się z tradycyjnych nabywców na rozwijające się gospodarki azjatyckie.

Chiny pozostają kluczowym rynkiem, a tempo wzrostu gospodarczego, krajowa polityka produkcyjna i ograniczenia importowe mają ogromny wpływ na globalne kształtowanie cen węgla. Polityka samowystarczalności może znacznie zmniejszyć popyt na import, natomiast

w sytuacji, gdy ceny krajowe przekraczają poziom parytetu importowego, chińscy nabywcy zwiększają zakupy morskie, wspierając ceny międzynarodowe.

Indie postrzegane są jako kluczowy motor napędzający wzrost międzynarodowego handlu węglem koksowym. Ekspansja przemysłowa i rozwój infrastruktury w połączeniu z planowanym znacznym wzrostem sektora produkcji stali zwiększą zależność Indii od importu węgla metalurgicznego.

Rynek węgli metalurgicznych w ostatnich pięciu latach podlegał dynamicznym zmianom, co znalazło odzwierciedlenie w skokowych zmianach cen. Po osiągnięciu szczytu w kwietniu 2022 roku ceny zaczęły spadać z powodu zwiększonej podaży i osłabienia popytu. Średnia roczna wartość indeksu The Steel Index (TSI Premium Hard CC) w 2025 roku spadła do najniższego od 4 lat poziomu 187 USD/Mg.

Analitycy rynku przewidują, że średnie ceny węgli hard premium w nadchodzących trzech latach ustabilizują się na poziomie ok. 200 USD/Mg. Ograniczona podaż i popyt indyjski będą wspierać rynek, podczas gdy spowolnienie gospodarcze w Chinach oraz zwiększona konkurencja między dostawcami pozostaną kluczowym ryzykiem. Wyzwania dla globalnego wzrostu gospodarczego wynikające z wojny handlowej z USA również podniosły ryzyko dla perspektyw cen węgla.

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

Coal 2025 – Analysis and forecast to 2030. International Energy Agency. [Online:] https://www.iea.org/reports/coal-2022 [Dostęp: 12.12.2025].

Coal Trader International, Platts S&P Global Commodity Insights, wydania z lat 2022–2025.

Fitch Ratings – Metals and Mining Price Assumptions. [Online:] www. fitchratings.com [Dostęp: 12.12.2025].

Just2Trade – Coal price forecast: How will the price change in 2026 and beyond? [Online:] https://j2t.com/solutions/blogview/coal-price-prediction/ [Dostęp: 12.12.2025].

KPMG – Coal price and FX market forecasts, September/October 2025. [Online:] https://kpmg.com [Dostęp: 12.12.2025].

OECD Steel Outlook 2025. [Online:] https://www.oecd.org [Dostęp: 12.12.2025].

Ozga-Blaschke, U. 2025. Międzynarodowy rynek węgla koksowego. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(113), s. 123–131, Kraków: Wyd. Instytutu GSMiE PAN.

Resources and Energy Quarterly, December 2025. DISR Australian Government. [Online:] www.industry.gov.au [Dostęp: 12.12.2025].

World Steel Association. [Online:] https://worldsteel.org [Dostęp: 12.12.2025].

Krótkoterminowe prognozy dla międzynarodowego rynku węgli metalurgicznych

Słowa kluczowe: węgiel metalurgiczny, import, eksport, ceny

Streszczenie: Kondycja światowego przemysłu stalowego ma bezpośredni wpływ na rynek węgli metalurgicznych, które obok rudy żelaza są podstawowym surowcem w produkcji hutniczej. Aktualnie światowy rynek stali charakteryzuje się nadpodażą, słabym popytem (szczególnie w sektorach budowlanym i motoryzacyjnym), spadającymi cenami oraz znaczną nadwyżką mocy produkcyjnych wywierającą presję na rentowność przemysłu hutniczego.

Obecnie perspektywy dla międzynarodowego rynku węgla metalurgicznego są niepewne z powodu globalnego spowolnienia gospodarczego, osłabienia popytu i zmieniających się przepływów handlowych. Spowolnienie wzrostu produkcji stali w krajach głównych importerów, z wyjątkiem Indii, ogranicza popyt na węgiel metalurgiczny, a tym samym jego ceny.
Oczekuje się, że zapowiadany przez Indie dynamiczny wzrost produkcji stali surowej, opartej głównie na technologii BOF, będzie korelował bezpośrednio z wyższym zużyciem węgla, tworząc możliwości dla eksporterów węgla koksowego na całym świecie i kompensując spadek importu przez użytkowników w innych krajach.
Daleko idący wpływ na sytuację rynkową mają Chiny ze względu na ich politykę gospodarczą (efekty pakietów stymulujących gospodarkę), poziom produkcji i eksportu stali, udział w rynku spot i ruchy na krajowym rynku kontraktów terminowych. Od wielu lat silny wpływ Chin kształtował trendy cenowe i konsumpcyjne.
Rynek węgli metalurgicznych w ostatnich pięciu latach podlegał dynamicznym zmianom, co znalazło odzwierciedlenie w skokowych zmianach cen. Po osiągnięciu szczytu w kwietniu 2022 roku ceny znalazły się w trajektorii spadkowej i w 2025 roku osiągnęły najniższy poziom od czterech lat.
W referacie przedstawiono czynniki kształtujące globalne trendy na rynku węgli metalurgicznych oraz krótkoterminowe prognozy cen.

Short-term forecasts for the international metallurgical coal market

Keywords: metallurgical coal, import, export, prices

Abstract: The state of the global steel industry has a direct impact on the market for metallurgical coal, which, alongside iron ore, is a key raw material in steelmaking. Currently, the global steel market is characterized by oversupply, weak demand (especially in the construction and automotive sectors), falling prices, and significant overcapacity, which puts pressure on the profitability of the steel industry.
Currently, the outlook for the international metallurgical coal market is uncertain due to the global economic slowdown, weakening demand, and changing trade flows. The slowdown in steel production growth in major importing countries, with the exception of India, is reducing demand for metallurgical coal and, consequently, its prices. The dynamic growth in crude steel production, primarily based on BOF technology, announced by India is expected to correlate directly with higher coal consumption, creating opportunities for coking coal exporters worldwide and offsetting the decline in imports by users in other countries. China has a far-reaching influence on the market situation due to its economic policy (the effects of economic stimulus packages), the level of steel production and exports, its share in the spot market, and movements in the domestic futures market. For many years, China's strong influence has shaped price and consumption trends.
The metallurgical coal market has been subject to dynamic changes over the past five years, reflected in sharp price fluctuations. After peaking in April 2022, prices began a downward trajectory, reaching a four-year low in 2025. This paper presents the factors shaping global trends in the metallurgical coal market and short-term price forecasts.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/12, s. 127–140

Katarzyna STALA-SZLUGAJ[1]

Międzynarodowy rynek węgla energetycznego w 2025 roku i jego perspektywy

Wprowadzenie

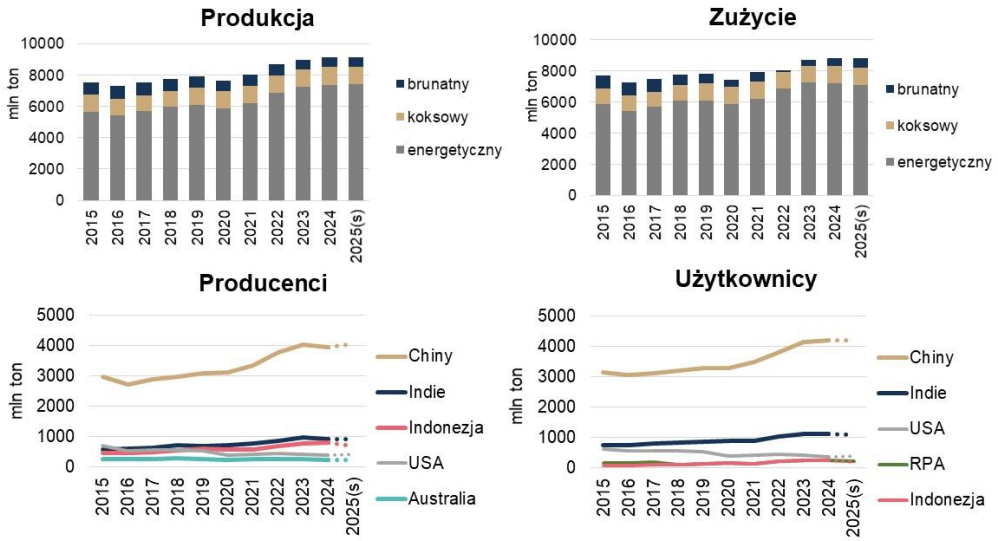
Węgiel jest jednym z ważniejszych nośników energii na świecie. Według statystyk gromadzonych przez Międzynarodową Agencję Energetyczną, w skrócie: IEA (IEA WEO 2017–2025), węgiel jest istotnym paliwem wykorzystywanym w światowym wytwarzaniu energii elektrycznej. W 2024 roku jego udział w globalnej produkcji energii elektrycznej wyniósł 35%, a na jej wytworzenie zużyto 5,9 mld ton. Analitycy wskazanej agencji szacują (IEA WEO 2025), że w horyzoncie 2050 roku według Scenariusza Obecnych Polityk (Current Policies Scenario) w oparciu o węgiel zostanie wytworzonych 8495 TWh, co ma stanowić 14% globalnej produkcji energii elektrycznej. Udokumentowane światowe zasoby (*proved reserves*) węgla według stanu na koniec 2020 roku (dane EI 2025) wyniosły 1074 mld ton, z czego 70% stanowiły zasoby antracytu i węgla bitumicznego, a pozostałą część – węgla subbitumicznego i lignitu. Wystarczalność łącznych zasobów węgla na świecie szacowana jest na 139 lat.

Dominującą część (około trzy czwarte) światowej produkcji węgla stanowi węgiel energetyczny, wolumen jego produkcji przekłada się również na dominację w handlu światowym (około 75–76%), dlatego celem niniejszego artykułu jest analiza aktualnej (2025 rok) sytuacji na międzynarodowym rynku węgla energetycznego wraz z jego prognozami. W związku z tym, że wiele czynników oddziałuje na gospodarkę światową w sposób długofalowy, analizą objęto lata 2015–2025.

[1] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-3689-7895; e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl

1. Podaż i popyt

Wstępne dane Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA Coal 2025) pokazują, że światowa produkcja węgla energetycznego w 2025 roku ukształtowała się na poziomie zbliżonym do 2024 roku i według wstępnych szacunków wyniosła około 7,3 mld ton (rys. 1). Na poziom światowej produkcji wpłynęło głównie wydobycie trzech azjatyckich producentów: Chin, Indii oraz Indonezji. Łączna produkcja tych trzech państw stanowiła około 77% globalnej produkcji tego surowca. W 2025 roku zauważalne było spowolnienie popytu, a światowe zużycie węgla prawdopodobnie osiągnie niewiele niższy poziom niż w 2024 roku, w przybliżeniu 7,2 mld ton (rys. 1). Około 80% światowego zużycia węgla energetycznego przypada łącznie na: Chiny, Indie i Stany Zjednoczone.



Rys. 1. Światowa produkcja oraz zużycie węgla energetycznego, lata 2015–2025; (s) – dane wstępne szacunkowe (opracowanie własne na podst.: IEA 2026, IEA Coal 2017–2025)

Fig. 1. Global production and consumption of thermal coal, 2015–2025

Wstępne statystyki pokazują, że wzrost produkcji węgla energetycznego w 2025 roku nastąpił w Chinach i w Indiach. W Chinach nadmierna krajowa produkcja doprowadziła do wzrostu zapasów, które skutkowały spadkiem cen na rynku wewnętrznym. W lipcu 2025 roku chińska Narodowa Administracja Energetyczna ogłosiła środki mające na celu ograniczenie nadwyżek podaży. Przeprowadzono również inspekcje w celu zidentyfikowania kopalni produkujących ponad dopuszczalną wydajność. Krajowa produkcja węgla energetycznego ma kluczowe znaczenie dla chińskich dążeń do bezpieczeństwa energetycznego, a chińskie elektrownie węglowe są modernizowane w celu zwiększenia ich elastyczności w zakresie wykorzystania współspalania z OZE.

Wraz z rosnącym PKB oraz wzrostem populacji zwiększa się zapotrzebowanie Indii na węgiel energetyczny, który jest motorem napędowym dla krajowego przemysłu. Wysoki poziom indyjskiej produkcji węgla utrzymał się mimo silnych opadów deszczu w pierwszej połowie 2025 roku, które ograniczyły zapotrzebowanie na energię i zwiększyły moc elektrowni wodnych. Według oficjalnych informacji (PIB Delhi 2026a) w 2025 roku łącznie Indie wyprodukowały 1042,9 mln ton węgla (dane wstępne), odnotowując niewielki, o 0,25%, wzrost w stosunku do zeszłorocznej produkcji. Duże zapotrzebowanie na energię elektryczną ze strony rozwijającej się gospodarki spowodowało, że w 2025 roku (PIB Delhi 2026b) Indie zwiększyły moce wytwórcze energii elektrycznej o 51,66 GW (wzrost o 53% r/r), łączna moc zainstalowana w elektrowniach węglowych (na bazie węgla kamiennego i brunatnego) wynosiła 226 GW, w budowie znajdowało się dodatkowe 40 GW mocy, a 24 GW mocy znajduje się na różnych etapach planowania, przetargów i uzyskiwania pozwoleń.

Indonezja w 2025 roku po raz pierwszy od pandemii koronowirusa doznała spadku zarówno produkcji, jak i eksportu węgla (rys. 1). Wiązało się to ze spadkiem importu ze strony jego największych odbiorców, czyli Chin oraz Indii, które zwiększyły dostępność krajowego surowca. Oficjalne dane indonezyjskiego ministerstwa energii (ESDM 2026) pokazują, że łącznie kraj ten wyprodukował 790 mln ton węgla (przekraczając cel ustalony na poziomie 740 mln ton), z czego 65% (tj. 514 mln ton) zostało wyeksportowanych, 32% zużyto w kraju, a 3% stanowiły zapasy węgla.

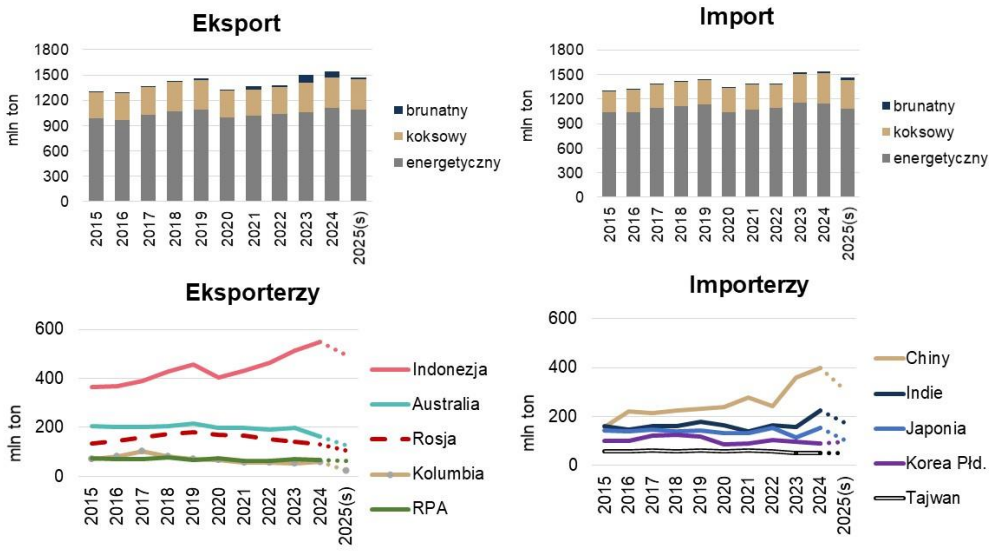
2. Handel węglem

Szacuje się, że w 2025 roku handel węglem energetycznym najprawdopodobniej będzie niższy od poziomu z 2024 roku i wyniesie około 1,1 mld ton (rys. 2). Do wspomnianego spadku eksportu w dużej mierze przyczyniły się utrzymujące się niskie ceny węgla w handlu na rynku międzynarodowym (Stala-Szlugaj i Grudziński 2025), które podważały ekonomikę produkcji (na przykład w Australii czy w Kolumbii).

Indonezja, Australia i Rosja odpowiadały w 2025 roku za około 66% eksportu, a Chiny, Indie i Japonia za około 55% importu (rys. 1). Poza niskimi cenami na międzynarodowym rynku węgla do spadku eksportu przyczyniły się wysokie zapasy oraz słabnący import ze strony Chin oraz Indii, a także pozostałych głównych importerów. W przypadku Rosji w 2025 roku kontynuowany był spadkowy trend eksportu, spowodowany utrzymującymi się międzynarodowymi sankcjami, nałożonymi na ten kraj w związku z prowadzeniem wojny z Ukrainą.

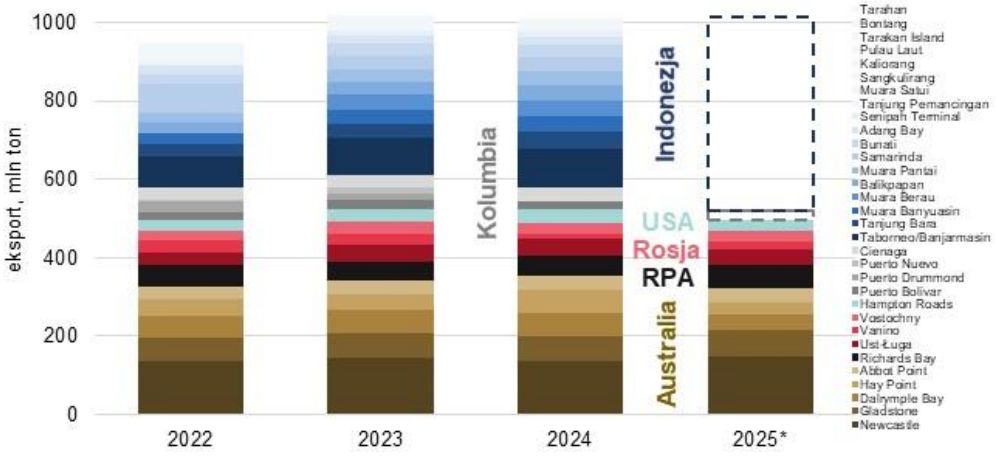
Handel węglem w około 90% realizowany jest drogą morską. Na rysunku 3 zaprezentowano roczne przeładunki węgla w głównych portach morskich czołowych światowych eksporterów tego surowca. Dane do wykresu zaczerpnięto ze statystyk poszczególnych portów oraz jednostek gromadzących statystyki na temat transportu morskiego w danym państwie.

Analizując informacje zawarte na rysunku 3, można zauważyć duże zróżnicowanie pod względem wolumenów przeładunkowych pomiędzy portami: od kilku–kilkunastu mln ton (jak w przypadku portów w Indonezji) do stukilkudziesięciu mln ton (jak w przypadku australijskiego portu Newcastle).



Rys. 2. Światowy handel węglem energetycznym, lata 2015–2025; (s) – dane wstępne szacunkowe (opracowanie własne na podst.: IEA 2026; IEA Coal 2017–2025)

Fig. 2. Global trade in thermal coal, 2015–2025



Rys. 3. Roczne przeładunki węgla w portach eksporterów, lata 2022–2025; * dane wstępne szacunkowe (opracowanie własne na podst. danych portowych i służb statystycznych w danym kraju)

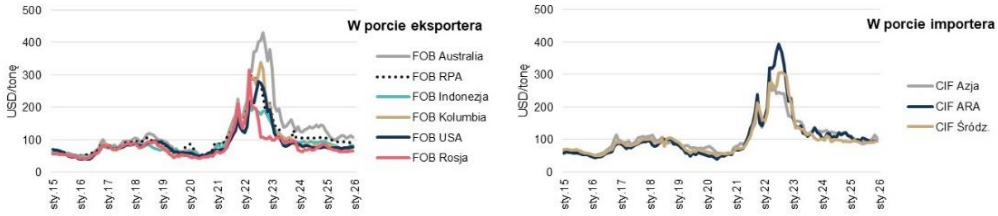
Fig. 3. Annual coal throughput in exporter ports, 2022–2025

Na coroczną wielkość eksportu wpływa kilka czynników – poza oczywistymi czynnikami pogodowymi, infrastrukturalnymi (związanymi ze zdolnością przeładunkową danego portu) także wielkość i częstotliwość dostaw ładunku oraz przepustowość tras transportowych. W przypadku tych ostatnich przykładem mogą być ograniczenia infrastrukturalne linii kolejowej Transnet, dowożącej węgiel z południowoafrykańskich złóż Mpumalanga do portu

Richards Bay. Zakłócenia te często wywołane są przez kradzież kabli energetycznych zasilających tę linię kolejową. Kolejnym ważnym czynnikiem jest głębokość nabrzeża. Na przykład w Indonezji dominują porty o relatywnie niskich wolumenach przeładunku. Ze względu na płytkie nabrzeże duże masowce mogą być obsługiwane w pewnym oddaleniu od portu (dysponującym odpowiednią głębokością zanurzenia), a załadunek odbywa się z barek transportowych dowożących węgiel z portu.

3. Ceny węgla energetycznego na rynku międzynarodowym

Wykresy na rysunku 4 przedstawiają średnie miesięczne ceny węgla energetycznego o wartości opałowej wynoszącej 6000 kcal/kg (25 MJ/kg) w stanie roboczym (NAR), w okresie od stycznia 2015 roku do grudnia 2025 roku. W przypadku cen eksporterów (na warunkach FOB – *Free on Board*) wzięto pod uwagę takich dostawców na rynek międzynarodowy, jak: Australia (port Newcastle), RPA (port Richards Bay), Indonezja (porty na Kalimantanie), Kolumbia (port Puerto Bolivar), USA (port Wschodnie Wybrzeże), Rosja (porty bałtyckie). W przypadku importu pokazano ceny (na warunkach CIF – *Cost, Insurance, Freight*) w dostawie do portów z trzech głównych regionów odbiorców: portów azjatyckich (CIF Azja), europejskich portów ARA (Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia) oraz portów położonych nad Morzem Śródziemnym (CIF Śródz.).



Rys. 4. Przebieg zmienności cen węgla energetycznego (6000 kcal/kg, tj. 25,1 MJ/kg) w porcie eksportera (FOB) oraz w porcie importera (CIF); średnie miesięczne z lat 2015–2025 (opracowanie własne na podst.: ARP 2015–2025; Argus 2015–2022, Argus 2022–2025, Platts 2015–2025a,b; WB 2015–2025)

Fig. 4. Changes in the price of thermal coal (6,000 kcal/kg, i.e. 25.1 MJ/kg) at the exporter's port (FOB) and at the importer's port (CIF); monthly averages for 2015–2025

Analizując przebieg zmienności cen węgla na rynku międzynarodowym (rys. 4), można zauważyć, że w latach 2015–2025 podlegały one olbrzymim wahaniom. Wśród najważniejszych czynników, które kształtowały poziom cen – poza fundamentami rynku, takimi jak podaż i popyt (zwłaszcza u dużych światowych gospodarek, takich jak Chiny oraz Indie) – należy wymienić (IEA Coal 2017–2025, DISR 2015–2025; Grudziński 2025; Stala-Szlugaj i Grudziński 2021, 2022; Stala-Szlugaj 2025):

- kursy walut narodowych względem dolara amerykańskiego;
- koszty produkcji;
- polityki klimatyczne wraz z wdrażaną coraz intensywniej polityką dekarbonizacji;

- czynniki polityczne – na przykład 2018 rok: USA wprowadza sankcje wobec irańskiej ropy, napięcia z Arabią Saudyjską, 2019: eskalacja konfliktu USA–Chiny, 2024–2025: intensyfikacja napięć na linii Iran–Izrael;
- pandemię COVID-19 – w związku ze spowolnieniem gospodarczym wywołanym koronawirusem (spadek popytu i podaży, liczne lockdowny, utrudnienia w wydobyciu i transporcie itp.) w porównaniu z rokiem wcześniejszym ceny na międzynarodowym rynku węgla uległy spadkowi i przez większość miesięcy utrzymywały się na poziomie rzędu 40–60 USD/tonę;
- czynnik pogodowy – 2015 rok Australia: cyklon Marcia, 2017 rok – Australia: cyklon Debbie, Indonezja: efekt zjawiska La Nina, 2018 rok – Australia: cyklon Iris, 2019 rok – susza ogranicza eksploatację w Kolumbii, 2021 rok – ulewne deszcze w Kolumbii, Australii, powodzie w Indonezji, 2022 rok – ulewne deszcze (efekt El Nino) w Australii, Indonezji, Kolumbii, 2024 rok – efekt El Nino, 2025 rok – zjawisko La Nina, ekstremalne upały w południowej Azji;
- poziomy cen konkurencyjnych nośników energii – przykładem może być rok 2021, kiedy wzrost cen gazu ziemnego oraz braki w dostawach tego paliwa z Rosji do odbiorców europejskich wpłynęły na wzrost zapotrzebowania na węgiel, co stymulowało wzrost cen. Pomiędzy styczniem a grudniem 2021 roku ceny w dostawie do portów ARA wzrosły o 110% (do 141 USD/tonę), a do odbiorców z basenu Morza Śródziemnego wzrosły o 131% (do 164 USD/tonę);
- decyzje polityczne Chin – w związku z tym, że Chiny są największym producentem, użytkownikiem oraz importerem węgla energetycznego na świecie, wszelkie decyzje polityczne tego kraju wpływają w istotny sposób na międzynarodowy rynek węgla, na przykład: 2018 rok – wojna handlowa pomiędzy USA a Chinami: wprowadzenie zakazu importu węgla, 2020 rok – wezwanie do zwiększenia wydobycia krajowego, wprowadzenie nieoficjalnego zakazu importu węgla z Australii, 2022 rok – efekt polityki 2022 „zero covid" doprowadza do blokad i mocno obciąża krajową konsumpcję, produkcję przemysłową oraz powoduje „wąskie gardła" w łańcuchu dostaw; załamanie na chińskim rynku nieruchomości znacznie ogranicza nową działalność budowlaną, co zmniejsza popyt na cement i stal, 2023 rok – zezwolenie na import węgla z Australii, 2024 rok – od początku roku przywrócenie cła na węgiel z importu (Indonezja i Australia zwolnione z uwagi na podpisaną umowę z Chinami), 2025 rok – produkcja przewyższa krajowe zapotrzebowanie, co prowadzi do zwiększenia zapasów i wywiera dodatkową presję na spadek cen;
- zbrojne konflikty międzynarodowe – zbrojna inwazja Rosji na Ukrainę w 2022 roku.

Zbrojny atak Rosji na Ukrainę w lutym 2022 roku spowodował bardzo silny wzrost cen w relatywnie krótkim czasie: cena CIF ARA maksimum osiągnęła w lipcu 2022 roku, gdy wynosiła 395 USD/tonę, australijski węgiel w porcie Newcastle przez cały III kwartał 2022 roku utrzymywał się na poziomie powyżej 400 USD/tonę (402–431 USD/tonę). Wojna Rosji z Ukrainą spowodowała zerwanie łańcuchów dostaw, co wspierało utrzymujące się wysokie poziomy cen. Sankcje nałożone na Rosję przez wiele gospodarek światowych zmusiły wielu dotychczasowych importerów rosyjskiego węgla do zmiany dostawców.

Kolejne miesiące 2023 roku przyniosły duże spadki cen węgla; rynek powoli zaczął odnajdować się w nowej sytuacji, nastąpiła rekalibracja rynków energii, zaczęła następować równowaga popytu i podaży, a ceny zaczęły się stabilizować.

W 2024 roku ceny w portach importerów utrzymywały się na poziomie rzędu 110 USD/tonę (6000 kcal/kg), a w portach eksporterów 100 USD/tonę (6000 kcal/kg). Wśród istotnych czynników, które wpłynęły na poziom cen węgla, były między innymi: spadek zapotrzebowania w Europie (w Niemczech zamknięto 8 elektrowni na węgiel kamienny i 7 elektrowni na węgiel brunatny), eskalacja napięć na linii Iran–Izrael, objęcie sankcjami przez USA rosyjskich spółek SUEK i Mechel oraz wprowadzenie przez ONZ zakazu reklam węgla, gazu i ropy naftowej.

Rok 2025 przyniósł niewielki okres spadkowy: pomiędzy styczniem a grudniem ceny zmalały o około 5–12%. Ceny w portach eksporterów kształtowały się na poziomie rzędu 96 USD/tonę (6000 kcal/kg), a w portach importerów rzędu 87 USD/tonę (6000 kcal/kg). W sumie na poziom cen węgla w 2025 roku wpłynęły: eskalacja konfliktu Iran–Irak na Bliskim Wschodzie (militarne zaangażowanie USA w ten konflikt), czynnik pogodowy (fale upałów latem, duże opady deszczu i przedłużający się sezon monsunowy, cieplejsze miesiące zimowe), ograniczenia podaży węgla z RPA (problemy natury logistycznej: kradzieże trakcji, wykolejenie pociągu), zakłócenia w logistyce dostaw do portów australijskich (Hunter Valley), wzrosty i spadki popytu ze strony azjatyckich nabywców, nadwyżka podaży, spadki cen konkurencyjnych nośników energii (gaz), wzrost udziału generacji z energetyki na źródła odnawialne.

Osobnym zagadnieniem jest węgiel rosyjski. Przez nałożenie sankcji na węgiel z Rosji (odpowiedź na atak zbrojny Rosji na Ukrainę w 2022 roku) oraz koalicję państw zachodnich (USA, Wlk. Brytania, Japonia, Australia, Kanada i Unia Europejska) rosyjscy eksporterzy stracili wiele rynków zbytu. Odbiorcami rosyjskiego węgla pozostały takie państwa, jak (DISR 2015–2025): Chiny, Indie, Turcja, Korea Południowa i Tajwan.

Po utraceniu rynku w większości państw europejskich rosyjscy eksporterzy zaczęli koncentrować się na odbiorcach azjatyckich. Jednak transport węgla w tym kierunku napotkał ograniczenia przepustowości linii kolejowych, co uniemożliwia zwiększenie wolumenów, i tym samym nie rekompensował strat poniesionych na skutek utraty odbiorców na rynku europejskim. By móc konkurować z innymi producentami oraz utrzymać się na rynku, eksporterzy zaczęli stosować duże rabaty. Od kwietnia do grudnia 2022 roku w portach bałtyckich rosyjski węgiel był oferowany w stosunku do CIF ARA na poziomie niższym od 113–259 dolarów (rys. 4). W kolejnych miesiącach (do końca 2025 roku) różnica ta oscylowała najczęściej wokół 15–30%.

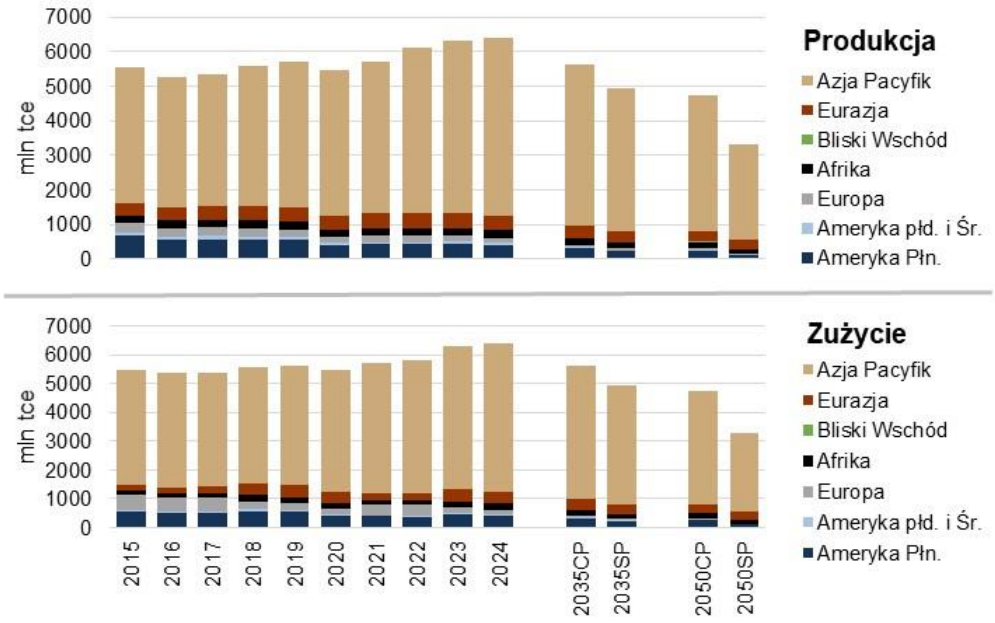
Nałożone na Rosję sankcje dotyczące importu węgla oraz zablokowanie możliwości korzystania z międzynarodowego systemu komunikacji finansowej SWIFT, przy zwiększeniu kosztów transportu, pogłębiały problemy branży węglowej. Według (Coal Hub 2026) do końca 2024 roku odsetek spółek węglowych przynoszących straty przekroczył 50%, 27 rosyjskich spółek węglowych (o łącznej produkcji 40 mln ton/rok) znalazło się w stanie przed upadłością, a 62 spółki (o łącznej produkcji 126 mln ton/rok) odnotowały straty przekraczające średnią branżową; w Kuzbasie i Chakasji wiele firm musiało ograniczyć plany produkcyjne i zachowanie niektórych obszarów górniczych.

4. Prognozy dotyczące rynku węgla energetycznego

Analitycy Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA Coal 2025; IEA WEO 2025) prognozują, że w latach 2024–2025 produkcja węgla osiągnęła maksimum, a w kolejnych latach znajdzie się w trendzie spadkowym. W perspektywie 2030 roku łączna produkcja węgla energetycznego i brunatnego w stosunku do 2025 roku będzie spadać rocznie w tempie 1,1% (IEA Coal 2025). Choć w Indiach ma nastąpić wzrost produkcji, to nie będzie on mógł zrównoważyć spadków produkcji u takich producentów, jak Chiny, Unia Europejska i Stany Zjednoczone. Dominującym czynnikiem wpływającym na wielkość produkcji węgla będzie zapotrzebowanie ze strony sektora energetycznego.

Wykresy na rysunku 5 przedstawiają długoterminową prognozę produkcji i zużycia węgla w podziale geograficznym. Zaprezentowano prognozy według dwóch scenariuszy (IEA WEO 2025): Obecnych Polityk (*Current Policies Scenario* – w skrócie: CP) oraz Ogłoszonych Polityk (*Stated Policies Scenario* – w skrócie: SP; nazywany też STEPS). Scenariusz Obecnych Polityk (CP) oparty został na już uchwalonych przepisach i politykach, a Scenariusz Ogłoszonych Polityk (SP) – na dynamicznej interpretacji dzisiejszych polityk. Warto nadmienić, że w statystykach IEA (IEA WEO 2017–2025) węgiel ujmowany jest łącznie razem z torfem i łupkami bitumicznymi.

Niezależnie od przyjętego scenariusza, w każdym przypadku około 83% światowego zużycia i produkcji węgla odbywa się w krajach Azji i Pacyfiku.



Rys. 5. Długoterminowe prognozy światowej produkcji i zużycia węgla (opracowanie własne na podst.: IEA WEO 2017–2025)

Fig. 5. Long-term forecasts for global coal production and consumption

Według prognoz przedstawionych w (IEA WEO 2025) zużycie węgla zaczyna spadać na całym świecie przed 2030 rokiem. Obecnie wytwarzanie energii elektrycznej odpowiada za dwie trzecie światowego zużycia węgla. Jednakże dalszy rozwój fotowoltaiki, energetyki wiatrowej i jądrowej sprawia, że wzrasta zapotrzebowanie na tego typu energię elektryczną w większości regionów. W efekcie prowadzi to do zmniejszenia zużycia węgla w produkcji energii elektrycznej w niemal wszystkich regionach świata. Zużycie węgla w przemyśle spada w Chinach oraz większości gospodarek rozwiniętych, ale rośnie w Indiach oraz innych gospodarkach wschodzących i rozwijających się i pozostaje zasadniczo bez zmian na całym świecie do 2050 roku. Według scenariusza SP światowe zapotrzebowanie w horyzoncie 2050 roku szacowane jest na 3,26 mld tce i w stosunku do zużycia z 2024 roku ma ulec 2-krotnemu spadkowi.

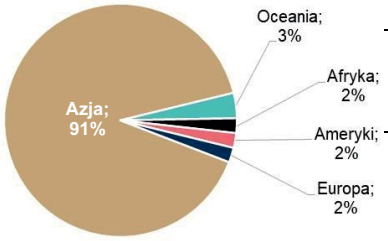
Globalny udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej ma spaść z 35% w 2024 roku do poniżej 20% w 2035 roku (IEA WEO 2025). Przyczyni się do tego rozwój wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, który przewyższy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Między latami 2024 a 2035 produkcja węgla energetycznego spadnie o około 25%, co oznacza redukcję o prawie 1,20 mld tce (w przeliczeniu około 1,4 mld ton węgla 25,1 MJ/kg).

Do 2035 roku Chiny mają odpowiadać za połowę światowej produkcji węgla, a w Indiach produkcja węgla ma wzrosnąć w porównaniu z 2024 rokiem o około 50 mln tce z powodu realizacji długoterminowej strategii ograniczania importu węgla i zwiększania bezpieczeństwa energetycznego (IEA WEO 2025). Spadków doznają kraje, które produkują głównie węgiel energetyczny na eksport. Na przykład produkcja w Indonezji spadnie o około 25%. Choć wewnętrzny popyt na węgiel będzie wzrastał, to w związku ze spadkiem zapotrzebowania ze strony największego importera – Chin (prawie 50% indonezyjskiego eksportu węgla trafia obecnie do tego kraju), spadnie również cały eksport z Indonezji. W przypadku Kolumbii w horyzoncie 2035 roku produkcja ma spaść o około 70%, ponieważ eksport ma zmaleć o ponad 85%. W przypadku Rosji produkcja ma spaść o ponad 20%, ponieważ spadną zarówno popyt krajowy, jak i eksport.

W perspektywie roku 2050 światowa produkcja węgla według scenariusza SP ma wynieść 3,30 mld tce i w stosunku do produkcji z 2024 roku zmniejszyć się o połowę. Produkcja węgla energetycznego ma wynieść 2,5 mld tce, co w przeliczeniu na węgiel o wartości opałowej wynoszącej 25,1 MJ/kg daje około 2,9 mld ton.

W kolejnym kroku analizy postawiono pytanie: czy na świecie – pomimo postępującej dekarbonizacji światowych gospodarek oraz niechęci banków i funduszy inwestycyjnych do finansowania inwestycji węglowych – budowane są nowe kopalnie węgla? W tym celu przeanalizowano informacje z portalu Global Coal Mine Tracker (GCMT 2026). Uwzględniono tylko nowe projekty, które dotyczyły węgla energetycznego (T) i/lub węgla energetycznego łącznie z węglem metalurgicznym (T+M). Stwierdzono, że według stanu na maj 2025 roku na świecie przedstawione były 363 nowe propozycje projektów kopalń węgla, z czego 94% przypadało łącznie na Azję i Oceanię, a po 2% na Europę, Ameryki i Afrykę (rys. 6). W samych Chinach znajduje się aż 188 tych nowych propozycji.

Długoterminowe prognozy analityków IEA (IEA WEO 2025) pokazują, że według scenariusza SP w perspektywie roku 2035 eksport węgla w porównaniu z 2024 rokiem zmniejszy się o 30%, w tym import węgla do Chin ulegnie 220-milionowemu spadkowi (o 50%).



Rejon	Kraj	Liczba	Typ węgla	Rejon	Kraj	Liczba	Typ węgla
Azja	Chiny	188	T, T+M	Oceania	Australia	11	T, T+M
	Indie	70	T		N.Zelandia	1	T
	Indonezja	46	T	Ameryki	Kolumbia	4	T, T+M
	Filipiny	3	T		USA	2	T
	Bangladesz	2	T		Canada	1	T, T+M
	Tadżykistan	1	T	Europa	Serbia	1	T
Afryka	Botswana	1	T		Wlk.Brytania	1	T
	Madagaskar	1	T		Turcja	1	T
	RPA	18	T, T+M		Ukraina	1	T
	Mozambik	2	T+M		Rosja	3	T
	Tanzania	2	T, T+M				
	Zimbabwe	3	T				

Rys. 6. Geograficzna struktura lokalizacji propozycji nowych projektów kopalń węgla energetycznego
Legenda: T – węgiel energetyczny, T+M – łącznie węgiel energetyczny i metalurgiczny (opracowanie własne na podst. danych (GCMT 2026))

Fig. 6. Geographical structure of proposed new thermal coal mine locations

Redukcja importu ęgla do Chin przewyższa spadek importu łącznie we wszystkich pozostałych krajach. Spadkowi ulegnie handel węglem w obrębie Basenu Atlantyckiego. Do 2035 roku eksport ze Stanów Zjednoczonych spadnie o około 35%, głównie jako efekt niższego ogólnego popytu w Europie. Pod względem wolumenowym Indie będą importować tyle samo węgla co Chiny. W sumie import węgla do Indii wzrośnie o około 30% w porównaniu z poziomami z 2024 roku.

Podsumowanie

Według wstępnych danych IEA światowa produkcja węgla energetycznego w 2025 roku była zbliżona do poziomu z roku 2024, wyniosła około 7,3 mld ton. Wpłynęło na nią głównie wydobycie trzech azjatyckich producentów: Chin, Indii oraz Indonezji (łączny udział 77% w skali globalnej). W 2025 roku zauważalne było spowolnienie popytu, a światowe zużycie węgla prawdopodobnie osiągnie niewiele niższy poziom niż w 2024 roku (rzędu 7,2 mld ton). Około 80% światowego zużycia węgla energetycznego przypada łącznie na Chiny, Indie i Stany Zjednoczone. W 2025 roku handel węglem energetycznym najprawdopodobniej będzie trochę niższy od poziomu z 2024 roku i wyniesie około 1,1 mld ton. Indonezja, Australia i Rosja odpowiadały w 2025 roku za około 66% eksportu, a Chiny, Indie i Japonia za około 55% importu.

Na poziom cen węgla w 2025 roku wpłynęły: eskalacja konfliktu Iran–Irak na Bliskim Wschodzie (militarne zaangażowanie USA w ten konflikt), czynnik pogodowy (fale upałów latem, wysokie opady deszczu i przedłużający się sezon monsunowy, cieplejsze miesiące zimowe), ograniczenia podaży węgla z RPA (problemy natury logistycznej: kradzieże trakcji, wykolejenie pociągu), zakłócenia w logistyce dostaw do portów australijskich (Hunter Valley), wzrosty i spadki popytu ze strony azjatyckich nabywców, nadwyżka podaży, spadki cen konkurencyjnych nośników energii (gaz), wzrost udziału generacji z energetyki na źródła odnawialne.

Do spadku eksportu w dużej mierze przyczyniły się: utrzymujące się niskie międzynarodowe ceny węgla (podważały ekonomikę produkcji), wysokie zapasy, a także słabnący

import ze strony Chin i Indii oraz pozostałych głównych importerów i spadkowy trend kontynuowany w przypadku Rosji w 2025 roku (efekt międzynarodowych sankcji za wojnę z Ukrainą).

Analitycy IEA prognozują, że w latach 2024–2025 produkcja węgla osiągnęła maksimum, a w kolejnych latach znajdzie się w trendzie spadkowym. W horyzoncie 2050 roku według scenariusza Ogłoszonych Polityk (SP) światowe zapotrzebowanie ma wynieść 3,26 mld tce i w stosunku do 2024 roku ma ulec 2-krotnemu spadkowi. W przypadku produkcji w perspektywie roku 2050 według scenariusza SP ma wynieść 3,30 mld tce węgla i w stosunku do 2024 roku zmniejszyć się o połowę. Produkcja węgla energetycznego ma w 2050 roku wynieść 2,5 mld tce, co w przeliczeniu na węgiel o wartości opałowej wynoszącej 25,1 MJ/kg daje około 2,9 mld ton. Pomimo postępującej dekarbonizacji światowych gospodarek oraz niechęci banków i funduszy inwestycyjnych do finansowania inwestycji węglowych w 2025 roku (stan na maj) na świecie powstały 363 nowe propozycje projektów kopalń węgla: 94% łącznie w Azji i Oceanii, po 2% w Europie, Amerykach i Afryce.

Podsumowując przeprowadzone analizy, można zauważyć, że pomimo obserwowanego w ostatnich latach wzrostu wytwarzania w energetyce odnawialnej w najbliższej przyszłości węgiel pozostanie głównym nośnikiem energii na świecie.

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Literatura

Argus 2015–2022 – Argus Coal Daily International. Wyd. Argus Media Ltd.

Argus 2022–2025 – [Online:] www.argusmedia.com [Dostęp: 15.01.2026].

ARP 2015–2025 – Sygnalna informacja o sytuacji na rynku węgla energetycznego w Polsce. Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. Oddział w Katowicach. Dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego", prowadzonego przez Ministra Aktywów Państwowych i realizowanego przez ARP S.A. O/Katowice. Raporty miesięczne z lat 2015–2025.

Coal Hub 2026 – Without state support, Russian coal production and exports will keep falling, the crisis in industry will intensify. The Coal Industry Portal, April 6, 2025. [Online:] https://thecoalhub.com/without-state-support-russian-coal-production-and-exports-will-keep-falling-the-crisis-in-industry-will-intensify.html [Dostęp: 20.01.2026].

DISR 2015–2025 – Resources and Energy Quarterly. the Australian Government or the Department of Industry, Science and Resources, wydania z lat 2015-2025. [Online:] https://www.industry.gov.au/office-chief-economist [Dostęp: 20.01.2026].

EI 2025 – Energy Institute Statistical Review of World Energy 2025, London. [Online:] https://www.energyinst.org/statistical-review/home [Dostęp: 20.01.2026].

ESDM 2026 – Capaian Positif Tahun 2025, Negara Hadir Penuhi Kebutuhan Energi Masyarakat, Kementerian Energi Dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, Siaran Pers, Nomor: 002.Pers/04/SJI/2025Jumat, 9 Januari 2026. [Online:] https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/capaian-positif-tahun-2025-negara-hadir-penuhi-kebutuhan-energi-masyarakat [Dostęp: 20.01.2026].

GCMT 2026 – Global Coal Mine Tracker - May 2025 v2. [Online:] https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-mine-tracker/ [Dostęp: 20.01.2026].

Grudziński, Z. 2025 – Rynek węgla energetycznego – stan obecny i perspektywy. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 1(113), s. 97–110, DOI: https://doi.org/10.33223/ZN/2025/09.

IEA 2026 – Quarterly Coal Statistics, IEA, Paris. Licence: Terms of Use for Non-CC Material. [Online:] https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/quarterly-coal-statistics [Dostęp: 20.01.2026].

IEA Coal 2017–2025 – Coal, IEA, Paris, wydania z lat 2017–2025. [Online:] https://www.iea.org/reports/coal-2025#previous-editions [Dostęp: 20.01.2026].

IEA Coal 2025 – Coal 2025, IEA, Paris. [Online:] https://www.iea.org/reports/coal-2025 [Dostęp: 20.01.2026].

IEA WEO 2017–2025 – World Energy Outlook, IEA, Paris. Wydania z lat 2017–2025. [Online:] https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025#previous-editions [Dostęp: 20.01.2026].

IEA WEO 2025 – World Energy Outlook 2025, IEA, Paris. Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A). [Online:] https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025 [Dostęp: 20.01.2026].

IEA2025b – IEA, World Energy Balances Highlights 2025, IEA, Paris. Licence: Terms of Use for Non-CC Material. [Online:] https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights [Dostęp: 12.01.2026].

PIB Delhi 2026a – Ministry of Coal's Year End Review-2025, 2 JAN 2026 3:02PM by PIB Delhi. [Online:] https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=2213723&reg=3&lang=2 [Dostęp: 20.01.2026].

PIB Delhi 2026b – Year End Review of Ministry of Power – 2025. PIB Delhi New Delhi. [Online:] https://www.pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=2215187&reg=3&lang=1 [Dostęp: 16.01.2026].

Platts 2015–2025a – CTI – Coal Trader International. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial. England

Platts 2015–2025b – ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial. England.

Stala-Szlugaj, K. 2025 – Wpływ wojny rosyjsko-ukraińskiej na międzynarodowy rynek węgla energetycznego w latach 2022–2024. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 1(113), s. 111–122, DOI: https://doi.org/ 10.33223/ZN/2025/10.

Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2021 – Price trends on the international steam coal market in 2000–2020. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 37(4), s. 5–30, DOI: https://doi.org/10.24425/gsm.2021.139743.

Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2022 – Alternative directions of coal supply to Poland as a result of the Russian -Ukrainian war. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 38(3), s 31–47, DOI: https://doi.org/10.24425/gsm.2022.142790.

Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2025 – Rynek węgla energetycznego w 2025 roku. *Zeszyt Streszczeń, II Kongres Surowcowy: XXXIV Konferencji z cyklu „Aktualia i perspektywy gospodarki surowcami mineralnymi" oraz VI Konferencji „Złoża kopalin – aktualne problemy prac poszukiwawczych, badawczych i dokumentacyjnych"*, Kraków: Wyd. IGSMiE PAN, s. 127–129.

WB 2015–2025 – World Bank: Commodities Price Data (www.worldbank.org).

Międzynarodowy rynek węgla energetycznego w 2025 r. i jego perspektywy

Słowa kluczowe: węgiel energetyczny, rynek międzynarodowy, podaż, popyt, ceny

Streszczenie: W niniejszym artykule przedstawiono analizę sytuacji na międzynarodowym rynku węgla energetycznego w 2025 roku wraz z prognozami. W związku z tym, że wiele czynników oddziałuje na gospodarkę światową w sposób długofalowy, analizą objęto lata 2015–2025. Omawiając światowy rynek węgla, przeanalizowano podaż, popyt i handel, z wyszczególnieniem krajów znajdujących się w światowej czołówce producentów, użytkowników, eksporterów oraz importerów tego surowca. Szczególną uwagę poświęcono kształtowaniu się cen węgla energetycznego na rynku międzynarodowym. Na koniec zaprezentowano najnowsze prognozy Międzynarodowej Agencji Energetycznej – IEA, dotyczące rozwoju rynków węgla.

The international thermal coal market in 2025 and prospects for the future

Keywords: thermal coal, international market, supply, demand, prices

Abstract: This paper presents an analysis of the international thermal coal market in 2025, along with forecasts. Due to the fact that many factors have a long-term impact on the global economy, the analysis covers the period 2015–2025. In discussing the global coal market, supply, demand and trade were analysed, with a focus on the world's leading producers, users, exporters and importers of this raw material. Particular attention was paid to the development of thermal coal prices on the international market. Finally, the latest forecasts of the International Energy Agency (IEA) concerning the development of coal markets were presented.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/13, s. 141–152

Beata BARSZCZOWSKA[1]
Mirosław SKIBSKI[2]
Andrzej CHMIELA[3]

Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2025 roku

Wprowadzenie

Dekarbonizacja gospodarek powoduje odchodzenie od pozyskiwania energii z paliw kopalnych, w tym z węgla kamiennego. Wprawdzie zaniechanie wydobycia węgli energetycznych ograniczyłoby lub nawet zatrzymało negatywny wpływ na środowisko, ale mogłoby naruszyć podstawy bezpieczeństwa energetycznego. Z takimi zdarzeniami jak np. zjawiska blackout w ostatnim czasie już kilkakrotnie miały do czynienia europejskie gospodarki. Ze względu na aktualny stan infrastruktury wytwórczej i przesyłowej Polska energetyka nie może obejść się bez czynnika stabilizującego, jakim są bloki węglowe. Dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego konieczny jest okres przejściowy, w którym krajowe wydobycie wspierane przez ewentualny import będzie zapewniać niezbędne wolumeny węgla energetycznego. Zaadaptowanie się przedsiębiorstw górniczych do obowiązujących regulacji prawnych wynikających z dekarbonizacji może okazać się ogromnym wyzwaniem. W maju 2021 roku została podpisana Umowa społeczna (Umowa 2021), która w swej treści określiła m.in. harmonogram zakończenia wydobycia węgla kamiennego w poszczególnych jednostkach produkcyjnych należących do Polskiej Grupy Górniczej SA, Węglokoksu Kraj SA, Południowego Koncernu Węglowego SA oraz LW Bogdanka. Zgodnie z nim w ciągu 15 lat połowa kopalń będzie zlikwidowana, a ostatni zakład LW Bogdanka

[1] Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach; Akademia Górnośląska w Katowicach im W. Korfantego; ORCID iD: 0000-0001-6697-8683; e-mail: beata.barszczowska@akademiagornoslaska.pl
[2] Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach; ORCID iD: 0009-0000-5372-8909; e-mail: miroslaw.skibski@katowice.arp.pl
[3] Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach; ORCID iD: 0000-0002-0833-0923; e-mail: andrzej.chmiela@katowice.arp.pl

zostanie zamknięty najpóźniej w 2049 roku. W Umowie przewidziano dwa mechanizmy wsparcia: dopłatę do kosztów redukcji zdolności produkcyjnych oraz pokrywanie kosztów nadzwyczajnych związanych z likwidacją zakładów górniczych. System wsparcia przewidziany był dla jednostek produkcyjnych w rozumieniu Decyzji Rady z dnia 10 grudnia 2010 roku w sprawie pomocy państwa ułatwiającej zamykanie kopalń węgla kamiennego (Umowa 2021; Program 2022). Do końca sierpnia 2025 roku dopłatą do redukcji zdolności produkcyjnych objęto podmioty: PGG SA, WKK SA oraz PKW SA. W 2022 roku przekazano tym jednostkom środki w wysokości 1605,3 mln zł. W 2023 roku beneficjenci nie skorzystali z pomocy na dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych. W 2024 roku uprawnione podmioty otrzymały 7124,4 mln zł, a w okresie styczeń–sierpień 2025 roku 6461,1 mln zł środków pochodzących z budżetu państwa w postaci dotacji oraz skarbowych papierów wartościowych.

Niestety, nawet po zaprzestaniu wydobycia społeczeństwo nadal będzie narażone na skutki przeprowadzonej eksploatacji górniczej, a tym samym na konieczność wsparcia regionów pokopalnianych.

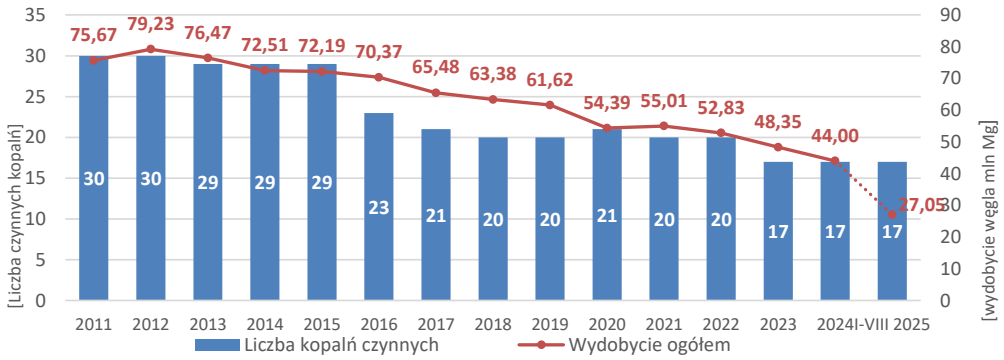
1. Metody badawcze

Od ponad 20 lat katowicki Oddział Agencji Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie prowadzi monitoring górnictwa węgla kamiennego oraz badania statystyczne w ramach Programu badań statystycznych statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego" (ARP 2025). W 2025 roku badaniem objęto następujące podmioty: Polska Grupa Górnicza SA, Jastrzębska Spółka Węglowa SA, LW Bogdanka SA, Południowy Koncern Węglowy SA, Spółka Restrukturyzacji Kopalń SA, Węglokoks Kraj SA, PG Silesia Sp. z o.o., Eko-Plus Sp. z o.o. W toku badań korzystano z zasobów Oddziału oraz danych prezentowanych na stronie internetowej https://polskirynekwegla.pl/. Celem badawczym jest przedstawienie wybranych paramentów i mierników obrazujących sektor górnictwa węgla kamiennego po ośmiu miesiącach 2025 roku. W tekście wskazano najważniejsze czynniki wpływające na efektywność wydobycia węgla kamiennego w Polsce. Wnioski wynikające z przeprowadzonej analizy i opis procesów zachodzących przy wygaszaniu wydobycia paliw kopalnych mogą być wykorzystane nie tylko w Polsce, lecz także w procesach dekarbonizacji prowadzonych w innych krajach.

2. Wyniki badań

Przeprowadzone badania nie obejmują całości sektora. Jedno małe prywatne przedsiębiorstwo górnicze nie raportuje swoich wskaźników do ARP SA. Z tego powodu zaprezentowane w artykule badania statystyczne dotyczą tylko pozostałych polskich przedsiębiorstw wydobywczych. Należy jednak zaznaczyć, że brak danych wspomnianej spółki nie zmienia znacząco w sensie statystycznym zagregowanych wyników sektora i można uznać, że prezentowane wnioski są obiektywne dla całego polskiego górnictwa węgla kamiennego.

Według danych na koniec sierpnia 2025 roku działalność wydobywcza prowadzona była w 17 jednostkach wydobywczych (rys. 1), ale faktycznie funkcjonuje jeszcze 1 dodatkowa mała kopalnia należąca do ww. przedsiębiorstwa. Od 2011 roku liczba jednostek wydobywczych stale spada (ARP 2025). Jedynie w 2020 roku chwilowo uruchomiono wydobycie w kopalni postawionej już w stan likwidacji. Liczba jednostek wydobywczych nie może być utożsamiana z liczbą kopalń. Rzeczywiście, część jednostek wydobywczych to odpowiedniki kopalni, ale część jednostek to układy złożone z dwóch lub więcej potencjalnie niezależnych kopalń.

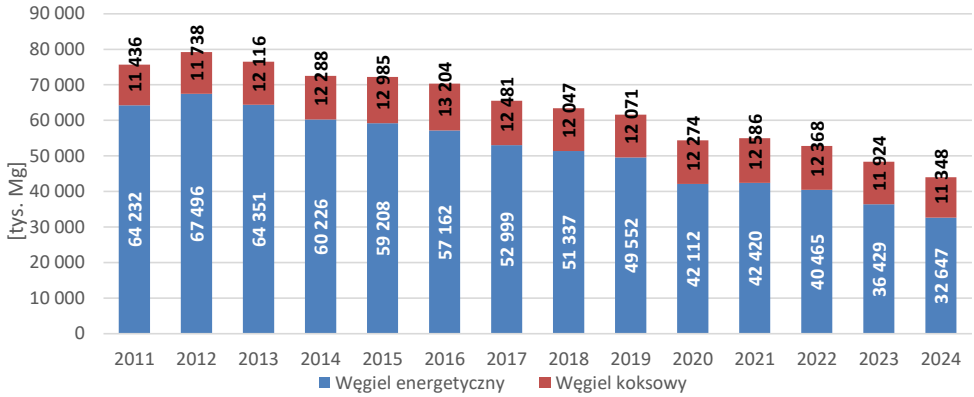


Rys. 1. Wydobycie węgla kamiennego na tle liczby jednostek wydobywczych (ARP 2025)

Fig. 1. Hard coal production volume compared to the number of mining units

Przez pierwsze 8 miesięcy 2025 roku polskie górnictwo węgla kamiennego wydobyło 27 mln Mg węgla kamiennego (rys. 1). Taka wartość pozwala na oszacowanie, że na koniec 2025 roku polskie górnictwo węgla kamiennego wydobędzie około 40,6 mln Mg. Będzie to o około 3,4 mln Mg mniej niż w 2024 roku. Od 2011 roku w sektorze obserwuje się stały spadek wielkości wydobycia węgla handlowego (ARP 2025). W tym okresie sektor wydobycia węgla kamiennego zmniejsza swoje wydobycie średnio o około 2,3 mln Mg rocznie. Jedynie w 2021 roku zaobserwowano niewielki wzrost wydobycia o 0,6 mln Mg (wzrost o 1% r/r). To chwilowe zwiększenie wydobycia było wynikiem zwiększonego zarówno światowego, jak i krajowego zapotrzebowania na energię (Bluszcz i Kijewska 2016). Wydobywany węgiel kamienny może być wykorzystywany w różnych działach gospodarki. Węgiel kamienny można wykorzystać na cele energetyczne lub przemysłowe. Węgiel o określonych parametrach może być surowcem np. dla przemysłu chemicznego, ale największe znaczenie ma w hutnictwie jako węgiel koksowy. Przy planowaniu wielkości wydobycia w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego istotna jest też struktura wydobycia. Poprzez dekarbonizację gospodarek spada zapotrzebowanie na paliwa kopalne i węgiel energetyczny traci znaczenie dla gospodarki (Siciński 2024), dlatego też w strukturze wydobycia obserwuje się spadek udziału węgla energetycznego (rys. 2).

Do końca sierpnia 2025 roku wydobyto 27 048 tys. Mg węgla kamiennego, na co w 71% składa się węgiel energetyczny, a 29% węgiel koksowy. W przeciwieństwie do węgli energetycznych węgiel kamienny koksowy, uznany przez UE za surowiec krytyczny, utrzymuje

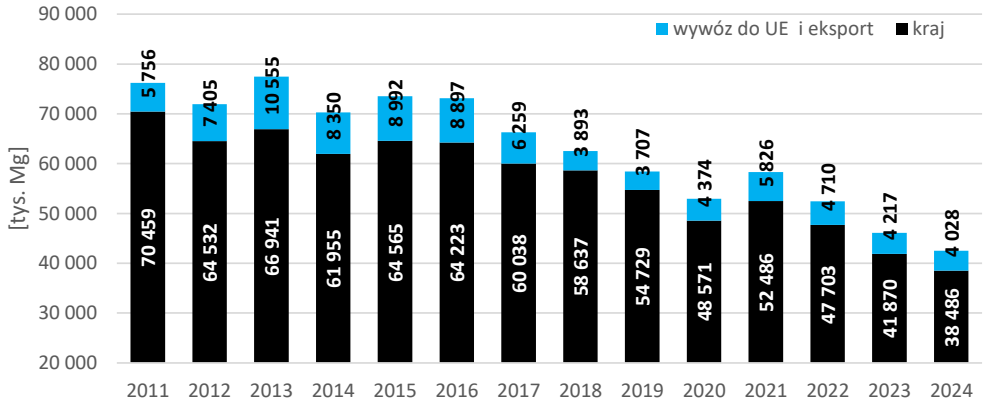


Rys. 2. Wielkość wydobycia węgla energetycznego i koksowego [tys. Mg]

Fig. 2. Production volume of thermal and coking coal [thousand Mg]

względną stabilność wydobycia. Prognozuje się, że w latach 2011–2025 (prognoza po 8 miesiącach 2025 roku) wydobycie węgla energetycznego zmniejszy się o około 55%, podczas gdy wydobycie węgla koksowego zwiększy się w stosunku do wartości z 2011 roku o około 4,2% (486 tys. Mg). Pomimo zmniejszania się zapotrzebowania na węgiel kamienny gospodarek światowych ocenia się, że wydobycie węgla koksowego pozostanie na stabilnym poziomie około 11 mln Mg rocznie (Barszczowska 2024).

Na zrównoważonym rynku wielkość wydobycia węgla kamiennego powinna być skorelowana z potrzebami gospodarki, czyli wielkość sprzedaży łącznie z eksportem powinna być porównywalna z wielkością wydobycia (Bluszcz i in. 2015). Przez pierwsze 8 miesięcy 2025 roku większość wydobywanego węgla kamiennego kierowana była głównie na rynek krajowy zagospodarowujący około 89% (23,6 mln Mg) rocznego wydobycia (rys. 3). Na eksport skierowano w tym okresie około 2,9 mln Mg.

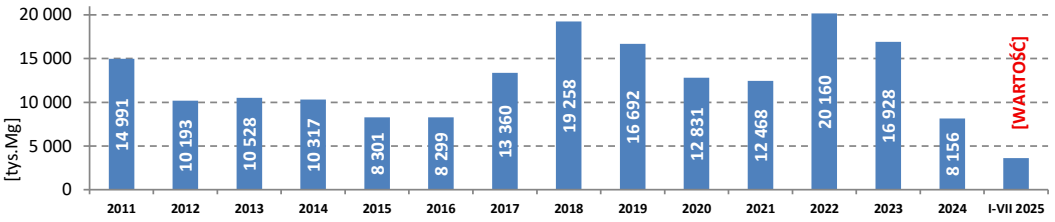


Rys. 3. Wolumen sprzedaży i eksportu [tys. Mg] (ARP 2025)

Fig. 3. Sales and export volume [thousand Mg]

W analizowanym okresie 2011 do 2025* roku prognozuje się, że sprzedaż węgla kamiennego spadnie o 36,4 mln Mg do około 39,8 mln Mg na koniec 2025 roku (spadek o blisko 48%). Przy analizie wielkości sprzedaży bardzo niekorzystnie wypada rok 2020, rok pandemiczny. Zanotowano wtedy gwałtowne zmniejszenie sprzedaży węgla na rynku krajowym do wielkości 52,9 mln Mg (ARP 2025). Obniżenie wynikało z ograniczenia zapotrzebowania energetycznego gospodarki sparaliżowanej w „lockdownie" (Bednorz 2024). Na tle innych lat w zmianach wielkości wolumenów sprzedaży wyjątkiem był rok 2021, rok „postcovidowego" zwiększonego zapotrzebowania gospodarek światowych na nośniki energii, kiedy sprzedaż i eksport węgla nieco się zwiększyły (rys. 3) (ARP 2025).

Do końca sierpnia 2025 roku polskie kopalnie węgla kamiennego zaspokajały w około 90% zapotrzebowanie polskich odbiorców, resztę potrzeb zaspokojono przez import (ARP 2025). Wielkość importu do 2016 roku była ustabilizowana na poziomie 8–10 mln Mg. W następnych latach, w 2017 i 2022 roku, dwukrotnie następowało zwiększenie importu (rys. 4). Ostatnie zwiększenie importu w 2022 roku spowodowane było niepokojami na rynkach energii po przerwaniu łańcuchów dostaw przez agresję Rosji na Ukrainę. Od 2024 roku sytuacja się stabilizuje i na podstawie pierwszych siedmiu miesięcy 2025 roku szacuje się, że wielkość importu na koniec 2025 roku będzie porównywalna lub nieco większa niż wartość z końca 2024 roku (ARP 2025).

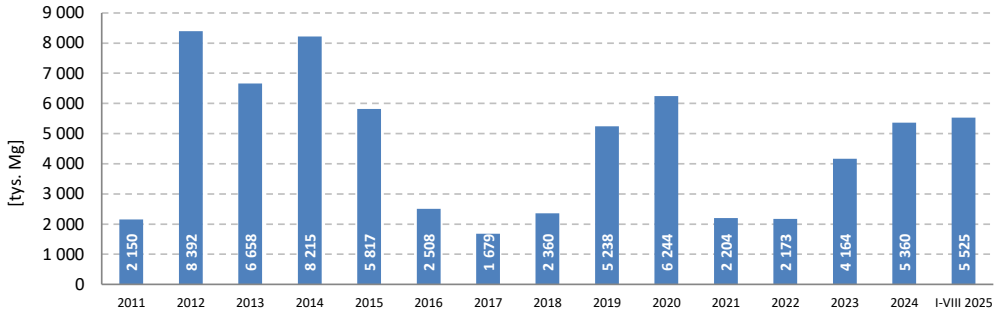


Rys. 4. Import węgla kamiennego [tys. Mg] (ARP 2025)

Fig. 4. Hard coal import [thousand Mg]

Ze względów bezpieczeństwa energetycznego gospodarka musi dysponować zapasem paliwa (Manowska i in. 2024). Problemem jednak mogą stać się zbyt duże zapasy, znacznie przekraczające wolumeny wynikające z zasad bezpieczeństwa. Polskie górnictwo węgla kamiennego okresowo zmaga się z tym problemem. Ze względu na uwarunkowania technologiczne i strukturę wydobycia nadprodukcja i rosnące okresowo zapasy odnoszą się głównie do węgla odbieranego przez energetykę (miały) (ARP 2025). W badanym okresie od 2011 do 2025* roku najmniejsze zapasy 1679,5 tys. Mg zanotowano w 2017 roku, a największe 8391,8 tys. Mg w 2012 roku (rys. 5). Wartość bezwzględna stanu zapasów nie w pełni oddaje skalę magazynowania. Dla porównania zapasy z 2012 roku stanowiły około 2,8% wydobycia węgla handlowego, natomiast zapasy z 2012 roku aż 10,6% całości wydobycia. Największy udział węgla kierowanego na zwały wystąpił w 2024 roku. Na zwały skierowano 5360,2 tys. Mg węgla kamiennego, co przy rocznym wydobyciu 43 995,2 tys. Mg odpowiada aż 12,2% tej wielkości wydobycia. Po 8 pierwszych miesiącach 2025 roku spółki górnicze raportowały

5525 tys. Mg zapasów (rys. 5). Pomimo porównywalnych wolumenów zwałowania w 2024 i 2025 roku przy szacowanym rocznym wydobyciu węgla handlowego w 2025 roku prognozuje się, że na zwałach znajdzie się aż 13,5% rocznego wydobycia z 2025 roku. Będzie to prawdopodobnie największa wartość w ostatnim okresie. Uwzględniając rodzaje węgla, na koniec sierpnia 2025 roku na zwałach znalazło się 4990 tys. Mg węgla energetycznego oraz 535 tys. Mg węgla koksowego (ARP 2025). Na rysunku 5 przedstawiono stan zapasów węgla podawany jako loco kopalnia, ale zapasy węgla gromadzą także elektrownie i elektrociepłownie zawodowe. Analiza stanu wielkości zapasów wskazuje, że wielkość urobku kierowanego na zwały w mniejszym stopniu zależy od globalnej wielkości wydobycia sektora. Czynnikiem decydującym o wielkości zapasów jest głównie aktualna koniunktura na rynkach (Barszczowska 2024).

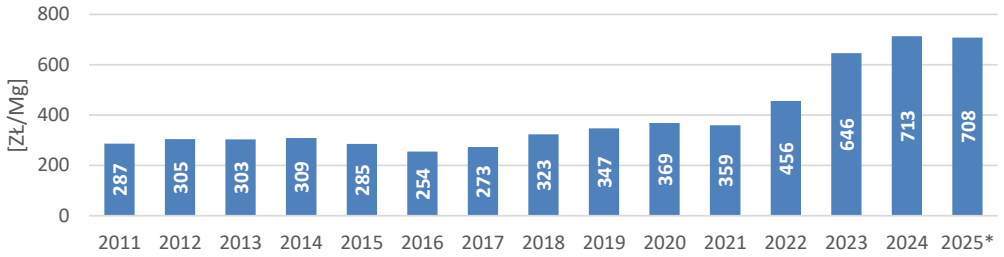


Rys. 5. Stan węgla na zwałach [tys. Mg] (ARP 2025)

Fig. 5. Coal stockpile [thousand Mg]

Wydobycie węgla kamiennego prowadzone jest na coraz większych głębokościach (Bednorz 2024). Ograniczanie zdolności wydobywczych i towarzyszące mu zmniejszanie zakresu prac udostępniających nowe złoża wiąże się z wybieraniem już wcześniej udostępnionych, ale już mniej atrakcyjnych rejonów (Bluszcz i in.. 2015). Te i inne czynniki sprawiają, że eksploatacja złóż odbywa się w coraz trudniejszych warunkach górniczo-geologicznych, co znacząco zwiększa koszty wydobycia (Siciński 2024). Na uwarunkowania techniczne nakładają się czynniki polityczne, społeczne, ekonomiczne oraz inflacja, zaburzając planowane koszty. Dla najlepszego zobrazowania kosztochłonności wydobycia przedstawiono kształtowanie się wielkości jednostkowego kosztu wydobycia węgla kamiennego aktualnego na koniec sierpnia 2025 roku (rys. 6.). W analizowanym okresie od 2011 do 2025* roku nastąpił ponad 2-krotny wzrost jednostkowego kosztu wydobycia węgla kamiennego. Do 2021 roku górnictwo prowadziło wybieranie z mniej więcej stałym poziomem kosztów około 300 zł przypadających na 1 Mg wydobycia węgla handlowego (rys. 6). Od 2022 roku jednostkowy koszt wydobycia wzrasta do 459 zł/Mg, by w kolejnych latach przekraczać 700 zł/Mg (ARP 2025). W 2020 roku wzrost jednostkowego kosztu wydobycia węgla można uznać za wynik pandemii COVID-19. Niestety, już od 2022 roku następuje gwałtowny wzrost jednostko-

wego kosztu produkcji, by na koniec 2024 roku osiągnąć aż 713 zł/Mg. Zgodnie z danymi raportowanymi przez sektor wydobywczy na koniec sierpnia 2025 roku jednostkowy koszt wydobycia węgla handlowego wyniósł 708 zł (rys. 6) i był o 5 zł niższy niż w 2024 roku (spadek o 0,7% r/r). Działalność wydobywcza w ostatnich latach prowadzona jest przy wsparciu Nowego Systemu Wsparcia dla redukcji zdolności wydobywczych, z którego korzystają najbardziej nieefektywne polskie spółki górnicze (Barszczowska 2024).



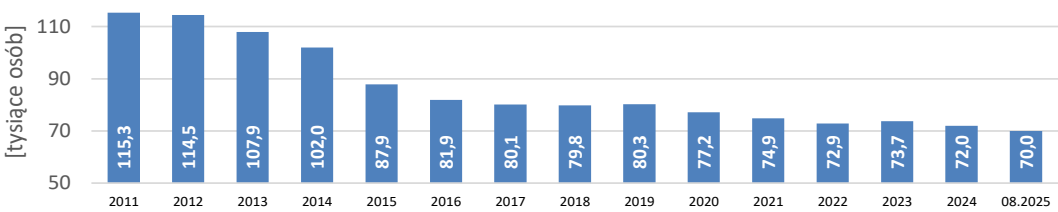
Rys. 6. Średni jednostkowy koszt wydobycia węgla kamiennego [zł/Mg] (ARP 2025)

Fig. 6. Average unit cost of hard coal extraction [zł/Mg]

Na koniec sierpnia 2025 roku największym składnikiem są wynagrodzenia, na które przeznaczane jest około 35,6% całości nakładów (ARP 2025). Największe efekty w obniżaniu jednostkowego kosztu wydobycia można uzyskać, ingerując w ten największy składnik oraz w wydatki na usługi obce, drugi największy składnik kosztotwórczy. Oba wymienione czynniki razem wpływają na wysokość jednostkowego kosztu w około 53,6%. Dlatego dostosowywanie wielkości zatrudnienia do wysokości wydobycia oraz możliwie jak najmniejsze powierzanie prac podmiotom zewnętrznym powinno być priorytetem zarządów spółek górniczych.

Parametrem charakteryzującym sektor górnictwa węgla kamiennego jest wielkość zatrudnienia. Parametr ten jest monitorowany przez ARP SA. Przedstawione dane dotyczą całego sektora, w tym SRK SA, która zajmuje się likwidacją kopalń i nie prowadzi wydobycia (Wyrzykowska 2025). Zmiany stanu zatrudnienia wynikały zwykle z zakańczania wydobycia i przekazywania kopalń wraz z częścią załogi do Spółki Restrukturyzacji Kopalń SA w celu przeprowadzenia procesu likwidacji i zagospodarowania uwolnionych terenów pogórniczych (Wyrzykowska i Janiszek 2025). Od 2011 do 2016 roku następowało intensywne obniżenie zatrudnienia w górnictwie o około 33,4 tys. osób. Odpowiada to spadkowi o 29% w stosunku do stanu z 2011 roku. Sektor górniczy rocznie opuszczało około 6,7 tys. zatrudnionych rocznie. W kolejnych latach proces restrukturyzacji zatrudnienia znacznie spowalnia. Od 2016 roku do końca sierpnia 2025 roku z sektora węglowego odeszło 11,9 tys. zatrudnionych, już tylko 1,3 tys. rocznie (rys. 7) (ARP 2025). Ze względu na zwiększenie efektywności wydobycia postulowana jest szybsza restrukturyzacja zatrudnienia i możliwie szybkie uruchomienie Programu Dobrowolnych Odejść.

Jak zaznaczono wcześniej, wynagrodzenia w górnictwie węgla kamiennego należą do największych składników kosztotwórczych, a zarazem są znacznie wyższe niż średnie



Rys. 7. Stan zatrudnienia w górnictwie węgla kamiennego (ARP 2025)

Fig. 7. Employment status in hard coal mining

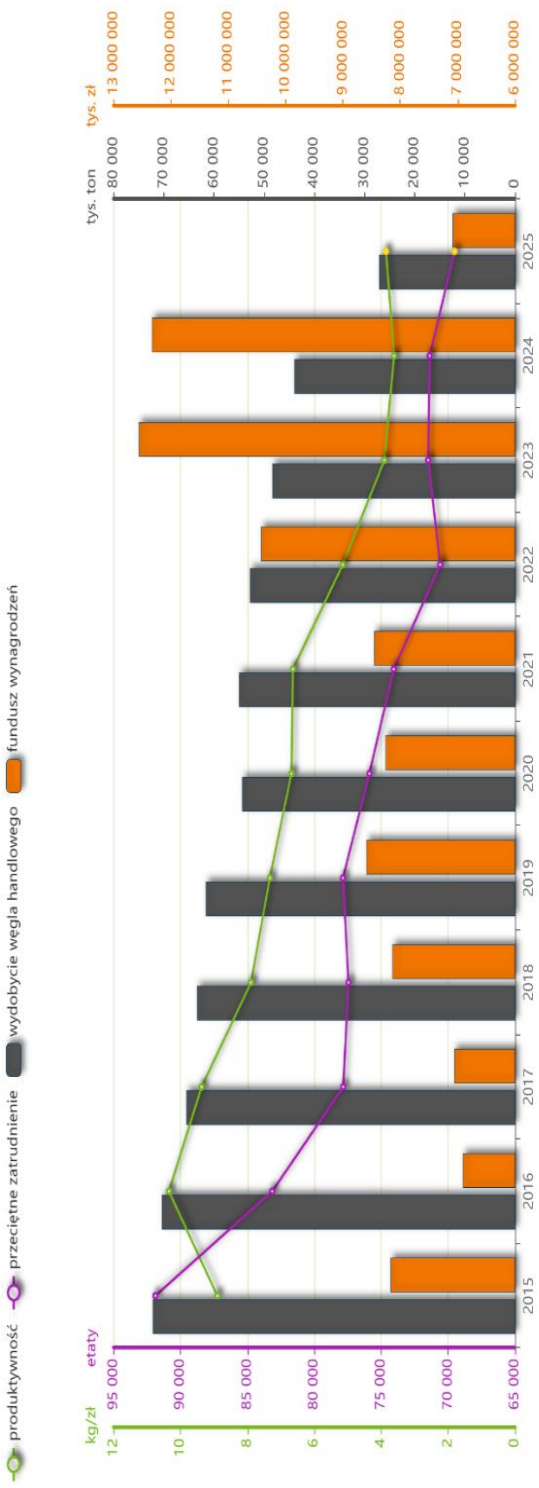
wynagrodzenia w przemyśle. Pomimo złej sytuacji spółek górniczych, szczególnie tych objętych systemem wsparcia, wynagrodzenia nadal rosną. Wyjątkiem jest rok 2024, kiedy to zanotowano spadek wynagrodzeń w sektorze górnictwa węgla kamiennego o 159 zł, czyli o 1,1% (ARP 2025). Spółki górnicze raportują, że przeciętne miesięczne wynagrodzenie w sektorze górnictwa węgla kamiennego na koniec sierpnia 2025 roku wyniosło 11,67 tys. zł. Dla porównania przeciętne miesięczne wynagrodzenie brutto w sektorze przedsiębiorstw tym okresie wyniosło 8,77 tys. zł (GUS 2025), czyli wynagrodzenia w górnictwie są wyższe od średniej krajowej w sektorze przedsiębiorstw o około 25% (ARP 2025).

Na rysunku 8 zaprezentowano najważniejsze wskaźniki opisujące stan sektora wydobycia węgla kamiennego. Przeciętne zatrudnienie, fundusz wynagrodzeń oraz wielkość wydobycia węgla handlowego to wielkości raportowane przez spółki górnicze (ARP 2025). Wielkość produktywności wynagrodzeń obliczono jako iloraz wolumenu wydobycia węgla kamiennego i wielkości funduszu wynagrodzeń. Dla poprawy efektywności sektora korzystny mógłby być spadek wielkości przeciętnego zatrudnienia.

Niestety, niekorzystnym w tym sensie zjawiskiem jest wzrost funduszu wynagrodzeń, a szczególnie niepokojącym zjawiskiem jest systematyczny spadek produktywności wynagrodzeń. Wprawdzie w 2016 roku produktywność wynagrodzeń wzrosła w stosunku do poprzedniego roku o 1,45 kg/zł (16% r/r). i wynosiła 10,35 kg/zł, od tego momentu jednak stale spada, by na koniec sierpnia osiągnąć tylko 3,75 kg/zł. Pozytywnym aspektem jest to, że obserwując tendencje rynkowe w 2025 roku, można przypuszczać, że w najbliższym czasie taka tendencja może zostać zatrzymana lub nawet przełamana. Dla poprawy efektywności wydobycia potwierdza się w tym miejscu konieczność ograniczania liczby zatrudnionych przynajmniej do poziomu obniżania wydobycia sektora (Manowska i in. 2024).

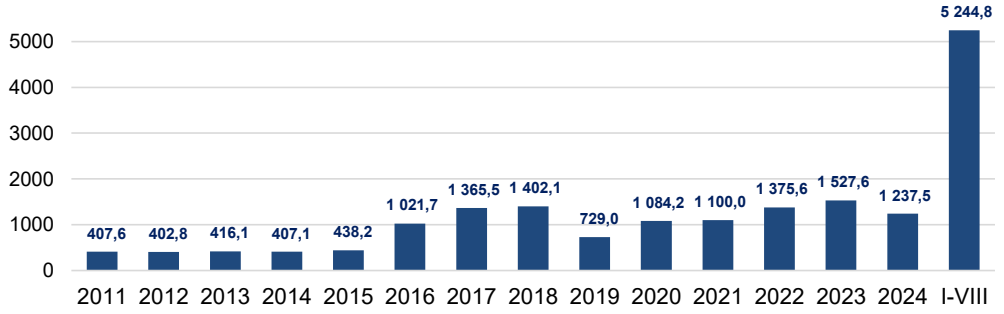
Najbardziej alarmującym jednak ocenianym parametrem górnictwa węgla kamiennego na koniec sierpnia 2025 roku jest wysokość wsparcia budżetowego dla prowadzenia działalności górniczej (rys. 9). Przez pierwsze 8 miesięcy 2025 roku wysokość dotacji przekroczyła 5 mld zł, co jest wartością ponad czterokrotnie wyższą niż i tak wysoka dotacja z 2024 roku. Tak wysokie wsparcie społeczne dla sektora nasuwa pytanie, czy nie należałoby renegocjować umowy społecznej z 2021 roku w aspekcie wcześniejszego zaprzestania wydobycia w najbardziej nierentownych zakładach górniczych.

Jak wcześniej zaznaczono, polska energetyka jest oparta o spalanie węgli i dla jej modernizacji konieczny jest okres przejściowy. W okresie przejściowym, koniecznym dla



Rys. 8. Produktywność wynagrodzeń na tle innych wskaźników (ARP 2025)

Fig. 8. Wage productivity compared to other indicators



Rys. 9. Wsparcie społeczne dla górnictwa węgla kamiennego [mln zł] (ARP 2025)

Fig. 9. Amount of social support for hard coal mining [zł million]

przeprowadzenia restrukturyzacji energetyki i dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, polskie górnictwo węgla kamiennego ma dostarczać niezbędne paliwa. Krajowe górnictwo węgla kamiennego powinno jednak być w dobrej kondycji finansowej, do czego ma prowadzić dostosowywanie wielkości wydobycia węgla kamiennego i zatrudnienia w sektorze do potrzeb gospodarki.

Wnioski

Realizowana polityka klimatyczno-energetyczna obniża zapotrzebowanie na węgiel energetyczny. W dłuższej perspektywie należy się liczyć z drastycznym ograniczeniem wydobycia węgla kamiennego energetycznego. Konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i aspekty społeczne powodują, że węgiel energetyczny będzie obecny w polskiej energetyce przynajmniej do 2050 roku.

Zgodnie z danymi raportowanymi przez sektor przez pierwsze 8 miesięcy 2025 roku spółki węglowe zrealizowały zaplanowane wolumeny wydobycia, ale niestety powtarza się scenariusz z ostatnich kilku latach objawiający się znacznym zwiększeniem zapasów. Bardzo niepokojące jest to, że na koniec sierpnia 2025 roku na zwałach znalazło się aż 5,5 mln Mg węgla, co odpowiada około 20% wydobycia w tym okresie.

W sektorze górnictwa węgla kamiennego, borykającym się z trudnościami finansowymi, trudne do wytłumaczenia jest stałe zwiększanie funduszu wynagrodzeń. W tym aspekcie szczególnie niepokojący jest szybki wzrost przeciętnego wynagrodzenia w sektorze górnictwa węgla kamiennego. Może on częściowo wynikać z inflacji, ale niestety wyniki finansowe netto za pierwsze 8 miesięcy 2025 roku, wykazujące rekordowe wsparcie społeczne dla sektora, nie uzasadniają tego procesu.

Ograniczaniu zdolności wydobywczych polskiego górnictwa węgla kamiennego powinna odpowiadać podobna tendencja spadkowa wielkości zatrudnienia, czego niestety nie obserwuje się w danych raportowanych przez spółki węglowe. Aby poprawić efektywność wydobycia, liczba zatrudnionych powinna ulegać szybszej redukcji. Niestety, Umowa społeczna z 2021 roku nie daje możliwości prowadzenia zwolnień z przyczyn ekonomicznych. Moż-

liwie szybkie uruchomienie systemu dobrowolnych odejść z górnictwa mogłoby poprawić trudną sytuację ekonomiczną branży.

Prawdą jest, że wydobycie węgla kamiennego prowadzi się w złożach zalegających w coraz trudniejszych warunkach górniczo-geologicznych, ale niestety części zaprezentowanych zjawisk nie można tylko tym wyjaśnić. By przynajmniej chwilowo poprawić efektywność procesów wydobycia węgla kamiennego, zarządy spółek muszą poszukiwać przyczyn zaprezentowanych problemów i na bieżąco zapobiegać ich narastaniu.

Literatura

ARP 2025 – [Online:] www.polskirynekwegla.pl [Dostęp: 6.12.2025].

Barszczowska, B. 2024 – Nowy system wsparcia dla sektora górnictwa węgla kamiennego – istota i wyzwania związane z monitoringiem i kontrolą systemu dopłaty do redukcji zdolności produkcyjnych, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(112), s. 93–102, DOI: https://doi.org/10.33223/ZN/2024/02.

Bednorz, J. 2024 – 35 lat reformowania górnictwa węgla kamiennego w Polsce. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(112), s. 127–142, DOI: https://doi.org/10.33223/ZN/2024/03.

Bluszcz, A. i Kijewska, A. 2016 – Factors creating economic value added of mining company. *Archives of Mining Sciences* 61(1), s. 109–123, DOI: https://doi.org/10.1515/amsc-2016-0009.

Bluszcz i in. 2015 – Bluszcz, A., Kijewska, A. i Sojda, A. 2015 – Economic value added in metallurgy and mining sector in Poland. *Metalurgija* 54(2), s. 437–440.

GUS 2025 – *Przeciętne zatrudnienie i wynagrodzenie w gospodarce narodowej w 2025 r.* [Online:] https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rynek-pracy/pracujacy-zatrudnieni-wynagrodzenia-koszty-pracy/przecietne-zatrudnienie-i-wynagrodzenie-w-gospodarce-narodowej-w-2024-r-dane-wstepne,18,7.html [Dostęp: 6.12.2025].

Manowska i in. 2024 – Manowska, A., Bluszcz, A., Chomiak-Orsa, I. i Wowra, R. 2024 – Towards Energy Transformation: A Case Study of EU Countries. *Energies* 17, DOI: https://doi.org/10.3390/en17071778.

Program 2022 – *Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce*. Ministerstwo Energii. [Online:] www.gov.pl [Dostęp: 8.12.2025].

Siciński, J. 2024 – Ocena zagrożenia finansowego i perspektyw naprawczych polskiego sektora górnictwa węgla kamiennego w dobie dynamicznych zmian geopolitycznych 2020–2023. *Ekonomista* 4, s. 483–502, DOI: https://doi.org/10.52335/ekon/188775.

Umowa 2021 – *Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego.* [Online:] https://solidarnosckatowice.pl/wp-content/uploads/2021/04/Umowa-Spoleczna.pdf [Dostęp: 6.12.2025].

Wyrzykowska, A. i Janiszek, M. 2025 – Models of Post-Mining Land Reuse in Poland. *Sustainability* 17, DOI: https://doi.org/10.3390/su17209069.

Wyrzykowska, A., 2025 – Sustainable Redevelopment – from Coal Mine to Self-Sufficient Energy Transformation Center. Architecture. *Civil Engineering, Environment* 18(3), s. 15–34, DOI: https://doi.org/10.2478/acee-2025-0029.

Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2025 roku

Słowa kluczowe: wydobycie węgla kamiennego, restrukturyzacja górnictwa, efektywność wydobycia, dekarbonizacja gospodarki, bezpieczeństwo energetyczne

Streszczenie: W niniejszym opracowaniu przedstawiono aktualną sytuację sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce na podstawie danych za okres ośmiu miesięcy 2025 roku. Analiza została przeprowadzona w oparciu o wybrane wskaźniki i mierniki obrazujące kondycję branży, pochodzące z badania statystycznego „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego", realizowanego przez katowicki Oddział Agencji Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie. Zaprezentowano także zagadnienia związane z pomocą publiczną dla sektora.

The state of the hard coal mining sector in Poland after eight months of 2025

Keywords: hard coal mining, mining restructuring, mining efficiency, decarbonization of the economy, energy security

Abstract: In this study, the current state of the hard coal mining sector in Poland is presented based on data covering the first eight months of 2025. The analysis was conducted using selected indicators and metrics that reflect the condition of the industry, derived from the statistical survey “Hard and Lignite Coal Mining”, carried out by the Katowice Branch of the Industrial Development Agency (Agencja Rozwoju Przemysłu SA) in Warsaw. The study also addresses issues related to public aid provided to the sector.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/14, s. 153–162

Andrzej CHMIELA[1]
Beata BARSZCZOWSKA[2]
Mirosław KINE[3]

Wpływ eksploatacji węgla kamiennego na środowisko w Polsce – analiza wybranych danych z monitoringu ARP SA

Wprowadzenie

Działalność przemysłowa ludzkości znacząco wpływa na klimat i środowisko, a tempo narastania niekorzystnych zmian klimatycznych zwiększa się. Wspierające działalność przemysłową wydobycie surowców mineralnych jest jednym z największych emitentów czynników degradujących środowisko naturalne. Niezależnie od formy prowadzenia działalności górniczej zawsze należy się liczyć ze znaczącym jej wpływem na środowisko. Zarówno aktualna, jak i zaniechana działalność górnicza wpływa na litosferę, hydrosferę i atmosferę. Oczywistym czynnikiem wpływającym na litosferę jest wydobywanie na powierzchnię surowca wraz ze skałą płonną. Niestety większość skały płonnej jest lokowana na powierzchni jako składowiska czy hałdy. Inną formą oddziaływania górnictwa na litosferę jest tworzenie pustek poeksploatacyjnych po wybranym złożu. Typowe sposoby likwidacji powstałych pustek mogą przekształcać górotwór i ukształtowanie powierzchni terenu. Powstałe deformacje górotworu i powierzchni terenu powodują zmianę stosunków wodnych objawiających się zmianą kierunku czy natężenia spływu wód. W powstałych nieckach bezodpływowych mogą powstawać zalewiska, a podnoszący się poziom wód kopalnianych może zanieczyścić lokalne ujęcia wody pitnej. Oddziaływanie na atmosferę to emisja gazów cieplarnianych i pyłów wydostających się z kopalni wraz z powietrzem wentylacyjnym. Problemem oddziaływania na atmosferę może

[1] Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach; ORCID iD: 0000-0002-0833-0923; e-mail: andrzej.chmiela@katowice.arp.pl
[2] Akademia Górnośląska w Katowicach im W. Korfantego, Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach; ORCID iD: 0000-0001-6697-8683; e-mail: beata.barszczowska@akademiagornoslaska.pl
[3] Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach; ORCID iD: 0009-0000-5372-8909; e-mail: miroslaw.kine@katowice.arp.pl

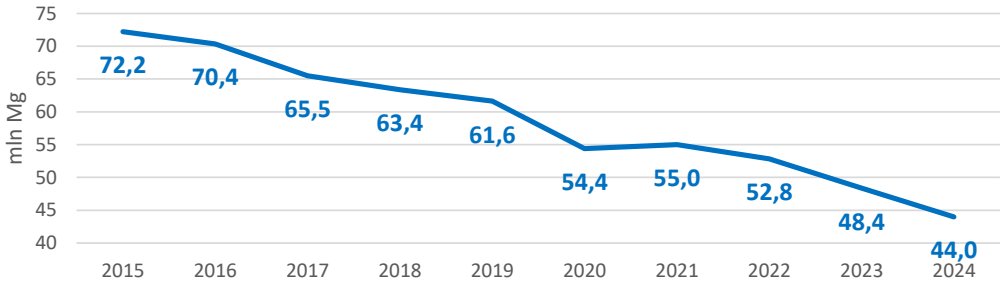
być również wtórna emisja pyłów czy gazów z niewłaściwie utrzymywanych składowisk odpadów górniczych. W praktyce działalność górnicza wpływa na litosferę, hydrosferę i atmosferę wszystkimi wymienionymi i niewymienionymi czynnikami jednocześnie.

Między innymi do bieżącego nadzoru nad procesami dostosowawczymi sektora do nowych uwarunkowań środowiskowych konieczna jest znajomość parametrów emisyjności prowadzonego wydobycia (ARP 2025). Dlatego w ramach obowiązku statystycznego przedsiębiorcy prowadzący wydobycie węgla kamiennego raportują do katowickiego oddziału Agencji Rozwoju Przemysłu SA (ARP) parametry przeprowadzonej przez siebie eksploatacji (Ustawa 2024). Po zebraniu danych ARP przekazuje jednostkom administracji centralnej zagregowaną informację statystyczną o dokonanej działalności górniczej przedsiębiorstw wydobywczych (Skibski i Barszczowska 2024). Przedstawiona ocena zmian wybranych środowiskowych skutków eksploatacji węgla kamiennego w Polsce może pomóc w projektowaniu efektywnych procesów dostosowawczych sektora górnictwa węgla kamiennego do wyzwań środowiskowych i następującej transformacji energetycznej (Bluszcz i in. 2015; Gajdzik i in. 2024). Dostosowanie się do przyjętych regulacji prawnych i ustaleń dla wielu polskich podmiotów gospodarczych, a w szczególności kopalń, będzie ogromnym wyzwaniem.

1. Uwarunkowania górnictwa węgla kamiennego w Polsce

Zmiany technologiczne w przemyśle i dekarbonizacja gospodarek zmniejszają zapotrzebowanie na paliwa kopalne, w tym na węgiel energetyczny. Od końca XX wieku trwa restrukturyzacja sektora wydobycia węgla kamiennego i zmniejszenie jego zdolności wydobywczych (ARP 2025). Górnictwo dostosowuje się do nowych wyzwań środowiskowych i do aktualnych uwarunkowań rynkowych (Siciński 2024). W 2021 roku podpisano tzw. umowę społeczną (Umowa 2021), która sankcjonuje wygaszanie mocy wydobywczych węgla kamiennego energetycznego w Polsce do 2049 roku (Strzałkowski i Maruszczyk 2024). Zgodnie z tzw. umową społeczną (Umowa 2021) wydobycie ma być prowadzone w sposób efektywny i bezpieczny przy wsparciu środków publicznych. Spółki wydobywające węgiel energetyczny mają prowadzić wydobycie do granicznego czasu istnienia jednostek wydobywczych uzgodnionego we wzmiankowanej Umowie społecznej.

W 2024 roku polskie górnictwo węgla kamiennego wydobyło około 44 mln Mg węgla kamiennego (rys. 1), o około 28,2 mln Mg mniej niż w 2015 roku (spadek o 39%). Wynika to z tego, że sektor wydobycia węgla kamiennego zmniejsza swoje wydobycie średnio o około 2,8 mln Mg rocznie (Skibski i Barszczowska 2024). Odpowiada to rocznemu spadkowi o 3,9% (Sadovenko i in. 2024). W stałym spadku wydobycia w 2021 roku obserwuje się niewielki wzrost wynikający z tzw. światowego odbicia gospodarek po okresie „lockdownu covidowego". Ze względu na światowe i krajowe zwiększone zapotrzebowanie na energię zanotowano wzrost wydobycia węgla kamiennego w Polsce po pandemicznym 2021 roku o 0,6 mln Mg (wzrost o 1% r/r) (ARP 2025). W 2024 roku zapotrzebowanie polskich odbiorców węgla kamiennego zaspokojone było przez rodzime wydobycie w około 89%, resztę potrzeb wypełniono importem (Czerwiński i in. 2022).

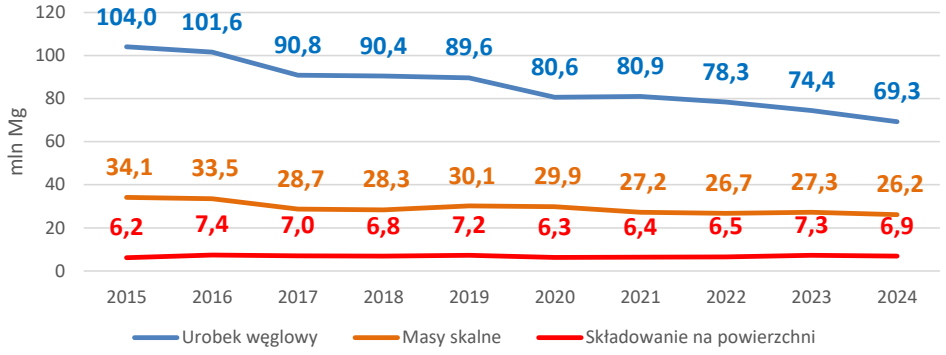


Rys. 1. Wydobycie węgla kamiennego w Polsce od 2015 roku [mln Mg] (ARP 2025)

Fig. 1. Hard coal mining in Poland since 2015 [million Mg]

2. Wyniki i dyskusja

Najczęściej ocenianym i najbardziej widocznym czynnikiem wpływającym na środowisko jest składowanie skały płonnej na powierzchni. Ze względów technologicznych pozyskiwanie czystego surowca, tzw. węgla handlowego, praktycznie nie jest możliwe. Wydobyciu zawsze towarzyszy wydobycie skały płonnej. Wprawdzie zaprzestanie wydobycia spowoduje zaprzestanie emisji mas skalnych do środowiska, ale już istniejące i niestety ciągle rosnące hałdy odpadów pogórniczych od dawna są i długo jeszcze będą elementami krajobrazu w zagłębiach wydobywających węgiel kamienny. W 2024 roku na powierzchnię wydobyto około 69,3 mln Mg urobku węglowego (rys. 2), a zakłady wzbogacenia z tego wolumenu urobku pozyskały 44 mln Mg węgla handlowego (rys. 1) (ARP 2025). Z zestawienia wynika, że w urobku węglowym zwykle zawarte jest około 37% skały płonnej, a dodatkowo wydobywa się około 1% skały płonnej uzyskanej w procesach okołowydobywczych np. z robót udostępniających.



Rys. 2. Emisja mas skalnych w górnictwie węgla kamiennego [kg/Mg] (ARP 2025)

Fig. 2. Emission of rock masses in hard coal mining [kg/Mg]

W perspektywie ostatnich dziesięciu lat wydobycie urobku węglowego stale spada i od 2015 roku zanotowano spadek o około 34,7 mln Mg, czyli o około 33% (rys. 2). Jedynie w 2021 roku w stosunku do 2020 roku, ze względu na zwiększoną podaż surowców energetycznych na rynkach światowych po okresie lockdownu, zanotowano niewielki wzrost wydobycia urobku węglowego, tylko o około 0,3 mln Mg, czyli o 0,4% r/r.

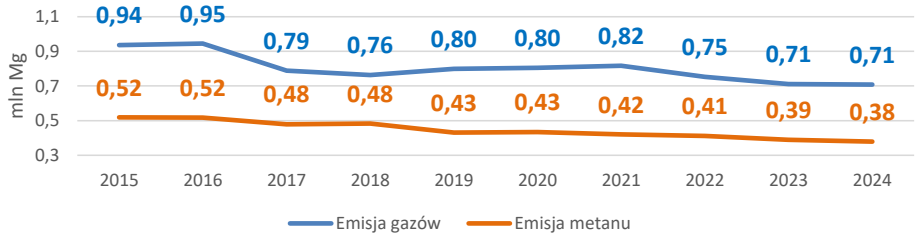
Przez ostatnie dziesięć lat spada również wielkość wolumenu skały płonnej wydobytej na powierzchnię (rys. 2). Od 2015 roku nastąpił spadek o około 7,9 mln Mg, czyli o około 23% (Skibski i Barszczowska 2024). Niestety, w Polsce globalny spadek emisji mas skalnych na powierzchnię nie jest tak dynamiczny jak spadek wydobycia. Część skały płonnej wydobytej na powierzchnię jest wykorzystywana, a lokowanie pozostałej części na powierzchni ciągle utrzymuje się na mniej więcej stałym poziomie około 7 mln Mg na rok. W 2024 roku na hałdach górnictwo węgla kamiennego ulokowało około 6,9 mln Mg. Znamienne jest zjawisko prawie niezmiennego składowania mas skalnych na powierzchni w 2020 roku. Między innymi ze względu na tzw. „ograniczenia covidowe" w roku 2020 górnictwo obniżyło wydobycie urobku węglowego o około 10%, ale wydobyto na powierzchnię jedynie o 0,7% skały płonnej mniej niż w 2019 roku. To zjawisko większego niż zwykle zanieczyszczenia urobku skałą płonną może wynikać przynajmniej częściowo ze wspomnianych tzw. „ograniczeń covidowych" (Strzałkowski i Maruszczyk 2024). Przy mniejszym obłożeniu pracownikami oraz przy mniej intensywnej kontroli ze strony dozoru mogło dochodzić do niepotrzebnego „przybierania" skał stropowych czy spągowych dla szybszego wykonania dziennych zadań wydobywczych.

Niezależnie od późniejszego spalania wydobycie węgla kamiennego zwykle powoduje emisję gazów cieplarnianych do atmosfery. W kopalniach emisje gazów cieplarnianych generowane są głównie w procesach eksploatacji, wzbogacania i transportu. W skład gazów cieplarnianych emitowanych przez kopalnie węgla kamiennego w głównej mierze wchodzą dwutlenek węgla CO_2, metan CH_4, tlenek węgla CO, siarkowodór H_2S, tlenki siarki SO_X/SO_2 oraz tlenki azotu NO_x/NO_2 i inne. Część z tych gazów uwalnia się ze złoża w trakcie urabiania, a część pochodzi z naturalnych procesów utleniania. Pewna część emisji gazów spowodowana jest prowadzeniem typowych procesów technologicznych wydobycia (Wrona i in. 2025).

Obecnie w kopalniach węgla kamiennego praktycznie całość emisji metanu to gaz pochodzący z naturalnych procesów kształtowania się złoża. Poprzez naruszenie spójności skał przy procesach wydobywczych uwięziony wcześniej w górotworze metan uwalnia się z węgla i skał sąsiednich. Jako że polskie górnictwo odpowiada za około 96% (2024) całkowitego wydobycia węgla kamiennego w Unii Europejskiej, to zarazem jest największym unijnym emitentem metanu pochodzącego z wydobycia węgla. W 2024 roku w polskim górnictwie węgla kamiennego emisja metanu i innych gazów cieplarnianych wynikała głównie z prowadzenia wydobycia (ARP 2025). Zwalczanie zagrożenia metanowego w kopalniach prowadzone jest dwutorowo. Jednym ze sposobów jest prowadzenie odmetanowania pokładów węgla i skał sąsiednich przy pomocy systemu rur odsysających metan. Ta część metanu jest ujmowana i zagospodarowywana. Drugim sposobem zwalczania zagrożenia metanowego jest wentylacyjne rozrzedzenie gazu już uwolnionego do wyrobisk. Ze względu na niskie stężenie, nieprzekraczające 0,75% na wylocie szybów odprowadzających powietrze zużyte z kopalń, ujęcie tej części metanu jest trudne lub nawet technicznie niemożliwe.

Przez ostatnie dziesięć lat w górnictwie węgla kamiennego spada wolumen gazów cieplarnianych emitowanych do atmosfery (rys. 3). Zanotowano spadek o około 0,23 mln Mg z około 0,94 mln Mg w 2015 roku do około 0,71 mln Mg w 2024 roku (spadek o około 24%). W tym samym okresie emisja metanu do atmosfery również sukcesywnie spada. Po początkowej stabilizacji na poziomie około 0,52 mln Mg od 2017 roku emisja metanu spadła do około 0,38 mln Mg w 2024 roku (spadek o około 27%) (ARP 2025).

Zaskakujący jest wzrost do 0,82 mln Mg/rok ilości odprowadzanych gazów cieplarnianych w 2021 roku. Na pierwszy rzut oka w samym zjawisku nie ma nic interesującego, bo zwiększone wydobycie w roku odbicia „pocovidowego" mogło spowodować zwiększoną emisję gazów cieplarnianych. Niemniej zagadką pozostaje, że w przeciwieństwie do zwiększonej emisji gazów cieplarnianych przez górnictwo węgla kamiennego w 2021 roku nie zauważono znaczącej zmiany wielkości emisji metanu do atmosfery (rys. 3).



Rys. 3. Emisja gazów cieplarnianych i metanu w górnictwie [mln Mg] (ARP 2025)

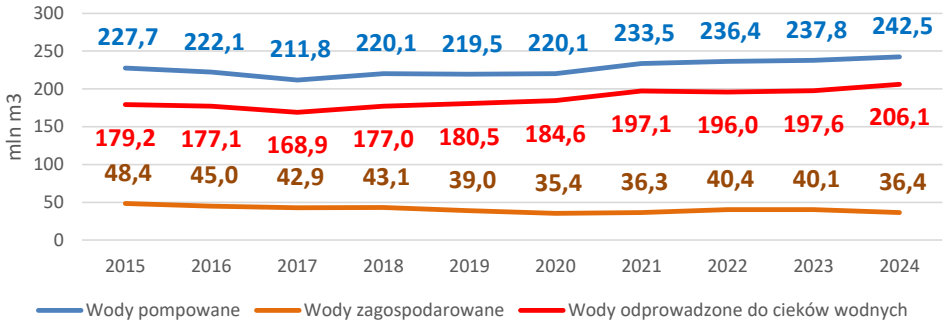
Fig. 3. Greenhouse gas and methane emissions in hard coal mining [million Mg]

Zruszenie górotworu eksploatacją górniczą i stworzenie nowych dróg dla migracji gazów cieplarnianych, a w tym i metanu, prowadzi do ich emisji na powierzchnię. Należy zauważyć, że emisja gazów oraz samego metanu sukcesywnie spada. Po latach 2015 i 2016, kiedy górnictwo po wejściu w nowe złoża przeprowadziło intensywne odgazowanie (około 0,95 mln Mg/rok), nastąpił znaczny spadek emisji gazów cieplarnianych jako całości (Bluszcz i Kijewska 2016a). Od tego momentu do 2022 roku utrzymywał się mniej więcej stabilny stały poziom emisji około 0,8 mln Mg, a w 2023 ponownie spadł do 0,71 mln Mg/rok i taki poziom utrzymywał się również w 2024 roku. Ciekawe jest, że emisja metanu (jednego z największych składników gazów cieplarnianych) w tym okresie utrzymuje mniej więcej stały spadek z około 0,52 mln Mg w 2015 roku do około 0,38 mln Mg w 2024 roku (spadek o 0,14 mln Mg i około 30%). W ostatnich 10 latach w okresach o wzmożonej emisji gazów cieplarnianych jako całości nie notuje się wzmożonej emisji metanu, czego należałoby oczekiwać przy typowej proporcji gazów (ARP 2025).

Prowadzenie wydobycia w kopalniach powoduje naruszenie zwięzłości górotworu, co w konsekwencji może prowadzić do zmian hydrologicznych i możliwości zatopienia samej kopalni lub kopalń sąsiednich. Względy bezpieczeństwa ruchu kopalni czy kopalń sąsiednich wymuszają stałe odprowadzanie dopływających wód kopalnianych (Bluszcz i Kijewska 2016b). Ze zmianami hydrologicznymi należy się liczyć w trakcie prowadzenia wydobycia,

ale zakończenie wydobycia nie jest równoznaczne z zanikiem zagrożenia wodnego. Na terenach obniżonych przez przeprowadzenie eksploatacji górniczej podnoszący się poziom wód kopalnianych może na powierzchni spowodować powstanie tzw. zalewisk (ARP 2025).

Do 2017 roku następowało ograniczenie ilości wód pompowanych przez kopalniane pompownie wód dołowych, natomiast już od 2018 roku ta ilość systematycznie rośnie. W 2024 roku pompownie wód kopalnianych odprowadziły na powierzchnię około 243 mln m^3 wody. Część wód odprowadzanych na powierzchnię może być wykorzystywana, ale to wykorzystanie wód kopalnianych spada (rys. 4). Z 243 mln m^3 wód kopalnianych w 2024 roku wykorzystano jedynie około 36 mln m^3 wody, czyli o 12 mln m^3 mniej niż w 2015 roku (spadek o około 25%) (ARP 2025). Niewykorzystywaną część pompowanych wód kopalnianych zgodnie z posiadanymi pozwoleniami wodno-prawnymi kopalnie odprowadzają do zlewisk Wisły i Odry. Przy zwiększającym się wolumenie wód wypompowywanych z kopalni i zmniejszającym się wolumenie wód wykorzystywanych rosną wolumeny wód odprowadzanych do lokalnych cieków wodnych. Przez ostatnie dziesięć lat notuje się wzrost ze 179,2 mln m^3 w 2015 roku do 206,1 mln m^3 w 2024 roku (wzrost o 26,9 mln m^3 i około 15%).

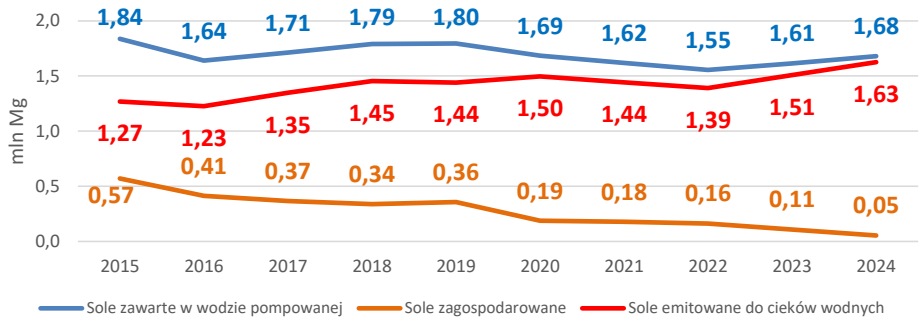


Rys. 4. Emisja wód kopalnianych w górnictwie węgla kamiennego [mln m^3] (ARP 2025)

Fig. 4. Mine water emissions in hard coal mining [million m^3]

Tak duży wzrost ilości wody kopalnianej odprowadzanej na powierzchnię w stosunku do wielkości wydobycia węgla handlowego w pewnej części wynika z sięgania po nowe zawodnione złoża (Bluszcz 2019). Ocenia się jednak, że w największym stopniu zwiększenie wolumenów pompowanej wody paradoksalnie spowodowane jest prowadzeniem profilaktyki zagrożenia termicznego. Stosowane dla poprawy tych warunków systemy klimatyzacyjne chłodzone muszą być wodą czystą. W większości przypadków kopalnie zakupują wodę od lokalnych dostawców, a woda po schłodzeniu urządzeń klimatyzacyjnych ze względów technicznych i ekonomicznych odprowadzana jest do głównych systemów odwadniania. Po zmieszaniu się z naturalnym dopływem zmineralizowanych wód kopalnianych wody z klimatyzatorów zwiększają wolumen wód zmineralizowanych pompowanych na powierzchnię.

Wody pompowane przez kopalniane systemy odwadniania to najczęściej wody miernie zasolone. Zmineralizowanie wód kopalnianych zwykle zależy od głębokości ich ujęcia. Najczęściej na małych głębokościach pozyskiwana jest woda o bardzo niskim

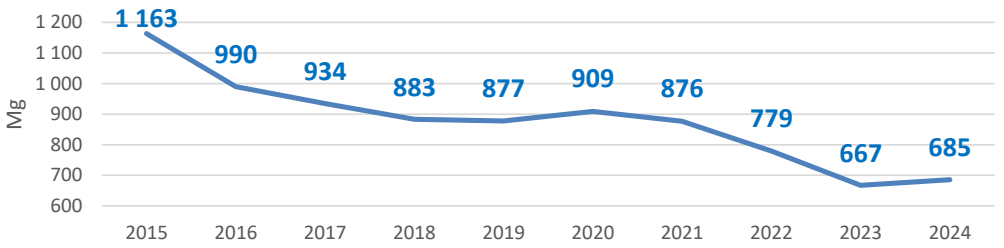


Rys. 5. Emisja soli mineralnych w górnictwie węgla kamiennego [mln Mg] (ARP 2025)

Fig. 5. Emission of mineral salts in hard coal mining [million Mg]

zmineralizowaniu. Ujmując wody z większych głębokości, należy się liczyć z większą ich mineralizacją. W 2024 roku pompownie wód kopalnianych odprowadziły do środowiska około 206 mln m^3 wód zmineralizowanych (rys. 5), odprowadzając równocześnie około 1,63 mln Mg substancji mineralnych, czyli o 0,36 mln Mg więcej niż w 2015 roku (wzrost o około 28%) (ARP 2025).

Przy urabianiu i częściowym rozdrabnianiu skały i złoża w procesie eksploatacji kopalin użytecznych, w tym i węgla kamiennego, powstaje pył mieszający się z powietrzem wentylacyjnym. W powietrzu wentylacyjnym unoszą się też pyły niezwiązane z urabianiem. Największą frakcję z innych pyłów stanowi pył kamienny (wapienny) stosowany w profilaktyce wybuchu pyłu węglowego. Emisja pyłów do atmosfery bezpośrednio wynika z aktualnie prowadzonej działalności górniczej. Od 2015 roku emisja pyłów z kopalń węgla kamiennego spada (rys. 6), wyjątkiem jest niewielki wzrost w pandemicznym 2020 roku. Ten wzrost może być wytłumaczony podobnie jak zwiększenie emisji mas skalnych i może wynikać z niepotrzebnego „przybierania" skał stropowych czy spągowych dla szybszego wykonania dziennych zadań wydobywczych. W ostatnich dziesięciu latach emisja pyłów spadła z 1163 Mg w 2015 roku do 685 Mg w 2024 roku. Nastąpiło ograniczenie emisji o 478 Mg, czyli o około 41% w stosunku do 2015 roku (ARP 2025).



Rys. 6. Emisja pyłów w górnictwie węgla kamiennego do atmosfery [Mg] (ARP 2025)

Fig. 6. Dust emission from hard coal mining into the atmosphere [Mg]

Wnioski

Polska w znacznym stopniu jest uzależniona od energetyki opartej o spalanie węgli. Dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego państwa i zapewnienia czasu na przeprowadzenie koniecznych inwestycji przynajmniej przez jakiś czas w Polsce niezbędny będzie okres przejściowy. W trakcie prowadzenia wydobycia należy się liczyć z ciągłą emisją czynników wpływających na środowisko. Niestety, najczęściej samo zaprzestanie działalności górniczej nie spowoduje natychmiastowej poprawy.

Zakończenie emisji mas skalnych i pyłów na powierzchnię można powiązać z zakończeniem wydobycia. Wprawdzie ich emisja zakończy się wraz z ustaniem działalności wydobywczej, ale dotychczasowe nagromadzenie ich na powierzchni będzie trudne i czasochłonne do zagospodarowania, a na efekty rekultywacji trzeba będzie poczekać.

Samo zaprzestanie wydobycia nie doprowadzi do zatrzymania, a tylko do ograniczenia emisji wód kopalnianych i rozpuszczonego w nich ładunku soli mineralnych do środowiska. W większości przypadków tereny pogórnicze już na zawsze będą dotknięte wpływem emisji wód kopalnianych i soli mineralnych, a zaprzestanie pompowania wód kopalnianych mogłoby doprowadzić do innych zmian środowiskowych.

Czynnikiem zależnym od prowadzenia wydobycia węgla kamiennego jest emisja gazów cieplarnianych, w tym metanu. Zaprzestanie wydobycia oczywiście ograniczy emisję tych gazów do atmosfery. Samo wybranie złoża spowodowało jednak powstanie pustek poeksploatacyjnych, w których tworzą się zbiorniki gazu. Naturalnymi szczelinami czy niewłaściwie zabezpieczonymi wyrobiskami górniczymi gazy mogą migrować na powierzchnię. Z taką szczątkową emisją tereny pogórnicze muszą się liczyć aż do całkowitego odgazowania eksploatowanego złoża.

W pewnym stopniu rozwiązaniem problemów środowiskowych całego górnictwa jest przynajmniej częściowe wykorzystanie lub bezpieczne lokowanie pod ziemią odpadów pogórniczych. Uzdatnianie i utylizacja odpadów to właściwa droga.

Przeanalizowane w opracowaniu czynniki wpływu środowiskowego górnictwa węgla kamiennego tylko częściowo zależą od wielkości prowadzenia wydobycia czy faktu zaprzestania eksploatacji. Pilne zapobieżenie narastaniu zaprezentowanych problemów przez zarządy spółek wydobywczych może pozytywnie wpłynąć na środowisko życia mieszkańców i poprawić w ich oczach obraz działalności sektora wydobycia węgla kamiennego.

Literatura

ARP 2025 – [Online:] www.polskirynekwegla.pl [Dostęp: 22.08.2025].

Bluszcz i in. 2015 – Bluszcz, A., Kijewska, A. i Sojda, A. 2015 – Economic value added in metallurgy and mining sector in Poland. *Metalurgija* 54(2), s. 437–440.

Bluszcz, A. i Kijewska, A. 2016a – Factors creating economic value added of mining company. *Archives of Mining Sciences* 61(1), s. 109–123, DOI: https://doi.org/10.1515/amsc-2016-0009.

Bluszcz, A. i Kijewska, A. 2016b – Selected global indicators for the assessment of sustainable development. [W:] *16th International Multidisciplinary Scientific GeoConference : SGEM 28 June–6 July, 2016, Albena, Bulgaria. Conference proceedings, International Multidisciplinary Scientific GeoConference & EXPO SGEM,* 2016, Sofia, STEF92 Technology, s. 523–530, DOI: https://doi.org/10.5593/SGEM2016/B53/S21.067.

Bluszcz, A. 2019 – Decoupling economic growth from emissions in Poland on the background of EU countries. [W:] *World Multidisciplinary Earth Sciences Symposium* (*WMESS 2018*), 3–7 September 2018, Prague, Czech Republic [online], IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, nr 221, IOP Publishing, art. no. 012119 1–9, DOI: https://doi.org/10.1088/1755-1315/221/1/012119.

Czerwiński i in. 2022 – Czerwiński, S., Czerwińska-Lubszczyk, A. i Grebski, M. 2022 – Economic aspects relating to machine operations on a mine main drainage system. *Mining Machines* 40(2), s. 71–80.

Gajdzik i in. 2024 – Gajdzik, B., Tobór-Osadnik, K., Wolniak, R. i Grebski, W.W. 2024 – European Climate Policy in the Context of the Problem of Methane Emissions from Coal Mines in Poland. *Energies* 17(10), DOI: https://doi.org/10.3390/en17102396.

Sadovenko i in. 2024 – Sadovenko, I., Tymoshchuk, V., Zahrytsenko, A., Rodríguez, F., Sherstiuk Y., Vlasov, V. i Chushkina, I. 2024. Hydrotechnical and ecological principles of water resources management for a mined-out mine field. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 1348 012069, DOI: https://doi.org/10.1088/1755-1315/1348/1/012069.

Siciński, J. 2024 – Ocena zagrożenia finansowego i perspektyw naprawczych polskiego sektora górnictwa węgla kamiennego w dobie dynamicznych zmian geopolitycznych 2020–2023. *Ekonomista* 4, s. 483–502, DOI: https://doi.org/10.52335/ekon/188775.

Skibski, M. i Barszczowska, B. 2024 – Sektor górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2023 roku. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(112), s. 83–92, DOI: https://doi.org/10.33223/ZN/2024/15.

Strzałkowski, P. i Maruszczyk, M. 2024 – Hard Coal as a Necessary Energy Resource in Poland. *Archives of Mining Sciences* 69(1), s. 67–76, DOI: https://doi.org/10.24425/ams.2024.149827.

Umowa 2021 – *Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego.* [Online:] https://solidarnosckatowice.pl/wp-content/uploads/2021/04/Umowa-Spoleczna.pdf [Dostęp: 22.08.2025].

Ustawa 2024 – *Ustawa z dnia 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego,* tj. (Dz.U. z 2024 r. poz. 1383).

Wrona i in. 2025 – Wrona, P., Różański, Z., Pach, G., Niewiadomski, A.P., Markowska, M., Król, A., Król, M. i Chmiela, A. 2025 – Selected Meteorological Factors Influencing Gas Emissions from an Abandoned Coal Mine Shaft-Results of in Situ Measurements. *Sustainability* 17, DOI: https://doi.org/10.3390/su17093875.

Środowiskowe skutki eksploatacji węgla kamiennego w Polsce, wybrane wnioski z monitoringu prowadzonego przez ARP SA

Słowa kluczowe: wydobycie węgla kamiennego, restrukturyzacja górnictwa, wpływ środowiskowy, dekarbonizacja gospodarki, zmiany klimatyczne

Streszczenie: Działalność przemysłowa ludzkości i wspierające ją wydobycie surowców mineralnych, są jednymi z największych emitentów czynników degradujących środowisko naturalne. Niezależnie od formy prowadzenia działalności górniczej, zarówno aktualna, jak i zaniechana działalność górnicza wpływa na litosferę, hydrosferę i atmosferę. Procesy dekarbonizacji gospodarek powodują odchodzenie od pozyskiwania energii z paliw kopalnych. Polska energetyka w znacznej mierze opiera się na pozyskiwaniu energii z paliw kopalnych. Natychmiastowe odejście polskiej energetyki od węgla jest niemożliwe. Dla bezpiecznego przejścia transformacji konieczny jest okres przejściowy. Zgodnie z zawartą tzw. umową społeczną z prowadzeniem działalności górniczej w Polsce należy się liczyć co najmniej do 2049 roku. W okresie przejściowym zadaniem polskich producentów węgla kamiennego będzie dostarczenie wystarczającego wolumenu paliw dla energetyki, a przy tym należy się liczyć z ciągłą emisją czynników negatywnie wpływających na środowisko naturalne. Nawet natychmiastowe zaprzestanie działalności górniczej nie spowoduje szybkiej poprawy.

Katowicki Oddział Agencji Rozwoju Przemysłu SA od 2003 r. monitoruje przebieg restrukturyzacji sektora wydobycia węgla kamiennego w Polsce. Podstawą prawną prowadzonego nadzoru jest art. 25 ustawy z dnia 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego. Dodatkowo rokrocznie zawierane są umowy z ministrem właściwym ds. gospodarki złożami kopalin. Dane na poziomie zagregowanym, obejmujące zarówno spółki wydobywcze państwowe, jak i prywatne, publikowane są na stronie www.polskirynekwegla.pl. Na podstawie zbieranych przez ARP SA, danych sprawozdawczych sektora, w artykule zaprezentowano wybrane środowiskowe skutki eksploatacji węgla kamiennego w Polsce w latach 2015–2024 r. Dla zaprezentowanych w tekście skutków środo-

wiskowych wskazano najważniejsze przyczyny ich powstawania. Przedstawione wyniki statystycznego przeglądu zakresu i zmian w emisji do środowiska mogą posłużyć przy prognozowaniu potencjalnych zmian i kierunków transformacji sektora wydobycia węgla kamiennego.

Environmental effects of hard coal mining in Poland, selected conclusions from monitoring conducted by ARP SA

Keywords: hard coal mining, mining restructuring, environmental impact, decarbonization of the economy, climate change

Abstract: Humanity's industrial activity and the mineral extraction that supports it are among the largest emitters of environmentally degrading factors. Regardless of the form of mining activity, both current and abandoned mining operations impact the lithosphere, hydrosphere, and atmosphere. Decarbonization processes are leading to a shift away from fossil fuel energy sources. The Polish energy sector relies heavily on fossil fuels. An immediate transition from coal is impossible. A transition period is necessary to safely transition. According to the so-called social contract, mining operations in Poland should continue until at least 2049. During this transition period, Polish hard coal producers will be responsible for providing sufficient fuel volumes for the energy sector, while also recognizing the continued release of emissions that negatively impact the natural environment. Unfortunately, even an immediate cessation of mining operations will not bring about a rapid improvement.

The Katowice Branch of the Industrial Development Agency (ARP) has been monitoring the restructuring of the Polish hard coal mining sector since 2003. The legal basis for this oversight is Article 25 of the Act of 7 September 2007 on the Functioning of the Hard Coal Mining Industry. Additionally, agreements are concluded annually with the minister responsible for the management of mineral deposits. Aggregated data covering both state-owned and private mining companies is published on the website www.polskirynekwegla.pl. Based on sector reporting data collected by ARP SA, this article presents selected environmental impacts of hard coal mining in Poland from 2015 to 2024. The most important causes of the environmental impacts presented in the text are identified. The presented results of a statistical review of the scope and changes in environmental emissions can be used to forecast potential changes and directions of transformation in the hard coal mining sector.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/15, s. 163–180

Zbigniew BURTAN[1]
Dariusz CHLEBOWSKI[2]
Zenon PILECKI[3]

Wpływ skrępowanych warunków eksploatacji na zagrożenie tąpaniami w polskich kopalniach węgla kamiennego

Wprowadzenie

Jednym z wiodących zagrożeń naturalnych w polskich kopalniach węgla kamiennego, obok zagrożeń metanowego i pożarami endogenicznymi, jest zagrożenie tąpaniami, które w ostatnich latach, tak pod względem liczby zdarzeń, jak i wypadków śmiertelnych, jest najbardziej katastrofogenne (tab. 1 i 2) (WUG 2025; Burtan i in 2025).

W latach 2020–2024, w wyniku ujawniania się zagrożeń naturalnych, wystąpiło 48 niebezpiecznych zdarzeń, do których należały: zapalenia i wybuchy metanu (10), tąpnięcia i odprężenia (25) oraz pożary endogeniczne (13). Zdarzenia te spowodowały 172 wypadki, w tym najwięcej w wyniku tąpnieć i odprężeń (116).

W światowym górnictwie węgla kamiennego aktualnie zagrożenie tąpaniami występuje m.in. w takich krajach, jak: Chiny, Indie, Rosja, Kazachstan, RPA, USA i Australia (Murwanashuaka 2019; Pan i in 2024; Lowchikow 2013; Mark 2018; Hebblewhite i Galvin 2017). Choć wielkość wydobycia w tych krajach jest znacznie większa aniżeli w Polsce, to relatywnie w odniesieniu do ogólnego wydobycia i całkowitej liczby kopalń w Polsce zagrożenie tąpaniami występuje w największej skali.

Wysoki poziom zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami w polskich kopalniach węgla kamiennego wynika w dużej mierze z prowadzenia robót górniczych w trudnych i skrępowanych

[1] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-7589-0912; e-mail: burtan@agh.edu.pl
[2] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków; ORCID iD: 0000-0003-4211-2716; e-mail: chlebo@agh.edu.pl
[3] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-0090-8743; e-mail: pilecki@meeri.pl

TABELA 1. Niebezpieczne zdarzenia spowodowane zagrożeniami naturalnymi w latach 2020–2024

TABLE 1. Hazardous events resulting from natural hazards in the years 2020–2024

Zagrożenie naturalne	Liczba niebezpiecznych zdarzeń					
	2020	2021	2022	2023	2024	2020–2024
Metanowe	1	3	4	1	1	10
Tąpaniami	3	3	6	2	11	25
Pożarami endogenicznymi	2	2	5	0	4	13

TABELA 2. Wypadki spowodowane zagrożeniami naturalnymi w latach 2020–2024

TABLE 2. Accident rates resulting from natural hazards in the years 2020–2024

Zagrożenie naturalne	Rodzaj wypadku			
	wszystkie wypadki	wypadki śmiertelne	wypadki ciężkie[1]	wypadki lekkie[1]
Metanowe	56	16	7	33
Tąpaniami	116	19	2	95
Pożarami endogenicznymi	0	0	0	0

[1] Wypadki powodujące czasową niezdolność do pracy.

warunkach geologiczno-górniczych. Coraz większa głębokość eksploatacji, sąsiedztwo zaburzeń sedymentacyjnych i tektonicznych, a także rejony oddziaływania zaszłości eksploatacyjnych często są przyczyną występowania wysokoenergetycznych wstrząsów, które niejednokrotnie skutkowały tąpnięciami i odprężeniami. Ujawnianie się oraz zwiększenie poziomu sejsmiczności i zagrożenia tąpaniami ma również miejsce w rejonie odwodniania zbiorników wodnych, w tym niżej zalegających warstw skalnych. Zagrożenie tąpaniami, współwystępując z zagrożeniami metanowym i pożarami endogenicznymi, może w wyniku koincydencji spowodować wzrost stanu tych zagrożeń oraz zainicjować niebezpieczne zdarzenia, niejednokrotnie skutkującymi wypadkami, w tym wypadkami śmiertelnymi.

1. Skala występowania zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami

W 2024 roku w Polsce wydobyto 43,7 mln Mg węgla kamiennego pochodzącego z 19 kopalń, z których 18 znajduje się w obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego (GZW) (WUG 2025).

Wskutek sczerpywania się złóż węgla kamiennego, a co za tym idzie ograniczenia możliwości produkcyjnych kopalń, a także z uwagi na spadek cen węgla, zwiększenie kosztów wydobycia oraz mniejsze zapotrzebowanie gospodarki krajowej, będące efektem transformacji energetycznej, wydobycie węgla kamiennego w Polsce sukcesywnie spada, zmniejszeniu ulega również liczba kopalń (tab. 3) (WUG 2025).

TABELA 3. Wielkość wydobycia i liczba kopalń węgla kamiennego w latach 2015–2024

TABLE 3. The volume of the extraction and the number of hard coal mines in 2015–2024

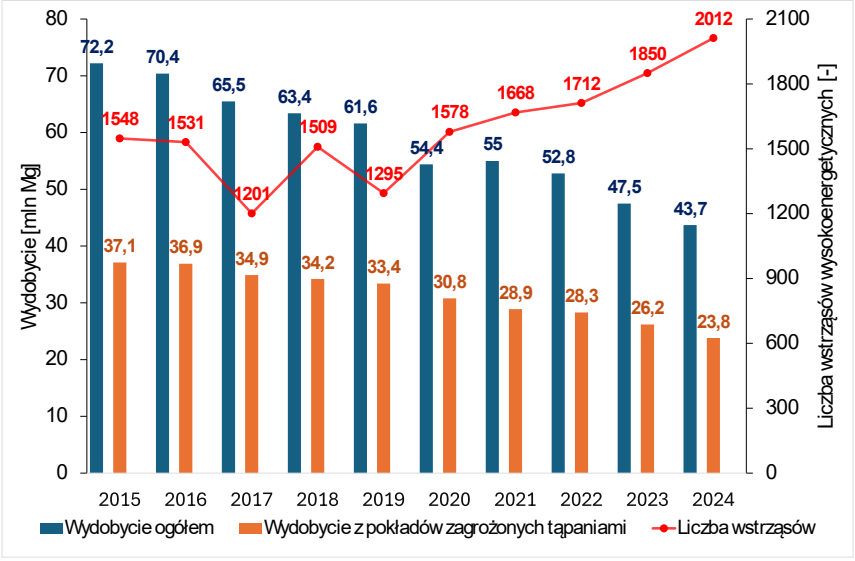
Rok	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Wydobycie · 10^6 [Mg]	72,2	70,4	65,5	63,4	61,6	54,4	55,0	52,8	47,5	43,7
Liczba kopalń	30	23	21	20	20	21	20	20	19	19

Zagrożenie tąpaniami aktualnie występuje w 15 kopalniach GZW, gdzie 10 kopalń eksploatuje pokłady zaliczone do najwyższego II stopnia zagrożenia. Wzmiankowany spadek wielkości wydobycia i liczby kopalń nie przekłada się jednak na zmniejszenie notowanej skali zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami (tab. 4, rys. 1 i 2) (WUG 2025).

TABELA 4. Wydobycie z pokładów zagrożonych tąpaniami oraz sejsmiczność w latach 2015–2024

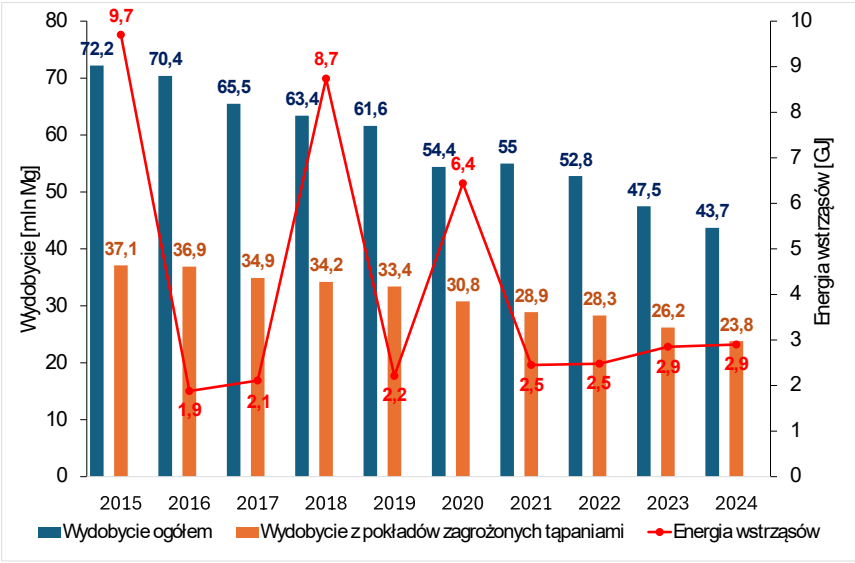
TABLE 4. Extraction from rock burst-prone seams and seismicity in the years 2015–2024

Rok	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Wydobycie · 10^6 [Mg]	37,1	36,9	34,9	34,2	33,4	30,8	28,9	28,3	26,2	23,8
Udział wydobycia [%]	51,5	52,4	53,3	53,9	54,2	56,6	52,5	53,5	55,2	54,4
Liczba wstrząsów As ≥ 10^5 [J]	1 548	1 531	1 201	1 509	1 295	1 578	1 668	1 712	1 850	2 012
Sumaryczna energia wstrząsów · 10^9 [J]	9,70	1,88	2,11	8,74	2,21	6,44	2,45	2,48	2,85	2,90



Rys. 1. Liczba wysokoenergetycznych wstrząsów na tle wydobycia w latach 2015–2024

Fig. 1. Number of high-energy tremors relative to mining in the years 2015–2024



Rys. 2. Sumaryczna energia sejsmiczna wstrząsów na tle wydobycia w latach 2015–2024

Fig. 2. Total seismic energy of tremors relative to mining in the years 2015–2024

W 2024 roku wydobycie z pokładów zagrożonych tąpaniami wyniosło 23,8 mln Mg (54,4% całkowitego wydobycia), w tym 5,6 mln Mg (12,6% całkowitego wydobycia) z pokładów w II najwyższym stopniu zagrożenia (WUG 2025). W ostatnich latach zagrożenie tąpaniami objawiło się liczbą ponad 1500 wysokoenergetycznych (o energii $\geq 10^5$ J) wstrząsów oraz kilkoma tąpnięciami i odprężeniami rocznie (rys. 1) (WUG 2025). Pomimo postępującego spadku rocznego całkowitego wydobycia oraz wydobycia z pokładów zagrożonych tąpaniami wysokoenergetyczna aktywność sejsmiczna decydująca o wielkości zagrożenia tąpaniami wyraźnie wykazuje tendencję wzrostową. Wzrost ten jest większy w odniesieniu do wydobycia z pokładów zagrożonych tąpaniami, aniżeli względem całkowitego wydobycia. Najwyższe sumaryczne energie wstrząsów wyemitowane w latach 2015, 2018 i 2020 były wynikiem wystąpienia wstrząsów o energii $\geq 10^9$ J, odpowiednio w: KWK „Wujek" ruch „Śląsk" ($4 \cdot 10^9$ J – tąpniecie), KWK „Borynia-Zofiówka-Jastrzębie" ruch „Zofiówka" ($2 \cdot 10^9$ J – tąpnięcie) i KWK „Budryk" ($3 \cdot 10^9$ J – bez skutków) (WUG 2025). Trzeba zaznaczyć, że wstrząs o energii $4 \cdot 10^9$ J był najsilniejszym wstrząsem odnotowanym dotychczas w polskim górnictwie węgla kamiennego. W 2024 roku odnotowano największą od lat liczbę (2112) wysokoenergetycznych wstrząsów o sumarycznej energii 2,90 GJ (WUG 2025).

Zagrożenie tąpaniami w ostatnich latach było zagrożeniem powodującym najwięcej wypadków śmiertelnych w kopalniach węgla kamiennego oraz najwięcej wypadków i wypadków śmiertelnych spośród wszystkich zagrożeń naturalnych.

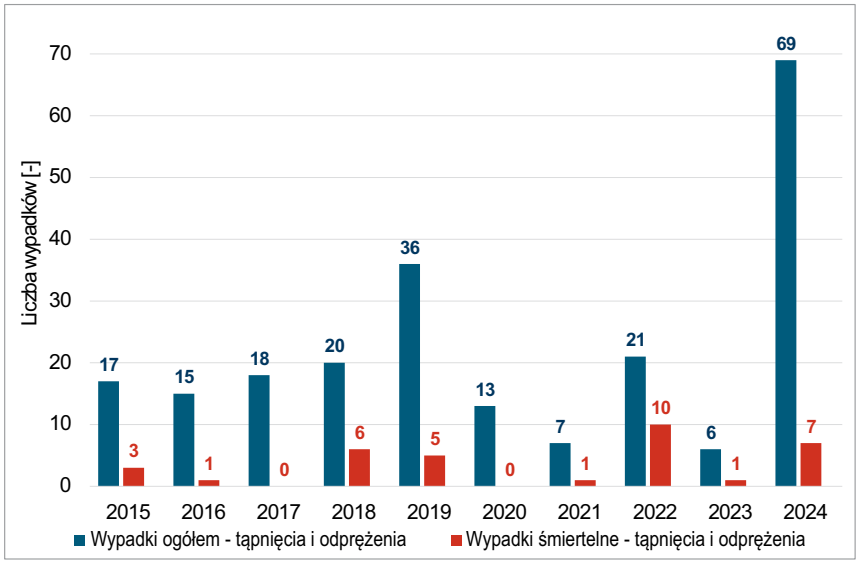
W latach 2015–2024 wystąpiły 22 tąpnięcia i 29 odprężeń, w wyniku których zaistniało 219 wypadków, w tym 33 wypadki śmiertelne (tab. 5, rys. 3) (WUG 2025). W 2024 roku wystąpiły 3 tąpnięcia i 8 odprężeń, w wyniku których zaistniało 69 wypadków, w tym 7 wypadków

śmiertelnych. W latach 2015–2024 odnotowane tąpnięcia i odprężenia stanowiły śr. 0,3% wysokoenergetycznych wstrząsów, a wszystkie tąpnięcia wywołane były wstrząsami o energiach > 10^6 J.

TABELA 5. Liczba tąpnięć i odprężeń oraz wypadkowość wskutek tych zdarzeń w latach 2015–2024

TABLE 5. The number of rock bursts and stress-relief events in the mine working, and the accident rate resulting from these incidents in the years 2015–2024

Rok	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Liczba tąpnięć/odprężeń	2/3	1/3	3/4	2/2	4/2	1/2	2/1	3/3	1/1	3/8
Wypadki ogółem tąpnięcia/odprężenia	3/14	4/11	5/13	14/6	31/5	5/8	4/3	15/6	6/0	48/21
Wypadki śmiertelne tąpnięcia/odprężenia	2/1	1/0	0/0	6/0	5/0	0/0	1/0	10/0	1/0	5/2



Rys. 3. Wypadkowość w wyniku tąpnięć i odprężeń w latach 2015–2024

Fig. 3. Accident rate resulting from rock bursts and stress-relief events in the mine working in the years 2015–2024

Pomimo spadku w ostatnich latach zarówno całkowitego wydobycia, jak i wydobycia z pokładów zagrożonych tąpaniami, wypadkowość wynikająca z zaistniałych tąpnięć i odprężeń utrzymuje się na wysokim poziomie. Dotyczy to również wypadków śmiertelnych.

2. Geologiczno-górnicze uwarunkowania wpływające na stan zagrożenia tąpaniami

Wielopokładowa eksploatacja polskich złóż węgla kamiennego prowadzona jest w skrępowanych warunkach geologicznych wpływających na ujawnianie się i wielkość zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami. Roboty górnicze prowadzone są na coraz większych, z roku na rok stale rosnących głębokościach, w otoczeniu grubych, o dużej wytrzymałości warstw potencjalnie wstrząsogennych, w rejonach różnego rodzaju zaburzeń geologicznych oraz w obszarach oddziaływania zaszłości eksploatacyjnych i w resztkowych partiach złoża.

W powszechnie stosowanej w kopalniach eksploatujących pokłady zagrożone tąpaniami „Metodzie rozeznania górniczego określania potencjalnego stanu zagrożenia tąpaniami wyrobisk górniczych" (GIG 2012) wzmiankowane uwarunkowania geologiczno-górnicze stanowią istotne czynniki wpływające na stan zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami.

2.1. Głębokość eksploatacji

Wydobywanie węgla kamiennego w Polsce prowadzone jest na coraz większych głębokościach, które aktualnie sięgają 1290 m (KWK „Budryk"). Około 90% wydobycia uzyskiwane jest z głębokości ponad 500 m, a połowa kopalń prowadzi eksploatację poniżej 1000 m. Średnia głębokość prowadzonych robót górniczych wynosi ok. 800 m, zwiększając się rokrocznie w ostatnich latach o ok. 10 m. Z kolei średnia głębokość eksploatacji w kopalniach Jastrzębskiej Spółki Węglowej wynosi ponad 950 m i nadal będzie wzrastać, sięgając za kilka lat ponad 1000 m (Hereźniak i Dyczko 2019).

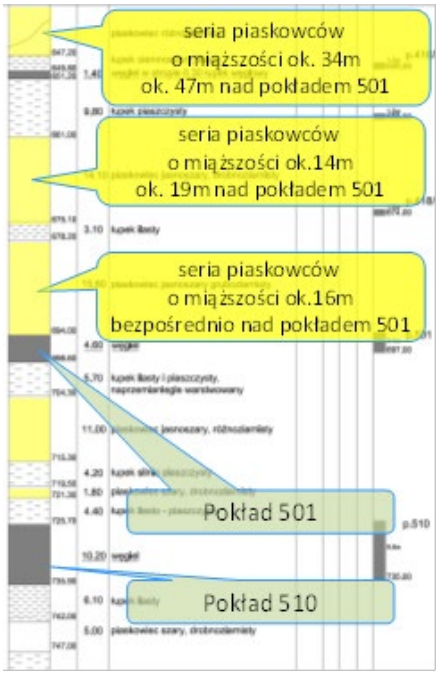
Ze zwiększającą się głębokością ma miejsce wzrost wielkości naprężeń pierwotnych w górotworze, a także parametrów wytrzymałości skał otaczających pokłady, co wynika m.in. z kompakcji materiału skalnego pod wpływem ciśnienia grawitacyjnego (Goszcz 2004). Wysokie wartości składowych stanu naprężenia w pokładach i skałach otaczających (tzw. strefy koncentracji naprężeń), zwłaszcza w warstwach charakteryzujących się dużymi wartościami parametrów wytrzymałościowych, są jedną z przyczyn występowania zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami. Wzrost głębokości eksploatacji ma istotny wpływ na narastającą liczbę wstrząsów i sumaryczną energię sejsmiczną (Sokoła-Szewioła i Jarczyk 2025), a średnia głębokość eksploatacji pokładów zagrożonych tąpaniami i wystąpienia tąpnięć i odprężeń jest większa od średniej głębokości eksploatacji wszystkich pokładów (Mirek i in. 2021). Stąd też im większa głębokość eksploatacji, tym większe zagrożenie sejsmiczne i tąpaniami, a tym samym większe prawdopodobieństwo wystąpienia tąpnięć lub odprężeń.

2.2. Grubowarstwowa budowa górotworu

Roboty górnicze w kopalniach GZW prowadzone są w warstwach karbonu produktywnego, pod względem litologicznym wykształconego jako kompleks łupków ilastych i piaszczystych oraz piaskowców z pokładami węgla. Właściwości wytrzymałościowe większości

węgli wskazują na ich spadek wraz z głębokością. Przeciwnie, w skałach otaczających pokłady z głębokością zaznacza się nierównomierny, wyraźniejszy w piaskowcach niż w łupkach ilastych wzrost ich wytrzymałości (Bukowska i Ćmiel 2011).

Dodatkowo charakterystyczna dla większych głębokości zalegania złoża, grubowarstwowa budowa górotworu przejawia się występowaniem pokładów o znacznych miąższościach, w tym także zalegających w sąsiedztwie grubych (kilkunasto-kilkudziesięciometrowych) wytrzymałych warstw stropowych piaskowców i/lub łupków piaszczystych, zdolnych do kumulowania energii sprężystej i określanych mianem warstw potencjalnie wstrząsogennych (rys. 4).



Rys. 4. Warstwy potencjalnie wstrząsogennych piaskowców nad pokładami 510 i 501

Fig. 4. Sandstone layers potentially generating tremors above seams 510 and 501

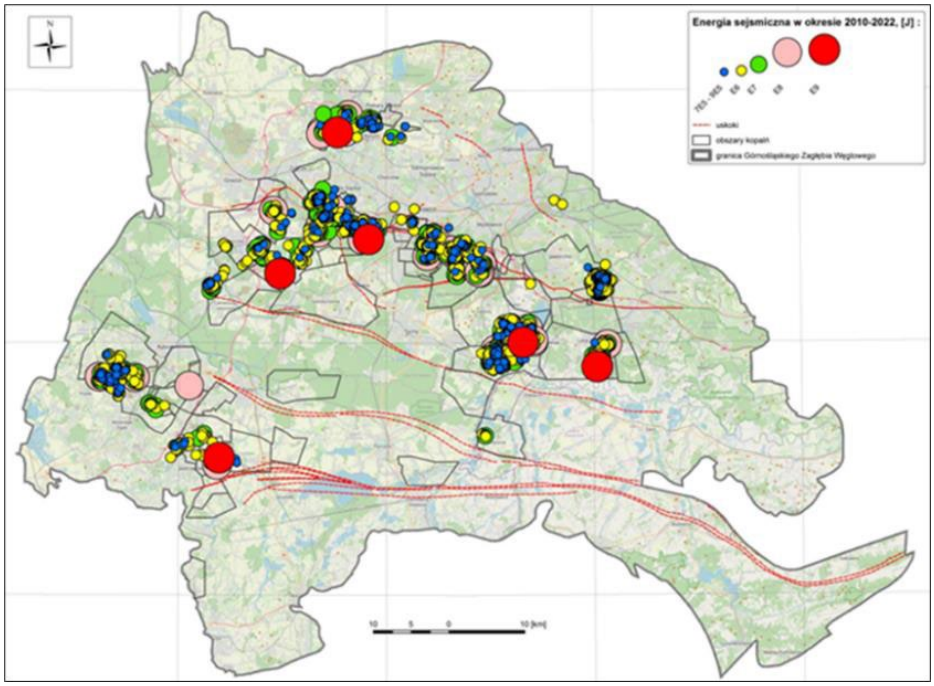
Eksploatacja pokładów grubych powoduje większe deformacje skał nadległych (wskutek ich podbierania), które w wyniku procesów pękania, zwłaszcza w przypadku warstw wstrząsogennych, generują występowanie wysokoenergetycznych wstrząsów, decydujących o skali zagrożenia tąpaniami. Dotyczy to również wybierania pokładów na warstwy w kolejności z góry na dół (aktualnie wyłącznie stosowana kolejność wybierania), gdzie wykonanie wyrobisk przygotowawczych i prowadzenie eksploatacji po spodku węglowym może w przypadku tąpnięć i odprężeń prowadzić, poprzez procesy zniszczenia węgla w niewybranych niżej leżących warstwach, do gwałtownego wypiętrzania spodku węglowego do wyrobisk.

2.3. Zaburzenia geologiczne

Złoże węgla kamiennego w obszarze GZW charakteryzują liczne zaburzenia geologiczne, wśród których do najczęściej spotykanych, a zarazem najbardziej uciążliwych przy prowadzeniu robót górniczych, należą zaburzenia sedymentacyjne i tektoniczne, które wywołują niekorzystne zmiany w zakresie kształtowania się stanu naprężenia w górotworze, a w konsekwencji wzrost zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami. Zaburzenia sedymentacyjne, występujące zazwyczaj w postaci: ścienień, wymyć, zaników oraz anomalii miąższości pokładów i odległości między nimi, niejednokrotnie decydują, również w trakcie prowadzenia robót górniczych, o zmianach w projektach eksploatacji, w tym podejmowaniu decyzji o pozostawieniu resztek czy fragmentarycznym zupełnym lub czasowym zaniechaniu wybierania, co może się przełożyć na wzrost lub ujawnienie, przy wcześniejszym braku, zagrożenia tąpaniami. Konieczność wydzielania resztek w wielu przypadkach wynika z przebiegu zaburzeń tektonicznych, zwłaszcza uskoków o znacznych amplitudach zrzutu (od kilkunastu do kilkuset metrów), które niejednokrotnie wyznaczają granice partii, rejonów i pól eksploatacyjnych. Zaburzenia tektoniczne charakteryzują się występowaniem naprężeń tektonicznych, będących skutkiem procesów związanych z powstawaniem uskoku, powodujących, że rzeczywisty stan naprężeń w rejonie rozpatrywanej dyslokacji może być znacznie bardziej niekorzystny niż wynikający tylko z naprężeń pierwotnych i dodatkowego naprężeniowego oddziaływania zaszłości eksploatacyjnych. Eksploatacja w sąsiedztwie uskoków, zwłaszcza o dużych zrzutach, może prowadzić do ich uaktywniania (przerwania ciągłości i poślizgu warstw na płaszczyźnie uskokowej) i generowania wysokoenergetycznej aktywności sejsmicznej. Zarejestrowane do tej pory wstrząsy o maksymalnych wartościach energii oraz towarzyszące im tąpnięcia i odprężenia w kopalniach GZW niejednokrotnie miały miejsce w otoczeniu takich uskoków. Najwyższą wysokoenergetyczną aktywność sejsmiczną rejestrowano na uskoku kłodnickim oraz w strefie rozłamu tektonicznego niecki bytomskiej (rys. 5) (GRSS GIG 2023).

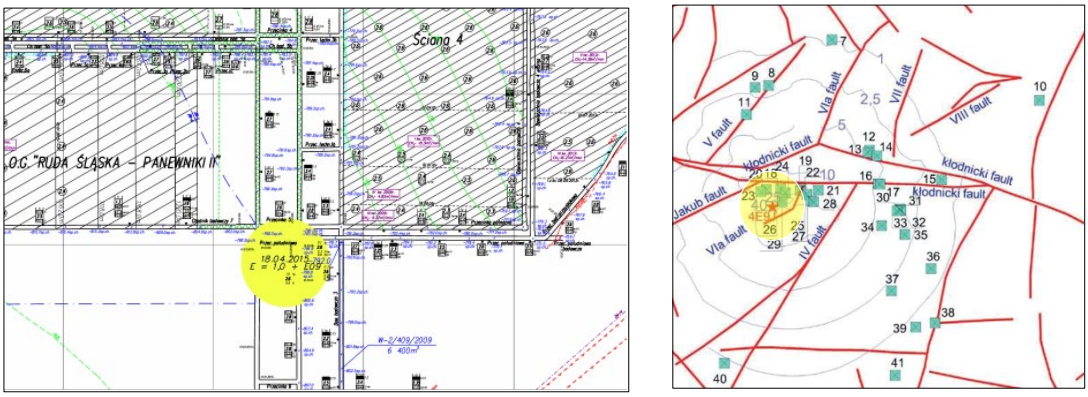
Odnotowany w KWK „Wujek" ruch „Śląsk" wstrząs o najwyższej energii $4 \cdot 10^9$ J w polskim górnictwie węgla kamiennego był wynikiem uaktywnienia się uskoku VIa, stanowiącego odgałęzienie strefy uskoku kłodnickiego (rys. 6). Wstrząs ten spowodował tąpnięcie, w wyniku którego zaniechano eksploatacji w ruchu „Śląsk".

Wzmożona sejsmiczność górotworu często ma również miejsce w rejonie uskoków o małych zrzutach, w tym tzw. uskoków wygasających. Przykładowo, 23 kwietnia 2022 roku, w trakcie drążenia chodnika nadścianowego D-4a w pokładzie 412 łg+łd i 412 łg w KWK „Borynia-Zofiówka" ruch „Zofiówka" wystąpił wstrząs o energii $4 \cdot 10^6$ J, który spowodował tąpniecie i nagły wypływ metanu, w wyniku czego zginęło 10 górników. Wstrząs ten związany był m.in. z uaktywnieniem się stwierdzonego w zachodniej części partii „D" uskoku o wygasającym zrzucie (WUG 2022).



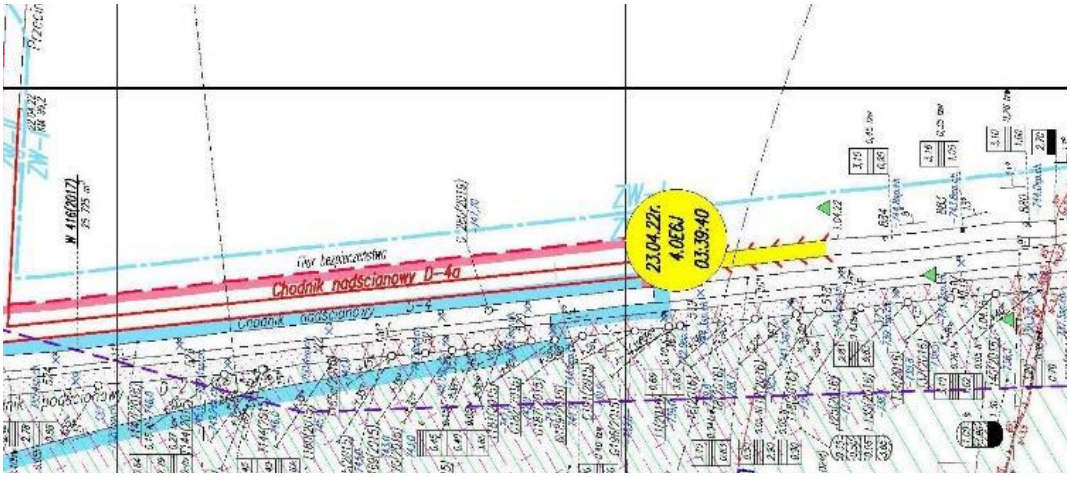
Rys. 5. Sejsmiczność indukowana w GZW w latach 2010–2022; wstrząsy o energiach >7,0 · 10^5 J (GRSS GIG 2023; https://grss.gig.eu/repozytorium/)

Fig. 5. Induced seismicity in the Upper Silesian Coal Basin (USCB) in the years 2010–2022; tremors with energies >7,0 · 10^5 J



Rys. 6. Epicentrum wstrząsu o energii 4 · 10^9 J z dnia 18.04.2015 skutkującego tąpnięciem w wyrobiskach pokładu 409 w KWK „Wujek" ruch „Śląsk"

Fig. 6. Epicenter of the tremor with an energy of 4 · 10^9 J on April 18, 2015, which caused a rock burst in the workings of seam 409 at the "Wujek" mine, "Śląsk" section



Rys. 7. Lokalizacja ogniska wstrząsu o energii $4 \cdot 10^6$ J, który spowodował tąpniecie (WUG 2022)

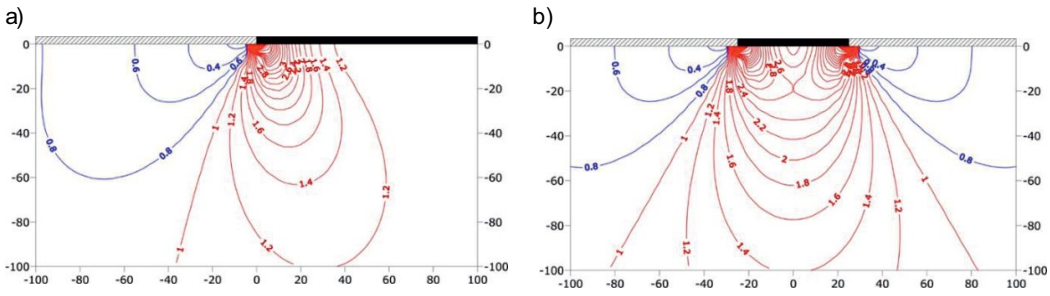
Fig. 7. Location of the tremor focus with an energy of $4 \cdot 10^6$ J, which caused a rock burst

2.4. Zaszłości eksploatacyjne

Wielopokładowy charakter złoża węgla kamiennego powoduje, iż istotną cechą prowadzonej eksploatacji jest występowanie różnego typu zaszłości eksploatacyjnych, czyli swego rodzaju zmian w stanie złoża (górotworu) będących konsekwencją dawniej podejmowanych i później zaniechanych robót górniczych. Oddziaływanie określonych mianem zaszłości eksploatacyjnych takich zrobów, krawędzi eksploatacyjnych (rys. 8a) i filarów resztkowych (rys. 8b) wywołuje w górotworze nierównomierny rozkład stanu naprężenia, powodując spadek wartości składowych tensora naprężeń w otoczeniu zrobów (co wykorzystywane jest w tzw. eksploatacji odprężającej, stanowiącej powszechnie stosowaną długofalową profilaktykę tąpaniową) oraz zwiększenie (w postaci stref koncentracji) w rejonach krawędzi i niewybranych calizn węglowych (Goszcz 2004; Burtan i Chlebowski 2022).

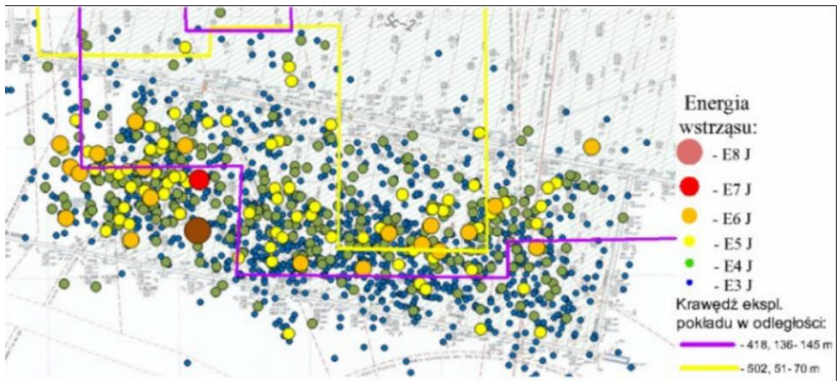
Powstałe zaburzenia mogą zarówno ograniczać, jak i potęgować intensywność przejawów zagrożeń geomechanicznych, wpływając na stan zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami. Negatywne oddziaływanie zaszłości na otaczający górotwór może w wyniku procesów pękania uaktywnić zalegające w stropie pokładów warstwy potencjalnie wstrząsogenne. Z kolei ich wpływ na wyżej lub niżej zalegające pokłady sprzyja energetycznemu przygotowaniu calizn węglowych do tąpnięcia.

Z rozkładów lokalizacji ognisk wstrząsów rejestrowanych w trakcie eksploatacji pokładów zagrożonych tąpaniami w rejonie zarówno bliskiego, jak i odległego sąsiedztwa krawędzi eksploatacyjnych i filarów resztkowych, a zwłaszcza ich superpozycji, jednoznacznie wynika, że wzmożona aktywność sejsmiczna, w tym występowanie wysokoenergetycznych wstrząsów, jest wynikiem oddziaływania tych zaszłości (rys. 9 i 10).



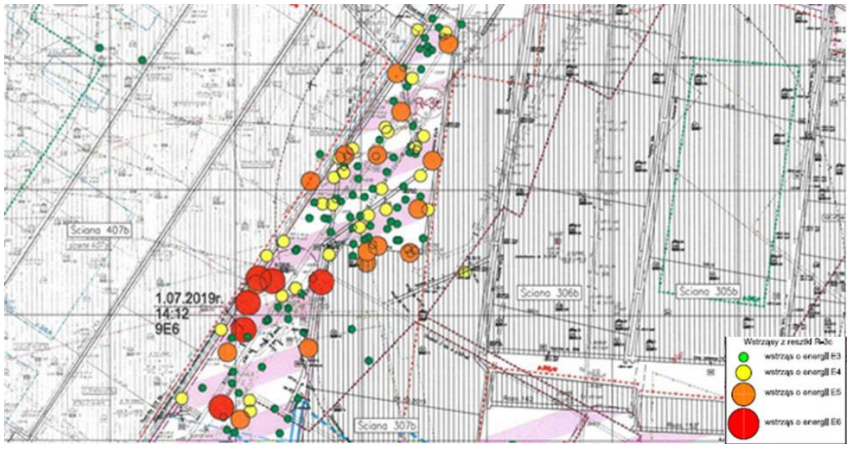
Rys. 8. Rozkład naprężeń pionowych w rejonie: a) krawędzi eksploatacyjnej, b) filara resztkowego

Fig. 8. Distribution of vertical stresses in the area of: a) the exploitation edge, b) the residual pillar



Rys. 9. Lokalizacja ognisk wstrząsów w rejonie krawędzi eksploatacyjnych

Fig. 9. Location of tremor foci in the area of the exploitation edge



Rys. 10. Lokalizacja ognisk wstrząsów w rejonie filara resztkowego

Fig. 10. Location of tremor foci in the area of the residual pillar

Wielokrotnie jedną z przyczyn zaistniałych w kopalniach GZW tąpnięć i odprężeń było oddziaływanie krawędzi eksploatacyjnych i filarów resztkowych.

Istotnym problemem większości polskich kopalń węgla kamiennego, ze szczególnym uwzględnieniem zakładów, które w znacznej mierze sczerpały swoje zasoby, jest konieczność wybierania nieregularnych partii resztkowych, usytuowanych w filarach ochronnych i oporowych likwidowanych szybów oraz wyrobisk kapitalnych, w tym także części pokładów pozostawionych w wyniku decyzji o zaniechaniu eksploatacji. Będące konsekwencją stopnia wyeksploatowania złoża prowadzenie robót górniczych w obszarach resztkowych zwiększa zagrożenie sejsmiczne i tąpaniami, głównie z uwagi na lokalną koncentrację naprężeń, potęgowaną często superpozycją wpływów krawędzi eksploatacyjnych i filarów resztkowych pokładów sąsiednich (Szreder i in. 2018).

3. Współwystępowanie zagrożeń naturalnych

Znamienną cechą polskiego górnictwa węglowego jest jednoczesne występowanie zagrożeń naturalnych, które jako zagrożenia skojarzone dodatkowo powodują wzrost niebezpieczeństwa prowadzenia robót górniczych. Wzajemne oddziaływanie zagrożeń naturalnych może wywołać ciąg niebezpiecznych zdarzeń powodujących wypadki, w tym wypadki śmiertelne. W sytuacjach koincydencji zagrożeń naturalnych może dochodzić również do kolizyjności skutków ich profilaktyk, kiedy to ograniczenie jednego zagrożenia może spowodować wzrost innych zagrożeń, a nawet doprowadzić do wynikających z nich niebezpiecznych zdarzeń (Burtan 2016; Kabiesz 2022).

3.1. Koincydencja zagrożeń tąpaniami i metanowego

Spośród 16 kopalń metanowych 11 eksploatuje pokłady zagrożone tąpaniami. W wyniku współwystępowania zagrożeń tąpaniami i metanowego po wstrząsach, odprężeniach, a zwłaszcza tąpnięciach może dochodzić do zwiększonych wypływów metanu do wyrobisk, niejednokrotnie tworzących atmosferę wybuchową lub niezdatną do oddychania. Przykłady wypływu metanu po tąpnięciach w latach 2015–2025 zestawiono w tabeli 6.

Przykładowo, po wzmiankowanym wcześniej tąpnięciu w 2022 roku w KWK „Borynia-Zofiówka" ruch „Zofiówka", w wyniku m.in. powstania atmosfery niezdatnej do oddychania powstałej po wpływie metanu w stężeniu 100%, wypadkom śmiertelnym uległo 10 górników.

W sytuacji koincydencji zagrożeń tąpaniami i metanowego wynikająca z aktywnej profilaktyki tąpaniowej (strzelania odprężające) destrukcja węgla i skał otaczających wyrobiska również zwiększa możliwość dopływu metanu do wyrobisk, powodując wzrost zagrożenia metanowego.

TABELA 6. Wypływy metanu po tąpnięciach w latach 2015–2025

TABLE 6. Methane outflows after rock bursts in the years 2015–2025

Rok	Kopalnia	Energia wstrząsu [J]	Stężenie metanu [%]
2015	Halemba-Wirek	$9 \cdot 10^6$	5
2017	Rydułtowy	$1 \cdot 10^8$	8
2017	Murcki-Staszic	$3 \cdot 10^7$	9
2018	Borynia-Zofiówka-Jastrzębie	$2 \cdot 10^9$	62
2019	ROW – Rydułtowy	$1 \cdot 10^8$	7
2019	ROW – Marcel	$3 \cdot 10^7$	54
2019	Ruda-Bielszowice	$4 \cdot 10^7$	7
2022	Borynia-Zofiówka	$4 \cdot 10^6$	100
2023	Ruda-Bielszowice	$1 \cdot 10^7$	4
2024	Mysłowice-Wesoła	$7 \cdot 10^6$	7
2025	ROW Marcel	$6 \cdot 10^7$	11
2025	Knurów-Szczygłowice	$1 \cdot 10^6$	70

3.2. Koincydencja zagrożeń tąpaniami i pożarami endogenicznymi

We wszystkich kopalniach węgla kamiennego, w tym eksploatujących pokłady zagrożone tąpaniami, występuje zagrożenie pożarami endogenicznymi. Wstrząsy, odprężenia i tąpnięcia, z uwagi na powstawanie spękań w caliznach węglowych i ułatwianie w nich migracji powietrza, sprzyjają procesom samozagrzewania i samozapalenia węgla. Również prowadzenie w ramach profilaktyki tąpaniowej strzelań wstrząsowych może ułatwić migrację powietrza do spękanych i zeszczelinowanych calizn węglowych, tworząc warunki do samozapalenia węgla (Burtan 2016). W warunkach wysokiego poziomu zagrożenia tąpaniami, wskutek spowolnienia lub zatrzymania frontów eksploatacyjnych, ze względu na dłuższą migrację powietrza do zrobów i calizn węglowych, dochodzi do wzrostu lub ujawnienia się zagrożenia pożarami endogenicznymi. Niejednokrotnie w polskich kopalniach po tąpnięciach i odprężeniach, w wyniku zatrzymania ścian dochodziło do powstawania pożarów endogenicznych w zrobach.

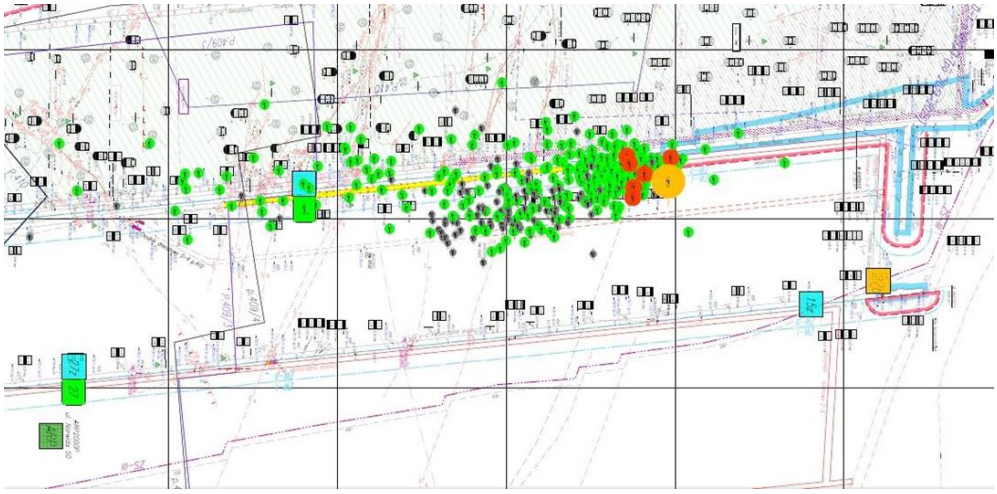
3.3. Koincydencja zagrożeń tąpaniami i wodnego

Jednymi z metod zwalczania zagrożenia pożarami endogenicznymi są rekonsolidacja i nawilżanie rumowiska zawałowego oraz uszczelnianie zrobów. Metody te realizowane są poprzez doprowadzenie do zrobów mieszanin podsadzkowej lub wodno-popiołowej. Wynikiem tych działań profilaktycznych, a także często występującego dopływu naturalnego, jest powstawanie podziemnych zbiorników wodnych, wielokrotnie o znacznych pojemnościach. Tworzenie się i utrzymywanie zbiornika wodnego powoduje również zawodnienie niżej za-

legających warstw skalnych, w tym potencjalnie wstrząsogennych warstw piaskowców. Zawodnienie skał powoduje ich „osłabienie" poprzez zmiany ich własności geomechanicznych, m.in. zmniejszenie wytrzymałości i obniżenie wartości modułów sprężystości skał, ograniczając ich zdolność do akumulacji naprężeń (Bukowska i Ćmiel 2011).

Powstanie zbiornika wodnego związane jest ze wzrostem zagrożenia wodnego w jego sąsiedztwie, co w istotny sposób wpływa na możliwości i warunki prowadzenia dalszych (w pokładach poniżej zbiornika wodnego) robót górniczych. Stąd też rozpoczęcie prowadzenia robót górniczych w kierunku lub w sąsiedztwie zbiornika wodnego powoduje konieczność jego odwodnienia wraz z postępem drążonych wyrobisk. Doświadczenia kopalń wskazują, że w takich sytuacjach w trakcie prowadzenia robót górniczych obserwowana jest podwyższona aktywność sejsmiczna górotworu, a tym samym wzrost zagrożenia tąpaniami. Sejsmiczność ta generowana jest w stropowych warstwach piaskowca zalegających poniżej zbiornika wodnego. Wynika to z osuszania tych warstw, a w konsekwencji ponownej, odwrotnej niż przy ich zawodnieniu, zmiany własności odkształceniowych zwiększającej ich zdolność do kumulacji naprężeń i generowania w procesach zniszczenia wysokoenergetycznych wstrząsów.

Przypadki drążenia wyrobisk korytarzowych prowadzone równocześnie z odwadnianiem zbiornika wodnego potwierdzają wpływ odwadniania górotworu na wzrost poziomu zagrożenia sejsmicznego. Sytuacje te w większości dotyczyły robót górniczych wykonywanych w pokładach grup rudzkiej i siodłowej, w których stropach występowały grube warstwy piaskowca, a wzrost aktywności sejsmicznej miał miejsce w środkowej i końcowej fazie oraz po zakończeniu odwadniania zbiorników wodnych. Przykładowo w 2022 roku w trakcie drążenia chodnika nadścianowego D-4a w pokładzie 412 łg+łd i 412 łg w KWK „Borynia-Zofiówka" ruch „Zofiówka" w wyniku częściowego odwodnienia nadległego zbiornika wodnego W 416



Rys. 11. Lokalizacja ognisk wstrząsów zarejestrowanych w trakcie drążenia chodnika D-4a w pokładzie 412 łg+łd i 412 łg w rejonie zbiornika wodnego W 416 w KWK „Borynia-Zofiówka" (WUG 2022)

Fig. 11. Location of tremor foci recorded during the drivage of the D-4a roadway in seams 412 łg+łd and 412 łg in the area of the W 416 water reservoir at the „Borynia-Zofiówka"

(2017) w środkowej i końcowej fazie drążenia miał miejsce wzrost aktywności sejsmicznej generowanej m.in. w wyżej leżących warstwach piaskowca (rys. 11).

W trakcie drążenia tego wyrobiska miał miejsce wstrząs o energii $4 \cdot 10^6$ J, który spowodował tąpniecie i nagły wypływ metanu (rozdział 3.3 i rys. 11). Komisja do zbadania przyczyn i okoliczności tych zdarzeń ustaliła, że przyczynami zaistnienia wstrząsu, który spowodował tąpnięcie, było uaktywnienie się uskoku o wygasającym zrzucie (o czym wzmiankowano wcześniej) w wyniku ilościowo istotnych zmian stanu naprężenia na jego powierzchni, które z kolei były skutkiem dokonań eksploatacyjnych oraz prowadzonego odwadniania sąsiadującego zbiornika wodnego (WUG 2022).

Podsumowanie

Zagrożenie tąpaniami jest jednym z wiodących, a w ostatnich latach najbardziej katastrofogennym pod względem liczby zdarzeń i wypadków śmiertelnych zagrożeń naturalnych w polskich kopalniach węgla kamiennego. Zagrożenie to, współwystępując z zagrożeniami metanowym i pożarami endogenicznymi, w wyniku koincydencji powoduje wzrost ich stanu, co może skutkować niebezpiecznymi zdarzeniami (wypływy metanu i pożary endogeniczne).

Z przeprowadzonej analizy sejsmiczności, liczby tąpnięć i odprężeń oraz wypadkowości wskutek tych zdarzeń w latach 2015–2024 wynika, że pomimo spadku wydobycia z pokładów zagrożonych tąpaniami, zarówno wielkość zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami, jak i wypadkowość spowodowana ujawnianiem się tego zagrożenia wzrasta.

Odnotowane w ostatnich latach wysokoenergetyczne wstrząsy oraz towarzyszące im tąpnięcia i odprężenia jednoznacznie wskazują, że przyczynami wysokiego poziomu zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami jest prowadzenie robót górniczych w skrępowanych warunkach geologiczno-górniczych, takich jak: duża głębokość zalegania złoża, grubowarstwowa budowa górotworu, uskoki o dużych zrzutach oraz zaszłości eksploatacyjne (krawędzie eksploatacyjne i filary resztkowe). Ujawnianie się oraz wzrost aktywności sejsmicznej górotworu mają również miejsce w rejonie odwodniania podziemnych zbiorników wodnych.

Zagrożenie tąpaniami może nie tylko powodować niebezpieczne zdarzenia i wypadki pracowników, lecz także skutkować ograniczeniem, okresowym zatrzymaniem, a nawet zaniechaniem eksploatacji, tym samym wpływając na zmniejszenie wydobycia kopalń. Wyłączenie z eksploatacji części złóż dotkniętych skutkami tąpnięć może również zmniejszyć zdolności produkcyjne kopalń, a w niektórych przypadkach doprowadzić do skrócenia czasu ich funkcjonowania. W ostatnich latach w kopalniach węgla kamiennego takie przypadki niejednokrotnie miały miejsce.

Wzrost w ostatnich latach zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami, w tym liczby zaistniałych tąpnięć i odprężeń, wskazuje na potrzebę zintensyfikowania działań dla poprawy, oceny i zwalczania tego zagrożenia, zwłaszcza w odniesieniu do prowadzenia robót górniczych w skrępowanych warunkach geologiczno-górniczych.

Artykuł zrealizowano w ramach zadania badawczego finansowanego ze środków subwencji na utrzymanie potencjału badawczego – Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Lądowej i Gospodarki Zasobami.

Literatura

Bukowska, M. i Ćmiel, S. 2011 – Charakterystyka zmian właściwości skał karbońskich w strefach tektoniki nieciągłej w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. *Górnictwo i Geoinżynieria* 35(2), s. 111–119.

Burtan, Z. 2016 – Znaczenie skojarzonych zagrożeń naturalnych w kopalniach Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. *Przegląd Górniczy* 11/2016, s. 21–29.

Burtan, Z. i Chlebowski, D. 2022 – The effect of mining remnants on elastic strain energy arising in the tremor-inducing layer. *Energies* 15(16), DOI: https://doi.org/10.3390/en15166031.

GIG Główny Instytut Górnictwa 2012 – *Zasady stosowania „Metody kompleksowej i metod szczegółowych oceny stanu zagrożenia tąpaniami w kopalniach węgla kamiennego"*. Katowice 2012.

Goszcz, A. 2004 – *Wybrane problemy zagrożenia sejsmicznego i zagrożenia tąpaniami w kopalniach podziemnych.* Wydawnictwo Nauka – Technika, Kraków.

GRSS Górnośląska Regionalna Sieć Sejsmologiczna GIG 2023 – *Mapa sejsmiczności indukowanej eksploatacją górniczą w polskiej części Górnośląskiego Zagłębia Węglowego w latach 2010–2022*. [Online] https://grss.gig.eu/repozytorium/ [Dostęp: 28.12.2025].

Hebblewhite, B. i Galvin, J. 2017 – A review of the geomechanics aspects of a double fatality coal burst at Austar Colliery in NSW, Australia in April 2014. *International Journal of Mining Science and Technology* 27(1), s. 3–7.

Hereźniak, W. i Dyczko, A. 2019 – Strategia Grupy Kapitałowej JSW jako przykład odważnej wizji funkcjonowania przedsiębiorstwa surowcowego w warunkach zmieniającego się rynku. *Konferencja: Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej*, Zakopane.

Kabiesz, J. 2002 – Charakterystyka skojarzonych zagrożeń górniczych w aspekcie ich oceny oraz doboru metod prewencji. Prace Naukowe GIG, *Studia – Rozprawy – Monografie* 849.

Lovchikov, A. V. 2013 – Review of the strongest rockbursts and mining-induced earthquakes in Russia. *Geomechanics* 49, s. 572–575.

Mark Ch. 2018 – Coal bursts that occur during development: A rock mechanics enigma. *International Journal of Mining Science and Technology* 28 (1), s. 35–42.

Mirek, A. i in 2022 – Mirek, A., Dzik, G. i Błaszczyk, A. 2021 – Głębokość eksploatacji a poziom generowanej wydobyciem aktywności sejsmicznej w kopalniach węgla kamiennego w latach 2005–2020. *Przegląd Górniczy* 1/2022, s. 26–36.

Murwanashyaka, E. i Li, X. 2019 – A review on rockburst as a serious safety problem in deep underground mines and other excavation projects. *International Journal of Engineering Research and Technology* 8(11), s. 419–426.

Pan Y. i in. 2024 – Pan, Y., Song, Y., Luo, H. i Xiao, Y. 2024 – Coalbursts in China: Theory, practice and management. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* 16(1), s. 1–25, DOI: https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2023.11.003.

Sokoła-Szewioła, V. i Jarczyk, P. 2025 − Aktywność sejsmiczna indukowana eksploatacją złóż węgla kamiennego względem głębokości eksploatacji. [W:] *Górnictwo i ochrona środowiska – wybrane zagadnienia*, praca zbiorowa pod red. P. Bańki i V. Sokoły-Szewioły. Wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice, s. 324–342.

Szreder, Z i in. 2008 – Szreder, Z., Pilecki, Z. i Kłosinski, J. 2008 – Efektywność rozpoznania oddziaływania krawędzi eksploatacyjnych metodami profilowania tłumienia oraz prędkości fali sejsmicznej. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 24(2–3), s. 5–18.

WUG 2022 – Wyższy Urząd Górniczy. Sprawozdanie Komisji powołanej do zbadania przyczyn i okoliczności tąpnięcia oraz wypadku zbiorowego zaistniałych w dniu 23 kwietnia 2022 r. w JSW S.A. KWK „Borynia-Zofiówka" Ruch „Zofiówka" w Jastrzębiu Zdroju (niepublikowane).

WUG 2025 − Wyższy Urząd Górniczy. Ocena stanu bezpieczeństwa pracy, ratownictwa górniczego oraz bezpieczeństwa powszechnego w związku z działalnością górniczo-geologiczną w 2019 r. (2020 r., 2021 r., 2022 r., 2024 r.) Katowice 2020–2025.

Wpływ skrępowanych warunków eksploatacji na zagrożenie tąpaniami w polskich kopalniach węgla kamiennego

Słowa kluczowe: górnictwo podziemne węgla kamiennego, warunki geologiczno-górnicze, zagrożenie sejsmiczne i tąpaniami, skojarzone zagrożenia naturalne

Streszczenie: Zagrożenie tąpaniami należy do wiodących, a w ostatnich latach najbardziej katastrofogennych zagrożeń naturalnych w kopalniach węgla kamiennego. Jego wysoki poziom wynika w dużej mierze z prowadzenia robót górniczych w trudnych i skrępowanych warunkach geologiczno-górniczych. Zagrożenie tąpaniami często współwystępuje z zagrożeniami: metanowym i pożarami endogenicznymi. Koincydencja tych zagrożeń powoduje wzrost ich stanu, niejednokrotnie implikując niebezpieczne zdarzenia.

W artykule przedstawiono aktualny stan zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami w kopalniach węgla kamiennego. Przeprowadzona analiza sejsmiczności górotworu (liczby wysokoenergetycznych wstrząsów i ich sumarycznej energii sejsmicznej), niebezpiecznych zdarzeń (liczby tąpnięć i odprężeń) oraz wypadkowości (liczby wypadków ogółem i śmiertelnych) w wyniku tych zdarzeń w latach 2015–2024 potwierdza wzrost poziomu zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami. Wskazując na przyczyny determinujące wysoki i wzrostowy w ostatnich latach poziom zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami, odniesiono się do takich warunków geologiczno-górniczych jak: głębokość prowadzenia robót górniczych, grubowarstwowa budowa górotworu, zaburzenia uskokowe o dużych zrzutach oraz występowanie krawędzi eksploatacyjnych i filarów resztkowych. Zwrócono także uwagę na oddziaływanie skutków zwalczania zagrożenia tąpaniami na wielkość zagrożeń metanowego i pożarami endogenicznymi oraz wskazano na wpływ odwadniania górotworu w rejonie likwidowanych zbiorników wodnych na aktywność sejsmiczną górotworu. Wymienione oddziaływania skrępowanych warunków eksploatacji na stan zagrożenia sejsmicznego i tąpaniami poparto przykładami z kopalń węgla kamiennego.

The impact of constrained operating conditions on rock burst hazard in Polish hard coal mines

Keywords: underground hard coal mining, geological and mining conditions, seismic and rock burst hazards, associated natural hazards

Abstract: The hazard of rock bursts is among the leading and, in recent years, the most catastrophic natural hazards in Polish hard coal mines. The high level of induced seismicity and rock burst hazard is largely the result of mining operations conducted under difficult and constrained geological and mining conditions. Increasing mining depths, the proximity of tectonic faults, and the presence of remnant coal pillars and seam edges often lead to high-energy seismic events, which in many cases trigger rock bursts.

Rock burst hazards frequently co-occur with other mining threats, such as methane emissions, endogenous fires, and water inrushes. The interaction and overlap of these hazards, along with the implementation of corresponding preventive measures, may intensify their severity and potentially lead to high-risk incidents.

This paper presents the current state of seismic and rock burst hazards in Polish hard coal mines.

The analysis of rock mass seismicity (number of high-energy tremors and their total seismic energy), hazardous events (number of rock bursts and stress releases), and accident rates (number of total and fatal accidents) resulting from these events in the years 2015–2024 confirms an increase in the level of seismic and rock burst hazards. When identifying the factors determining the high and rising level of seismic and rock burst hazards in recent years, reference was made to various geological and mining factors such as the depth of mining operations, the presence of thick and competent rock strata, major active fault zones, and the occurrence of seam remnants and edges.

The study also examines how the occurrence and mitigation of rock burst hazards affect the intensity of methane and endogenous fire risks. Additionally, the impact of rock mass drainage in areas where water reservoirs are being decommissioned is examined in relation to seismic activity and rock burst hazard. The influence of constrained mining conditions on seismicity and rock burst hazards is illustrated through examples from Polish hard coal mines.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/16, s. 181–194

Sławomir KĘDZIOR[1]
Marcin DREGER[2]

Metanowość czynnych kopalń Górnośląskiego Zagłębia Węglowego w świetle rozporządzenia Parlamentu Europejskiego w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym

Wprowadzenie

Metan jest gazem cieplarnianym o współczynniku globalnego ocieplenia wynoszącym 28 (CO_2 = 1), dlatego ograniczenie jego globalnej emisji staje się przedmiotem regulacji na szczeblu międzynarodowym. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego (PE) z 13 czerwca 2024 roku (nr 2024/1787) w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym nakłada na podmioty wydobywające oraz przetwarzające kopaliny energetyczne obowiązek monitorowania i raportowania ilości emitowanego metanu na poziomie źródła oraz wymusza działania zmierzające do ograniczenia emisji (Rozporządzenie... 2024). Problem ten dotyczy kopalń węgla kamiennego, które są emitentem gazu, a Polska jest krajem, w którym węgiel stanowi wciąż wiodące źródło energii. W 2024 roku elektrownie węglowe wyprodukowały w sumie 62,85% krajowej energii elektrycznej, w tym 41,39% przypadło na elektrownie spalające węgiel kamienny (Raport 2024 KSE).

Rozporządzenie PE zakłada etapowe działania ograniczające emisję metanu z kopalń węgla. W pierwszym etapie, rozpoczętym 1.01.2025 roku, zabroniono emisji metanu ze stacji odmetanowania oraz spalania w pochodni o skuteczności unieszkodliwiania < 99%. Kolejny etap, którego początek przewidziano na 1.01.2027 roku, obejmuje zakaz emisji metanu z szybów wentylacyjnych w ilości ponad 5 t metanu na kilotonę (kt) wydobytego węgla w ciągu roku, a od 1.01.2031 roku ilość ta zostanie obniżona do 3 t metanu na kt wydobytego węgla. Rocz-

[1] Uniwersytet Śląski w Katowicach, Wydział Nauk Przyrodniczych, ul. Będzińska 60, 41-200 Sosnowiec; ORCID iD: 0000-0001-6875-3015; e-mail: slawomir.kedzior@us.edu.pl
[2] Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze CLPB w Jastrzębiu-Zdroju, ul. Rybnicka 6, 44-335 Jastrzębie-Zdrój; ORCID iD: 0000-0002-7250-2523; e-mail: mdreger@clpb.pl

na wielkość emisji będzie przeliczona na kopalnię oraz operatora. Restrykcje odnoszące się do szybów wentylacyjnych nie dotyczą na razie kopalń wydobywających węgiel koksowy, ponieważ te dokumenty mają być opracowane w terminie późniejszym (Rozporządzenie... 2024). Rozporządzenie nakłada także obowiązek prowadzenia stałego monitoringu emisji metanu z czynności po wydobyciu węgla obejmujących przeładunek, przeróbkę, składowanie oraz transport. Przewiduje też monitorowanie i raportowanie emisji metanu we wszystkich kopalniach, w których zaprzestano wydobycia w ciągu ostatnich 70 lat.

W 2024 roku w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW) czynnych było 18 kopalń (z uwzględnieniem kopalń zespolonych) (WUG 2025), z czego w 12 kopalniach metanowych stwierdzono wydzielanie się metanu (Raport... 2025). Wydobycie węgla we wszystkich kopalniach GZW wyniosło 34,1 mln t w 2024 roku (BZK 2025). Około 80% wydobytego węgla pochodzi z pokładów metanowych. Wzrastająca głębokość eksploatacji i wraz z nią gazonośność pokładów węgla oraz obecność metanu wolnego w strefach tektonicznych pod ciśnieniem przy jednoczesnej koncentracji wydobycia węgla są przyczynami utrzymującej się wysokiej emisji metanu z kopalń górnośląskich, która w 2024 roku osiągnęła 530,6 mln m^3. Wielkość ta obejmuje emisję z szybów wentylacyjnych oraz niewykorzystany metan ze stacji odmetanowania, czyli straty (WUG 2025). Z 722,1 mln m^3 wydzielonego metanu do wyrobisk górniczych w 2024 roku ujęto 275,8 mln m^3, co stanowi 38,2% metanu wydzielonego, z czego wykorzystano gospodarczo 191,5 mln m^3, czyli odpowiednio ok. 69% gazu ujętego przez stacje odmetanowania (WUG 2025). Powyższe dane wskazują na to, że GZW charakteryzują znaczne ilości metanu zarówno wydzielającego się z pokładów węgla do wyrobisk kopalnianych, jak i emitowanego do atmosfery.

Celem niniejszej pracy jest analiza danych dotyczących emisji metanu z kopalń GZW, uwzględniających szyby wentylacyjne oraz odmetanowanie. Dane przeanalizowano w wariancie kopalni oraz operatora (właściciela kopalni) i porównano z wytycznymi zawartymi w rozporządzeniu PE dotyczącymi limitów emisji. Przedyskutowano także możliwe działania kopalń zmierzające do redukcji emisji, a zatem do uniknięcia wnoszenia wysokich opłat za ponadnormatywną emisję metanu do atmosfery.

1. Metodyka

Opracowanie bazuje na parametrze metanowości całkowitej kopalń, czyli ilości metanu wydzielającego się z górotworu do wyrobisk górniczych w ciągu roku, stanowiącej sumę metanu wydalanego do atmosfery szybami wentylacyjnymi (metanowość wentylacyjna) oraz ujętego przez stacje odmetanowania.

Dane dotyczące metanowości wentylacyjnej, odmetanowania oraz metanowości całkowitej 12 zakładów górniczych w GZW raportujących emisję metanu są zarchiwizowane w raporcie WUG (2025). Wykorzystano wyniki dotyczące 2024 roku. Ilość metanu ujętego przez stacje odmetanowania i niewykorzystanego (straty) zaczerpnięto z raportu rocznego GIG dotyczącego stanu podstawowych zagrożeń naturalnych i technicznych w górnictwie węgla kamiennego (Raport... 2025). Dane na temat wydobycia węgla w poszczególnych kopalniach w 2024 roku pozyskano z bilansu zasobów kopalin (BZK 2025).

Na podstawie metanowości wentylacyjnej (*Mw*) oraz wydobycia węgla (*W*) obliczono liczbę ton metanu emitowanego do atmosfery przypadającą na kt węgla w ujęciu rocznym (*E*).

$$E = (Mw \cdot 0{,}000657/W) \cdot 1000 \text{ (t/kt)} \quad (1)$$

gdzie:

Mw – metanowość wentylacyjna [m^3/rok],
0,000657 – współczynnik konwersji [t/m^3],
W – wydobycie węgla [t/rok].

Obliczeń dokonano w wariancie kopalni (zakładu górniczego) oraz operatora. Kopalnia (zakład górniczy) rozumiana jest jako podmiot gospodarczy wydobywający węgiel w formie wyszczególnionej w wykazie WUG (2025), obejmującym także kopalnie zespolone podzielone na ruchy. Operatorem jest właściciel kopalni mający koncesję na wydobycie kopaliny. Z uwagi na to, że operator zarządza także kopalniami niewykazującymi emisji metanu (np. Południowy Koncern Węglowy jest właścicielem niemetanowych kopalń Sobieski i Janina), obliczając emisję metanu, uwzględniono także wydobycie węgla z tych kopalń, co w ogólnym bilansie powinno okazać się dla operatora korzystniejsze niż w przypadku pojedynczej kopalni. Otrzymane wyniki porównano z dopuszczalnymi w rozporządzeniu PE wielkościami emisji metanu z kopalń.

Wyznaczono ponadto metanowość względną, obrazującą ilość wydzielającego się metanu do wyrobisk górniczych, przypadającą na tonę wydobytego węgla w skali całego GZW dla ostatnich kilku lat, w celu zobrazowania trendu zmian tej wielkości w czasie.

2. Wyniki

W tabeli 1 przedstawiono dane dotyczące metanowości bezwzględnej, wentylacyjnej, odmetanowania, strat metanu ze stacji odmetanowania oraz liczby ton metanu wyemitowanego do atmosfery na 1 kt wydobytego węgla, skalkulowanej według wzoru (1), wraz z nadwyżkami emisyjnymi ponad wartości zawarte w Rozporządzeniu PE (2024) w wariantach 2027 i 2031 roku. Dane te podano w odniesieniu do poszczególnych zakładów górniczych oraz ruchów kopalń zespolonych i zsumowano dla operatorów.

Z danych zaprezentowanych w tabeli 1 wynika, że żadna kopalnia ani operator wykazujący metanowość nie spełnia wymogów Rozporządzenia UE w sprawie limitów emisji metanu do atmosfery. Dotyczy to zarówno ram ustalonych dla okresu począwszy od 2027 roku, jak i od 2031 roku. Największym przekroczeniem o 27,50 (2027 rok) i 29,50 (2031 rok) t CH_4/kt węgla cechuje się kopalnia Brzeszcze, należąca do Południowego Koncernu Energetycznego. Na drugim biegunie jest kopalnia zespolona ROW, obejmująca cztery ruchy: Jankowice, Chwałowice, Marcel i Rydułtowy (Polska Grupa Górnicza), której przekroczenie wynosi od 0,43 (ruch Jankowice) do 3,09 t CH_4/kt węgla (ruch Rydułtowy). Ruch Marcel jest jedyną jednostką wydobywczą w GZW, która spełnia wymagania emisji z szybów wentylacyjnych

TABELA 1. Metanowość, odmetanowanie, straty z odmetanowania oraz emisja metanu z szybów wentylacyjnych w wariancie kopalni (ruchu) oraz operatora (dane dotyczące metanowości, odmetanowania i strat wg WUG, 2025 i Raportu... 2025). Dotyczy 2024 r. PKW – Południowy Koncern Węglowy, PGG – Polska Grupa Górnicza, JSW – Jastrzębska Spółka Węglowa, BUMECH – BUMECH SA

TABLE 1. Methane emissions, methane drainage, gas losses from methane drainage and methane emissions from ventilation shafts in the mine (operation) and operator variants (data on methane content, methane drainage and losses according to WUG, 2025 and Raport... 2025). Applies to 2024

Operator	Kopalnia/zakład górniczy	Metanowość [mln m^3CH_4/rok]		Ujęcie [mln m^3CH_4/rok]		Emisja [t CH_4/kt węgla]		
		bezwzględna	wentylacyjna	odmetanowanie	straty	2024*	2027**	2031**
1	2	3	4	5	6	7	8	9
PKW	Brzeszcze	73,64	36,99	36,65	0,6	32,50	27,50	29,50
	Janina	0	0	0	0	0	0	0
	Sobieski	0	0	0	0	0	0	0
	PKW	73,64	36,99	36,65	0,6	5,26	0,26	2,26
PGG	Ruda – Ruch Bielszowice	14,59	14,19	0,4	0,13	7,24	2,24	4,24
	Ruda – Ruch Halemba	21,46	14,82	6,64	2,11	9,37	4,37	6,37
	ROW – Ruch Jankowice	16,65	12,02	4,63	10,33	5,43	0,43	2,43
	ROW – Ruch Chwałowice	27,36	18,15	9,21		6,07	1,07	3,07
	ROW – Ruch Marcel	13,31	10,36	2,95	0,58	3,16	–1,84	0,16
	ROW – Ruch Rydułtowy	14,84	11,02	3,82	0,58	8,09	3,09	5,09
	Sośnica	45,04	20,93	24,11	10,98	16,53	11,53	13,53
	Staszic-Wujek Ruch Murcki-Staszic	32,42	24,25	8,17	0,45	13,03	8,03	10,03
	Staszic-Wujek Ruch Wujek	1,94	1,47	0,47	0	0	0	0
	Mysłowice-Wesoła	51,19	32,16	19,03	2,83	12,34	7,34	9,34
	Bolesław Śmiały	0,82	0,82	0	0	0	0	0
	Piast-Ziemowit Ruch Piast	0	0	0	0	0	0	0
	Piast-Ziemowit Ruch Ziemowit	0	0	0	0	0	0	0
	PGG	239,62	160,19	79,43	27,99	6,76	1,76	3,76
BUMECH	Silesia	27,34	13,16	14,18	1,45	9,47	4,47	6,47

1	2	3	4	5	6	7	8	9
JSW	Knurów-Szczygłowice Ruch Knurów	29,5	26,97	2,53	45,63	12,6	7,6	9,6
	Knurów-Szczygłowice Ruch Szczygłowice	116,32	51,4	64,92		8,41	3,41	5,41
	Budryk	68,52	39,29	29,23	3,69	11,78	6,78	8,78
	Borynia-Zofiówka-Bzie Ruch Borynia	19,39	14,06	5,33	3,14	5,82	0,82	2,82
	Borynia-Zofiówka-Bzie Ruch Zofiówka	55,99	42,88	13,11	0,9	18,55	13,55	15,55
	Borynia-Zofiówka-Bzie Ruch Bzie	12,22	7,8	4,42		16,61	11,61	13,61
	Pniówek	79,56	53,54	26,02	0,91	13,50	8,50	10,50
	JSW	381,5	235,94	145,56	54,27	11,37	6,37	8,37
	GZW operatorzy metanowi	722,1	446,28	275,82	84,31	8,44	3,44	5,44
	GZW operatorzy metanowi bez JSW	340,6	213,34	130,26	30,04	6,55	1,55	3,55

* Emisja metanu z szybów wentylacyjnych w 2024 r.

** Przekroczenie dopuszczalnej emisji według norm mających obowiązywać od 2027 r. (ponad 5 t/1 kt węgla) i następnie od 2031 r. (ponad 3 t/1 kt węgla), nie dotyczy kopalń wydobywających węgiel koksowy (JSW) – wartości mają jedynie znaczenie orientacyjne.

według wymogów obowiązujących od 2027 roku Według restrykcji mających obowiązywać od 2031 roku kopalnia ROW będzie emitowała nadwyżki metanu we wszystkich ruchach od 0,16 (Ruch Marcel) do 5,09 t CH_4/kt węgla (Ruch Rydułtowy).

W wariancie operatora największym emitentem jest Jastrzębska Spółka Węglowa notująca przekroczenie o 6,37 (2027 rok) i 8,37 (2031 rok) t CH_4/kt węgla, jednakże jest to informacja o charakterze jedynie orientacyjnym z uwagi na wydobycie węgla koksowego przez tę spółkę, dla którego limity emisji metanu mają zostać ustalone w przyszłości. Ponadnormatywnym wydzielaniem się metanu z kopalń charakteryzuje się nawet Południowy Koncern Węglowy (będący operatorem niemetanowych kopalń Sobieski i Janina), notujący przekroczenia o 0,76 (2027 rok) i 2,76 (2031 rok) t CH_4/kt węgla. Powodem jest znaczna emisja z kopalni Brzeszcze, która wpływa na emisyjność całego koncernu. Polska Grupa Górnicza notuje emisję większą od zakładanej o 0,26 (2027 rok) i 2,26 (2031 rok) t CH_4/kt węgla. Dane te pokazują, że raportowanie emisji metanu w wariancie na operatora jest z punktu widzenia ewentualnych opłat korzystniejsze niż na kopalnię, jednakże kwestia swobody wyboru sposobu raportowania nie jest jednoznaczna.

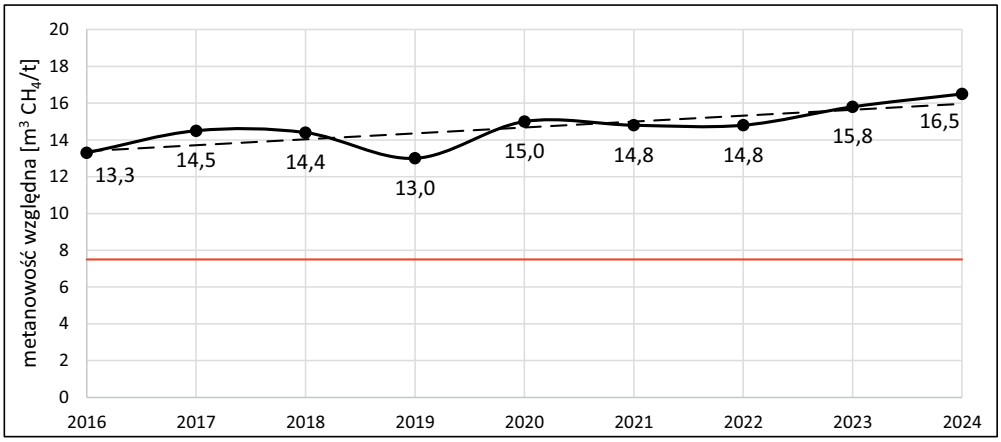
Z tabeli 1 wynika też, że ok. 16% całkowitej emisji metanu pochodzi ze stacji odmetanowania, skąd wypuszczany jest metan, którego nie udało się zagospodarować. W skali zagłębia było to 84,31 mln m^3 metanu w 2024 roku. Najwięcej gazu ze stacji odmetanowania wyemitowała kopalnia Knurów-Szczygłowice, ponad 45 mln m^3, najmniej kopalnia Brzeszcze, 0,6 mln m^3. Od 1.01.2025 roku obowiązuje całkowity zakaz emisji metanu ze stacji odmetanowania oraz spalania w pochodni o skuteczności unieszkodliwiania < 99% dla wszystkich kopalń. Zakładając, że od 2025 roku emisja ze stacji odmetanowania pozostanie na podobnym poziomie w skali rocznej, oznacza to, że żadna kopalnia w GZW ujmująca metan nie spełnia tego wymogu.

Metanowość względna kopalń GZW (rys. 1) w 2024 roku wyniosła ok. 16,5 m^3 CH_4/t i była wyższa niż w 2016 roku o 3,2 m^3 CH_4/t, czyli mamy do czynienia z trendem rosnącym metanowości względnej kopalń w czasie. Wynika z tego, że bezwzględna metanowość GZW z roku na rok spada wolniej niż wydobycie węgla. Nie jest zatem wykluczone, że problem wysokiej emisji metanu z kopalń górnośląskich do atmosfery w przeliczeniu na ilość wydobytego węgla może w następnych latach narastać.

3. Dyskusja

Metanowość wentylacyjna polskich kopalń (VAM) odpowiada za ~30% emisji metanu w Polsce, co przekłada się na 3–4% udziału w emisji wszystkich gazów cieplarnianych w kraju, w przeliczeniu na ekwiwalent CO_2 (CO_2 eq.) (Dreger 2021). Rozważając emisję globalną, Polska emituje 0,69% światowej emisji gazów cieplarnianych, co w przeliczeniu na metan odpowiada zaledwie ~0,021% światowej emisji (Charkowska i Borowska 2024; GUS 2024).

W stosunku do metanowości całkowitej udział metanowości wentylacyjnej w kopalniach GZW wynosi ~60–65%. Z roku na rok udział odmetanowania systematycznie wzrasta, niemniej jednak w wartościach bezwzględnych udział VAM pozostaje najwyższy



Rys. 1. Metanowość względna kopalń GZW w latach 2016–2024. Czerwona linia oznacza dopuszczalny limit emisji metanu wg Rozporządzenia PE (2024), mający obowiązywać od 2027 r.

Fig. 1. Specific methane emissions in USCB mines from 2016 to 2024. The red line denotes the permissible methane emission limit according to the European Parliament Regulation (2024), effective from 2027

(Raport… 2023–2025). Należy mieć również na uwadze, iż VAM w całości odnosi się do emisji metanu szybami wentylacyjnymi.

Wyniki dotyczące wielkości emisji metanu z szybów wentylacyjnych, zaprezentowane w tabeli 1 i omówione w rozdz. 3, mają wyłącznie charakter szacunkowy i dotyczą 2024 roku, kiedy jeszcze nie obowiązywały obostrzenia zawarte w rozporządzeniu PE nr 2024/1787. Nie jest na razie znana szczegółowa procedura obliczania wysokości emisji oraz metodyka doboru danych wyjściowych (np. dotyczących wielkości wydobycia węgla czy przeliczania emisji z szybów wentylacyjnych na kopalnie albo operatora). Zakładając, że procedura obliczania emisji nie będzie znacząco różniła się od zaprezentowanej w niniejszej pracy oraz że obecny czasowy trend tego zjawiska będzie utrzymany, kopalnie GZW wykazujące metanowość będą musiały zmierzyć się z problemem nadmiernej emisji i opłat z nią związanych. Konieczne zatem mogą okazać się działania zmierzające do zredukowania emisji zarówno z szybów wentylacyjnych, jak i stacji odmetanowania. Jak już wspomniano, korzystniej przedstawia się raportowanie emisji na operatora, gdyż po uwzględnieniu kopalń niewykazujących emisji metanu przekroczenia dopuszczalnych limitów są niewielkie i wynoszą 0,26 t CH_4/kt węgla w przypadku Południowego Koncernu Węglowego i 1,76 t CH_4/kt węgla dla Polskiej Grupy Górniczej. W gorszym położeniu jest spółka Bumech SA, w której posiadaniu jest tylko jedna kopalnia Silesia, przekraczająca dopuszczalną normę o 4,47 t CH_4/kt węgla (tab. 1). Wielkości te dotyczą limitów obowiązujących od 2027 roku, które po czterech latach ulegną zaostrzeniu i problem się powiększy.

Przeliczanie emisji na kopalnię jest mniej korzystane (tab. 1), w najlepszej sytuacji jest kopalnia ROW (do nieco ponad 3 t CH_4/kt węgla powyżej limitu w ruchu Rydułtowy). Pozostałe kopalnie cechują się znacznie większymi przekroczeniami, do nawet prawie 30 t CH_4/kt węgla w przypadku kopalni Brzeszcze. Z tego powodu rozważana jest kwestia wy-

chwytywania metanu z powietrza wentylacyjnego (technologie VAM) i jego gospodarczego wykorzystania bądź unieszkodliwiania. Ze względu na nałożone Rozporządzeniem graniczne wartości dopuszczalnej emisji metanu z szybów wentylacyjnych oraz na cieplarnianie właściwości CH_4 zasadne jest, aby badać i rozpoznawać technologię do komercyjnej utylizacji metanu z powietrza wentylacyjnego (VAM). Aktualnie, nad utylizacją VAM pracują jednostki naukowe (m.in. GIG-PIB, PIG-PIB, INiG-PIB) wraz z przedsiębiorcami górniczymi (JSW SA, PGG SA), dla których jest to zupełnie nowy kierunek zagospodarowywania metanu emitowanego w trakcie robót górniczych w złożu.

Redukcją emisji metanu z powietrza wentylacyjnego lub jego zagospodarowaniem zajmują się następujące programy:

- Meth2Gen – konwersja metanu w wodór w celu wytwarzania energii oraz redukcji emisji metanu – budżet całkowity wynosi 25,6 mln euro. Projekt METH2GEN zakłada wdrożenie nowoczesnej metody odmetanowania górotworu z użyciem wierceń kierunkowych, co powinno zwiększyć efektywność ujmowania metanu w kopalniach metanowych. Dzięki temu możliwe będzie osiągnięcie efektywności odmetanowania ścian eksploatacyjnych na poziomie około 70% (jsw.pl).
- ProVAM – redukcja emisji metanu z powietrza wentylacyjnego – budżet całkowity to 2,9 mln euro (jsw.pl).
- REM – redukcja emisji metanu ze zrobów poeksploatacyjnych w celu zminimalizowania jego dopływu do powietrza wentylacyjnego VAM – budżet całkowity to 21 mln euro (gig.eu).
- AMMUSCB – zagospodarowanie metanu ujętego ze zlikwidowanej lub likwidowanej metanowej kopalni węgla (AMM) przez jego wykorzystanie do celów energetycznych lub ciepłowniczych – budżet całkowity równy 10 mln zł. Projekt został zakończony w 2023 roku i koncentrował się na zaprojektowaniu oraz sprawdzeniu technologii ujęcia metanu i jego wykorzystania przez wykonanie otworu z powierzchni do kilku przestrzeni zrobowych zlokalizowanych w pokładach na różnych głębokościach. Metoda miała na celu przewiercenie kilku zrobów poeksploatacyjnych, dzięki czemu projektowany otwór powinien udostępniać większy kompleks zrobów i związany z nim większy potencjał zasobowy metanu (gig.eu).
- VAMPiRE – przekształcanie metanu z powietrza wentylacyjnego w energię wykorzystywaną do klimatyzacji rejonów wydobywczych – budżet całkowity wynosi 21 mln zł. Celem projektu jest przetworzenie energii cieplnej pochodzącej z reakcji utleniania metanu w chłód potrzebny do klimatyzacji rejonów wydobywczych (vampire.com.pl).

Ze względu na różne typy instalacji oraz różne sposoby utylizacji/zagospodarowania metanu wyróżnia się dwie podstawowe możliwości jego wykorzystania:

- VAM stosowany jako główne paliwo:
  - utlenianie z odzyskiem energii lub bez niego (termiczne lub katalityczne),
  - turbiny gazowe,
  - mikroturbiny (np. 30 kW) i turbiny pełnowymiarowe (> 0,5 MW).
- VAM stosowany jako paliwo uzupełniające (tj. powietrze w procesie spalania):
  - silniki spalinowe,
  - turbiny,

- kotły użytkowe lub przemysłowe,
- hybrydowe piece obrotowe/turbiny gazowe.

Projekty badawczo-rozwojowe prowadzone dla celów utylizacji metanu z powietrza wentylacyjnego obejmują szeroki zakres metod oraz możliwości wychwytu gazów z przestrzeni roboczych wyrobisk eksploatacyjnych, przygotowawczych oraz udostępniających. Większość z projektów nie wyszła jednak poza skalę laboratoryjną i nie została przetestowana w warunkach rzeczywistych, w których głównymi przeszkodami są nierównomierne stężenie metanu w powietrzu wentylacyjnym oraz duża ilość powietrza przepływająca przez wyrobiska. Przepisy górnicze dokładnie regulują dopuszczalne stężenie metanu w powietrzu wentylacyjnym, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Energii (2016) § 276, które zakłada że:

1. Stężenie metanu w powietrzu wynosi nie więcej niż:
   1) 1,00% – na wylocie z rejonowych prądów powietrza;
   2) 0,75% – w szybie wydechowym.
2. W przypadku stosowania metanometrii automatycznej stężenie metanu na wylocie z rejonowych prądów powietrza wynosi nie więcej niż 1,5%.

Praktyka górnicza pokazuje jednak, iż skuteczna profilaktyka metanowa skutkuje rozrzedzeniem procentowej zawartości metanu w zużytym prądzie powietrza i oscyluje w granicach 0,00–0,30% CH_4, co może w przyszłości skutecznie uniemożliwić prawidłowe działanie urządzeń przewidzianych do spalania metanu lub dopalania metanu w silnikach.

Efektywniejsze ujmowanie metanu ze zrobów poeksploatacyjnych, zza tam lub z nieczynnych kopalń węglowych (AMM) tylko częściowo zredukuje ilość metanu w prądzie wylotowym. Emisja gazów z pokładów objętych strefą naturalnej desorpcji lub desorpcji spowodowanej odmetanowaniem oraz migracja gazów i emisja z bieżących robót górniczych będą zawsze skutkowały obecnością metanu w powietrzu wentylacyjnym, dlatego najistotniejszymi badaniami powinny być objęte ujmowanie, zagospodarowywanie lub utylizowanie metanu z wylotowych prądów powietrza w rejonach szybów wentylacyjnych lub bezpośrednio z szybów wydechowych.

Specyfika warunków geologiczno-górniczych, charakterystyka przewietrzania oraz źródła emisji metanu do wyrobisk dołowych są głównymi czynnikami wpływającymi na możliwość zastosowania odpowiedniej technologii do utylizacji VAM. Biorąc pod uwagę doświadczenia zagraniczne, do najbardziej skutecznych oraz działających instalacji można zaliczyć:

- Verdeo McElroy VAM Abatement Project, Marshall County Mine, West Virginia, USA – zasada działania opiera się na trzech reaktorach RTO (Regenerative Thermal Oxidation) o wydajności mieszaniny gazowej zaledwie 1500 m^3/min każdy (epa.gov).
- Biothermica VAMOX™, Blue Creek Mine #4 Mine, Alabama, USA – największy projekt i działająca instalacja do utylizacji metanu z czynnej kopalni w Ameryce Północnej. Maksymalna zdolność zagospodarowania metanu została obliczona na wydajność szybu 4000 m^3/min przy minimalnym stężeniu metanu na poziomie ≥ 1% (biothermica.com).
- Fortman Clean Energy Technology Ltd VAM Abatement Project, Gaohe Mine, Shanxi Province, Chiny – zasada działania opiera się na dwunastu reaktorach RTO (Regenerative Thermal Oxidation) o wydajności mieszaniny gazowej 20 000 m^3/min każdy

(epa.gov). Ciepło wytworzone w procesie utleniania jest kierowane do kotła parowego, który wytwarza parę wystarczającą do zasilania elektrowni o mocy 30 MW.

- Ener-Core Powerstation EC250, Attero Landfill, Schinnen, Holandia – instalacja pracująca na składowisku odpadów, co odróżnia ją od instalacji przeznaczonych do kopalń podziemnych. Niemniej jednak, instalacja wymaga minimalnego stężenia metanu w mieszaninie na poziomie ≥ 1,5%, przy średnim stężeniu 20–30% CH_4 (ener-core.com).

Głównym problemem instalacji pracujących na świecie, co potwierdzenie ma również w krajowych projektach badawczych, jest dostarczanie do reaktora mieszaniny gazowej ze stałą koncentracją metanu w ilości ≥ 1,0–1,5%. Polskie przepisy dopuszczają maksymalne stężenie równe 0,75% CH_4, przy czym wydatki powietrza w szybach wydechowych są dużo wyższe niż w przytoczonych instalacjach, zawierając się w ilościach > 20 000–40 000 m^3/min.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa przewietrzania kopalni oraz zapewnienia ciągłego przepływu powietrza niemożliwe jest zaburzenie wentylacji poprzez zamontowanie instalacji bezpośrednio nad dyfuzorem w szybie wydechowym.

Osobnym zagadnieniem jest emisja gazu ze stacji odmetanowania stanowiąca wydmuch metanu, którego nie udało się wykorzystać na miejscu ani sprzedać odbiorcom zewnętrznym. Wielkość emisji z tego źródła wyniosła w GZW 84,31 mln m^3 metanu w 2024 roku, co stanowiło 30,6% metanu ujętego (tab. 1) oraz 16% ogółu emisji metanu do atmosfery. Bariery pełnego wykorzystania gazu ze stacji odmetanowania zostały omówione w pracy Kędziora i Dregera (2023). Do najważniejszych należy skład gazu, będący mieszanką metanowo-powietrzną o zawartości metanu ok. 40–60%, co wyklucza jego przesył gazociągami transportującymi gaz ziemny. Konieczne jest tu wzbogacanie mieszanki, co pociąga za sobą koszty. Dodatkowym problemem jest brak stabilności składu ujmowanego gazu oraz sezonowe zapotrzebowanie ze strony odbiorców przy jednoczesnym braku możliwości magazynowania. Głównymi odbiorcami gazu ze stacji odmetanowania są obiekty użyteczności publicznej, a więc np. szkoły, kąpieliska miejskie oraz lokalne ciepłownie. Kopalnie zagospodarowują metan w układach kogeneracyjnych wytwarzających prąd elektryczny, ciepło oraz chłód. Przy braku możliwości zwiększenia zużycia ujmowanego gazu konieczne będzie zainstalowanie pochodni o skuteczności unieszkodliwiana > 99% i spalanie w nich nadwyżek metanu, co jest dziś problematyczne i pociąga za sobą wysokie koszty. Zakaz emisji metanu ze stacji odmetanowania wszystkich kopalń (w tym wydobywających węgiel koksowy) obowiązuje od 1.01.2025 roku.

Wysokość opłat za ponadnormatywną emisję metanu do atmosfery zgodnie z rozporządzeniem PE nie została jeszcze ustalona. W przeciwieństwie do obecnie obowiązujących opłat za korzystanie ze środowiska, wynoszących 43 gr/t emitowanego CH_4 w 2025 roku, nowe opłaty mają mieć charakter sankcji odnoszących się do działań zakazanych przez rozporządzenie (Charkowska i Borowska 2024). Mają być ustalone przez każde państwo członkowskie UE. Jedna z propozycji dotyczących określania nowych opłat (Charkowska i Borowska 2024) bierze pod uwagę koszt redukcji i społeczny emisji metanu jako dwa główne punkty odniesienia w wycenie tej emisji. Wielkość opłat ma zachęcić emitentów do wdrażania technologii prowadzących do ograniczenia wypuszczania metanu, a zgromadzone z tego tytułu środki mogłyby posłużyć dofinansowaniu projektów mających na celu zmniejszenie szkodliwego wpływu działalności górniczej na środowisko naturalne. Raport

INSTRAT (Charkowska i Borowska 2024) szacuje za IEA, że przy użyciu wyłącznie obecnie dostępnych technologii można uniknąć 64% emisji metanu z polskich kopalń.

Opisane powyżej technologie wychwytywania i utylizacji VAM oraz ich wdrożenie w polskich kopalniach stają się jednak problematyczne z powodu wątpliwej ich skuteczności w warunkach wentylacji krajowych kopalń, która ma przede wszystkim zapewnić bezpieczeństwo górnicze w coraz trudniejszych warunkach eksploatacji węgla na stale zwiększającej się głębokości.

Wnioski

- Kopalnie w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym, biorąc pod uwagę wielkość emisji CH_4 i wydobycie węgla w 2024 roku, nie będą spełniać wymogów Rozporządzenia PE nr 2024/1787 w sprawie wielkości emisji metanu z szybów wentylacyjnych zarówno w przeliczeniu na kopalnię, jak i operatora, po 1.01.2027 roku.
- Problem ten dotyczy na razie kopalń wydobywających węgiel energetyczny, gdyż dla kopalń węgla koksowego limity emisji metanu zostaną opracowane później.
- W przyszłości problem ponadwymiarowej emisji metanu będzie prawdopodobnie narastał z powodu coraz większej metanowości względnej kopalń.
- Działania zmierzające do obniżenia emisji metanu z szybów wentylacyjnych kopalń, np. poprzez zagospodarowanie VAM, są w warunkach polskich trudne do zrealizowania z powodu nieopłacalności istniejących technologii wychwytywania metanu z powietrza wentylacyjnego. Jednym z problemów jest za niskie przeciętne stężenie metanu w mieszance metanowo-powietrznej (< 0,5%) oraz charakter wentylacji polskich kopalń polegający na przepływie dużej ilości powietrza. Ma to na celu zapewnienie bezpieczeństwa górniczego podczas wydobycia węgla na coraz większej głębokości.
- Możliwym sposobem na utylizację VAM, a tym samym na ograniczenie emisji, wydaje się rozważenie badań nad ujmowaniem, zagospodarowywaniem lub utylizowaniem metanu z wylotowych prądów powietrza w rejonach szybów wentylacyjnych lub bezpośrednio z szybów wydechowych.

Publikacja była finansowana ze środków Uniwersytetu Śląskiego na działalność zespołów badawczych nr WNP/INoZ/2023_ZB32.

Literatura

[Online:] https://gig.eu/pl/ammuscb [Dostęp: 23.09.2025].
[Online:] https://gig.eu/pl/rem [Dostęp: 23.09.2025].
[Online:] https://vampire.com.pl/ [Dostęp: 23.09.2025].
[Online:] https://vampire.com.pl/projekt-vampire/ [Dostęp: 23.09.2025].
[Online:] https://www.biothermica.com/content/creating-value-methane [Dostęp: 23.09.2025].
[Online:] https://www.ener-core.com/wp-content/uploads/2015/02/Case-Study-Attero-Landfill-Schinnen.pdf [Dostęp: 23.09.2025].
[Online:] https://www.epa.gov/sites/default/files/2019-11/documents/vam_technologies.pdf [Dostęp: 23.09.2025].

[Online:] https://www.jsw.pl/biuro-prasowe/aktualnosci/artykul/jsw-rozpoczyna-projekt-meth2gen-metan-zamieni-w-wodor-i-ograniczy-emisje [Dostęp: 23.09.2025].

[Online:] https://www.jsw.pl/o-nas/inne/projekty/provam-rfcs [Dostęp: 23.09.2025].

BZK 2025 – Bilans zasobów kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2024 r. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa. [Online:] https://www.pgi.gov.pl/images/surowce/2024/bilans_2024.pdf [Dostęp: 21.12.2025].

Charkowska, Z. i Borowska, Z. 2024 – *Niebezpieczny i kosztowny metan. Emisje z polskiego górnictwa a unijne rozporządzenie metanowe*. INSTRAT, Warszawa.

Dreger, M. 2021 – Methane emissions and hard coal production in the Upper Silesian Coal Basin in relations to the greenhouse effect increase in Poland in 1994–2018. *Mining Science* 28, s. 59–76, DOI: https://doi.org/10.37190/msc212805.

Główny Urząd Statystyczny – Departament Rolnictwa i Środowiska 2024 – Statystyki zmian klimatu. Polska na tle Europy.

Kędzior, S. i Dreger, M. 2023 – Time variability of methane extraction from hard coal deposits in the Upper Silesian Coal Basin (Poland) in relation to geological and mining conditions. *Journal of Sustainable Mining* 22(2), s. 89–99, DOI: https://doi.org/10.46873/2300-3960.1379.

Raport... 2023–2025 – Raport roczny o stanie podstawowych zagrożeń naturalnych i technicznych w górnictwie węgla kamiennego. Praca zbiorowa (Makówka J. – red.). Katowice: GIG-PIB.

Raport KSE 2024 – Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2024. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. [Online:] https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2024#r6_2 [Dostęp: 23.09.2025].

Rozporządzenie... 2024 – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942. Dz. Urz. UE, Seria L, 15.7.2024.

Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu podziemnych zakładów górniczych (Dz.U. 2017 poz. 1118 z późniejszymi zmianami).

WUG 2025 – Ocena stanu bezpieczeństwa pracy, ratownictwa górniczego oraz bezpieczeństwa powszechnego w związku z działalnością górniczo-geologiczną w 2024 r. Wyższy Urząd Górniczy. Katowice.

Metanowość czynnych kopalń Górnośląskiego Zagłębia Węglowego w świetle rozporządzenia Parlamentu Europejskiego w spawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym

Słowa kluczowe: metan, emisja, Parlament Europejski, technologie VAM, Górnośląskie Zagłębie Węglowe, Polska

Streszczenie: Ograniczenie globalnej emisji metanu, drugiego po dwutlenku węgla uciążliwego gazu cieplarnianego, staje się przedmiotem regulacji na szczeblu międzynarodowym. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego (PE) z 13 czerwca 2024 roku (nr 2024/1787) w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym przewiduje limity emisyjne metanu dla kopalń wydobywających węgiel energetyczny wynoszące do 5 t CH_4/kilotonę (kt) od 2027 roku i do 3 t CH_4/kt wydobytego węgla od 2031 roku. Od 1.01.2025 roku obowiązuje całkowity zakaz emisji metanu ze stacji odmetanowania oraz spalania w pochodni o skuteczności unieszkodliwiania < 99%. Górnośląskie Zagłębie Węglowe (GZW) charakteryzują znaczne ilości metanu zarówno wydzielającego się z pokładów węgla do wyrobisk kopalnianych, jak i emitowanego do atmosfery.

Przeanalizowano dane dotyczące emisji metanu z kopalń GZW, uwzględniające szyby wentylacyjne oraz odmetanowanie w wariancie kopalni oraz operatora, i następnie porównano z wytycznymi zawartymi w rozporządzeniu PE dotyczącymi limitów emisji. Przedyskutowano także możliwe działania kopalń zmierzające do redukcji emisji, a zatem do uniknięcia wnoszenia wysokich opłat za ponadnormatywną emisję metanu do atmosfery.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że żadna kopalnia ani operator w GZW wykazujący emisję metanu nie spełnia wymagań rozporządzenia PE co do limitów emisji. Z uwagi na to, że operatorzy tacy jak Południowy Koncern Węglowy oraz Polska Grupa Górnicza są właścicielami także kopalń niemetanowych lub niewykazujących emisji metanu, po zaliczeniu wydobycia węgla także z tych kopalń raportowanie emisji metanu na operatora okazuje się korzystniejsze niż na kopalnię. Jednakże sposób raportowania emisji na kopalnię czy operatora nie jest kwestią jednoznaczną.

Konieczne może zatem okazać się wprowadzenie technologii wychwytujących metan z powietrza wentylacyjnego (VAM) i jego utylizacji. Obecnie realizowanych jest w GZW kilka projektów w tej sprawie, jednakże ich wdrożenie w warunkach pracy kopalń w zagłębiu może być problematyczne. Podobnie przedstawia się problem pełnego wykorzystania metanu ze stacji odmetanowania, z których obecnie wydziela się do atmosfery ok. 30% ujętego metanu.

Methane emissions of active mines in the Upper Silesian Coal Basin in the light of the European Parliament regulation on the reduction of methane releases in the energy sector

Keywords: methane, emissions, European Parliament, VAM technologies, Upper Silesian Coal Basin, Poland

Abstract: Reducing global emissions of methane, the second most harmful greenhouse gas after carbon dioxide, is becoming the subject of international guideline. Regulation (EC) No. 2024/1787 of the European Parliament of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions from the energy sector establishes methane emission limits for thermal coal mines of up to 5 t CH_4/kt from 2027 and up to 3 t CH_4/kt of extracted coal from 2031. As of January 1, 2025, a complete ban on methane emissions from methane drainage stations and flaring with a disposal efficiency of < 99% has been in force. The Upper Silesian Coal Basin (USCB) is characterized by significant amounts of methane, both released from coal seams into mine workings and emitted into the atmosphere. Methane emission data from USCB mines, including ventilation shafts and methane drainage for both the mine and operator variants, were analyzed and compared with the guidelines contained in the European Parliament's (EP) regulation regarding emission limits. Possible actions by mines to reduce emissions and thus avoid high fees for excessive methane emissions into the atmosphere were also discussed.

The analysis shows that no mine or operator in USCB reporting methane emissions meets the requirements of the EP regulation regarding emission limits. Because operators such as Południowy Koncern Węglowy and Polska Grupa Górnicza also own mines that do not emit methane or do not report methane, after including coal production from these mines, reporting methane emissions per operator proves more beneficial than per mine. However, the method of reporting emissions per mine or per operator is not clear-cut.

Therefore, it may be necessary to introduce technologies that capture and utilize methane from ventilation air (VAM). Several projects are currently underway in the USCB, but their implementation in the operating conditions of the coal mines in the basin may be problematic. A similar challenge is the full utilization of methane from methane drainage stations, which currently release approximately 30% of the captured methane into the atmosphere.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/17, s. 195–208

Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK[1]
Julia GODYŃ[2]
Mikołaj PAWLAK[3]
Kinga WAWRZONEK[4]

Obszary zaburzone działalnością górniczą i formy antropogeniczne – rozmieszczenie w województwie śląskim

Wprowadzenie

Zgodnie z klasyfikacją NUTS województwo śląskie należy do Makroregionu Południowego (Klasyfikacja NUTS 2024). Jest to województwo silnie uprzemysłowione i jednocześnie jeden z najbardziej zurbanizowanych obszarów Polski. W województwie śląskim granice między poszczególnymi miastami często zacierają się przestrzennie i funkcjonalnie. Główne obszary uprzemysłowione związane są ściśle z górnictwem węgla kamiennego i różnymi formami działalności górniczej oraz pozostałościami po tej formie działalności. Obserwowany jest szeroki wpływ oddziaływania górnictwa węgla kamiennego na środowisko przyrodnicze w poszczególnych komponentach środowiska. Działalność przemysłowa, w szczególności górnicza, znacząco zmieniła obraz środowiska naturalnego województwa śląskiego. Intensywne wydobycie węgla kamiennego i innych surowców doprowadziło do powstawania różnorodnych form antropogenicznych, takich jak wyrobiska, hałdy, składowiska. Działalność przemysłowa doprowadziła także do zmian w strukturze i jakości gleb i osadów, w tym akumulacji metali ciężkich, oraz do zmian jakości i stanu środowiska gruntowo-wodnego. Jednocześnie w takich warunkach istotne staje się wyznaczanie terenów możliwie naturalnych, które zachowały swoje pierwotne właściwości ekologiczne i geochemiczne. Takie obszary mogą pełnić funkcję tła geochemicznego, umożliwiając ocenę naturalnego stężenia pierwiastków w glebie. Celem prezentowanej analizy jest zatem zestawienie obszarów o zaznaczonej

[1] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; ORCID iD: 0000-0002-2003-2291; e-mail: beatakk@min-pan.krakow.pl
[2] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie; e-mail: julkagodyn@student.agh.edu.pl
[3] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie; e-mail: mpawlak@student.agh.edu.pl
[4] AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie; e-mail: kwawrzon@student.agh.edu.pl

silnej antropopresji przemysłowej, związanej głownie z górnictwem węgla kamiennego, z obszarami o wysokim stopniu naturalności.

1. Obszar badań i zastosowana metodyka

Opracowano podział tematyczny oraz wizualizację graficzną województwa śląskiego dla dwóch grup obszarów i obiektów, wykorzystując dane przestrzenne z ogólnodostępnych baz danych (tab. 1 i 2). Analiza danych geograficznych i przestrzennych z podziałem na dwie grupy obszarów została przeprowadzona z zastosowaniem narzędzi GIS. W efekcie w środowisku ArcGIS Pro (Esri 2023, ArcGIS Pro) opracowano dwie mapy tematyczne, uwzględniające przeciwstawne grupy obszarów: obszary zaburzone działalnością przemysłową i zurbanizowane oraz obszary naturalne i względnie nieprzekształcone.

W grupie obszarów zaburzonych działalnością przemysłową uwzględniono obszary związane z górnictwem węgla kamiennego oraz różne formy antropogeniczne pozostające w bieżącej eksploatacji oraz obiekty o znaczeniu historycznym. Do grupy obszarów zaburzonych działalnością przemysłową zaliczono tereny górnicze i pogórnicze, obszary poprzemysłowe niezwiązane z górnictwem, składowiska odpadów oraz hałdy pogórnicze. Do tej grupy zaliczono ponadto infrastrukturę komunikacyjną oraz obszary zurbanizowane. Takie obszary czy obiekty można określić jako potencjalnie zdegradowane. W obszarach zurbanizowanych uwzględniono miasta należące do Metropolii Górnośląskiej (Będzin, Bieruń, Bytom, Chorzów, Czeladź, Dąbrowa Górnicza, Gliwice, Jaworzno, Katowice, Knurów, Łaziska Górne, Mikołów, Mysłowice, Piekary Śląskie, Radzionków, Wojkowice, Ruda Śląska, Siemianowice Śląskie, Sosnowiec, Świętochłowice, Tarnowskie Góry, Tychy i Zabrze) oraz dodatkowo miasta, które nie należą do metropolii, ale przekraczają 100 tys. mieszkańców (Częstochowa, Rybnik oraz Bielsko-Biała). Z uwagi na intensywną urbanizację oraz wieloletnią działalność przemysłową miasta te nie powinny być traktowane jako obszary o charakterze naturalnym.

W grupie obszarów o charakterze naturalnym uwzględniono tereny objęte ochroną prawną oraz pozostałe obszary uznane za względnie nieprzekształcone. Do tej grupy zaliczono parki narodowe i parki krajobrazowe, obszary Natura 2000 (obszary specjalnej ochrony ptaków OSO oraz specjalne obszary ochrony siedlisk SOO), korytarze ekologiczne, a także lasy i tereny pól uprawnych.

2. Wyniki przeprowadzonej analizy i wizualizacja danych

Opracowano wizualizację graficzną województwa śląskiego dla dwóch grup obszarów i obiektów:

- obszary zaburzone działalnością przemysłową i zurbanizowane, głównie związane z górnictwem węgla kamiennego;
- obszary naturalne i względnie nieprzekształcone.

Analizowane obszary zaliczone do zaburzonych (tab. 1) zajmują ok. 3% powierzchni województwa (tab. 3 i 4, rys. 1 i 2). Największą grupę obszarowo stanowią tereny górnicze oraz

TABELA 1. Obszary zaburzone działalnością przemysłową i zurbanizowane wydzielone w województwie śląskim; charakterystyka obszaru i analizowane źródło danych

TABLE 1. The areas disturbed by industrial activity and urbanized areas designated in the Silesian Voivodeship; characteristics of the area and analyzed data source

Obszar	Charakterystyka obszaru	Analizowane źródło danych
1	2	3
Tereny górnicze	Obszary, na których prowadzona jest lub była działalność wydobywcza surowców mineralnych, głównie węgla kamiennego, o znacznym stopniu przekształcenia środowiska naturalnego	Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Baza danych MIDAS – Mapa obszarów i terenów górniczych (MIDAS PIG-PIB, baza danych 2025)
Tereny pogórnicze	Obszary, na których zakończono działalność wydobywczą, jednak zachowały się trwałe elementy infrastruktury lub formy terenu będące skutkiem działalności górniczej	Otwarty Regionalny System Informacji Przestrzennej Województwa Śląskiego. Baza danych, Tereny pogórnicze i poprzemysłowe, mapa internetowa (ORSIP WŚ, baza danych 2025)
Tereny poprzemysłowe	Obszary po działalności przemysłowej niezwiązanej bezpośrednio z wydobyciem surowców	Otwarty Regionalny System Informacji Przestrzennej Województwa Śląskiego. Baza danych, Tereny pogórnicze i poprzemysłowe, mapa internetowa (ORSIP WŚ, baza danych 2025)
Autostrady	Sieć autostrad, szerokości dróg założono na podstawie WR-D-22-2 (Wytyczne MI WR-D)	Digitalizacja mapy podkładowej (GDDKiA mapa 2025 oraz UM WŚ infrastruktura 2025), zgodnie z wytycznymi MI
Drogi ekspresowe	Sieć dróg ekspresowych, szerokości dróg założono na podstawie WR-D-22-2 (Wytyczne MI WR-D)	Digitalizacja mapy podkładowej (GDDKiA mapa 2025 oraz UM WŚ infrastruktura 2025), zgodnie z wytycznymi MI
Obszar aglomeracji	Uwzględniono 23 miasta należące do Metropolii Górnośląskiej (PZP WŚ 2020+) oraz dodatkowo miasta, które nie należą do metropolii, ale przekraczają 100 tys. mieszkańców (Częstochowa, Rybnik oraz Bielsko-Biała)	Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Śląskiego (PZP WŚ 2020+) oraz Główny Urząd Statystyczny (GUS, BDL 2025)
Hałdy	Obiekty powstałe w wyniku długotrwałego składowania odpadów pogórniczych, głównie skał płonnych i materiału towarzyszącego eksploatacji węgla kamiennego	Otwarty Regionalny System Informacji Przestrzennej Województwa Śląskiego. Baza danych; Tereny pogórnicze i poprzemysłowe, mapa internetowa (ORSIP WŚ, baza danych 2025)
Elektrownie	Elektrownie konwencjonalne oraz elektrociepłownie, których lokalizacja i rozwój są ściśle związane z historycznym uprzemysłowieniem regionu i zapleczem górniczym	Główny Urząd Statystyczny. Energetyka – dane statystyczne (GUS 2025)
Składowiska odpadów obojętnych	Przeznaczone do składowania odpadów, które nie ulegają istotnym przemianom fizycznym, chemicznym ani biologicznym oraz nie powodują zagrożenia dla środowiska	Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Mapa geośrodowiskowa Polski – Plansza B (Mapa PIG-PIB 2025)

1	2	3
Składowiska odpadów niebezpiecznych	Przeznaczone do składowania odpadów zawierających substancje stwarzające potencjalne zagrożenie dla środowiska i zdrowia ludzi	Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Mapa geośrodowiskowa Polski – Plansza B (Mapa PIG-PIB 2025)
Składowiska odpadów innych niż obojętne i niebezpieczne	Przeznaczone głównie do składowania odpadów komunalnych oraz odpadów przemysłowych, które nie zostały zaklasyfikowane jako niebezpieczne oraz nie spełniają kryteriów odpadów obojętnych	Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Mapa geośrodowiskowa Polski – Plansza B (Mapa PIG-PIB 2025)

TABELA 2. Obszary naturalne i względnie nieprzekształcone wydzielone w województwie śląskim; charakterystyka obszaru i analizowane źródło danych

TABLE 2. The natural and relatively untransformed areas identified in the Silesian Voivodeship; characteristics of the area and the analyzed data source

Obszar	Charakterystyka obszaru	Analizowane źródło danych
1	2	3
Korytarze ekologiczne	Struktury przyrodnicze łączące odizolowane fragmenty siedlisk, umożliwiające przemieszczanie się organizmów pomiędzy enklawami środowiska naturalnego	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska. Dostęp do danych geoprzestrzennych (GDOŚ 2025)
Lasy	Charakterystyczne duże zróżnicowanie siedliskowe	Copernicus Land Monitoring Service. Tree Cover Density 2021 (CLMS 2021)
Obszary chronionego krajobrazu	Wielkopowierzchniowa forma ochrony przyrody ustanawiana przez sejmik województwa, obejmuje tereny wyróżniające się krajobrazowo i przyrodniczo, z zachowaniem wartości turystyczno-wypoczynkowych	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska. Dostęp do danych geoprzestrzennych (GDOŚ 2025)
Obszary specjalnej ochrony ptaków (OSO)	Główny element obszarów sieci Natura 2000, obszary wyznaczane są zgodnie z Dyrektywą Ptasią (dyrektywa 2009/147/WE ze zmianami) w celu ochrony populacji dziko żyjących ptaków	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska. Dostęp do danych geoprzestrzennych (GDOŚ 2025)
Specjalne obszary ochrony siedlisk (SOO)	Główny element europejskiej sieci Natura 2000, obszary wyznaczane na podstawie Dyrektywy Siedliskowej (92/43/EWG) w celu ochrony naturalnych siedlisk przyrodniczych oraz gatunków roślin i zwierząt o znaczeniu europejskim	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska. Dostęp do danych geoprzestrzennych (GDOŚ 2025)
Parki krajobrazowe	Forma ochrony przyrody, której głównym celem jest zachowanie wartościowych elementów środowiska naturalnego i krajobrazu przy jednoczesnym zachowaniu zrównoważonej działalności człowieka	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska. Dostęp do danych geoprzestrzennych (GDOŚ 2025)

1	2	3
Rezerwaty przyrody	Forma ochrony przyrody, głównym jej zadaniem jest zachowanie najcenniejszych ekosystemów i siedlisk, ochrona rzadkich gatunków roślin i zwierząt oraz zabezpieczenie elementów przyrody nieożywionej	Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska. Dostęp do danych geoprzestrzennych (GDOŚ 2025)
Pola uprawne	Tereny użytków rolnych, gdzie dominują uprawy zbóż, roślin oleistych i warzywnych, ale również łąki i sady	Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa, dane za rok 2023: Średnia powierzchnia gruntów rolnych w gospodarstwie (ARiMR 2023)

TABELA 3. Obszary zaburzone działalnością przemysłową i zurbanizowane, wydzielone w województwie śląskim na podstawie analizowanych baz danych

TABLE 3. The areas disturbed by industrial activity and urbanized areas, identified in the Silesian Voivodeship based on the analyzed databases

Obszar/województwo śląskie	Powierzchnia obszaru [ha]	Udział w powierzchni województwa [%]	Udział w obszarach zaburzonych [%]
Tereny górnicze	128 538	1,042	41,23
Tereny pogórnicze	5 285	0,043	1,70
Tereny poprzemysłowe	4 024	0,033	1,29
Autostrady	425	0,003	0,14
Drogi ekspresowe	299	0,002	0,10
Teren aglomeracji	173 171	1,404	55,55
Województwo*	12 333 090	–	–

* Dane: RDOŚ Katowice 2025.

TABELA 4. Formy antropogeniczne (obiekty) w województwie śląskim, opracowane na podstawie analizowanych baz danych

TABLE 4. The anthropogenic forms (objects) in the Silesian Voivodeship, based on the basis of analyzed databases

Obiekty w województwie śląskim	Liczba obiektów (na podstawie analizowanych baz danych)
Hałdy górnicze	206
Elektrownie	4
Składowiska odpadów obojętnych	1
Składowiska odpadów niebezpiecznych	8
Składowiska odpadów innych niż obojętne i niebezpieczne	40

obszar aglomeracji (Metropolia Górnośląska i duże miasta). Natomiast analizowane obszary naturalne i o niskim stopniu przeobrażenia (tab. 2) zajmują ok. 20% województwa (tab. 5, rys. 1 i 3). Wyniki analizy potwierdziły silną koncentrację terenów zaburzonych, potencjalnie zdegradowanych, w centralnej i południowo-zachodniej części województwa (Górnośląski Okręg Przemysłowy, Rybnicki Okręg Węglowy). Jednocześnie obserwuje się zachowanie przestrzeni o istotnej wartości przyrodniczej w rejonach górskich (Beskidy) oraz w północnej części województwa śląskiego (Jura Krakowsko-Częstochowska).

Wśród obszarów zaburzonych największą grupę obszarowo stanowią tereny górnicze oraz obszary zurbanizowane (zajmują 1,0–1,4% obszaru województwa). Tereny górnicze w województwie śląskim są ściśle związane z obszarem Górnośląskiego Zagłębia Węglowego i charakteryzują się znacznym stopniem przekształcenia środowiska naturalnego. Zgromadzone dane (MIDAS PIG-PIB 2025) wskazują na dużą koncentrację terenów górniczych w centralnej i południowej części województwa, gdzie ich występowanie wpływa m.in. na rzeźbę terenu, stosunki wodne oraz stabilność podłoża.

Tereny pogórnicze stanowią obszary, na których zakończono działalność wydobywczą, jednak zachowały się trwałe elementy infrastruktury lub formy terenu będące jej skutkiem. Dominują tu przede wszystkim hałdy po górnictwie węgla kamiennego oraz rozległe tereny po zlikwidowanych kopalniach, często zlokalizowane w obrębie miast i gmin konurbacji górnośląskiej. Obszary te charakteryzują się zróżnicowanym stopniem przeobrażenia środowiska i jednocześnie stanowią istotny potencjał do działań rekultywacyjnych, rewitalizacyjnych oraz do adaptacji do nowych funkcji. Tereny poprzemysłowe, niezwiązane z górnictwem węgla kamiennego, to tereny po zakładach przemysłowych, piaskowniach, żwirowniach oraz kamieniołomach. Cechują się one dużym zróżnicowaniem przestrzennym i funkcjonalnym, a ich obecny stan zależy od rodzaju wcześniejszej działalności oraz stopnia przeprowadzonych prac rekultywacyjnych.

W województwie śląskim funkcjonują dwie autostrady o kluczowym znaczeniu krajowym i międzynarodowym. Autostrada A1 przebiega przez województwo w osi północ–południe, łącząc północną część kraju z południem oraz granicą z Czechami. Trasa ta stanowi istotny element układu komunikacyjnego województwa. Autostrada A4 pełni natomiast funkcję głównej arterii zachód–wschód, łączy województwo śląskie z innymi regionami Polski oraz europejskim systemem transportowym. Układ autostrad w województwie jest uzupełniony przez sieć dróg ekspresowych, co zapewnia połączenia regionalne i aglomeracyjne.

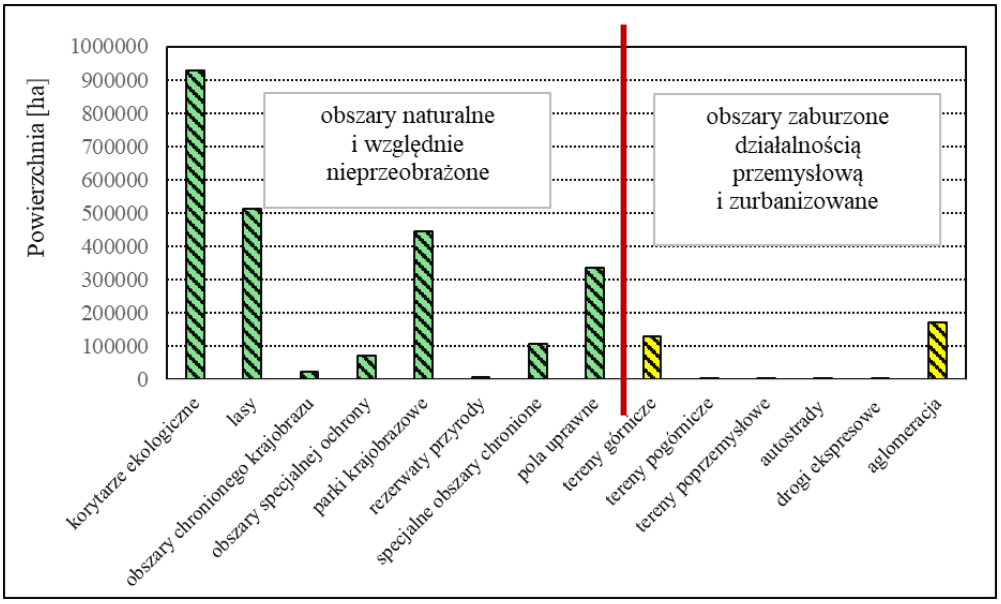
Najbardziej charakterystycznym elementem województwa śląskiego są hałdy górnicze. Analiza ogólnodostępnych baz danych pozwoliła na wykazanie ponad 200 takich obiektów na terenie województwa (tab. 4). Formy te są wyraźnym aspektem antropogenicznego przekształcenia krajobrazu województwa. Ich rozmieszczenie przestrzenne jest silnie skorelowane z dawną i obecną działalnością górniczą, w szczególności w centralnej części województwa. Znaczącą grupę obiektów antropogenicznych stanowią także składowiska odpadów innych niż obojętne i niebezpieczne. Wykazano 40 takich obiektów. Do tej grupy należą głównie składowiska przeznaczone do składowania odpadów komunalnych oraz odpadów przemysłowych, które nie zostały zaklasyfikowane jako niebezpieczne i jednocześnie nie spełniają kryteriów stawianych odpadom obojętnym.

TABELA 5. Obszary naturalne i względnie nieprzekształcone, wydzielone w województwie śląskim na podstawie analizowanych baz danych

TABLE 5. The natural and relatively untransformed areas, identified in the Silesian Voivodeship based on the analyzed databases

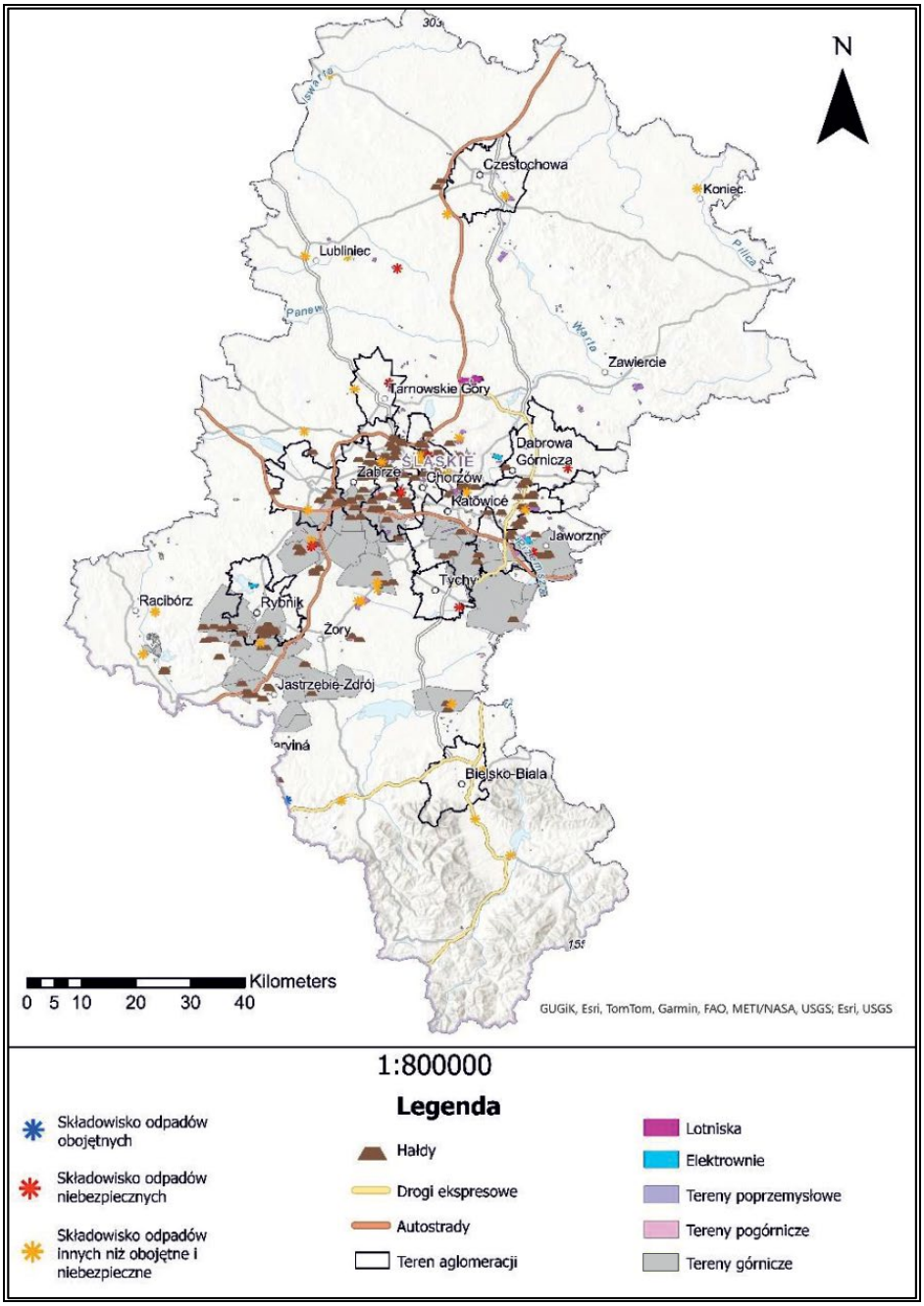
Obszar/województwo śląskie	Powierzchnia obszaru [ha]	Udział w powierzchni województwa [%]	Udział w obszarach naturalnych [%]
Korytarze ekologiczne	927 671	7,52	38,13
Lasy	513 010	4,16	21,08
Obszary chronionego krajobrazu	24 558	0,20	1,01
Obszary specjalnej ochrony ptaków (OSO) – Natura 2000	72 642	0,59	2,99
Specjalne obszary ochrony siedlisk (SOO) – Natura 2000	105 924	0,86	4,35
Parki krajobrazowe	445 344	3,61	18,30
Rezerwaty przyrody	9 034	0,07	0,37
Pola uprawne	334 965	2,72	13,77
Województwo*	12 333 090	–	–

* Dane RDOŚ Katowice 2025.



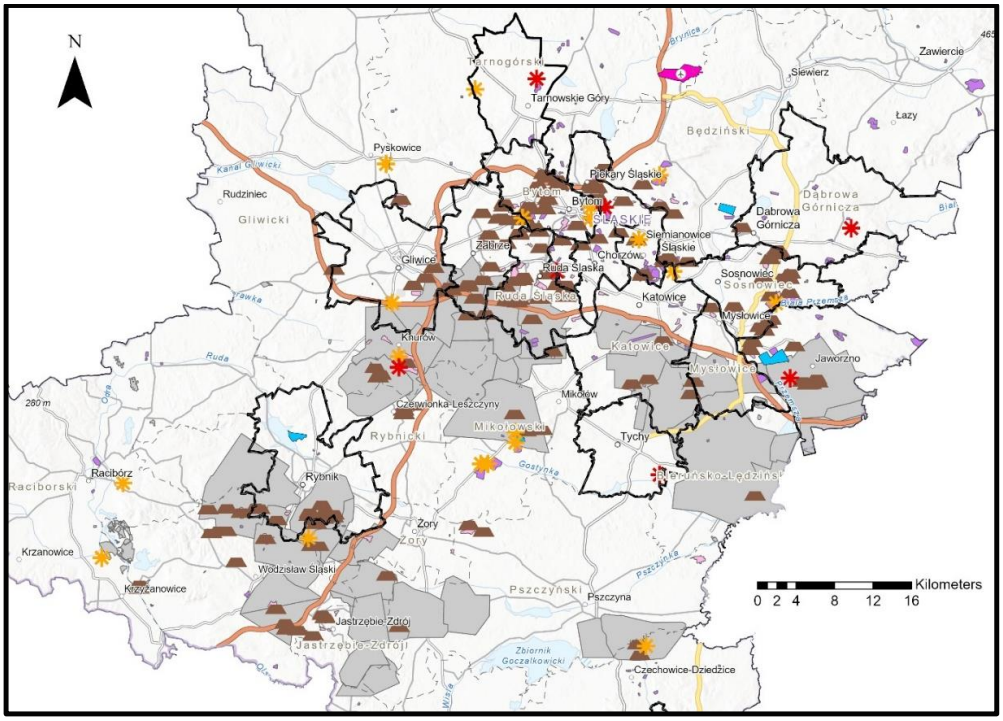
Rys. 1. Zestawienie powierzchni wydzielonych obszarów w podziale na dwie grupy

Fig. 1. Summary of the areas of the separated areas divided into two opposing groups



Rys. 2. Obszary zaburzone działalnością przemysłową i zurbanizowane na obszarze województwa śląskiego, wizualizacja danych w środowisku ArcGIS Pro (Esri 2023, ArcGIS Pro)

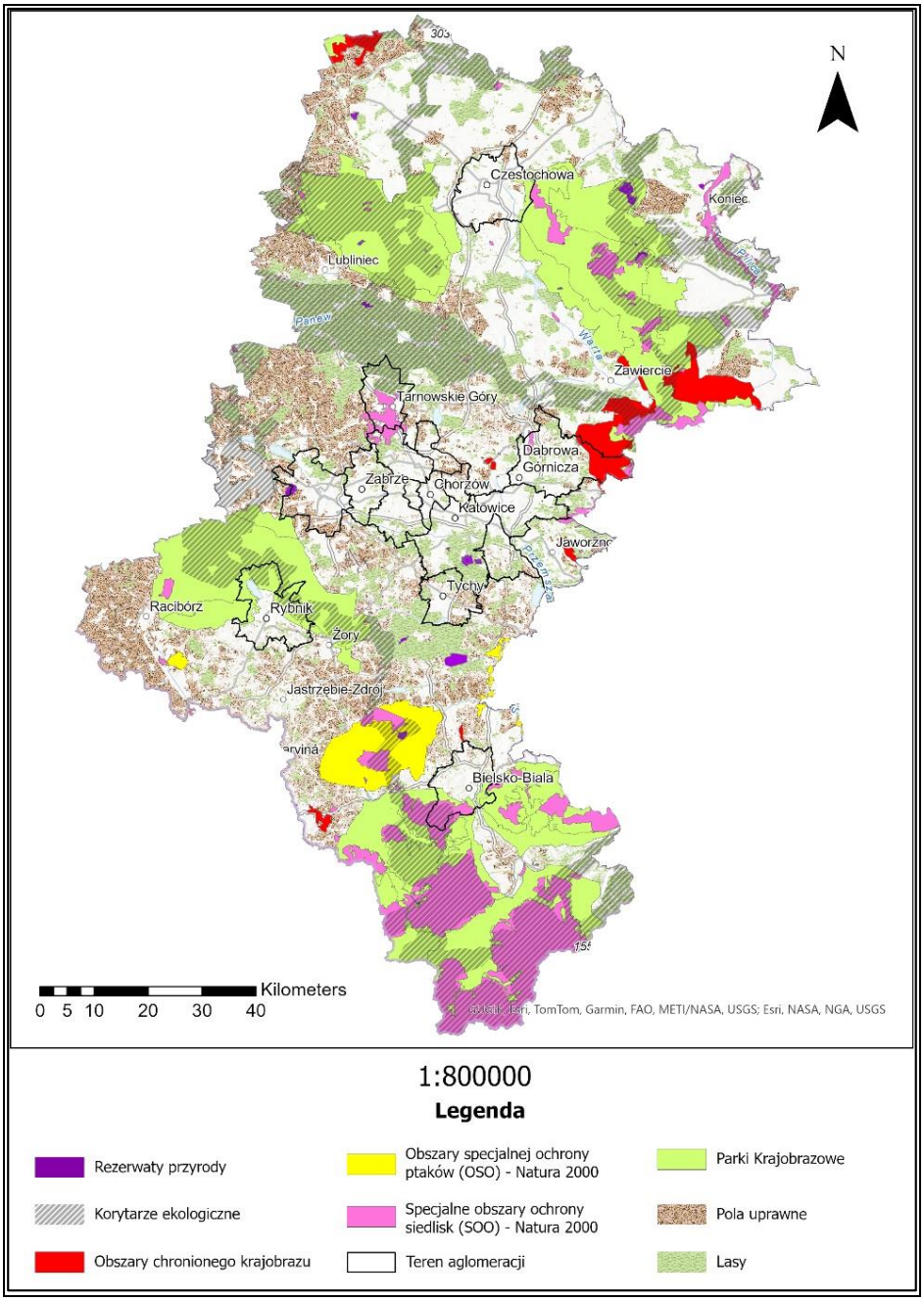
Fig. 2. The areas disturbed by industrial activity and urbanized in the Silesian Voivodeship, data visualization in the ArcGIS Pro environment



Rys. 3. Obszary zaburzone działalnością przemysłową i zurbanizowane w części centralnej województwa śląskiego (na podstawie rys. 2)

Fig. 3. The areas disturbed by industrial activity and urbanized in the central part of the Silesian Voivodeship (based on Fig. 2)

Wydzielone obszary o zaznaczonej silnej antropopresji przemysłowej, związanej głównie z górnictwem węgla kamiennego, zestawiono z obszarami o wysokim stopniu naturalności. Łączna powierzchnia tych ostatnich sięga 20% powierzchni województwa śląskiego. W tej grupie dominują korytarze ekologiczne, lasy, parki krajobrazowe i pola uprawne (tab. 5). W województwie śląskim wyodrębniono różne typy korytarzy ekologicznych, dostosowanych do potrzeb różnych grup organizmów. Ponadto w regionie wyznaczono korytarze spójności obszarów chronionych, które łączą ze sobą parki krajobrazowe, rezerwaty, obszary Natura 2000 i inne formy ochrony, co tworzy sieć ekologiczną o znaczeniu regionalnym (Przyroda Śląskie 2025).



Rys. 4. Obszary naturalne i względnie nieprzekształcone na obszarze województwa śląskiego, wizualizacja danych w środowisku ArcGIS Pro (Esri 2023, ArcGIS Pro)

Fig. 4. The natural and relatively untransformed areas in the Silesian Voivodeship, data visualization in the ArcGIS Pro environment

Podsumowanie i wnioski

Województwo śląskie cechuje się przestrzenną dychotomią. Centralne i południowo-zachodnie jego obszary są intensywnie zurbanizowane, zdegradowane i zanieczyszczone. Natomiast południowe i północno-wschodnie fragmenty województwa śląskiego pełnią funkcję ekologicznego zaplecza, z wykazaną dominacją obszarów leśnych, rolniczych i chronionych.

Wyniki analizy potwierdziły silną koncentrację terenów zaburzonych działalnością górniczą w centralnej i południowo-zachodniej części województwa śląskiego (Górnośląski Okręg Przemysłowy, Rybnicki Okręg Węglowy). Koncentracja obszarów potencjalnie zdegradowanych w tych rejonach wskazuje na silną presję antropogeniczną związaną z wieloletnią eksploatacją górniczą i działalnością przemysłową. Jednocześnie obserwuje się zachowanie przestrzeni o istotnej wartości przyrodniczej w rejonach górskich (Beskidy) oraz północnej części województwa śląskiego (Jura Krakowsko-Częstochowska).

Opracowane zestawienie obszarów w podziale na dwie przeciwstawne grupy może stanowić narzędzie umożliwiające wstępną ocenę skali przekształceń środowiska. Wyniki analizy mogą wspierać działania planistyczne i środowiskowe na poziomie regionalnym. Mogą mieć zastosowanie w planowaniu przestrzennym, a także w działaniach związanych z monitoringiem jakości środowiska oraz projektowaniem działań rekultywacyjnych. Zachowane tereny naturalne i ich zasięg są natomiast kluczową informacją dla prowadzenia analiz porównawczych i wyznaczania lokalnego tła geochemicznego obszaru.

Publikacja częściowo zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

Do badań wykorzystano oprogramowanie ArcGIS Pro firmy Esri, udostępnione w ramach licencji edukacyjnej dla AGH w Krakowie.

Literatura

ARiMR 2023 – Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa. Średnia powierzchnia gruntów rolnych w gospodarstwie w 2023 roku. [Online:] https://www.gov.pl/web/arimr/srednia-powierzchnia-gruntow-rolnych-w-gospodarstwie-w-2023-roku [Dostęp: 15.08.2025].

CLMS 2021 – Copernicus Land Monitoring Service. Tree Cover Density 2021 (raster 10 m / 100 m), Europe, yearly (Dane rastrowe). [Online:] https://doi.org/10.2909/e677441e-fb94-431c-b4f9-304f10e4dfd8 [Dostęp: 15.08.2025].

Esri 2023, ArcGIS Pro – ArcGIS Pro Software (Wersja 3.1.2) [Oprogramowanie komputerowe]. Redlands, CA: Environmental Systems Research Institute.

GDDKiA, mapa 2025 – Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad. Mapa stanu budowy dróg krajowych – autostrady i drogi ekspresowe w województwie śląskim. [Online:] https://www.gov.pl/web/gddkia-katowice/mapa-stanu-budowy-drog [Dostęp: 15.08.2025].

GDOŚ 2025 – Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska. Dostęp do danych geoprzestrzennych. [Online:] https://www.gov.pl/web/gdos/dostep-do-danych-geoprzestrzennych].

GUS 2025 – Główny Urząd Statystyczny. Energetyka — dane statystyczne. [Online:] https://stat.gov.pl/ [Dostęp: 15.08.2025].

GUS, BDL 2025 – Główny Urząd Statystyczny. Bank Danych Lokalnych – ludność ogółem według stanu na 31 grudnia 2024 r. [Online:] https://bdl.stat.gov.pl/bdl/dane/podgrup/tablica [Dostęp: 15.08.2025].

Klasyfikacja NUTS 2021 – Wykaz jednostek NUTS 2021 w Polsce (stan na 1 stycznia 2021 r.), GUS 2021. [Online:] https://stat.gov.pl/statystyka-regionalna/jednostki-terytorialne/klasyfikacja-nuts/klasyfikacja-nuts-w-polsce// [Dostęp: 28.12.2022].

Mapa PIG-PIB, 2025 – Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Mapa Geośrodowiskowa Polski – plansza B (mapa internetowa). [Online:] https://geologia.pgi.gov.pl/mapy/ [Dostęp: 15.08.2025].

MIDAS PIG-PIB, baza danych 2025 – Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Baza danych MIDAS; Obszary górnicze i Tereny górnicze (mapa internetowa) [Online:] https://midas-app.pgi.gov.pl/ords/r/public/midas/mapa [Dostęp: 15.08.2025].

ORSIP WŚ, baza danych 2025 – Otwarty Regionalny System Informacji Przestrzennej Województwa Śląskiego. Baza danych; Tereny pogórnicze i poprzemysłowe z systemu OPI TPP 2.0 (mapa internetowa). [Online:] https://geoportal.orsip.pl/gis/apps/experiencebuilder/experience/?id=ee8bd83acb0448dc9933f019a2f5bf4e [Dostęp: 15.08.2025].

Przyroda Śląskie 2025 – Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego – Przyroda Śląskie. Baza danych; Idea korytarzy ekologicznych. Przyroda Śląskie. [Online:] https://przyroda.slaskie.pl/pl/ochrona-przyrody/ [Dostęp: 10.01.2026].

PZP WŚ 2020+ – Plan Zagospodarowania Przestrzennego Województwa Śląskiego 2020+. [Online:] https://www.slaskie.pl/content/plan-zagospodarowania-przestrzennego-wojewodztwa-slaskiego [Dostęp: 15.08.2025].

RDOŚ Katowice 2025 – Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Katowicach. Śląskie w liczbach. [Online:] https://www.gov.pl/web/rdos-katowice/slaskie-w-liczbach [Dostęp: 05.12.2025].

UM WŚ, infrastruktura 2025 – Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego. Infrastruktura drogowa województwa śląskiego (opis sieci autostrad i dróg ekspresowych). [Online:] https://www.slaskie.pl/content/1255609247_2009-10-15 [Dostęp: 15.08.2025].

Wytyczne MI WR-D – Wytyczne WR-D-22-2: Wytyczne projektowania odcinków dróg zamiejskich. Część 2: kształtowanie geometryczne. [Online:] https://www.gov.pl/web/infrastruktura/wr-d [Dostęp: 15.08.2025].

Obszary zaburzone działalnością górniczą i formy antropogeniczne – rozmieszczenie w województwie śląskim

Słowa kluczowe: tereny górnicze, hałdy, obszary zurbanizowane, obszary naturalne, rozmieszczenie obiektów

Streszczenie: Województwo śląskie to silnie uprzemysłowiony i zurbanizowany region Polski, związany ściśle z górnictwem węgla kamiennego i charakteryzujący się występowaniem różnych form działalności górniczej. Opracowano podział tematyczny oraz wizualizację graficzną województwa śląskiego dla dwóch grup obszarów i obiektów, wykorzystując dane przestrzenne z ogólnodostępnych baz danych. Zestawiono obszary o wysokim stopniu naturalności z terenami o zaznaczonej silnej antropopresji przemysłowej. W grupie obszarów zaburzonych działalnością przemysłową uwzględniono tereny górnicze, obszary poprzemysłowe, składowiska odpadów, hałdy górnicze, infrastrukturę komunikacyjną oraz obszary zurbanizowane. Takie obszary czy obiekty określono jako potencjalnie zdegradowane. W obszarach zurbanizowanych uwzględniono miasta należące do Metropolii Górnośląskiej oraz dodatkowo miasta, które przekraczają 100 tys. mieszkańców. Obszary zaliczone do zaburzonych zajmują ok. 3% powierzchni województwa. W grupie obszarów o charakterze naturalnym i względnie nieprzekształconych uwzględniono natomiast parki krajobrazowe, obszary Natura 2000, korytarze ekologiczne, a także lasy i tereny pól uprawnych. Obszary te zajmują ok. 20% województwa. Analiza danych geograficznych i przestrzennych z podziałem na dwie grupy obszarów została przeprowadzona z zastosowaniem narzędzi GIS. Wyniki analizy potwierdziły silną koncentrację terenów zdegradowanych w centralnej i południowo-zachodniej części województwa (Górnośląski Okręg Przemysłowy, Rybnicki Okręg Węglowy). Jednocześnie obserwuje się zachowanie przestrzeni o istotnej wartości przyrodniczej w rejonach górskich (Beskidy) oraz północnej części województwa śląskiego (Jura Krakowsko-Częstochowska). Takie zestawienie może stanowić narzędzie umożliwiające wstępną ocenę skali przekształceń środowiska i być przydatne do dalszych analiz na poziomie regionalnym, związanych z planowaniem przestrzennym, monitoringiem jakości środowiska oraz projektowaniem działań rekultywacyjnych. Zachowane tereny naturalne są natomiast kluczowe dla prowadzenia analiz porównawczych oraz w procesie potencjalnego wyznaczania lokalnego tła geochemicznego obszaru.

The disturbed areas by mining activities and anthropogenic forms – distribution in the Silesian Voivodeship

Keywords: mining areas, heaps, urbanized areas, natural areas, distribution of facilities

Abstract: The Silesian Voivodeship is a highly industrialized and urbanized region of Poland, closely associated with hard coal mining and characterized by the presence of various forms of mining activity. A thematic division and graphical visualization of the Silesian Voivodeship were developed for two groups of areas and objects, using spatial data from publicly available databases. The areas with a high degree of naturalness were compared with areas with significant industrial anthropopression. The areas disturbed by industrial activity included mining areas, post-industrial areas, waste disposal sites, mining heaps, communication infrastructure, and urbanized areas. Such areas or objects were identified as potentially degraded. Urbanized areas included cities belonging to the Upper Silesian Metropolitan Area, as well as cities with a population exceeding 100,000. Areas classified as disturbed cover approximately 3% of the voivodeship's area. The areas of natural and relatively undeveloped character included landscape parks, Natura 2000 sites, ecological corridors, forests, and areas of cultivated. These areas cover approximately 20% of the voivodeship. The geographic and spatial data were analyzed using GIS tools, dividing them into two groups of areas. The results confirmed a strong concentration of degraded areas in the central and southwestern parts of the voivodeship (Upper Silesian Industrial Region, Rybnik Coal Region). At the same time, significant natural value is being preserved in mountainous regions (the Beskid Mountains) and the northern part of the Silesian Voivodeship (Kraków-Częstochowa Upland). This comparison can provide a preliminary assessment of the scale of environmental transformation and may be useful for further analyses at the regional level, related to spatial planning, environmental quality monitoring, and the design of reclamation projects. Preserved natural areas are crucial for conducting comparative analyses and for the potential determination of the local geochemical background of the area.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/18, s. 209–218

Krzysztof WITKOWSKI[1]

Wykorzystanie narzędzi i technik AI w zarządzaniu wartością projektów górniczych – szanse i zagrożenia

1. Wartość (projektu) w literaturze i standardach zarządzania projektami

Pojęcie wartości projektu w świecie zarządzania projektami nabrało szczególnego znaczenia w 2021 roku, kiedy to ukazało się najnowsze, siódme już wydanie jednego z najbardziej znanych standardów zarządzania projektami – The Project Management Body of Knowledge PMBOK® (Project Management Institute 2021). We wszystkich swoich wcześniejszych publikacjach Project Management Institute – jeden ze światowych liderów standaryzacji zarządzania projektami – koncentrował uwagę na tradycyjnym ujęciu zarządzania projektami, tj. zdefiniowanych procesach, systematycznie powiększanym katalogu „obowiązkowych" technik i metod zarządzania projektami, sukcesie projektu mierzonym poziomem realizacji jego celów zdefiniowanych w złotym trójkącie (co? kiedy? za ile?) i dodatkowo spełniających formułę SMART (Simple/specific, Measurable, Achievable, Realistic, Time aligned). Siódme wydanie, radykalnie odchudzone w stosunku do szóstego, ma całkowicie odmienną strukturę. Ale przede wszystkim w treści na pierwsze miejsce wysuwają się już nie cele czy procesy, lecz wartość projektu. Siódma edycja PMBOK® pomimo wymienienia 376 razy na 370 stronach słowa „wartość" nie przynosi jednak odpowiedzi na pytanie „Czym jest wartość projektu i jak ją zmierzyć?".

Pojęcie wartości, także wartości projektu, jest bardzo szerokie i wieloznaczne. Dokonując próby zrozumienia idei wartości, warto rozpocząć rozważania od starożytnych autorów, tj. Platona i jego ucznia Arystotelesa. Pierwszy z nich zdefiniował jako najwyższą wartość ideę dobra. Bez idei dobra nie można w pełni poznać prawdy – rozumiemy rzeczy takimi, jakie naprawdę są (porządek poznawczy). Dobro jest również celem ludzkiego działania – postępowanie moralne polega na dążeniu do dobra (porządek moralny) (Platon 2003). Z kolei

[1] Wydział Informatyki, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Kraków; ORCID iD: 0009-0007-4839-4378; e-mail: kwitkowski@agh.edu.pl

Arystoteles zwraca uwagę na dwoisty charakter wartości – wartość funkcjonalną, tj. związaną z możliwością wykorzystywania danej rzeczy, oraz wartość wymienną, tj. zdolność rzeczy do wymiany ich na inne dobra (Arystoteles 1964). Bardzo zbliżone do Arystotelesa ujęcie wartości prezentował w swoich pracach Adam Smith, określając w XVIII w. użyteczność oraz zdolność do wymiany jako dwa wymiary wartości (Smith 2003). Na inny, jakże istotny w obecnych czasach wymiar wartości towaru zwrócił uwagę Schumpeter, który definiuje wartość towaru poprzez funkcję innowacyjności i oceny rynkowej, a nie wyłącznie odzwierciedlenie włożonej pracy (Schumpeter 1995). Również Keynes rozważa względność wartości wymiennej w zależności od związanej z produktem wartości funkcjonalnej, lecz także od niezależnego od samego produktu popytu. Keynes definiuje następujące cechy wartości: zmienność, dynamikę, zależność od nastrojów rynkowych i subiektywizm (Keynes 2003). Jego rozszerzenie spojrzenia na wartość jako już nie tylko uwarunkowaną cechami samego produktu, lecz także jako wielkość zdefiniowaną przez warunki zewnętrzne, co jest szczególnie istotne dla prób zdefiniowania wartości produktów sektora wydobywczego – kopalin, których cena nie jest uwarunkowana kosztami wydobycia, jak postulował Karol Marx (Marks i Engels 1968), ale właśnie mechanizmami rynkowymi podaży i popytu. Co więcej – dynamiczne zmiany cen rynkowych sprawiają, że zdefiniowanie wartości projektu w ujęciu finansowym jako zdolność jego produktu do generowania strumienia pieniężnego napotyka istotne ograniczenie w postaci znacznie dłuższego cyklu życia projektu, czy jeszcze bardziej – cyklu życia produktu projektu, od cyklu koniunkturalnego, a tym samym zmienności wartości projektu w zależności od warunków rynkowych.



Rys. 1. Światowe ceny węgla energetycznego w Australii (Federal Reserve Bank of St. Louis 2025)

Fig. 1. World thermal coal prices in Australia

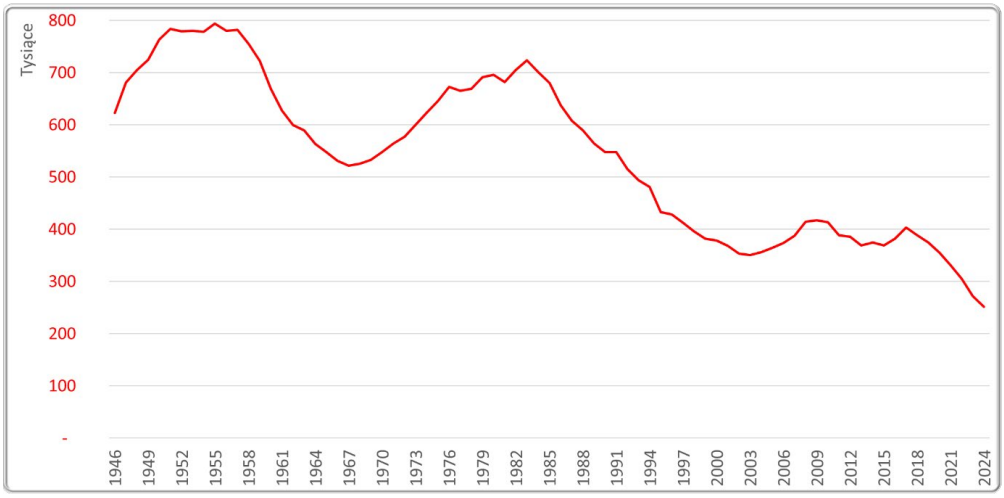
Analizując powyższy rysunek 1, warto odnotować fakt, iż okres względnie stabilnych cen węgla zakończył się ok. 2003 roku, a następnie nastąpiła nie tylko rosnąca dynamika wahań cen, lecz także pewna systematyka długości okresu cyklu koniunkturalnego, wynosząca ok. 5 lat. Tymczasem sam czas niezbędny do otrzymania koncesji na wydobycie to według Jerzego Markowskiego, byłego wiceministra gospodarki, 15–20 lat (Chrobok 2025). Wobec tak znaczącej dysproporcji pomiędzy długością cyklu życia projektów górniczych a cyklu

koniunkturalnego problematyczne staje się zastosowanie modelu wartości Smitha czy Keynesa. Wyliczenie wartości stanowiącej projekcję strumienia pieniężnego jest obciążone zbyt dużym błędem, aby mogło stanowić rzetelną i niepodważalną podstawę decyzji inwestycyjnych wobec występowania tak istotnych wahań cenowych. Trudność pogłębia fakt konieczności uwzględnienia w prognozach finansowych nie tylko strumienia przychodów, lecz także podlegających wahaniom kosztów, na co zwracał uwagę w swoich pracach Porter, stwierdzając, że wartość jest tworzona tylko wtedy, gdy „oferowane dobra lub usługi przekraczają koszt ich wytworzenia" (Porter 2006). Wyliczając wartość projektu, musimy zatem dokonywać pewnych założeń i przybliżeń zarówno co do strumienia przychodów wynikających z eksploatacji produktów projektu, jak i kosztów.

Spojrzenie wyłącznie na efekty finansowe projektów będzie jednak bardzo wąskie i dalece niepełne, na co zwrócili uwagę Kaplan i Norton w opracowanym przez siebie modelu Zrównoważonej/Strategicznej Karty Wyników (Balanced Score Card) (Kaplan i Norton 2002). W badaniach wykazali oni, że bazowanie w realizacji strategii przedsiębiorstwa wyłącznie na miernikach finansowych jest błędne i nie prowadzi do długofalowego sukcesu rynkowego. Wyłącznie te przedsiębiorstwa, których kadra zarządzająca potrafiła uwzględniać szerszy wymiar rozwoju firmy, cechowała zdolność do generowania zysków w długim okresie. Kaplan i Norton wskazali na perspektywę finansową jako ważny, ale nie jedyny obszar, w którym możemy i powinniśmy mierzyć rozwój przedsiębiorstwa. Takie wskaźniki rozwoju, jak wielkość przychodu, wielkość zysku, EBITDA czy wskaźniki płynności, nie powinny być maksymalizowane kosztem innych wskaźników wykraczających poza klasyczne ujęcie pieniężne. Wskutek działań przedsiębiorstwa można i należy budować i wzmacniać również inne dziedziny, które stanowią element przewagi konkurencyjnej. Kaplan i Norton zaproponowali zdefiniowanie celów strategicznych jako mierników rozwoju przedsiębiorstwa w czterech perspektywach: finansowej, klienta, rozwoju oraz procesów wewnętrznych. Wskazali na podstawie badań na fakt, że chociaż zdobywanie nowych rynków, zwiększanie udziału w rynku czy dbałość o opinie klientów nie przekładają się bezpośrednio na strumień dodatkowych dochodów, to jednak są długofalowo absolutnie konieczne, nawet kosztem pogorszenia bieżących wskaźników finansowych. Perspektywa rozwoju to cele strategiczne odnoszące się do szeroko rozumianego majątku przedsiębiorstwa – środków trwałych, wartości niematerialnych i prawnych, ale również kompetencji pracowniczych. W przedsiębiorstwach wydobywczych ta perspektywa jest szczególnie istotna z punktu widzenia zapewnienia ciągłości ich działania i wielkości nakładów ponoszonych na inwestycje. Bazując na krótkoterminowym horyzoncie finansowym, dążąc do maksymalizacji bieżącego wyniku finansowego, łatwo ulec pokusie ograniczenia kosztownych inwestycji w postaci robót przygotowawczych w czasie kryzysu, co doprowadzić może do braku mocy wytwórczych w okresie koniunktury. Nie mniej ważnym aspektem jest utrzymanie i rozwój kompetencji w sektorze wydobywczym. Problem dostępności w perspektywie 15 lat wykwalifikowanych kadr specjalistycznych w sektorze wydobywczym wydaje się wciąż mało doceniany zarówno przez zarządzających przedsiębiorstwami, jak i przede wszystkim przez administrację centralną, ponieważ jego rozwiązanie wykracza poza kompetencje i możliwości pojedynczych przedsiębiorstw czy uczelni. Bez kształcenia koniecznej liczby inżynierów górniczych funkcjonowanie zakładów wydobywczych nie będzie możliwe także ze względów prawnych w sytuacji zwiększenia się

już wyraźnie widocznej luki pokoleniowej, pogłębianej przez przywileje emerytalne w sektorze wydobywczym. Spadek liczby kształconych górników jest oczywiście uwarunkowany wieloma czynnikami, ale niektóre z nich są oczywiste: demografia, rozwój sektora IT czy też wizerunek sektora wydobywczego jako branży nieperspektywicznej.

Odchodzące na górniczą emeryturę roczniki wyżu demograficznego (600–700 tys. urodzeń żywych rocznie) zastępowane są przez znacznie mniej liczne roczniki osób urodzonych w latach 90. ubiegłego wieku (poniżej 400 tys. osób).



Rys. 2. Urodzenia żywe w Polsce (opracowanie własne na podstawie danych GUS)

Fig. 2. Live births in Poland

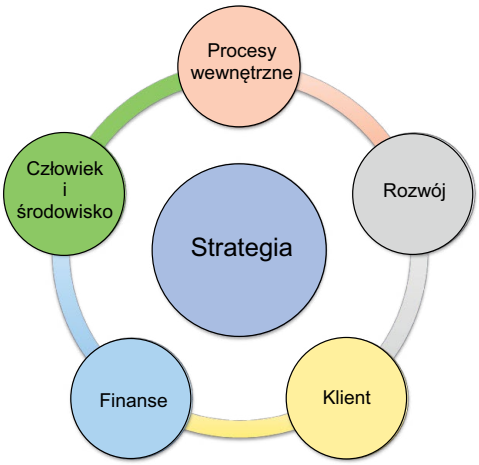
Powyższe aspekty natury finansowej oraz demograficznej to jedynie niewielki wycinek kompleksowego ujęcia wartości projektu z punktu widzenia strategii zbudowanej wg koncepcji Balanced Score Card. Na celowość takiego podejścia do zagadnienia wartości wskazują również Kozarkiewicz i Łada (Łada i Kozarkiewicz 2010). Praktyczne połączenie zmodyfikowanej Balanced Score Card do zarządzania wartością projektów i portfeli przedstawione zostanie w dalszej części artykułu.

2. Zarządzanie wartością strategiczną projektów i portfeli – model opracowany na potrzeby wdrożenia w GK JSW

Chociaż istniały opracowania teoretyczne łączące Balanced Score Card, zarządzanie projektami czy zarządzanie portfelami, to jednak w momencie przystąpienia do opracowania modelu zarządzania portfelem projektów strategicznych w GK JSW nie były znane praktyczne implementacje zarządzania wartością projektów. Projekt wypracowania zarządzania wartością projektów i portfela projektów w GK JSW stanowił naturalną kontynuację zakoń-

czonego właśnie projektu wdrożenia zarządzania projektami i programami w GK JSW, który w 2018 roku zwyciężył w prestiżowym konkursie IPMA Polish Project Excellence Award. Chociaż w wypracowanej w tym projekcie Metodyce Zarządzania Projektami i Programami w GK JSW zastosowano hierarchizację projektów poprzez nadawanie im kategorii: A – projekty strategiczne, B – projekty ważne, C – projekty pozostałe, to jednak wpływ na strategię każdego projektu był oceniany ekspercko i bez wskazania konkretnego obszaru strategii, na który wpływ ma dany projekt.

Punktem wyjścia dla opracowania modelu zarządzania portfelem przez autora niniejszej publikacji była koncepcja Balanced Score Card (Kaplan i Norton 2002), uznana przez zespół projektowy za właściwą do odpowiedniego odzwierciedlenia spektrum celów strategicznych JSW SA. Jednak już po krótkiej analizie okazało się, że zaproponowany w 1992 roku przez Kaplana i Nortona układ czterech perspektyw nie jest adekwatny do wyzwań i wymagań względem strategii przedsiębiorstwa europejskiego funkcjonującego w latach 20. XXI w. W ciągu zaledwie trzydziestu lat radykalnie wzrosło znaczenie zagadnień ekologii, trwałego rozwoju, troski o interesariuszy czy dbałości o środowisko. Dlatego też wdrożono innowacyjną modyfikację Balanced Score Card o piątą perspektywę – Człowiek i środowisko.



Rys. 3. Zmodyfikowana Balanced Score Card (opracowanie własne)

Fig. 3. Modified Balanced Score Card

Było to szczególnie ważne w kontekście charakteru działalności GK JSW – silnie ingerującej w środowisko naturalne, ale jednocześnie o ogromnym znaczeniu gospodarczym dla regionu. GK JSW to jedyny producent węgla koksowego w Europie, będącego jednym z zaledwie 34 surowców krytycznych UE (Rada Europejska Rada Unii Europejskiej 2025). Umieszczenie węgla koksowego na liście surowców krytycznych, chociaż nie przekłada się na żadne konkretne działania ze strony UE (np. w postaci otwarcia możliwości korzystania z bezzwrotnych dotacji, które zazwyczaj nie są dostępne dla górnictwa węgla kamiennego

jako nieekologicznej gałęzi przemysłu), to jednak wskazuje wyraźnie na znaczenie tego surowca dla całej Unii.

W trakcie warsztatów, w których wzięli udział członek zarządu JSW SA, przedstawiciele Biura Strategii JSW SA oraz innych kluczowych jednostek organizacyjnych Biura Zarządu JSW SA, wypracowano listę kilkudziesięciu celów strategicznych GK JSW. Po gruntownej analizie wyspecyfikowanych celów strategicznych ich liczbę zredukowano do 12, odzwierciedlających główne kierunki działania w pięciu perspektywach BSC. Zdefiniowane cele strategiczne zostały następnie poddane ocenie wg jednej z najpopularniejszych metod wspierających procesy decyzyjne, tj. analitycznego procesu hierarchicznego – AHP (Prusak i in. 2014), w efekcie czego uzyskano zhierarchizowaną listę celów strategicznych GK JSW dla wariantu bazowego z wagą procentową dla każdego z celów. Doświadczenie biznesowe autora niniejszego artykułu wskazywało, że chociaż lista celów strategicznych może być stała, to jednak wskutek dynamicznych zmian otoczenia ich hierarchia może się zmieniać. Np. w przypadku wysokiej płynności finansowej przedsiębiorstwa cenne mogą być inicjatywy związane z opracowaniem nowych produktów (perspektywa rozwoju) czy wejściem na nowe rynki (perspektywa klienta), ale w warunkach głębokiego kryzysu (np. ujemny kapitał własny czy trwale ujemne okresowe przepływy finansowe) liczy się w pierwszej kolejności walka o zachowanie chociaż symbolicznej płynności finansowej pozwalającej na utrzymywanie zdolności do działalności operacyjnej. Przekłada się to na wysoką pozycję w hierarchii projektów, które generują dodatnie przepływy finansowe – najlepiej w perspektywie kilku tygodni/miesięcy. Dlatego kolejnym krokiem było przeprowadzenie z wykorzystaniem AHP ponownych hierarchizacji celów strategicznych dla wariantu rozwojowego, zakładającego bardzo wysoką efektywność ekonomiczną GK JSW, oraz wariantu kryzysowego w sytuacji niskiej płynności finansowej. Należy ponownie podkreślić, że w przypadku przedsiębiorstw wydobywczych, takich jak JSW SA czy PGG SA, przejście od sytuacji wskazującej na celowość stosowania wariantu rozwojowego do sytuacji kryzysowej może mieć miejsce w ciągu dwóch lat (rys. 1) i będzie wynikało głównie z uwarunkowań cenowych na rynkach światowych. Następnie wypracowano zasady oceniania wpływu projektów na poszczególne cele strategiczne i przeprowadzono ocenę wpływu każdego z projektów na każdy ze zdefiniowanych celów, uzyskując dzięki temu matrycę celów strategicznych i projektów wraz z iloczynami poziomu wsparcia i wagi celu. Dzięki tej stosunkowo prostej operacji matematycznej udało się wypracować zobiektywizowaną hierarchię wartości strategicznej poszczególnych projektów i uzyskać podstawę do potencjalnych decyzji przy zmieniającej się koniunkturze, zwłaszcza w warunkach jej ostrego pogorszenia.

Już pierwsze analizy uzyskanych wyników dawały bardzo ciekawe obserwacje. Część z nich była oczywista. Zaledwie 10 projektów generowało 68% wartości strategicznej składającego się z kilkudziesięciu projektów portfela, co wskazywało na celowość szczególnego nadzoru i wsparcia przede wszystkim tych projektów. Wszystkie projekty z pierwszej dziesiątki miały przydzieloną wcześniej kategorię A, co potwierdzało wysoką trafność dokonanej uprzednio oceny eksperckiej ważności projektów oraz zgodność modelu wartości strategicznej ze zdaniem ekspertów. Niektóre wnioski nie były jednak oczywiste – odnosi się to przede wszystkim do projektów nr 9, 10, a zwłaszcza nr 22 i 24 w wariancie bazowym. Te stosunkowo mało istotne projekty w wariancie bazowym, a zwłaszcza kryzysowym, znacząco

Wartość strategiczna projektu	Scenariusz bazowy	Scenariusz kryzysowy		Scenariusz rozwojowy	
18,18%	1	1	—(0)	1	—(0)
10,38%	2	2	—(0)	2	—(0)
9,87%	3	3	—(0)	3	—(0)
5,17%	4	4	—(0)	4	—(0)
4,27%	5	5	—(0)	5	—(0)
4,27%	6	6	—(0)	6	—(0)
4,06%	7	7	—(0)	7	—(0)
3,97%	8	8	—(0)	10	▼(2)
3,86%	9	10	▼(1)	12	▼(3)
3,86%	10	9	▲(1)	13	▼(3)
1,15%	22	[illegible]	▼(10)	9	▲(13)
0,94%	24	[illegible]	▼(3)	8	▲(16)

Rys. 4. Efekty pierwszej iteracji wartościowania projektów z wykorzystaniem MS PPM (zanonimizowane efekty hierarchizacji projektów w systemie PPM)

Fig. 4. Results of the first iteration of project evaluation using MS PPM (anonymized results of project prioritization in the PPM system)

zwiększają swoją wagę w przypadku wariantu rozwojowego. Jest to charakterystyczne dla projektów innowacyjnych, badawczo-rozwojowych, które nie przynoszą efektów ekonomicznych w krótkim horyzoncie czasowym – projektów o charakterze „trudnych dzieci" w modelu Boston Consulting Group omawianym m.in. przez Kotlera (Kotler 1994).

3. AI a potencjał rozwojowy zarządzania wartością strategiczną projektów i portfeli

Prezentowany powyżej model zarządzania wartością strategiczną ma jednak istotne ograniczenie w postaci małej możliwości aktualizacji na podstawie bieżącej sytuacji rynkowej, poziomów cen, analiz trendów itp. Wymagałoby to śledzenia wielu rozproszonych danych, co chociaż jest teoretycznie możliwe, to nie wydaje się przynosić adekwatnych korzyści dla procesów decyzyjnych. Całkowicie odmiennie może to jednak wyglądać w przypadku wykorzystania AI (co wymaga jednak dalszych badań) do śledzenia danych i aktualizacji wartości strategicznej projektów na podstawie bieżących cen, popytu, ich trendu czy np. analizy dostępności specjalistycznej kadry w oparciu o potencjał demograficzny, liczbę kształconych specjalistów czy wyniki badań preferencji młodzieży. To tylko niewielki wycinek czynników wpływających na wartość strategiczną projektów, których praktyczna analiza jest możliwa z wykorzystaniem AI. Pierwsze doświadczenia autora z wykorzystaniem sztucznej

inteligencji do prowadzenia takich analiz prowadzą do wniosków wskazujących zarówno na potencjał tkwiący w AI, jak i zagrożenia wynikające z jej stosowania do analizy rozproszonych i powiązanych w nieoczywisty sposób danych.

Kluczowe szanse:

1. Szybkość analizy. Analiza obszernych dokumentów czy baz danych zajmuje zaledwie kilka(naście) sekund przy automatycznej prezentacji wyników w sposób preferowany przez zlecającego.
2. Możliwość poszukiwania powiązań danych z trudną do uchwycenia korelacją z wykorzystaniem grafów wiedzy (Hogan et al. 2021). Metoda ta, chociaż niezwykle obiecująca, wymaga dalszych badań w celu weryfikacji możliwości praktycznego wykorzystania do wspierania decyzji biznesowych.

Najważniejsze zagrożenia:

1. Halucynacje AI. Już pierwsze próby wykorzystania przez autora ogólnodostępnych narzędzi AI dowiodły ich możliwości i ograniczeń. Bez problemu odpowiadały one na zadane pytania, przytaczając odpowiednie źródła i cytaty. W przypadku prowadzenia analizy tekstu książek podawały konkretne odniesienia wraz z numerem stron. Niestety, w zdecydowanej większości przypadków analizowanych dokumentów przytaczane cytaty nigdy nie istniały, a odwołania prowadziły do nieistniejących wypowiedzi. W przypadku braku ogólnej wiedzy człowieka na temat analizowanych przez AI materiałów prawdopodobnie człowiek uwierzy w efekty analizy AI i wykorzysta je do decyzji biznesowej, której trafność będzie problematyczna z uwagi na brak rzetelnych podstaw do jej podjęcia. Przytaczane dane mogą być nieistniejące lub fałszywe, a wnioski nieprawidłowe. Tym samym wyliczana wartość projektu – nieprawdziwa.
2. Ujawnianie danych i kierunków poszukiwań. Z wyjątkiem modeli instalowanych *on premise* w ściśle izolowanym środowisku i bazujących na danych wewnętrznych użytkownik narzędzi AI nie ma praktycznie żadnej kontroli nad wyszukiwaniem danych i efektami ich przetwarzania. Tym samym może pośrednio ujawniać kierunki swoich najnowszych projektów, narażając w ten sposób ich innowacyjność.

Wykorzystanie AI w zarządzaniu wartością projektów daje całkowicie nowe, rewolucyjne możliwości, których znaczenie można porównać do wynalezienia druku, komputera czy internetu. Jednak podobnie jak wiele innych innowacji, również AI wymaga dogłębnych badań, które pozwolą na wypracowanie rzetelnych i wiarygodnych metod narzędzi AI, dających prawdziwy i aktualny obraz wartości projektu w warunkach dynamicznie zmieniającego się otoczenia warunkującego istotnie wartość użytkową, sprzedażową czy strategiczną projektów i portfeli.

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

Literatura

Arystoteles, 1964. *Polityka*. Kraków: Państwowe Wydawnictwo Naukowe.

Chrobok, P. 2025. Dziennik Zachodni. [Online:] https://dziennikzachodni.pl/wegla-jest-tyle-ze-dwie-spolki-mogly-by-go-wydobywac-przez-200-lat-markowski-o-kontrowersjach-wokol-koncesji-na-wielkie-zloze/ar/c1p2-27328695 [Dostęp: 09.10.2025].

Federal Reserve Bank of St. Louis 2025 – [Online] https://fred.stlouisfed.org/series/PCOALAUUSDM# [Dostęp: 09.10.2025].

Hogan i in. 2021 – Hogan, A., Blomqvist, E., Cochez, M., D'amato, C., De Melo, G., Gutierrez, C., Kirrane, S., Labra Gayo, J.E., Navigli, R., Neumaier, S., Ngonga Ngomo, A.-C., Polleres, A., Rashid, S.M., Rula, A., Schmelzeisen, J., Sequeda, J., Staab, S. i Zimmermann, A. 2021 – Knowledge Graphs. *ACM Computing Surveys* (Csur) 54(4), s. 1–37, DOI: https://doi.org/10.1145/3447772.

Kaplan, R.S. i Norton, D.P. 2002 – *Strategiczna karta wyników*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.

Keynes, J.M. 2003 – *Ogólna teoria zatrudnienia, procentu i pieniądza*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.

Kotler, P. 1994 – *Marketing: analiza, planowanie, wdrażanie i kontrola*. Pierwsze red. Warszawa: Gebethner & Ska.

Łada, M. i Kozarkiewicz, A. 2010 – *Zarządzanie wartością projektów*. Warszawa: Wydawnictwo C.H. Beck.

Marks, K. i Engels, F. 1968 – *Dzieła. T. 23. Kapitał: krytyka ekonomii politycznej. Proces wytwarzania kapitału.* Warszawa: Książka i Wiedza.

Platon 2003 – *Państwo*. Warszawa: De Agostini.

Porter, M.E. 2006 – *Przewaga konkurencyjna: osiąganie i utrzymywanie lepszych wyników.* Gliwice: Wydawnictwo Helion.

Project Management Institute 2021 – *A Guide to the Project Management Body of Knowledge*. Seventh Edition. Newton Square: Project Management Institute.

Prusak i in. 2014 – Prusak, A., Strojny, J. i Stefanov, P. 2014 – Analityczny proces hierarchiczny (ahp) na skróty – kluczowe pojęcia i literatura. *Humanities and Social Sciences quarterly*, s. 179–192, DOI: https://doi.org/10.7862/rz.2014.hss.66.

Rada Europejska Rada Unii Europejskiej, 2025 – Akt o surowcach krytycznych: przyszłość unijnych łańcuchów dostaw. [Online:] https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/critical-raw-materials/ [Dostęp: 23.10.2025].

Schumpeter, J.A. 1995 – *Kapitalizm, socjalizm, demokracja*. Warszawa: Wydawnictwo Naukowe PWN.

Smith, A. 2003 – *Badania nad naturą i przyczynami bogactwa narodów*. Warszawa: De Agostini.

Wykorzystanie narzędzi i technik AI w zarządzaniu wartością projektów górniczych – szanse i zagrożenia

Słowa kluczowe: wartość projektu, zarządzanie strategiczne, zarządzanie portfelem, grafy wiedzy

Streszczenie: Zarządzanie projektami i portfelami odchodzące od celów projektów w kierunku zarządzania wartością projektów i portfeli wymaga nowego spojrzenia na istotę projektu i portfeli projektów. Wartość projektu, w szczególności wartość strategiczna projektu, wymaga analizy projektu nie tylko wewnętrznie, lecz także w kontekście dynamicznie zmieniającego się otoczenia. Opracowany i wdrożony w JSW SA model wartości strategicznej pozwolił na identyfikację projektów kluczowych dla długofalowego rozwoju przedsiębiorstwa, niezależnie od bieżącej koniunktury i sytuacji finansowej przedsiębiorstwa. Zarówno dynamika zmian, jak i ich zasięg oraz trudne do wychwycenia korelacje pomiędzy zdarzeniami wymuszają zastosowanie nowych narzędzi i technik – wykorzystania AI. Próby wykorzystania AI do zarządzania wartością projektów oprócz istotnych sukcesów napotykają jednak ważne ograniczenia, które należy brać pod uwagę przy praktycznej implementacji AI w zarządzaniu wartością projektów. Wykorzystanie grafów wiedzy może pozwolić na uchwycenie nowych wymiarów korelacji pomiędzy determinantami rozwoju przedsiębiorstwa a wartością strategiczną projektów.

Using AI tools and techniques in value management of mining projects – opportunities and threats

Keywords: project value, strategic management, portfolio management, knowledge graphs

Abstract: Project and portfolio management, moving away from project objectives and toward project and portfolio value management, requires a new perspective on the essence of projects and project portfolios. Project value, particularly the strategic value of a project, requires analysis not only internally but also in the context of a dynamically changing environment. The strategic value model developed and implemented at JSW SA allowed for the identification of projects that are key to the long-term development of the company, regardless of the current economic situation and financial situation of the company. The dynamics of change, its scope, and the difficult-to-detect correlations between events necessitate the use of new tools and techniques – the use of AI. Despite significant successes, attempts to use AI in project value management encounter significant limitations that must be considered in the practical implementation of AI in project value management. The use of knowledge graphs can allow for capturing new dimensions of correlation between the determinants of enterprise development and the strategic value of projects.

Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk 1(114).
Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej.
Gospodarka-Surowce-Energia-Środowisko-Społeczeństwo
DOI: 10.33223/ZN/2026/19, s. 219–234

Karol ZGLINICKI[1]
Svitlana VASYLENKO[2]

Rola Polski i Ukrainy w budowie autonomii surowcowej Europy w zakresie pierwiastków ziem rzadkich

Wprowadzenie

Pierwiastki ziem rzadkich (ang. *rare earth elements*; REE) tworzą grupę 17 pierwiastków chemicznych, obejmującą 15 lantanowców oraz skand (Sc) i itr (Y). Grupa ta dzieli się na lekkie ziemie rzadkie (LREE; *light rare earth elements*), zawierające La-Gd, oraz ciężkie ziemie rzadkie (HREE; *heavy rare earth elements*), w skład których wchodzą Tb-Lu oraz Y (Voncken 2016). Podział ten wynika z systematycznego zmniejszania promienia jonowego, co wpływa na frakcjonowanie, preferencje mineralne oraz mobilność geochemiczną tych pierwiastków. Zjawiska te determinują współwystępowanie REE w minerałach, jak i trudności przemysłowej separacji poszczególnych metali. Skand analizowany jest zwykle w zestawieniu z REE, jednak nie jest jednoznacznie klasyfikowany ani jako LREE, ani jako HREE, ze względu na odmienny promień jonowy i koordynację w minerałach (Voncken 2016).

Wbrew nazwie „rzadkie" pierwiastki ziem rzadkich występują w górnej skorupie kontynentalnej stosunkowo obficie. Ich łączna średnia zawartość wynosi około 169,1 ppm, z czego ok. 137,8 ppm to LREE, a ok. 31,3 ppm to HREE. Koncentracja REE w skorupie ziemskiej jest porównywalna, a niekiedy nawet wyższa niż w przypadku miedzi (28 ppm) czy cyny (2,1 ppm) (Rudnick i Gao 2003; Chen i in. 2024). Rzadkość REE wynika głównie z ich rozproszonego występowania oraz niewielkiej liczby bogatych złóż.

[1] Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy; ORCID: 0000-0001-8463-3929; e-mail: karol.zglinicki@pgi.gov.pl
[2] Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy; Instytut Nauk Geologicznych Narodowej Akademii Nauk Ukrainy; ORCID: 0000-0001-9327-5174

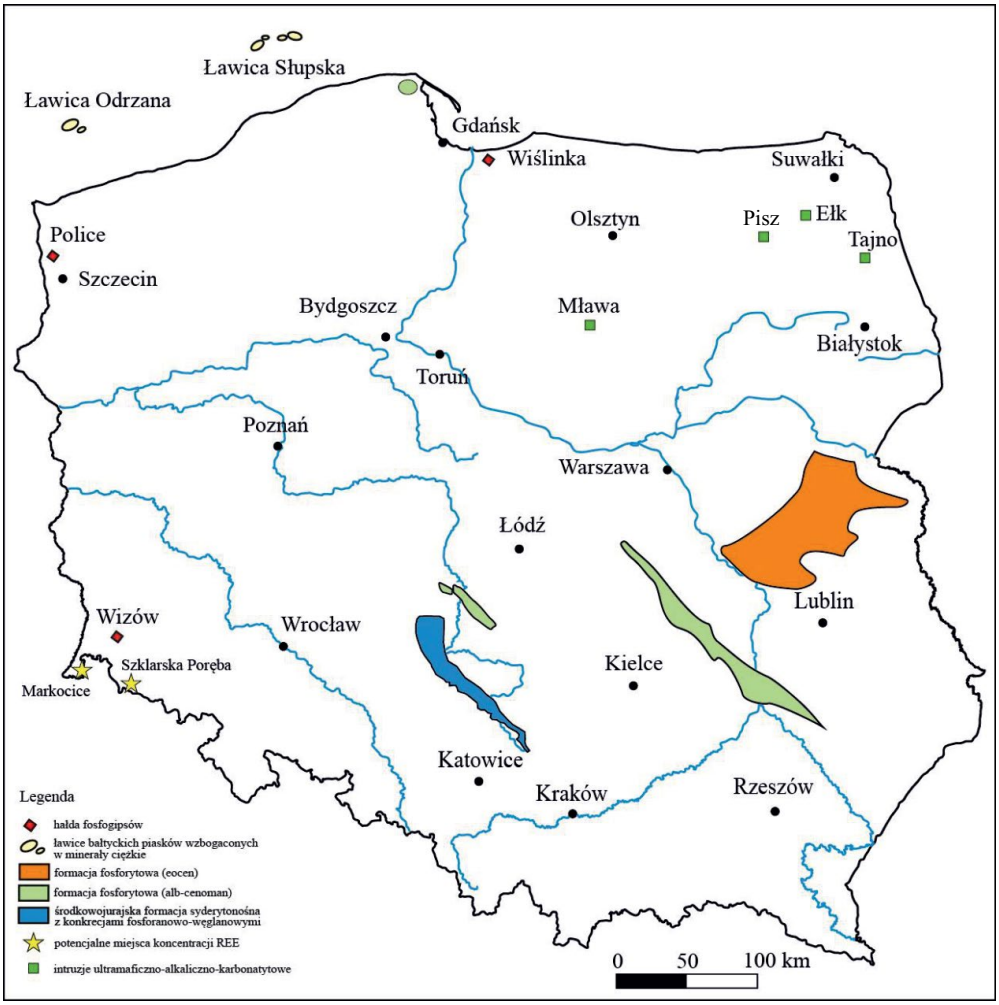
Specyficzne właściwości fizykochemiczne REE, takie jak silny moment magnetyczny, luminescencja, stabilność termiczna czy aktywność katalityczna, sprawiają, że są one kluczowe dla nowoczesnych technologii (Voncken 2016). Metale i tlenki REE są fundamentem transformacji energetycznej, cyfrowej oraz komponentów wykorzystywanych w sektorze bezpieczeństwa narodowego (Hackett i in. 2025). Ze względu na tak szerokie zastosowanie stabilność dostaw REE staje się istotnym elementem strategicznym, a wysoka koncentracja globalnych mocy przetwórczych w jednym państwie zwiększa podatność gospodarek na zakłócenia łańcucha wartości (IEA 2025; Parlament Europejski 2025). Wydarzenia geopolityczne ostatnich lat, w tym wojna w Ukrainie, wyraźnie uwidoczniły ryzyko związane z zależnością od zewnętrznych źródeł surowców krytycznych. Konflikt ten pokazał, że REE, jako niezbędne składniki systemów uzbrojenia, łączności i rozpoznania, mają bezpośredni wpływ na zdolności obronne państw oraz odporność ich przemysłów zbrojeniowych (World Bank 2023). W konsekwencji zapewnienie bezpiecznego i przewidywalnego dostępu do REE stało się jednym z priorytetów polityki bezpieczeństwa państw europejskich i transatlantyckich. W odpowiedzi na rosnące ryzyka Unia Europejska (UE) podjęła szereg działań ukierunkowanych na dywersyfikację dostaw, rozwój własnych zdolności wydobywczych i przetwórczych, a także zwiększenie roli recyklingu w bilansie surowcowym (Parlament Europejski i Rada 2024; Parlament Europejski 2025). W tym kontekście rośnie znaczenie zarówno ponownej oceny potencjału geologicznego UE, jak i intensyfikacji partnerstw międzynarodowych. Szczególnie istotna staje się współpraca z Ukrainą, która posiada potwierdzone wystąpienia REE i może odegrać kluczową rolę w zwiększaniu odporności surowcowej Europy oraz ograniczaniu zależności od dostawców spoza regionu (Komisja Europejska 2021).

W publikacji podjęto próbę zdefiniowania strategicznej komplementarności potencjału surowcowego Polski i Ukrainy w obszarze pierwiastków ziem rzadkich. Przedstawiono syntetyczne ujęcie rozproszonych danych dotyczących występowania, charakterystyki geologicznej i potencjału gospodarczego REE w obu państwach, uwzględniając najnowsze kierunki poszukiwań oraz zmieniające się uwarunkowania regulacyjne w Unii Europejskiej. Oceniono wpływ trwającej wojny w Ukrainie na funkcjonowanie sektora surowcowego i możliwości prowadzenia prac geologicznych, a także na perspektywy integracji z europejskimi łańcuchami dostaw surowców krytycznych.

1. Występowanie pierwiastków ziem rzadkich w Polsce

W obliczu rosnącego zapotrzebowania na surowce krytyczne, w tym pierwiastki ziem rzadkich, Unia Europejska podjęła zdecydowane działania na rzecz zwiększenia samowystarczalności surowcowej. Kluczowym instrumentem regulacyjnym w tym zakresie jest przyjęty w 2024 roku europejski akt o surowcach krytycznych (Critical Raw Materials Act, CRMA; Komisja Europejska i Rada 2024), który definiuje listę surowców krytycznych i strategicznych, wyznacza cele w zakresie krajowego wydobycia, przetwarzania i recyklingu, a także zobowiązuje państwa członkowskie do opracowania krajowych programów poszukiwawczych. W Polsce, w ramach implementacji CRMA, Państwowy Instytut Geologiczny – PIB opracował Krajowy Program Poszukiwań Surowców Krytycznych (2025). Dokument ten,

wspierając realizację Polityki Surowcowej Państwa 2050 (Uchwała 2022) oraz strategię gospodarki o obiegu zamkniętym, zakłada identyfikację obszarów perspektywicznych mogących stanowić przyszłą bazę surowcową, kluczową dla bezpieczeństwa gospodarczego i technologicznego kraju.



Rys. 1. Obszary potencjalnego występowania pierwiastków ziem rzadkich (REE) w Polsce, wskazujące formacje geologiczne, intruzje ultramaficzno-alkaliczno-karbonatytowe i hałdy fosfogipsów (Szamałek i in. 2020)

Fig. 1. Potential occurrence areas of rare earth elements (REE) in Poland, indicating geological formations, ultramafic–alkaline–carbonatite intrusions, and phosphogypsum dumps

Polska, pomimo dobrze rozpoznanej budowy geologicznej, nie posiada obecnie udokumentowanych złóż pierwiastków ziem rzadkich ani w ujęciu bilansowym, ani perspektywicznym (Szamałek i in. 2020). Jedynym znanym przypadkiem, w którym pierwiastki ziem

rzadkich zostały ujęte jako kopalina współwystępująca, jest złoże rud Cu-Ag „Nowa Sól" w województwie lubuskim. Szacunkowe zasoby REE wynoszą około 30,11 tys. ton, mają jednak charakter pozabilansowy i nie stanowią samodzielnej bazy surowcowej (Szuflicki i in. 2025). Mimo braku udokumentowanych złóż w Polsce prowadzono badania prospekcyjne wskazujące na potencjalne miejsca koncentracji REE:

- Markocice (Góry Izerskie) – mineralizacja REE występuje w formie sztokwerku w obrębie gnejsów i granitów izerskich, w strefach silnej feldpatyzacji i tektonizacji. Strefa rudna ma wymiary ok. 500 × 100 m, a zasoby perspektywiczne REE oszacowano na 150 t, przy zawartości sumy REO (tlenków pierwiastków ziem rzadkich) sięgającej 1,55% (Kanasiewicz 1987), co czyni tę lokalizację jednym z istotniejszych punktów prospekcyjnych w Polsce.
- Szklarska Poręba (Karkonosze) – mineralizacja ma charakter stref okruszcowania torem (Th) i REE, występuje w zhornfelsowanych łupkach łyszczykowych i gnejsach metamorficznej osłony oraz w apofizach pegmatytowych genetycznie związanych z masywem granitowym Karkonoszy. Rozpoznano trzy ciała rudne o rozciągłości 50–100 m, miąższości do kilkunastu metrów i zasobach prognostycznych 305 t (suma REE do 0,5%; Kanasiewicz 1987), co wskazuje na potencjał tego obszaru do dalszych badań rozpoznawczych.
- Skały granitoidowe i pegmatyty w Sudetach – badania Lasonia i Markowiaka (2019) wykazały lokalne anomalie geochemiczne w rejonie Strzelina-Głuchołaz. W granitoidach z Gęsińca stwierdzono średnio 169 ppm REE (max. 681 ppm), w pegmatytach z Gierałcic średnio 128 ppm REE (max. 512 ppm REE), a w iłach w szczelinach tektonicznych Doboszowic średnio 1072 ppm REE (max. 1868 ppm).
- Intruzja ultramaficzno-alkaliczno-karbonatytowa Tajna – REE występują głównie w karbonatytach (do 6582 ppm REE, z dominacją LREE; Grabarczyk i in. 2022). Średnia zawartość REO dla całego masywu według Ryki (1992) wynosi 0,33%.
- Piaski z minerałami ciężkimi (Bałtyk) – koncentraty mineralne piasków z dna Bałtyku wykazują obecność REE. Koncentrat cyrkonowy z Ławicy Odrzanej zawiera: Ce – 3,9 g/kg, La – 1,9 g/kg, Nd – 1,7 g/kg, a Pr, Y, Gd i Sm mieszczą się w zakresie 0,2–0,5 g/kg. W przypadku koncentratu z Ławicy Słupskiej wartości te są niższe: Ce – 2,3 g/kg, La – 1,1 g/kg, Nd – 0,96 g/kg, przy zawartości Pr, Y, Gd i Sm w zakresie 0,1–0,3 g/kg (Szamałek i in. 2020).

Badania Państwowej Służby Geologicznej oraz ośrodków naukowych wskazują, że mineralizacje REE w Polsce wiążą się z różnymi formacjami metalogenicznymi (Mikulski 2025). Ze względu na dużą liczbę publikacji poświęconych występowaniu REE w Polsce niemożliwe jest przytoczenie wszystkich prac poruszających ten temat. W środowiskach magmowych (formacja granitoidowo-pegmatytowa i alkaliczno-karbonatytowa) REE pojawiają się w granitoidach, pegmatytach i intruzjach alkalicznych – Tajna, Ełku, Mławy (rys. 1). W skałach metamorficznych (formacja granitoidowo-metamorficzna) tworzą lokalne anomalie w gnejsach i hornfelsach, występując głównie w minerałach akcesorycznych, bez tworzenia zwięzłych stref rudnych. W utworach osadowych mineralizacje są silnie rozproszone i obejmują m.in. mezozoiczne utwory obrzeżenia Gór Świętokrzyskich, środkowojurajskie syderyty rejonu częstochowskiego, fosforytową formację eoceńską oraz piaski plażowe wzbogacone w mi-

nerały ciężkie. Jak podkreślają Mikulski i in. (2021a), w odróżnieniu od innych pierwiastków krytycznych występujących w Polsce (Re, Bi, Se, Co V) REE nie osiągają koncentracji o znaczeniu gospodarczym. Rozproszone rozmieszczenie, niskie koncentracje oraz brak korzystnych warunków geologiczno-złożowych powodują, że brak jest perspektyw na odkrycie złóż REE o znaczeniu przemysłowym (Paulo 1993). W konsekwencji Polska nie dysponuje obecnie perspektywiczną bazą surowcową REE, a prowadzone prace mają przede wszystkim charakter poznawczy i genetyczny (np. ewolucja magmy, procesów metamorfizmu), a nie służą bezpośrednio celom przemysłowym. Wyniki te są jednak kluczowe w kontekście realizacji krajowej strategii surowcowej oraz monitorowania globalnych trendów dotyczących wykorzystania i pozyskiwania pierwiastków ziem rzadkich.

2. Wtórne i niekonwencjonalne źródła pierwiastków ziem rzadkich w Polsce

Mimo że Polska nie dysponuje pierwotnymi złożami REE o znaczeniu ekonomicznym, prowadzone są liczne badania nad identyfikacją potencjalnych źródeł wtórnych i niekonwencjonalnych REE, zgodnie z kierunkami wyznaczonymi przez CRMA (Komisja Europejska i Rada 2024) oraz Politykę Surowcową Państwa 2050 (Uchwała 2022). Zgodnie z założeniami CRMA Unia Europejska zakłada, że do 2030 roku 10% zapotrzebowania na surowce krytyczne będzie pokrywane z własnego wydobycia, 40% z przetwarzania, a 25% z recyklingu (Komisja Europejska i Rada 2024). Wzmacnia to rolę krajowych odpadów wydobywczych i przetwórczych, które w myśl koncepcji *urban mining* mogą stać się istotnym elementem bezpieczeństwa surowcowego. Choć obecnie źródła te nie stanowią jeszcze przemysłowej bazy surowcowej, postęp w technologiach odzysku może w przyszłości zmienić ich status ekonomiczny.

W Polsce realizowane są już konkretne inicjatywy przemysłowe wpisujące się w ten trend (Komisja Europejska 2025). Jednym z najbardziej zaawansowanych projektów jest projekt Polvolt w Zawierciu – zakład recyklingu baterii i odzysku surowców krytycznych (Ni, Co, Mn, Li) ze zużytych ogniw (https://elementalsm.pl/). Jednocześnie planowana jest instalacja Puławy Rare Earths Separation Plant, której uruchomienie przewidywane jest na około 2027 rok. Zakład ma zajmować się produkcją około 2000 ton rocznie tlenków neodymu (Nd) i prazeodymu (Pr) oraz około 50 ton rocznie tlenków dysprozu (Dy) i terbu (Tb) w postaci węglanu wzbogaconego w HREE (https://mkango.ca/). Inicjatywy te, uznawane za strategiczne w skali UE, pozycjonują Polskę jako ważne ogniwo w europejskim łańcuchu dostaw (*midstream*) pomimo braku własnych złóż REE. Na rynku działają również podmioty wyspecjalizowane w odzysku zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego, takie jak Wastes Service Group, a polskie ośrodki naukowe (m.in. UMCS) opracowują technologie ekstrakcji REE ze zużytych baterii Ni-MH w skali laboratoryjnej. Projekty te, wspierane grantami krajowymi i europejskimi, budują zaplecze innowacyjne niezbędne do wdrożenia niskoemisyjnych metod recyklingu.

Obok recyklingu produktów gotowych kluczowym obszarem zainteresowania są krajowe wtórne źródła, w tym nagromadzenia odpadów antropogenicznych. Najlepiej rozpoznanym źródłem tego typu są hałdy fosfogipsów, będące produktem ubocznym produkcji nawozów

fosforowych. W Polsce fosfogipsy zostały zdeponowane na trzech składowiskach: w Wizowie koło Bolesławca, w Policach koło Szczecina oraz w Wiślince pod Gdańskiem. Składowiska w Wizowie i Wiślince są obecnie nieczynne. Aktualnie jedynym zakładem wytwarzającym fosfogips jest Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police" S.A., przy których znajduje się największe w kraju składowisko o szacunkowej objętości ok. 80 mln ton odpadów. Istotny potencjał gospodarczy wykazują fosfogipsy z Wizowa, które charakteryzują się jednorodnością składu, a ich produkcja oparta była na apatycie z Półwyspu Kola (Bojanowicz-Bablok 2013). W Wizowie zdeponowano ok. 3,5 mln ton odpadów; obecnie stanowią one potencjalnie największy wolumenowo strumień odpadów zawierających REE. Oszacowane zasoby REE na tym składowisku wynoszą ok. 8,28 tys. metali ziem rzadkich w suchej masie fosfogipsu, przy średniej zawartości REO wynoszącej 0,69%, w tym ok. 200 ton itru i co najmniej 33 ton europu (Augustyn 1988; Jarosiński 2016). Nowsze badania prowadzone przez PIG-PIB wskazują na zawartości REE w zakresie 0,33–0,36% (Mikulski i in. 2021b). Na zamkniętej hałdzie fosfogipsów w Wiślince zdeponowano ok. 17 mln ton fosfogipsu. Fosfogipsy te, powstałe z przeróbki fosforytów osadowych importowanych z północnej Afryki, cechują się niższymi zawartościami REE, wynoszącymi 0,01–0,03%. Ze względu na niskie zawartości pierwiastków ziem rzadkich fosfogips z Wiślinki wydaje się obecnie mało perspektywiczny jako potencjalne źródło surowców krytycznych (Szamałek i in. 2020).

W analizach potencjalnych źródeł wtórnych coraz częściej uwzględnia się również odpady energetyczne. Popioły lotne powstające ze spalania węgla kamiennego i brunatnego w Polsce wykazują znaczny potencjał jako źródło pierwiastków ziem rzadkich, zwłaszcza LREE. Badania prowadzone w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym wykazały zawartości REE na poziomie od 364 do 1429 ppm, przy dominacji LREE, a w przypadku popiołu dolnego zawartość pierwiastków mieściła się w przedziale 199–286 ppm (Adamczyk i in. 2015; 2024). Podwyższone koncentracje odnotowuje się również w popiołach ze spalania węgla brunatnego, gdzie analizy wykazały zawartość do ok. 450 ppm REE (Wdowin i Franus 2014).

3. Pierwotne i wtórne występowanie pierwiastków ziem rzadkich w Ukrainie

Ukraina należy do państw o największym i najbardziej zróżnicowanym potencjale surowców krytycznych w Europie, w tym pierwiastków ziem rzadkich (van Wieringen 2025). Zidentyfikowano tam kilkadziesiąt perspektywicznych złóż oraz setki stref mineralizacji, koncentrujących się głównie na tarczy ukraińskiej oraz obszarach przyległych. Wyróżnia się tu trzy kluczowe rejony metalogeniczne: Południowo-Wschodni, Północno-Zachodni oraz Centralny, odzwierciedlające odmienną ewolucję tektonomagmową oraz charakter mineralizacji (Malyuk 2023).

Występowanie mineralizacji REE związane jest ze skałami karbonatytowymi, alkalicznymi kompleksami magmowymi, pegmatytami oraz metasomatycznymi strefami w skałach krystalicznych. Całkowite zasoby rud pierwiastków ziem rzadkich w Ukrainie szacuje się na 2,5 mld ton, zasoby REO na 2,2 mln ton, a zasoby prognostyczne na 3,4 mln ton REO (Mineral Resources of Ukraine 2021). Kluczową cechą ukraińskich złóż jest ich złożony, wielosurowcowy charakter. W wielu lokalizacjach REE współwystępują z minerałami tytanu,

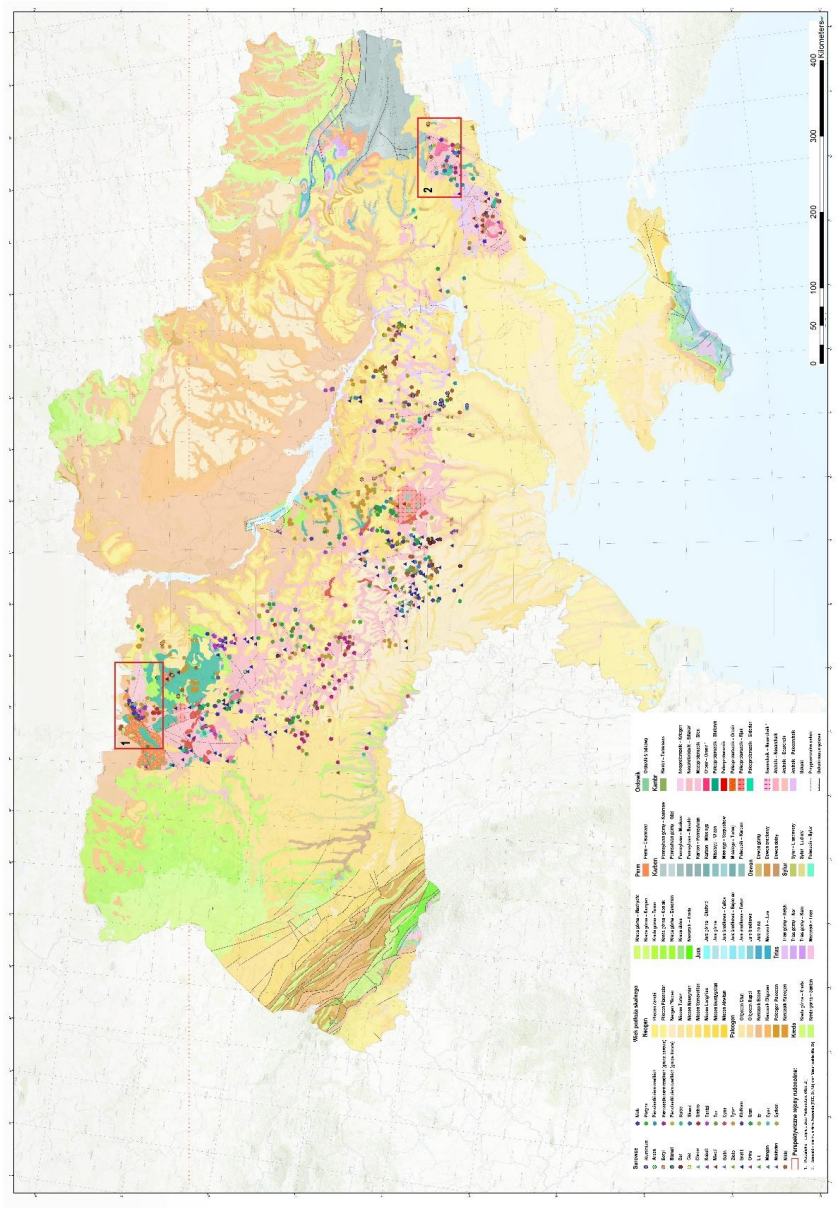
litu, niobu czy cyrkonu, co czyni te obszary szczególnie atrakcyjnymi z punktu widzenia potencjalnych inwestycji. Do najważniejszych złóż ukraińskiej prowincji metalogenicznej REE należą (rys. 2) (Malyuk 2023):

- Złoże Jastrubieckie, położone w południowo-zachodniej części Pola Rudnego Perżańskiego (rys. 2 – obszar 1) w obwodzie żytomierskim. Mineralizacja REE związana jest ze strefami rudonośnymi, a głównymi nośnikami są bastnazyt, allanit i parazyt. Całkowita zawartość REE w strefach rudnych waha się od 0,07 do 0,3%, lokalnie osiągając 1,24%.
- Złoże Azowskie – zlokalizowane w obwodzie donieckim (rys. 2 – obszar 2), zbudowane z paleoproterozoicznych skał intruzywnych kompleksu azowskiego. Mineralizacja związana jest z licznie występującymi minerałami nośnikami REE: monacytem, cyrkonem i allanitem. Szacowana zawartość REO wynosi 1,27%.
- Złoże Nowopołtawskie – występujące w złożonym masywie karbonatytowym kompleksu czernihowskiego (obwód zaporoski). Całkowita zawartość REE w rudzie waha się od 0,17 do 4,6%, a głównymi minerałami rudnymi są monacyt, cyrkon i apatyt. Szacunkowe zasoby prognostyczne mogą wynosić ok. 1 mln ton monacytu oraz 200 mln ton apatytu.
- Złoże Mazurowskie – w obwodzie donieckim, związane jest z występowaniem sjenitów nefelinowych zawierających rudy pirochlorowo-cyrkonowe. Średnia zawartość REE w rudzie wynosi 0,2%, a zasoby szacowane są na 200 tys. ton REO.

Przedstawione zestawienie stanowi jedynie zarys charakterystyki najważniejszych złóż. Szczegółowe dane geologiczne oraz bibliograficzne zawarto w monografii pod redakcją Malyuka (2023). Należy jednak podkreślić, że mimo znacznego potencjału surowcowego wiedza o ukraińskich zasobach REE w dużej mierze bazuje na danych archiwalnych z okresu ZSRR (lata 60.–80. XX wieku). Opracowania te koncentrowały się na wolumenie surowca, często pomijając kryteria ekonomicznej opłacalności eksploatacji oraz nie wykorzystując nowoczesnych metod geochemicznych i geofizycznych. Weryfikacja tych danych jest kluczowa, gdyż wiele złóż o niskiej zawartości metalu może okazać się nieekonomicznych w warunkach gospodarki rynkowej. Krytycznym czynnikiem ograniczającym dostępność tych zasobów jest trwający konflikt zbrojny. Szacuje się, że nawet 20% ogółu ukraińskich zasobów mineralnych oraz około połowy udokumentowanych złóż REE (w tym wspomniane złoża w obwodach donieckim i zaporoskim) znajduje się na terenach okupowanych lub w bezpośredniej strefie działań wojennych. Sytuacja ta uniemożliwia weryfikację zasobów i prowadzenie prac inwestycyjnych. Ponadto należy liczyć się z długotrwałym wyłączeniem tych obszarów z eksploatacji ze względu na zanieczyszczenie terenu niewybuchami i konieczność kosztownego rozminowania.

W 2025 roku rząd Ukrainy, w ramach American-Ukrainian Reconstruction Investment Fund (AUIF), zaproponował rozszerzenie strategii pozyskiwania surowców krytycznych o antropogeniczne źródła odpadów (Interfax-Ukraine 2025). Wskazano 6 głównych kategorii odpadów, które mogą być przedmiotem analiz oraz procesów odzysku metali, w szczególności:

1) osadniki popłuczkowe po eksploatacji piasków z minerałami ciężkimi (cyrkonowo-tytanowymi);



Rys. 2. Mapa geologiczna Ukrainy z zaznaczonymi złożami i mineralizacją surowców krytycznych, w tym pierwiastków ziem rzadkich (REE). Najbardziej perspektywiczne obszary występowania REE obejmują: Pole Rudne Perżańskie (1) oraz Obszar Azowski (2)

Fig. 2. Geological map of Ukraine showing deposits and mineralisation of critical raw materials, including rare earth elements (REE). The most prospective REE-bearing areas include the Perzhanske ore field (1) and the Azov area (2)

2) osady i żużle po produkcji pigmentu tytanowego (Bashniak i in. 2022);
3) fosfogipsy i ich pochodne z przemysłu nawozowego (Malanchuk 2020);
4) popioły lotne z elektrowni cieplnych oraz hałdy powęglowe;
5) odpady metalurgiczne po przeróbce rud żelaza, miedzi i niklu (Hubina i in. 2023);
6) odpady powydobywcze i przetwórcze rud uranu.

4. Polska jako hub surowcowy, szanse i bariery

Polska dysponuje licznymi uwarunkowaniami, które stwarzają realną możliwość pełnienia funkcji regionalnego hubu surowcowego, integrującego ukraińskie zasoby z europejskim rynkiem przetwórczym. Strategiczne położenie na głównych osiowych szlakach transportowych Wschód–Zachód, w połączeniu z rozwiniętą infrastrukturą przemysłową i zapleczem technologicznym, sprzyja lokowaniu w kraju instalacji do przetwarzania i separacji metali ziem rzadkich oraz innych surowców krytycznych. Istotną przewagą Polski jest istniejący potencjał rozwoju segmentu *midstream processing*, który globalnie pozostaje najbardziej wrażliwym i najsłabiej zdywersyfikowanym etapem łańcucha wartości (Innovate UK 2025a). To właśnie w tej części, wymagającej zaawansowanych technologii separacji, kontroli jakości i standaryzacji, obserwuje się największą lukę kompetencyjną w Europie, a jednocześnie największe szanse na budowę trwałej przewagi konkurencyjnej (Innovate UK 2025b).

Ukraina posiada jeden z najwyższych potencjałów surowcowych na świecie. Według danych z 2023 roku na jej terytorium występuje 21 z 34 pierwiastków krytycznych zidentyfikowanych przez UE (Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine 2024). Obecnie, z powodu konieczności odbudowy infrastruktury oraz ograniczeń finansowych, rozwój zaawansowanego przetwórstwa w Ukrainie może jednak zostać odsunięty w czasie o dekadę lub dłużej. Na tym tle Polska, dysponująca kadrą inżynierską oraz rozwiniętym sektorem chemicznym i metalurgicznym, może przejąć rolę centrum rafinacji. Przetwarzając ukraińskie koncentraty, Polska mogłaby dostarczać rynkom europejskim strategiczne półprodukty (m.in. tlenki, węglany ziem rzadkich) lub gotowe produkty (np. magnesy).

Dodatkowo aktualne trendy handlowe potwierdzają rosnącą rolę Polski jako kluczowego ogniwa w ukraińsko-europejskim łańcuchu dostaw surowców krytycznych. W latach 2019–2023 udział surowców kopalnych w eksporcie Ukrainy spadł z 12,4% do około 9%, jednak zmianie uległa przede wszystkim geografia handlu. W wyniku odcięcia dawnych kanałów współpracy z Rosją oraz przekierowania eksportu na rynki unijne i azjatyckie Polska stała się głównym kierunkiem ukraińskiego eksportu surowców krytycznych, odpowiadając za około 25% tego eksportu. Co istotne, jeszcze w 2019 roku nie znajdowała się nawet wśród pięciu największych odbiorców (Gourevich i Zarate 2025). Taka reorientacja handlu nie tylko wzmacnia rolę Polski jako najważniejszego korytarza logistycznego dla surowców ukraińskich, lecz także tworzy strukturalne podstawy dla dalszej integracji obu gospodarek na poziomie przetwarzania, separacji i recyklingu surowców strategicznych.

Zasadność budowy rozdzielonego łańcucha wartości, w którym wydobycie i wstępne wzbogacanie realizowane jest w kraju zasobnym w złoża (*upstream*), a zaawansowana separacja chemiczna w kraju o rozwiniętej infrastrukturze przemysłowej (*midstream*), potwierdza-

ją funkcjonujące modele globalne. Najbardziej adekwatnym punktem odniesienia dla relacji polsko-ukraińskiej jest model operacyjny firmy Lynas Rare Earths, która eksploatuje złoża w Australii (Mount Weld), a koncentraty przetwarza w zakładzie w Malezji (Kuantan), wykorzystując tamtejsze atuty logistyczne i chemiczne. W skali europejskiej jedynym funkcjonującym odpowiednikiem takiego huba jest estoński zakład Silmet (Neo Performance Materials), bazujący na imporcie surowców m.in. z USA. Polska posiada jednak strategiczną przewagę nad modelem estońskim w postaci bezpośredniej bliskości geograficznej bazy surowcowej. Integracja ukraińskich złóż z polskim przemysłem wyeliminowałaby kosztowny transport morski, który obciąża łańcuchy dostaw konkurencji, i stworzyła unikalny w skali UE zwarty lądowy klaster surowcowy.

Mimo komplementarności obu gospodarek rozwój wspólnego łańcucha wartości napotyka wiele istotnych barier. Skuteczne huby surowcowe wymagają nie tylko infrastruktury fizycznej, lecz także zdolności komercjalizacji technologii, dostępu do kapitału na inwestycje o wysokim ryzyku (CAPEX), rozwiniętego sektora *urban mining* oraz systemów certyfikacji ESG (Innovate UK 2025c). Należy również zwrócić uwagę na szereg ograniczeń prawnych i środowiskowych, które mogą utrudniać powstanie regionalnego hubu, w tym przede wszystkim zakaz przywozu odpadów wynikający z postanowień Konwencji Bazylejskiej (1989) oraz restrykcje dotyczące materiałów powstających w procesie przerobu, takich jak uran.

Polska wciąż nie posiada dedykowanej strategii dotyczącej pierwiastków/metali ziem rzadkich. Obowiązująca Polityka Surowcowa Państwa 2050 wymienia je jako obszar ryzyka, lecz nie określa spójnej wizji rozwoju kompetencji w zakresie przetwórstwa i recyklingu ani roli Polski w europejskim łańcuchu dostaw. Brakuje też instrumentów wsparcia inwestycji w separację, rafinację czy badania nad zaawansowanymi metodami odzysku REE. Taki stan rzeczy utrudnia formowanie partnerstw międzynarodowych, przyciąganie inwestorów oraz pozyskiwanie środków unijnych na długoterminowe projekty infrastrukturalne. Z perspektywy nowoczesnych strategii surowcowych brak ten oznacza również niewystarczające wykorzystanie krajowego ekosystemu B+R, lukę w szkoleniu specjalistów oraz ryzyko, że technologie separacji będą pozyskiwane z zewnątrz, zamiast być rozwijane lokalnie (Innovate UK 2025b).

Po stronie ukraińskiej wojna spowodowała znaczące zniszczenia infrastruktury transportowej: zniszczone zostały porty czarnomorskie, uszkodzone drogi i linie kolejowe, ograniczona jest także dostępność magazynów oraz przepustowość przeładunkowa. Dodatkowo różnica rozstawu torów kolejowych między Ukrainą a UE generuje dodatkowe koszty i opóźnienia, zwłaszcza przy transporcie dużych wolumenów surowców mineralnych. Ograniczenia te będą utrzymywać się przez lata, co wymaga inwestycji w nowe korytarze logistyczne oraz we wspólne centra przeładunkowe na granicy (Innovate UK 2025c). Dodatkowym wyzwaniem jest fakt, że około 20% zasobów surowcowych Ukrainy oraz blisko połowa znanych złóż pierwiastków ziem rzadkich znajduje się na terenach okupowanych lub objętych działaniami wojennymi, a część dostępnych danych opiera się na nieaktualnym radzieckim rozpoznaniu geologicznym (van Wieringen 2025).

W analizach strategicznych podkreśla się, że w takich warunkach największą rolę odgrywają kraje „pośredniczące", przejmujące funkcję stabilizatora łańcucha dostaw oraz

„bezpiecznej bramy" do rynku wewnętrznego UE. Polska spełnia te kryteria. Choć Ukraina wdraża reformy administracyjne, to jej trwała zdolność do realizacji założonych projektów została zachwiana. Problemy obejmują m.in. rozproszenie kompetencji między różnymi resortami, niepełną harmonizację prawa górniczego i środowiskowego z regulacjami UE, trudności kadrowe (mobilizacja, emigracja, niedobór specjalistów), bariery językowe oraz niewystarczające wsparcie informacyjne dla inwestorów zagranicznych.

Mimo że UE i Ukraina zawarły partnerstwo strategiczne dotyczące surowców krytycznych, brakuje analogicznej, systematycznej platformy bilateralnej na linii Warszawa–Kijów. Obecnie współpraca ma charakter fragmentaryczny i opiera się na pojedynczych memorandach oraz porozumieniach służby geologicznej, bez centralnej koordynacji polityk, inwestycji i infrastruktury. Zgodnie z najlepszymi praktykami budowania odporności łańcuchów dostaw niezbędny jest stały mechanizm integrujący biznes, administrację i instytucje badawcze po obu stronach granicy (Milakovsky i in. 2025). Aby wykorzystać komplementarność obu gospodarek, konieczne jest powołanie Polsko-Ukraińskiej Rady ds. Surowców Krytycznych jako stałego organu instytucjonalnego. Rada ta powinna pełnić funkcję głównej platformy współpracy strategicznej, odpowiedzialnej za:

1) opracowanie wspólnej „mapy drogowej" budowy łańcucha wartości surowców krytycznych z jasnym podziałem ról;

2) przygotowywanie rekomendacji legislacyjnych usprawniających transgraniczny przepływ materiałów;

3) harmonizację norm środowiskowych, procedur transportowych i standardów raportowania zasobów.

Działania te wpisywałyby się w szerszą wizję powojennej odbudowy Ukrainy, w której sektor surowców krytycznych, obok energetyki odnawialnej, metalurgii, przemysłu maszynowego, rolno-spożywczego i ICT, jest wskazywany jako jeden z sześciu kluczowych filarów przyszłej konkurencyjności gospodarki oraz integracji z rynkiem unijnym (Gabinet Ministrów Ukrainy 2024).

W nadchodzącej dekadzie Polska ma szansę stać się kluczowym centrum przetwarzania ukraińskich surowców, zapewniając ich bezpieczne i przewidywalne dostawy na rynek UE. Ze względu na wysoką kapitało- i energochłonność procesów separacji oraz konieczność stabilnego otoczenia regulacyjnego ulokowanie tych kompetencji w Polsce może okazać się rozwiązaniem docelowym, a nie jedynie przejściowym. Tym samym trwałe partnerstwo oparte na podziale ról – Ukraina jako dostawca surowców, Polska jako centrum przetwórcze – może wzmocnić odporność i autonomię strategiczną europejskiego łańcucha wartości (Akhvlediani 2025).

Wnioski

Analiza potencjału surowcowego Polski i Ukrainy wskazuje na wyraźną dychotomię w strukturze bazy zasobowej obu państw. Polska, pomimo dobrze rozpoznanej budowy geologicznej i licznych lokalnych mineralizacji, nie dysponuje obecnie perspektywiczną bazą zasobową pierwiastków ziem rzadkich. Krajowy potencjał w tym obszarze koncentruje się

głównie w źródłach wtórnych (fosfogipsy, popioły lotne), niekonwencjonalnych oraz w rozwijających się projektach recyklingowych. W przeciwieństwie do Polski Ukraina należy do najważniejszych obszarów występowania REE w Europie, dysponując bogatymi i zdywersyfikowanymi typami złóż pierwotnych.

Mimo tych różnic Polska ma atuty umożliwiające jej pełnienie funkcji regionalnego hubu surowcowego. Dogodne położenie na osi Wschód–Zachód, rozwinięta infrastruktura transportowa oraz rosnące kompetencje w zakresie przetwórstwa i separacji tworzą solidne podstawy do budowy zaplecza obsługującego rynek europejski. W tym modelu surowce pierwotne pochodzące z Ukrainy mogą stanowić kluczowy wsad zasilający polskie instalacje typu *midstream*.

Realizacja takiego scenariusza wymaga jednak przełamania barier technologicznych, logistycznych i instytucjonalnych. Kluczowe stają się zatem skuteczna implementacja założeń europejskiego aktu o surowcach krytycznych (CRMA) oraz instytucjonalizacja współpracy dwustronnej. Rekomendowane powołanie Polsko-Ukraińskiej Rady ds. Surowców Krytycznych mogłoby stać się narzędziem koordynującym wspólne inwestycje, regulacje transgraniczne i projekty badawczo-rozwojowe. Takie zintegrowane podejście pozwoliłoby na zbudowanie stabilnego i odpornego łańcucha wartości REE, przyczyniając się długofalowo do wzmocnienia bezpieczeństwa surowcowego oraz strategicznej autonomii Unii Europejskiej.

Literatura

Adamczyk i in. 2015 – Adamczyk, Z., Białecka, B., Całusz Moszko, J., Komorek, J. i Lewandowska, M. 2015 – Rare earth elements of Orzeskie Beds of south-west part Upper Silesian Coal Basin (Poland). *Archives of Mining Sciences* 60(1), s. 157–172, DOI: https://doi.org/10.1515/amsc-2015-0011.

Adamczyk i in. 2024 – Adamczyk, Z., Komorek, J., Białecka, B. i Nowak, J. 2024 – Assessing the Potential of Rare Earth Elements in Bottom Ash from Coal Combustion in Poland. *Materials* 17(17), DOI: https://doi.org/10.3390/ma17174323.

Akhvlediani, T. 2025 – *Much more than minerals: The US–Ukraine minerals agreement and its geopolitical implications*. CEPS.

Augustyn, Z. 1988 – *Dokumentacja zasobów ziem rzadkich w hałdach Zakładów Chemicznych „Wizów" jako element nowego spojrzenia na bazę surowcową kraju i na zadania służby geologicznej w poszukiwaniu i dokumentowaniu zasobów surowców użytecznych*. Metodyka rozpoznawania dokumentowania złóż kopalin stałych. Materiały seminarium. Bierutowice. Kraków: Wyd. AGH, s. 54–68.

Bashniak i in. 2022 – Bashniak, H., Hamkens, T., Maksymov, M. i Ozeran, O. 2022 – *Main Barriers and Perceived Risks for Investment in the Ukrainian Raw Materials Resources Sector*. November 2022.

Bojanowicz-Bablok, A. 2013 – Wyzwania w produkcji kwasu fosforowego. Możliwości i ograniczenia zagospodarowania odpadów. *Przemysł Chemiczny* 92 (4), XX.

Chen i in. 2024 – Chen, P., Ilton, E.S., Wang, Z., Rosso, K.M. i Zhang, X. 2024 – Global rare earth element resources: A concise review. *Applied Geochemistry* 175, DOI: https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2024.106158.

Gabinet Ministrów Ukrainy 2024 – *Plan Ukrainy w zakresie realizacji instrumentu Ukraine Facility na lata 2024–2027*. Kijów.

Gourevich, I. i Zarate, P. 2025 – Strategic raw materials in Ukraine: Opportunities for strengthening EU supply chains? *EconPol Policy Brief* 72. CESifo GmbH, Monachium.

Grabarczyk i in. 2022 – Grabarczyk, A., Gil, G., Liu, Y., Kotowski, J., Jokubauskas, P., Barnes, J.D., Nejbert, K., Wiszniewska, J. i Bagiński, B. 2022 – Ultramafic-alkaline-carbonatite Tajno intrusion in NE Poland: A new hypothesis about the massif formation and related mineralization. *Ore Geology Reviews* 143, DOI: https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2022.104772.

Hackett i in. 2025 – Hackett, J., Sabatino, E., Bint, M., Naradichiantama, D., Gjerstad, M., Bentham, J., Fischbach, J., Bearn, L. i Clavilier, Y. 2025 – *Critical Raw Materials and European Defence*. The International Institute for Strategic Studies (IISS), s. 27, London.

Hubina i in. 2023 – Hubina, V.H., Pokalyuk, V., Verkhovtsev, V.G., Yatsenko, V.G. i Zaborovskiy, V.S. 2023 – Chemical composition of tailings enrichment of magnetite quartzites of the Kryvyi Rih Basin. *Mineralogical Journal* 45(1), DOI: https://doi.org/10.15407/mineraljournal.45.01.059.

IEA 2025 – *Global Critical Minerals Outlook 2025*. IEA, Paris.

Innovate UK 2025a – *Rare Earth Permanent Magnet Manufacturing: Innovation Landscape Report*. Innovate UK.

Innovate UK 2025b – *Rare Earth Processing: Innovation Landscape Report*. Innovate UK.

Innovate UK 2025c – *Rare Earth Circular Economy: Innovation Landscape Report*. Innovate UK.

Interfax-Ukraine 2025 – *Ukraine, within the American-Ukrainian Reconstruction Investment Fund* (*AUIF*), *proposes to expand sources of critical raw materials*. [Online:] https://en.interfax.com.ua/news/economic/1103129.html [Dostęp: 3.01.2026].

Jarosiński, A. 2016 – Możliwości pozyskiwania metali ziem rzadkich w Polsce. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 92, 75–88.

Kanasiewicz, J. 1987 – Pierwiastki ziem rzadkich. Dolny Śląsk. [W:] *Budowa geologiczna Polski. Złoża surowców mineralnych*, t. VI, red., Osika, R., s. 368–371, Warszawa: Wyd. Geologiczne.

Komisja Europejska 2021 – *Memorandum of Understanding between the European Union and Ukraine on a Strategic Partnership on Raw Materials*, 12 July 2021, DocsRoom. Kyiv.

Komisja Europejska 2025 – *Annex to the Commission Decision C(2025) 1904 final: List of Strategic Projects recognised under Regulation (EU)* 2024/1252. Brussels.

Konwencja Bazylejska 1989 – *Konwencja Bazylejska o kontroli transgranicznego przemieszczania i usuwania odpadów niebezpiecznych.* 22 marca 1989. United Nations Treaty Series, t. 1673, 57.

Krajowy Program Poszukiwań Surowców Krytycznych 2025. Pod redakcją K. Szamałka. PIG-PIB, Warszawa, 424 s.

Lasoń, K. i Markowiak, M. 2019 – Pierwiastki ziem rzadkich w wybranych skałach obszaru Strzelin–Głuchołazy. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego* 477, s. 55–68.

Malanchuk i in. 2020 – Malanchuk, Z., Moshynskyi, V., Malanchuk, Y., Korniienko, V. i Koziar, M. 2020 – Results of Research into the Content of Rare Earth Materials in Man-Made Phosphogypsum Deposits. *Key Engineering Materials* 844, s. 77–87, DOI: https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.844.77.

Malyuk, B. (red.) 2023 – *Strategic minerals of Ukraine and their investment attractiveness.* Kyiv–Orléans: Ministry of Education and Science of Ukraine; Taras Shevchenko National University of Kyiv; National Geological Service; French Geological Survey (BRGM); EuroGeoSurveys.

Mikulski i in. 2021a – Mikulski, Z.S., Oszczepalski, S., Sadłowska, K. i Małek, R. 2021a – Występowanie pierwiastków towarzyszących i krytycznych w wybranych udokumentowanych złożach rud Zn-Pb, Cu-Ag, Fe-Ti-V, Mo-Cu-W, Sn, Au-As i Ni w Polsce. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego* 472, s. 21–52.

Mikulski, Z.S. 2021b – Mikulski, Z.S., Małek, R., Chmielewski, A., Sadłowska, K., Brański, P., Oszczepalski, S., Markowiak, M., Pieńkowski, G., Zglinicki, K., Wiszniewska, J., Zieliński, G., Giro, L., Lech, D., Górecka, E., Dymowski, W. i Wołkowicz, S. 2021 – *Ocena potencjału złożowego REE w Polsce*. Zadanie 4.2; Opracowanie końcowe z realizacji zadania w ramach „Wsparcia działań Głównego Geologa Kraju w zakresie prowadzenia Polityki Surowcowej Państwa". Inw. 1958/2021 Arch. CAG PIG, Warszawa.

Mikulski, Z.S. 2025 – Główne formacje metalogeniczne w Polsce pod kątem występowania pierwiastków krytycznych. *Przegląd Geologiczny* 73(10), s. 905–908.

Milakovsky i in. 2025 – Milakovsky, B., Vlasiuk, V., Povazhniuk, S. i Cooper, L. 2025 – Critical Raw Materials, Local Content Policy and Ukraine's Economic Recovery.

Mineral Resources of Ukraine 2021 – Mineral Resources of Ukraine 2021. Kyiv: SRDE „Geoinform of Ukraine", s. 270. (w języku ukraińskim).

Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine 2024 – Ministry of Environmental Protection and Natural Resources of Ukraine, and Ukrainian Geological Survey. Ukraine: Mining Investment Opportunities – Critical Raw Materials. Kyiv.

Parlament Europejski 2025 – China's rare-earth export restrictions. EPRS. Służba Badawcza Parlamentu Europejskiego, PE 779.220, listopad 2025.

Parlament Europejski i Rada 2024 – Rozporządzenie (UE) 2024/1252 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby zapewnienia bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych oraz zmieniające rozporządzenia (UE) nr 168/2013, (UE) 2018/858, (UE) 2018/1724 i (UE) 2019/1020. Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 1252.

Paulo, A. 1993 – Dlaczego nie należy poszukiwać złóż rud niobu i pierwiastków ziem rzadkich w Polsce. *Polskie Towarzystwo Mineralogiczne, Prace Specjalne* 3, s. 55–77.

Rudnick, R.L. i Gao, S. 2003 – The Composition of the Continental Crust. [W:] Holland, H.D. and Turekian, K.K. (eds.), *Treatise on Geochemistry*, t. 3. The Crust. Elsevier–Pergamon, Oxford, s. 1–64.

Ryka, W. 1992 – Geology of the Tajno massif carbonatites. *Prace Państwowego Instytutu Geologicznego* 139, s. 43–78.

Szamałek, K. i in. red. 2020 – Szamałek, K., Szuflicki, M. i Mizerski, W. red. 2020 – *Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski wg stanu na 31.12.2018 r*. Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy.

Szuflicki, M. i in. red. 2025 – Szuflicki, M., Malon, A. i Tymiński, M. red. 2025 – *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2024 r.* Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy.

Uchwała 2022 – Uchwała nr 39 Rady Ministrów z dnia 1 marca 2022 r. w sprawie przyjęcia „Polityki Surowcowej Państwa", M.P. 2022, poz. 371.

van Wieringen, K. 2025 – The future of rare earths mining in Ukraine. European Parliamentary Research Service (EPRS). PE 765.789.

Voncken, J.H.L. 2016 – *The Rare Earth Elements. An Introduction*. Wyd. 1. Cham, Szwajcaria, Springer.

Wdowin, M. i Franus, W. 2014 – Analiza popiołów lotnych pod kątem uzyskania z nich pierwiastków ziem rzadkich. *Polityka Energetyczna* 17 (3), s. 369–380.

World Bank 2023 – European Union; Nations, United; Ukraine, Government of; World Bank. Ukraine – Third Rapid Damage and Needs Assessment (RDNA3): February 2022 – December 2023. Washington, D.C.

Źródła internetowe:

[Online:] https://mkango.ca/ [Dostęp: 03.12.2025].

[Online:] https://elementalsm.pl/ [Dostęp: 03.12.2025].

Rola Polski i Ukrainy w budowie autonomii surowcowej Europy w zakresie pierwiastków ziem rzadkich

Słowa kluczowe: REE, surowce krytyczne, bezpieczeństwo surowcowe, przeróbka i separacja REE, Europejski akt o surowcach krytycznych, współpraca międzynarodowa

Streszczenie: Publikacja przedstawia przeglądową analizę potencjału gospodarczego pierwiastków ziem rzadkich (REE) w Polsce i w Ukrainie w kontekście rosnącego zapotrzebowania na surowce krytyczne. Omówiono kluczowe uwarunkowania strategiczne, w tym znaczenie REE dla transformacji energetycznej, cyfrowej i obronnej, oraz presję na dywersyfikację dostaw wynikającą z europejskiego aktu o surowcach krytycznych (CRMA). W części dotyczącej Polski podkreślono brak złóż o znaczeniu przemysłowym oraz wskazano, że główny potencjał koncentruje się w źródłach wtórnych i rozwijających się projektach przetwórczych, istotnych dla budowy krajowych kompetencji w segmencie *midstream*. W przypadku Ukrainy scharakteryzowano jedne z największych i najbardziej zróżnicowanych zasobów REE w Europie. Analiza wskazuje na komplementarność obu państw – Ukrainy jako potencjalnego dostawcy surowców pierwotnych oraz Polski jako regionalnego centrum ich przetwarzania. W publikacji omówiono również główne bariery geologiczne, technologiczne, logistyczne i instytucjonalne ograniczające rozwój zintegrowanego łańcucha wartości. W konkluzji podkreślono konieczność ustanowienia trwałych mechanizmów współpracy, w tym Polsko-Ukraińskiej Rady ds. Surowców Krytycznych, jako warunku zwiększenia odporności i autonomii strategicznej europejskiego sektora metali ziem rzadkich.

The role of Poland and Ukraine in building Europe's resource autonomy in rare earth elements

Keywords: REE, critical raw materials, resource security, midstream processing, European Critical Raw Materials Act, international cooperation

Abstract: This publication presents a comprehensive review of the economic potential of rare earth elements (REE) in Poland and Ukraine in the context of the growing demand for critical raw materials. It examines key strategic conditions, including the importance of REE for the energy, digital, and defence transitions, as well as the pressure to diversify supply resulting from the European Critical Raw Materials Act (CRMA). For Poland, the study highlights the absence of commercially significant deposits and emphasizes that the main potential is concentrated in secondary sources and emerging processing projects, which are essential for building national competencies in the midstream segment. In the case of Ukraine, the publication characterizes some of the largest and most diverse REE resources in Europe, encompassing classical pegmatite and alkaline-carbonatite mineralisation. The analysis demonstrates the complementarity of the two countries – Ukraine as a potential supplier of primary raw materials and Poland as a regional processing hub. The publication also discusses the main geological, technological, logistical, and institutional barriers that constrain the development of an integrated value chain. The conclusion stresses the necessity of establishing permanent cooperation mechanisms, including a Polish-Ukrainian Council for Critical Raw Materials, as a prerequisite for enhancing the resilience and strategic autonomy of the European rare earth sector.

Spis recenzentów

Beata Barszczowska
Bartosz Ceran
Waldemar Dołęga
Zbigniew Grudziński
Olga Janikowska
Jacek Jarosz
Przemysław Kaszyński
Alicja Kot-Niewiadomska
Jarosław Kulpa
Eugeniusz Mokrzycki
Wiktor Pacura
Piotr Olczak
Tadeusz Olkuski
Urszula Ozga-Blaschke
Eugeniusz J. Sobczyk
Wiktoria Sobczyk
Katarzyna Stala-Szlugaj
Radosław Szczerbowski
Jarosław Szlugaj
Barbara Tora

ISBN 978-83-67606-78-3