

ISSN 2080-0819



ZESZYTY NAUKOWE

Instytutu Gospodarki Surowcami  
Mineralnymi i Energią  
Polskiej Akademii Nauk

1(111)

*Zagadnienia surowców energetycznych  
i energii w gospodarce krajowej.  
Zagrożenie dla bezpieczeństwa  
energetycznego Polski i UE*

Kraków · 2023





Instytut Gospodarki  
Surowcami Mineralnymi  
i Energią  
Polskiej Akademii Nauk

ZESZYTY NAUKOWE  
Instytutu Gospodarki Surowcami  
Mineralnymi i Energią PAN

**1(111)**

*Zagadnienia surowców energetycznych  
i energii w gospodarce krajowej.  
Zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego  
Polski i UE*

Kraków 2023  
Wydawnictwo IGSMiE PAN

#### KOLEGIUM REDAKCYJNE

Redaktor naczelny: prof. dr hab. inż. Krzysztof GALOS  
Zastępca redaktora naczelnego: dr hab. inż. Magdalena WDOWNIN, 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  
Redaktor tomu: 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: Emilia Rydzewska-Smaza – redaktor językowy (język polski)  
Redaktor techniczny: Beata Stankiewicz  
Projekt okładki: Beata Stankiewicz

© Copyright by IGSMiE PAN

*Printed in Poland*

*Kraków 2023*

ISSN 2080-0819

ISBN 978-83-67606-09-7

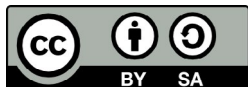
eISBN 978-83-67606-10-3

**WYDAWNICTWO IGSMiE PAN, KRAKÓW**

*Nakład 40 egz.; Ark. wyd. 17,47; Ark. druk. 24,5(×8)*

*Druk i oprawa: Drukarnia Eikon Plus*

*ul. Wybickiego 46; 31-302 Kraków*



© 2023. 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 artykuł jest prawidłowo cytowany.

## Spis treści

Słowo wstępne .....	5
<b>Zbigniew GRUDZIŃSKI</b>	
Rynek węgla energetycznego – skutki wojny rosyjsko-ukraińskiej .....	7
<b>Urszula OZGA-BLASCHKE</b>	
Międzynarodowy rynek węgla koksowego – sytuacja bieżąca i prognozy cen .....	21
<b>Katarzyna STALA-SZLUGAJ</b>	
Wyzwania dla odbiorców indywidualnych w świetle aktualnej sytuacji geopolitycznej .....	31
<b>Mateusz RYBARZ</b>	
Analiza cen węgla kamiennego energetycznego .....	43
<b>Jarosław BEDNORZ</b>	
Wojna z węglem czy wojna o węgiel? Dylemat polskiej polityki węglowej na tle konfliktu w Ukrainie .....	53
<b>Waldemar DOŁĘGA</b>	
Ocena krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej .....	65
<b>Zbigniew GRUDZIŃSKI, Katarzyna STALA-SZLUGAJ, Urszula OZGA-BLASCHKE</b>	
Ceny energii elektrycznej na rynku krajowym .....	81
<b>Wojciech NAWORYTA</b>	
Jeśli nie węgiel to co? Transformacja energetyczna w kontekście rosyjskiej agresji w Ukrainie .....	95
<b>Beata BARSZCZOWSKA</b>	
Polska Strategia Wodorowa. Rola dolin wodorowych .....	109
<b>Dominika BANDOŁA, Marta BAZAN, Łukasz LELEK, Robert ŻMUDA</b>	
Rozproszona generacja wodorowa odpowiedzią na potrzeby transformacji energetycznej ..	117
<b>Bartosz CERAN, Robert WRÓBLEWSKI</b>	
Wyznaczanie wartości czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera zasilanego z farmy fotowoltaicznej .....	131
<b>Mateusz RYBARZ</b>	
Ryzyko inwestycyjne budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy .....	143

*Radosław SZCZERBOWSKI*

Niemiecka polityka energetyczna w kontekście odejścia od węgla ..... 153

*Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK, Said MAKOUDI*

Fracja energetyczna w odpadach komunalnych wytwarzanych w wybranych województwach  
południowo-wschodniej Polski ..... 167

*Aneta KALBARCZYK, Aldona ZALEWSKA, Michał MARZANTOWICZ, Maciej NOWAGIEL,  
Michał KALBARCZYK*

Praktyczne aspekty magazynowania energii ..... 181

## Słowo wstępne

Sytuacja geopolityczna i gospodarcza w latach 2021 i 2022 pokazała, jak ważne są zagadnienia związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Polski i UE. Skumulowane zagrożenia wynikłe z pandemii COVID-19 i inwazji Rosji na Ukrainę wpłynęły znacząco na sytuację na rynku paliw i energii. Wojna doprowadziła do znacznych zmian w przepływach handlowych w świecie i w decydujący sposób wpłynęła na ceny surowców.

W prezentowanej monografii skupiono się na analizie tej sytuacji w czterech obszarach zagadnień:

- Analiza sytuacji na rynku węgla energetycznego i koksowego.
- Sytuacja na rynku energii elektrycznej w aspekcie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i cen energii oraz wyboru paliw.
- Wodór, fotowoltaika, energetyka rozproszona jako wybór nowych rozwiązań w systemie energetycznym.
- Paliwa alternatywne, magazyny energii.

Udział paliw kopalnych w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii w Unii Europejskiej wynosi 71%, w skali świata jest o 11% więcej. Zdecydowaną większość paliw kopalnych kraje UE muszą importować, co powoduje wysokie uzależnienie od sytuacji na międzynarodowych rynkach energii. Inwazja Rosji na Ukrainę zdestabilizowała ceny surowców energetycznych na całym świecie. Ceny takich surowców, jak gaz ziemny i węgiel energetyczny, osiągnęły najwyższe poziomy w historii. Ceny były nie tylko wysokie, ale również bardzo zmienne, a średnie wahania dzienne osiągały poziomy, które znacznie przekraczały dotychczasowe średnie historyczne. Dodatkowo zostały zaburzone relacje cenowe pomiędzy surowcami. W Polsce bardzo silnie odczuł tę sytuację nie tylko sektor energetyki zawodowej, ale także odbiorcy indywidualni. Ekstremalnie wysokie ceny węgla energetycznego były także efektem europejskich sankcji, które nałożono na węgiel rosyjski.

Odmierna sytuacja w 2022 roku była na rynku węgla metalurgicznego. Spadki cen tych węgla, przy jednoczesnych wzrostach cen węgla energetycznego, wynikających głównie ze wzrostów cen gazu ziemnego, doprowadziły do odwrócenia się wieloletnich relacji cenowych pomiędzy węglem energetycznym a koksowym. W połowie 2022 roku wytworzyła się bezprecedensowa sytuacja, w której cena spot australijskiego węgla energetycznego (6000 kcal/kg) przewyższyła cenę węgla koksowego typu hard premium. Pokazuje to, jak globalny rynek węgla został zaburzony przez konsekwencje rosyjskiej inwazji na Ukrainę.

Sytuacja cenowa na rynku surowców energetycznych mocno wpłynęła na strukturę wytwarzania energii elektrycznej w UE i Polsce. Ekstremalnie wysokie ceny gazu ziemnego będące efektem działań Rosji, spowodowały, że energetyka węglowa stała się bardziej konkurencyjna niż wcześniej, mimo bardzo wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. W efekcie import energii do Polski uległ stopniowemu ograniczeniu, rósł natomiast eksport.

Mimo tej trudnej sytuacji na rynku dostaw paliw do energetyki można stwierdzić, że sektor wytwórczy nie stwarza obecnie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w normalnych warunkach obciążenia. Jednak następuje wzrost zagrożeń bezpieczeństwa dostaw energii elek-

trycznej w wyniku wzrostu ubytków mocy dyspozycyjnej, spowodowanych wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek wytwórczych i wprowadzanymi nowymi regulacjami ekologicznymi. Skutkuje to koniecznością przeprowadzenia transformacji energetycznej, zwłaszcza w kontekście rosyjskiej agresji na Ukrainie. Potrzebna jest odpowiedź na pytanie „Jeśli nie węgiel, to co?”. Rozwój OZE jest niezbędny, ale dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju konieczne jest utrzymanie lub budowa stabilnych jednostek wytwórczych, np. na węglu lub paliwie jądrowym. Takim rozwiązaniem może być budowa układów kogeneracyjnych czyli skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. Budowa układów kogeneracyjnych jest zgodna z ideą zrównoważonego rozwoju, ponieważ skojarzona produkcja energii i ciepła cechuje się bardzo wysoką sprawnością procesu.

Przyszłościowym paliwem i surowcem może być wodór. Komisja Europejska w Strategii w zakresie wodoru uważa, że technologie w zakresie wytwarzania i jego wykorzystania go będą ważne do osiągnięcia Zielonego Ładu. Gaz ten może być zarówno surowcem, paliwem, jak i nośnikiem energii. Może również zastępować paliwa kopalne w niektórych wysokoemisyjnych procesach przemysłowych. Instalacje wykorzystujące wodór zwiększą bezpieczeństwo energetyczne regionów i ułatwią dekarbonizację wielu sektorów. Wodór produkowany w oparciu o paliwa odnawialne nazywany jest także wodorem zielonym. Optymalizacja procesu produkcji wodoru zielonego, czyli wytworzonego w procesie elektrolizy przy zasilaniu elektrolizerów ze źródeł OZE, wymaga prowadzenia analiz techniczno-ekonomicznych oraz budowania modeli matematycznych, które pozwolą na minimalizowanie kosztów jego produkcji.

Nieodłącznym elementem instalacji OZE powinny być w przyszłości magazyny energii. Magazyny energii pozwalają na zużycie energii elektrycznej w czasie innym niż wyprodukowane. System taki daje nam również awaryjne zasilanie w przypadku braku prądu.

*dr hab. inż. Zbigniew Grudziński, profesor instytutu*



Zbigniew GRUDZIŃSKI<sup>1</sup>

## **Rynek węgla energetycznego – skutki wojny rosyjsko-ukraińskiej**

### **Wprowadzenie**

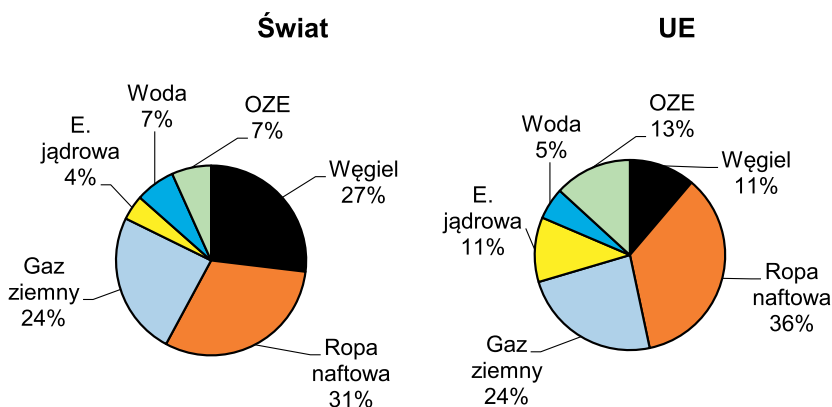
W strukturze zużycia pierwotnych nośników energii dalej dominują paliwa kopalne, których udział w świecie w 2021 r. wyniósł 82% (rys. 1). W UE ten udział jest o 11% niższy i wynosi 72%. W 2021 roku nastąpił duży wzrost zużycia nośników energii, który wyniósł 5,5% w stosunku do roku 2020. Tak duży wzrost był skutkiem odbicia po załamaniu gospodarczym w 2020 roku wywołanym pandemią COVID-19. Wprowadzane w tamtym roku restrykcje, w teorii mające chronić społeczeństwa przed rozwojem pandemii, spowodowały spadek światowego PKB a co za tym idzie – zapotrzebowania na energię. W 2020 roku zużycie energii spadło o 4,3%. W krajach UE było to aż 8,2%; a we wszystkich krajach OECD spadek ten wyniósł 7,4%.

Węgiel w świecie jest drugim najważniejszym nośnikiem energii. Jego udział w 2021 r. wyniósł 27%, gdy w UE tylko 11%. Zarówno w świecie, jak i UE dominującym pierwotnym nośnikiem energii jest ropa naftowa. W UE udział OZE (13%) jest prawie dwa razy większy niż na całym świecie (7%).

Inna sytuacja jest w przypadku, gdy rozpatrujemy strukturę zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej. Na rysunku 2 przedstawiono strukturę zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej w świecie i UE w 2021 r. Na świecie węgiel jest najważniejszym nośnikiem energii z udziałem na poziomie 36%. Na kolejnym miejscu znajduje się gaz ziemny 23% oraz woda 15%. Inna struktura jest w Unii Europejskiej. Udział węgla to tylko 15%, a dominuje energetyka jądrowa i odnawialna (z udziałem na poziomie po 25%) oraz gaz ziemny (19%). Jednak węgiel też jest bardzo istotnym elementem pokrywania potrzeb energetycznych w niektórych krajach UE. Analizując miksy energetyczne w poszczególnych krajach, trzeba

---

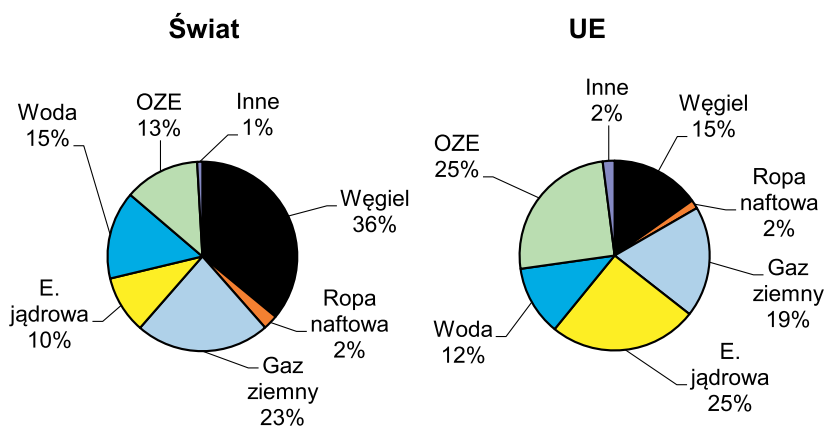
<sup>1</sup> Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;  
ORCID iD: 0000-0002-4977-3595; e-mail: zg@min-pan.krakow.pl



Rys. 1. Struktura zużycia pierwotnych nośników energii w świecie i Unii Europejskiej w 2021 r.  
Źródło: BP 2022

Fig. 1. Consumption of primary energy carriers in the world and the European Union in 2021

uwzględniać indywidualne uwarunkowania wynikające z sytuacji geopolitycznej i trendów historycznych. Ważne są jedynie cele, a nie drogi, po których kroczy dany kraj, do uzyskania neutralności klimatycznej.

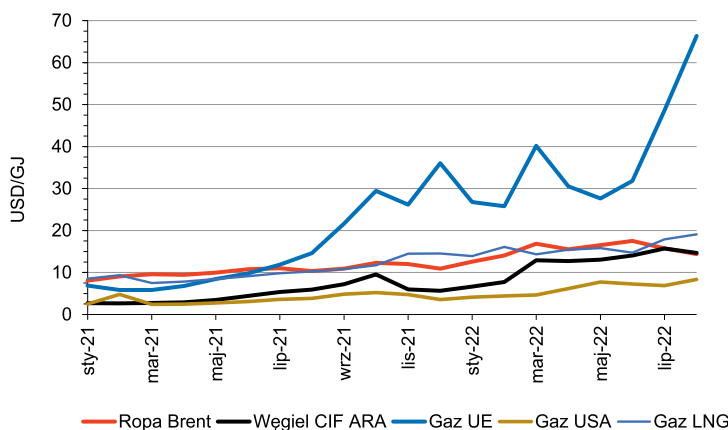


Rys. 2. Struktura zużycia nośników energii do produkcji energii elektrycznej w świecie i Unii Europejskiej w 2021 r.  
Źródło: BP 2022

Fig. 2. Consumption of energy carriers for electricity generation in the world and the European Union in 2021

## 1. Ceny głównych nośników energii

Na rynku surowców energetycznego obserwujemy duże zmiany w wyniku pandemii COVID-19 oraz napaści Rosji na Ukrainę. Te uwarunkowania mają decydujący wpływ na ceny paliw. Ceny od lipca 2021 r. rosną bardzo dynamicznie, ale także zmieniają się relacje cen między poszczególnymi surowcami energetycznymi. Na rysunku 3 i w tabeli 1 przedstawiono zmiany cen podstawowych surowców energetycznych na rynku międzynarodowym. Na wykresie (rys. 3) pokazano zmiany cen od stycznia 2021 r. natomiast w tabeli 1 zaprezentowano relacje cen (cena węgla = 1), średnie ceny roczne od 2016 roku oraz ceny miesięczne w 2022 roku.



Rys. 3. Porównanie cen węgla, ropy, gazu na rynku międzynarodowym w okresie styczeń 2021–sierpień 2022 (Węgiel notowany w portach ARA – 6000 kcal/kg, NAR, Gaz Europa (TTF), Gaz USA (Henry Hub), Gaz Japonia (LNG cif Japonia), Ropa Brent (Wielka Brytania 38° API)  
Źródło: WB 2022, Argus 2020–2022, Platts – CTI 2022, Platts – ICR 2022

Fig. 3. Comparison of coal, crude oil, gas prices on the international market, January 2021–August 2022 (Coal quoted at ARA ports – 6000 kcal/kg, NAR, Gas Europe (TTF), Gas USA (Henry Hub), Gas Japan (LNG CIF Japan), Crude oil (UK Brent 38° API)

Największą dynamikę wzrostu cen ma gaz ziemny w UE oraz węgiel notowany w portach ARA. W poprzednich latach ropa naftowa było droższa od węgla średnio 2–3 razy, a w 2022 roku to jest już tylko 1–1,2. Gaz ziemny w UE, który w poprzednich latach był droższy od węgla 1,5–2 razy w sierpniu br. był droższy 4,4 razy. Gaz w UE był na ogół tańszy od gazu LNG około 2 razy, a obecnie (w sierpniu 2022 r.) jest droższy ponad trzykrotnie. Tak duże zmiany relacji cen są olbrzymim wyzwaniem dla krajów nie tylko w Unii Europejskiej. Dotąd, jak będzie trwał konflikt Rosji z Ukrainą, tak relacje cen między surowcami będą podlegały dużym niestabilnym wahaniom. Jest to bardzo niedobra cecha aktualnej sytuacji na rynku surowców energetycznych. Energia jest podstawowym paliwem każdej gospodarki, więc nieprzewidywalne ceny i podaż utrudniają każde prognozowanie przyszłej sytuacji.

TABELA 1. Ceny węgla energetycznego, gazu ziemnego i ropy naftowej na rynku międzynarodowym

TABLE 1. Prices of steam coal, natural gas and crude oil on the international market

Cena węgla energetycznego = 1					Ceny w jednostkach naturalnych				
	Ropa Brent	Gaz UE	Gaz USA	Gaz LNG	Węgiel	Ropa Brent	Gaz UE	Gaz USA	Gaz LNG
					USD/tonę	USD/bbl	USD/1000 m <sup>3</sup>		
2016	2,8	1,8	1,0	2,9	60	44	128	70	206
2017	2,4	1,6	0,8	2,4	84	53	160	83	241
2018	2,8	2,0	0,8	2,8	92	68	215	88	299
2019	4,0	1,9	1,0	4,2	60	64	134	72	296
2020	3,2	1,5	1,0	3,9	50	42	91	56	233
2021	2,1	3,1	0,7	2,1	122	69	451	108	301
<b>2022</b>	<b>1,3</b>	<b>3,1</b>	<b>0,5</b>	<b>1,3</b>	<b>306</b>	<b>103</b>	<b>1 100</b>	<b>183</b>	<b>470</b>
w 2022 roku					w 2022 roku				
sty 22	1,9	4,0	0,6	2,1	167	84	791	121	411
lut 22	1,8	3,3	0,6	2,1	194	94	792	130	476
mar 22	1,3	3,1	0,4	1,1	325	112	1 187	137	423
kwi 22	1,2	2,4	0,5	1,2	320	103	902	183	456
maj 22	1,3	2,1	0,6	1,2	329	110	817	228	467
cze 22	1,2	2,3	0,5	1,0	353	117	940	215	435
lip 22	1,0	3,1	0,4	1,1	395	105	1 437	203	529
sie 22	1,0	4,5	0,6	1,3	368	96	1 961	246	564

## 2. Ceny węgla energetycznego na rynku europejskim

Dla rynku europejskiego najważniejsze są ceny notowane w portach ARA. Ceny są publikowane przez grupy medialne m.in. takie jak: Platts, Argus, GlobalCoal. Główny indeks odnosi się do węgla o wartości opałowej 6000 kcal/kg (25,1 MJ/g, NAR). Ceny są notowane codziennie w dni robocze. Są to ceny spot. Na rysunku 4 przedstawiono zmiany cen indeksu CIF ARA od września 2021 do października 2022 roku.

Rosnące zapotrzebowanie na węgiel przy ograniczonej podaży spowodowały, że ceny na przełomie września i października 2021 r. osiągnęły bardzo wysokie poziomy. W tym czasie gwałtownie rosły ceny gazu ziemnego na rynku europejskim. Szczyt cen węgla w tym okresie osiągnął poziom 295 USD/tonę (45 zł/GJ). Po tym okresie nastąpiła korekta cen. Ceny spadły do 115 USD/tonę w końcu grudnia 2021 r. Natomiast należy nadmienić, że już na początku roku 2022 wystąpiły problemy z realizacją kontaktów w ustalonym czasie. Zmniejszyła się też podaż węgla oferowanego w transakcjach spot. Te problemy odnosiły się do węgla oferowanego przez Rosję. Rosły ceny gazu ziemnego, które pociągnęły za sobą wzrost cen węgla. Ceny wzrosły gwałtownie w wyniku napaści Rosji na Ukrainę.

Ceny w okresie 22 lutego–4 marca 2022 r. wzrosły o 226 USD/tonę, tj. o 131%, z poziomu 172 do 398 USD/tonę. 4 marca 2022 r. w ciągu jednego dnia ceny wzrosły o 104 USD/tonę. Następnie nastąpiła korekta cen, ale ceny spadały tylko do poziomu 270 USD/tonę i od tej wartości znowu zaczęły rosnąć przy bardzo dużych wahaniami cen. Od czerwca 2022 r. ceny wahały się w granicach 350–430 USD/tonę. Maksimum cen w tym okresie wyniosł

432 USD/tonę. Ceny w przeliczeniu na polską walutę maksymalnie wahały się w granicach 77–81 zł/GJ. W tym czasie nastąpiło też znaczne osłabienie złotego w stosunku do dolara amerykańskiego. Tak duże wzrosty cen były efektem wysokich cen gazu ziemnego, które skutkowały uruchamianiem przez wiele krajów odstawionych elektrowni węglowych. Zwiększone zapotrzebowanie przy niedostatecznej podaży, także w wyniku działającego od sierpnia embarga, spowodowało ten efekt wzrostu cen. Dodatkowo doszły kłopoty logistyczne w Europie w związku z zwiększonymi dostawami węgla do elektrowni (niski stan poziomu wód w Renie).

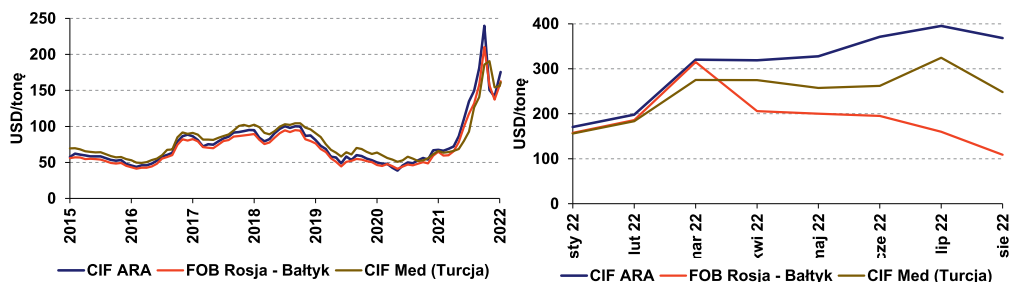


Rys. 4. Ceny spot węgla energetycznego (dziennie) w portach ARA – 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg); wrzesień 2021 r.–wrzesień 2022 r.

Źródło: Platts – CTI 2022, Platts – ICR 2022, Argus 2020–2022

Fig. 4. Steam coal spot prices (daily) at ARA ports – 6000 kcal/kg (25.1 MJ/kg); September 2021–September 2022

Jak już wspomniano, sytuacja cenowa na rynku węgla w ciągu trzech kwartałów 2022 r. bardzo się zmieniła. Konflikt zbrojny w wyniku napaści Rosji na Ukrainę spowodował duże zaburzenia w funkcjonowaniu rynku węgla. Wcześniejsze długoterminowe relacje cen między indeksami zostały zaburzone. Duży spadek zamówień na węgiel z Rosji ze strony krajów UE spowodował, że Rosjanie, chcąc w części utrzymać sprzedaż, wprowadzili duże rabaty na swój towar. W sierpniu 2022 r. ceny węgla rosyjskiego były ponad trzykrotnie niższe od cen węgla notowanego w portach ARA. Ceny węgla rosyjskiego stały się bardzo atrakcyjne i w największym stopniu z tej sytuacji korzystały kraje basenu Morza Śródziemnego. Rosja dla tych krajów, w wyniku stosowanych wysokich rabatów, stała się głównym dostawcą węgla, wypierając tradycyjnych dostawców węgla, jakimi były Kolumbia i USA.



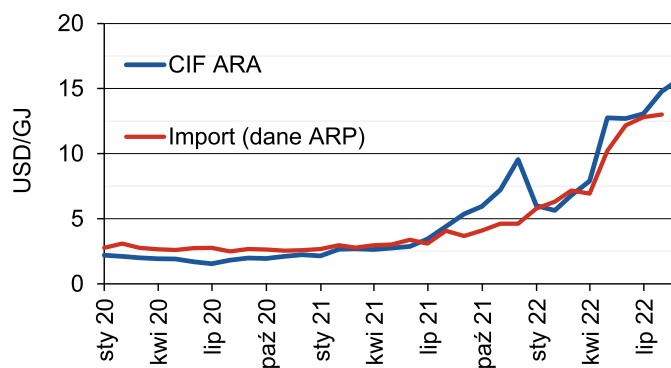
Rys. 5. Ceny węgla rosyjskiego na rynku europejskim – 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg)

Źródło: Platts – CTI 2022, Platts – ICR 2022, Argus 2020-2022

Fig. 5. Russian coal prices on the European market – 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg)

### 3. Ceny węgla energetycznego w imporcie do Polski

Na rysunku 6 przedstawiono porównanie cen indeksu CIF ARA z cenami węgla energetycznego w imporcie do Polski. Wszystkie ceny zostały przeliczone na wartość opałową 25,1 MJ/kg (6000 kcal/kg). Wartość opałowa węgla importowanych do Polski wahała się w granicach 23,2–25,1 MJ/kg. Ceny w imporcie utrzymywały się na poziomie cen notowanych w ARA, ale podlegały zdecydowanie mniejszym wahaniom cen.



Rys. 6. Ceny węgla energetycznego (średnie miesięczne) w imporcie do Polski – porównanie z cenami spot indeksu notowanego w portach ARA – węgiel 6000 kcal/kg

Źródło: Platts – CTI 2022, Platts – ICR 2022, Argus 2020-2022, ARP 2020-2022

Fig. 6. Steam coal prices (monthly averages) for imports to Poland - comparison with spot index prices quoted at ARA ports – coal 6000 kcal/kg

Ceny węgla energetycznego na Atlantyku były w trendzie wzrostowym przez trzy kwartały 2022 roku podtrzymywanym przez globalny niedobór. Zakaz importu rosyjskiego węgla

w Unii Europejskiej obowiązujący od sierpnia 2022 r. zmienił przepływy handlowe. Europa zaczęła importować więcej węgla z Kolumbii, Indonezji, RPA, Stanów Zjednoczonych, a nawet z Australii.

Do Polski głównie sprowadzany jest węgiel energetyczny. Udział Rosji w imporcie do Polski w latach 2019–2021 wyniósł 86–74%, zmieniając się od 12 do 9,3 mln ton/rok. Po siedmiu miesiącach 2022 r. sprowadzono 5,8 mln ton węgla. Głównymi odbiorcami byli: grupa pozostałych odbiorców krajowych, wśród których znajdują się gospodarstwa domowe i rolnictwo – 57%, energetyka zawodowa 24%, ciepłownie zawodowe 13%.

Wśród największych importerów węgla do Polski po siedmiu miesiącach 2022 r. należy wymienić: Australię – 1,3 mln ton, Kolumbię – 0,8 mln ton, RPA – 0,8 mln ton, Indonezję – 0,2 mln ton oraz Rosję – 2,5 mln ton.

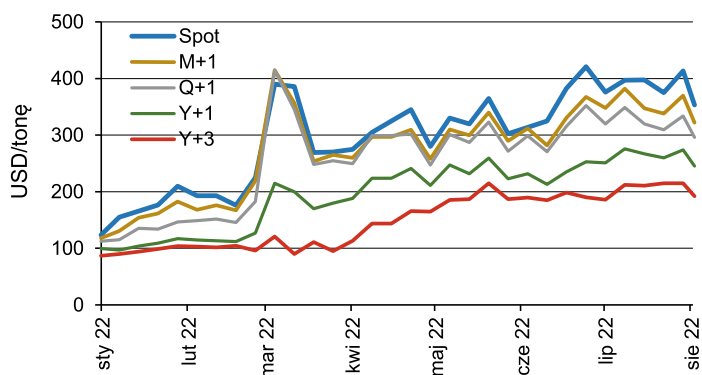
#### **4. Ceny węgla CIF ARA na rynku terminowym**

Dodatkową informacją o cenach węgla może być analiza sygnałów rynkowych na podstawie notowań indeksów na rynkach finansowych. Na współczesnych rynkach węglowych zmiany cen spot w coraz większym stopniu są uzależnione od gry rynkowej na rynkach finansowych. Uczestnicy rynków węglowych coraz powszechniej stosują transakcje zabezpieczające przyszłe ceny węgla w kontraktach zawieranych na rynkach pozagiełdowych (Grudziński 2019, 2022; Stala-Szlugaj i Grudziński 2020, 2021). Transakcje takie obejmują kontrakty terminowe (typu *forward*, *swap*) i zawierane zazwyczaj na jeden lub dwa najbliższe miesiące (M=1, M+2), na cztery kolejne kwartały (Q+1, Q+2, Q+3, Q+4) i na jeden, dwa lub trzy lata do przodu (Y+1, Y+2, Y+3). Ceny w takich kontraktach mogą w pewnym sensie służyć jako wyznacznik przyszłych tendencji cenowych. Są one również istotne dla kontraktów fizycznych, w których ceny powiązane są z indeksami.

Na rysunku 7 pokazano, jak w 2022 r. zmieniały się wyceny wybranych kontraktów miesięcznych, kwartalnych i rocznych forward na indeks CIF ARA. Dla porównania pokazano także rzeczywiste wartości cen spot CIF ARA na rynku fizycznym w tym samym okresie. W ciągu ośmiu miesięcy 2022 r. informacje płynące z rynków finansowych na podstawie notowań kontraktów forward wskazują przyszły spadek cen. Jeszcze 12 miesięcy wcześniej kontrakty *forward* na przyszłe okresy były wyceniane powyżej cen spot. Po ośmiu miesiącach 2022 r. mamy sytuację odmienną. Tak ekstremalne ceny spot nie powinny się utrzymać w perspektywie krótkoterminowej. Ale mimo tych spadków, kontrakty na 3 lata do przodu, wyceniane były na poziomie około 190 USD/tonę. Są to i tak bardzo wysokie ceny w porównaniu do średnich wieloletnich.

#### **5. Potencjalni dostawcy węgla energetycznego do Polski**

Polska, jak i kilka krajów z Unii Europejskiej, stanęła przed koniecznością zwiększenia importu węgla z krajów poza Rosją. Związane to było z nałożonym embargiem na import węgla z Rosji oraz bardzo wysokimi cenami gazu ziemnego (Stala-Szlugaj i Grudziński 2022).

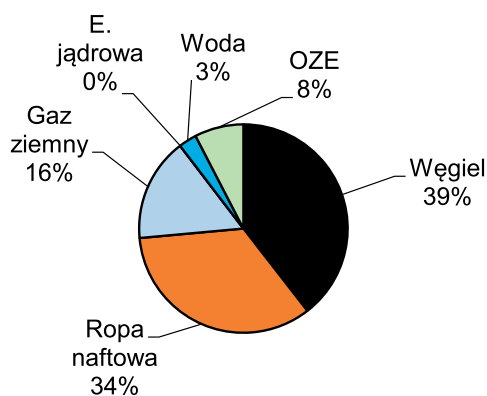


Rys. 7. Notowanie cen forward na indeks CIF ARA (dla różnych okresów) w 2022 roku na tle rzeczywistych cen spot CIF ARA  
Źródło: Platts – CTI 2022

Fig. 7. Quoted forward prices for the CIF ARA index (for different periods) in 2022 against actual CIF ARA spot prices

W tym rozdziale przedstawiono krótką charakterystykę potencjalnych eksporterów na rynki europejskie – w tym na rynek Polski. Główni eksporterzy węgla na rynki międzynarodowe – poza Rosją – to: Indonezja, Australia, RPA i Kolumbia.

Największym eksporterem węgla energetycznego na świecie jest Indonezja. Eksport węgla w 2021 r. wyniósł 435 mln ton Natomiast produkcja wyniosła 614 mln ton. Udział węgla w strukturze zużywanych nośników węgla jest duży i wynosi 39% i jest większy od zużycia ropy naftowej (rys. 8). Na węglu zainstalowane jest 37 GW. W 2021 r. wyprodukowano 181 TWh energii. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 66%.



Rys. 8. Struktura zużycia pierwotnych nośników energii w Indonezji – 2021 r.  
Źródło: BP 2022, VDKI 2022

Fig. 8. Consumption structure of primary energy carriers in Indonesia – 2021

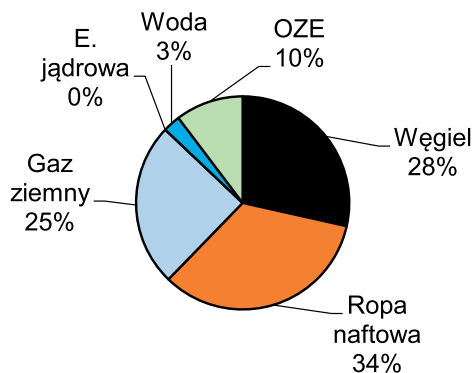


Węgiel jest wydobywany z kopalni odkrywkowych usytuowanych głównie na Kalimantanie. Każdy z producentów węgla jest zobowiązany do przeznaczania minimum 25% produkcji na potrzeby krajowe (obligatoryjny obowiązek – DMO – *Domestic Market Obligation*). To powoduje, że firmy które nie spełniają tych rygorów czasami mają blokowany eksport do czasu wywiązania się z obowiązków, co skutkuje zakłóceniami w dostawach i wpływa na notowania cen węgla na rynkach międzynarodowych.

Największym importerem węgla energetycznego z Indonezji są Chiny (196 mln ton). Najwięksi odbiorcy (Chiny, Indie, Japonia, Korea Płd., Tajwan) importują łącznie 330 mln ton. W perspektywie 2022–2024 przewidywany jest wzrost eksportu 5–7% (Platts – CTI 2022). Indonezja eksportuje węgiel w szerokim zakresie parametrów 3400–6000 kcal/kg. Węgla wysokiej jakości ponad 5500 kcal/kg jest mało, poniżej 20% produkcji.

Największy wpływ na wydobycie w Indonezji mają czynniki pogodowe. Ulewne deszcze, które utrudniają wydobycie, oraz huragany i tajfuny, które zakłócają załadunek węgla. Z kopalń na ogół węgiel jest transportowany barkami, a następnie przez wykorzystanie dźwigów pływających, załadowywane na statki. Ograniczeniem też jest dostępność dźwigów pływających.

Australia wydobywa 290 mln ton węgla energetycznego i z tego eksportuje około 200 mln ton. Struktura zużycia pierwotnych nośników energii jest zbliżona do struktury w Indonezji. 51% energii elektrycznej została wyprodukowana z węgla w 2021 roku (rys. 9).



Rys. 9. Struktura zużycia pierwotnych nośników energii w Australii – 2021 r.

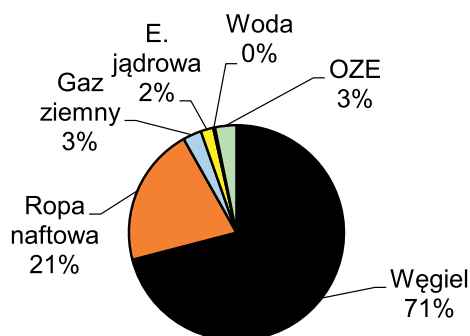
Źródło: BP 2022, VDKI 2022

Fig. 9. Consumption structure of primary energy carriers in Australia – 2021

Węgiel w 80% jest wydobywany z kopalni odkrywkowych. Największym portem wysłkowym węgla jest Newcastle. Ceny notowane w tym porcie dla węgla 6000 kcal/kg są uważane za benchmarkowe dla całego rynku międzynarodowego. Australia produkuje duże ilości węgla dobrej jakości – ponad 5500 kcal/kg. Największym importerem australijskiego surowca jest Japonia (81 mln ton). Najwięksi odbiorcy (Japonia, Korea Płd., Tajwan) łącznie importują 146 mln ton. W perspektywie 2022–2024 wzrost eksportu ocenia jest przez (Platts –

CTI 2022) na maksymalnie 5%. Utrudnienia w eksporcie związane są głównie z czynnikami pogodowymi i problemami logistycznymi wywoływanymi przez katastrofy kolejowe.

RPA w 2021 roku wydobyła 220 mln ton węgla energetycznego i z tego na eksport przeznaczyła około 70 mln ton. W strukturze zużycia dominuje węgiel, który dostarczył 81% energii elektrycznej (rys. 10). Z tego paliwa wyprodukowano 195 TWh.



Rys. 10. Struktura zużycia pierwotnych nośników energii w RPA – 2021 r.

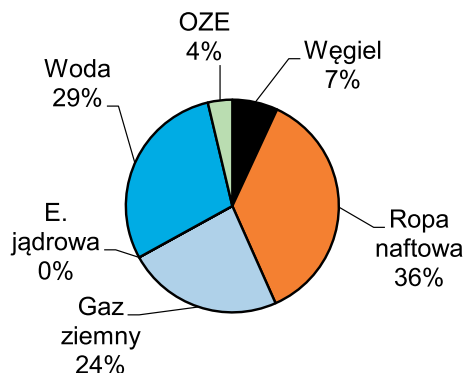
Źródło: BP 2022, VDKI 2022

Fig. 10. Consumption structure of primary energy carriers in South Africa – 2021

Największym portem wysyłkowym węgla jest Richards Bay. W ostatnich latach spadła jakość węgla. Zmniejszyła się ilość węgla 6000 kcal/kg. Jakość paliwa eksportowanego na rynki waha się w granicach 6000–4800 kcal/kg. Najwięksi odbiorcy (Indie, Pakistan) łącznie importują 40 mln ton. W perspektywie 2022–2024 eksport ma być utrzymany na obecnym poziomie (Platts – CTI 2022) z perspektywą zwiększenia do poziomu z 2019 r., czyli ok. 80 mln ton. Największe utrudnienia w eksporcie to problemy logistyczne związane z transportem kolejowym. RPA dzięki swojemu położeniu jest atrakcyjnym dostawcą zarówno na rynki azjatyckie, jak i do Europy.

Ważnym eksporterem na rynki europejskie jest Kolumbia. Produkcja węgla w tym kraju w 2021 wyniosła tylko 57 mln ton. W strukturze zużycia energii dominuje ropa naftowa, gaz ziemny i ropa. Udział węgla to tylko 7% (rys. 11). Na własne potrzeby kraj ten zużywa niewielkie ilości węgla. Ponad 90% wydobywanego węgla jest eksportowane.

Przed pandemią kraj ten wydobywał prawie 80 mln ton. Załamanie wydobycia nastąpiło w 2019 roku. Lockdowny, strajki, duże konflikty z mieszkańcami wokół odkrywek spowodowały, że produkcja po spadku w 2020 nie wróciła do poprzednich poziomów. Niektóre odkrywki zostały przejęte przez państwo od zagranicznych firm. Najwięksi odbiorcy (Turcja, Holandia – ARA, Chiny) importują łącznie 20 mln ton. Główny port wysyłkowy to Puerto Bolivar i Santa Marta; porty zlokalizowane od strony Oceanu Atlantyckiego. Duża część eksportu wymaga dostawy na barkach i przeładowanie tego na statki za pomocą dźwigów pływających. Utrudnia to załadunek węgla przy anomaliach pogodowych. W perspektywie lat 2022–2024 eksport ma być zwiększony do poziomu 65–70 mln ton (Platts – CTI 2022).



Rys. 11. Struktura zużycia pierwotnych nośników energii w Kolumbii – 2021 r.  
Źródło: BP 2022, VDKI 2022

Fig. 11. Consumption structure of primary energy carriers in Colombia – 2021

Pewną nadzieją na poprawę podaży węgla jest zapowiadany wzrost wydobycia węgla w Chinach o 300 mln ton oraz w Indiach o 170 mln ton, czyli w krajach charakteryzujących się największym importem. Kraje te dążą do większego uniezależnienia się od importu węgla i cały czas inwestują w zwiększenia własnych zdolności wydobywczych.

## Podsumowanie

Po ośmiu miesiącach 2022 r. ceny węgla energetycznego są nie tylko wysokie, ale również bardzo zmienne, a maksymalne wahania dzienne osiągały poziom 104 USD/tonę znacznie przekraczając dotychczasowe wartości historyczne. W okresie styczeń–sierpień 2022 r. ceny CIF ARA zmieniały się w granicach 135–432 USD/tonę.

Głównym czynnikiem powodującym, że ceny węgla są tak wysokie w Europie, są ekstremalnie wysokie ceny gazu będące efektem inwazji Rosji na Ukrainę. Energetyka węglowa stała się bardziej konkurencyjna niż wcześniej. Marże dla spalania węgla do produkcji energii elektrycznej utrzymują się na rekordowym poziomie, a to powoduje, że uruchamiane są kolejne bloki do produkcji energii elektrycznej z węgla, które wcześniej były unieruchomione. Węgiel do tych bloków musi być kupowany na rynku spot, ponieważ firmy zarządzające tymi blokami nie miały podpisanych umów długoterminowych na dostawy węgla. Marże z produkcji energii elektrycznej z węgla pozostają znacznie bardziej konkurencyjne niż z gazu ziemnego. Problemy z dostawami węgla rosyjskiego sprawiły, że trudno pozyskać węgiel z innych regionów. W efekcie popyt na rynku spot przeniósł się na inne regiony produkcyjne, takie jak Kolumbia, RPA, chociaż dostępność na tym rynku była podobnie niska i w efekcie poziomy cen FOB odpowiednio wzrosły.

Większość analityków rynku prognozuje, że ceny będą spadać, ale nadal te przewidywania są obciążone dużą niepewnością związaną z brakiem inwestycji w nowy węgiel, co powoduje niepewną sytuację podaży z możliwością dalszego wzrostu cen w przypadku ja-

kichkolwiek zakłóceń. Odejście od używania węgla prawdopodobnie będzie kontynuowane w tle, zwiększając niepewność na rynku.

Zwiększenie podaży węgla na rynku międzynarodowym może być spowodowane zmniejszeniem importu węgla przez dwóch największych importerów. Chiny planują wzrost produkcji o 300 mln ton. W Indiach ten wzrost może wynieść około 150 mln ton. Kraje te w zdecydowany sposób chcą zmniejszyć swoje uzależnienie od importu.

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

## Literatura

- Argus 2020–2022 – Argus Coal Daily International. Wyd. Argus Media Ltd, 2020–2022.
- ARP 2020–2022 – Import i przywóz (nabycie wewnątrzunijne) węgla kamiennego. Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. Oddział w Katowicach. Wydania z lat 2020–2022.
- BP 2022 – BP Statistical Review of World Energy 2021. [Online] [www.bp.com](http://www.bp.com) [Dostęp: 30.09.2022].
- Grudziński, Z. 2019 – Międzynarodowe rynki węgla energetycznego – podaż, popyt, ceny. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 108, Kraków: Wyd. Instytutu GSMiE PAN, s. 5–19, DOI: 10.24425/znigsm.2019.128675.
- Grudziński, Z., 2022 – Ceny węgla energetycznego na międzynarodowym rynku. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(110), Kraków: Wyd. Instytutu GSMiE PAN, s. 39–50, DOI: 10.24425/140524.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2020 – International steam coal market and the price situation in Poland, part I. *Inżynieria Mineralna* 2(46) t. 2, s. 203–207, DOI: 10.29227/IM-2020-02-63.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2021 – World steam coal management. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 37(2), s. 5–26, DOI: 10.24425/gsm.2021.137564.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2022 – World steam coal management. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 38(3), s. 31–47, DOI: 10.24425/gsm.2022.142790.
- WB 2022 – Bank Światowy – Global Commodity Markets. [Online] <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets> [Dostęp: 30.09.2022].
- Platts – CTI 2022 – Coal Trader International. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England, 2021–2022.
- Platts – ICR 2022 – Platts – ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England, 2022.
- VDKI 2022 – Jahresbericht 2022. Fakten und trends 2021/22. Verein der Kohlenimporteure e. V., Berlin. [Online] [www.kohlenimporteure.de](http://www.kohlenimporteure.de) [Dostęp: 30.09.2022].

## Rynek węgla energetycznego – skutki wojny rosyjsko-ukraińskiej

Słowa kluczowe: handel węglem energetycznym, ceny węgla, ceny CIF ARA

Streszczenie: W skali świata ponad 2/3 zużycia pierwotnych nośników energii to paliwa kopalne. W UE ten udział kształtuje się na poziomie 71%. Natomiast do produkcji energii elektrycznej w świecie udział paliw kopalnych osiąga wartość 61% a w UE 36%. Zdecydowaną większość paliw kopalny kraje UE muszą importować, co powoduje duże uzależnienie od sytuacji na międzynarodowych rynkach energii. Inwazja Rosji na Ukrainę zdestabilizowała ceny surowców energetycznych na całym świecie. Ceny takich surowców, jak gaz ziemny i węgiel energetycznych osiągnęły najwyższe poziomy w historii. W sierpniu 2022 r. cena gazu ziemnego w Europie (TTF) wyniosła 66 USD/GJ i była ponad 10 razy droższa od cen gazu w USA (Henry Hub). Ceny węgla notowanego w portach ARA wyniosły 15 USD/GJ. Ceny spot węgla w ARA w styczniu 2022 r. wynosiły około 140 USD/tonę, by pod koniec lipca 2022 r. osiągnąć 432 USD/tonę (81 zł/GJ). Polska po 7 miesiącach 2022 r. zaimportowała już

5,8 mln ton węgla energetycznego. Po wprowadzeniu embarga na rosyjski węgiel Polska sprowadza ten surowiec głównie z Australii, Kolumbii, RPA i Indonezji. Ceny węgla w imporcie są około 10–20% niższe od cen spot notowanych w ARA. Duży spadek zamówień na węgiel z Rosji ze strony krajów UE spowodował, że Rosjanie, chcąc w części utrzymać sprzedaż, wprowadzili duże, kilkudziesięcioprocentowe rabaty na swój towar.

Głównym czynnikiem powodującym, że ceny węgla są tak wysokie w Europie, są ekstremalnie wysokie ceny gazu ziemnego. Energetyka węglowa stała się bardziej konkurencyjna niż wcześniej. Marże dla spalania węgla do produkcji energii elektrycznej utrzymują się na rekordowym poziomie, a to powoduje, że uruchamiane są kolejne bloki do produkcji energii elektrycznej z węgla, które wcześniej były unieruchomione. Prognozuje się, że ceny węgla będą spadać, ale nadal te przewidywania są obciążone dużą niepewnością związaną z brakiem inwestycji u największych eksporterów w nowe zdolności produkcyjne, co powoduje niepewną sytuację podaży z możliwością dalszego wzrostu cen w przypadku jakichkolwiek zakłóceń.

Zwiększenie podaży węgla na rynku międzynarodowym może być spowodowane zmniejszeniem importu węgla przez dwóch największych importerów. Chiny planują wzrost własnej produkcji o 300 mln ton. W Indiach ten wzrost może wynieść około 170 mln ton. Kraje te w zdecydowany sposób chcą zmniejszyć swoje uzależnienie od importu.

## *Steam coal market – the impact of the Russian-Ukrainian war*

Keywords: steam coal trading, coal prices, CIF ARA prices

Abstract: Globally, more than two thirds of primary energy carrier consumption is made up of fossil fuels. In the EU, this share stands at 71%. For the production of electricity, however, fossil fuels account for 61% worldwide and 36% in the EU. The vast majority of fossil fuels must be imported by EU countries, making them highly dependent on the situation on international energy markets. Russia's invasion of Ukraine has destabilised energy commodity prices worldwide. Prices of raw materials such as natural gas and steam coal have reached their highest levels ever. In August 2022, the price of natural gas in Europe (TTF) was USD 66/GJ, more than 10 times more expensive than gas prices in the USA (Henry Hub). Coal prices quoted at ARA ports were USD 15/GJ. Spot coal prices in ARA in January 2022 were around USD 140/tonne to reach USD 432/tonne (PLN 81/GJ) at the end of July 2022. Poland has already imported 5.8 million tonnes of steam coal after seven months of 2022. Following the embargo on Russian coal, Poland imports this raw material mainly from Australia, Colombia, South Africa and Indonesia. Imported coal prices are around 10–20% lower than spot prices quoted in ARA. The large decrease in orders for coal from Russia by EU countries has caused the Russians to introduce large discounts of several dozen percent on their goods in order to partially maintain sales.

The main factor causing coal prices to be so high in Europe is extremely high natural gas prices. Coal power generation has become more competitive than before. Margins for burning coal to generate electricity remain at record levels, and this is causing more coal-fired generating units that were previously idled to come online. Coal prices are forecast to fall, but these forecasts are still subject to a high degree of uncertainty due to the lack of investment by major exporters in new capacity, creating an uncertain supply situation with the potential for further price increases in the event of any disruption.

Increased coal supply on the international market could be driven by a reduction in coal imports by the two largest importers. China plans to increase its own production by 300 million tonnes. In India, this increase could be around 170 million tonnes. These countries are determined to reduce their dependence on imports.



Urszula OZGA-BLASCHKE<sup>1</sup>

## **Międzynarodowy rynek węgla koksowego – sytuacja bieżąca i prognozy cen**

### **Wprowadzenie**

Podstawowym czynnikiem wpływającym na prognozy cen węgla, podobnie jak innych towarów, jest relacja podaży i popytu. W przypadku węgla koksowego popyt w handlu międzynarodowym jest determinowany głównie zapotrzebowaniem ze strony branży hutniczej, której kondycja jest zależna od sytuacji w gospodarce światowej i koniunktury na rynku stali. Pomimo prowadzonych od wielu lat prac badawczych i wdrożeń nad innymi metodami produkcji stali, nadal proces konwertorowo-tlenowy (BF – BOF) z wykorzystaniem koksu wielkopieczowego (wytwarzanego z węgla koksowego) pozostaje dominującą technologią – aktualnie w skali światowej udział stali produkowanej w tym układzie wynosi prawie 71% (Worldsteel 2022a).

Krótkoterminowa (SRO) prognoza World Steel Association na lata 2022–2023, zaktualizowana w październiku 2022 r. przewiduje, że popyt na stal w 2022 r. spadnie o 2,3% osiągając 1796,7 mln ton (po wzroście o 2,8% w 2021 r.), natomiast w 2023 r. wzrośnie o 1,0% do poziomu 1814,7 mln ton (Worldsteel 2022b). Dokonana korekta w dół w stosunku do wcześniejszej prognozy odzwierciedla reperkusje utrzymującej się wysokiej inflacji i rosnących stóp procentowych na całym świecie. Niepewność dla światowej gospodarki pozostaje podwyższona, a bilans ryzyk obejmuje efekt zacieśnienia monetarnego, kontynuację inflacji, kierunek chińskiej gospodarki i jej politykę COVID-zero, potencjalny kryzys dostaw gazu w Europie oraz zaostrzenie wojny rosyjsko-ukraińskiej z nieoczekiwanymi konsekwencjami.

Przewiduje się, że gospodarka światowa zwolni od wzrostu o 6,0% w 2021 r. do 3,2% w 2022 r. i 2,7% w 2023 r. (IMF 2022). Spowolnienie światowej produkcji przemysłowej w tym okresie, przełoży się na spadek światowej produkcji stali o 2% w 2022 r., zanim po-

---

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

nownie znacznie rosnąć o 1,1% zarówno w 2023 r., jak i 2024 r. (do 1,95 mld ton). Pogorszenie koniunktury gospodarczej i przemysłowej wpływa na rynki stali i surowców do jej produkcji.

Rynek węgla koksowych po stronie popytowej zdominowany jest przez kraje azjatyckie – łączny udział w międzynarodowym rynku czterech największych importerów z tego rejonu (Chiny, Japonia, Indie i Korea Płd.) wynosi prawie 70%. Podaż węgla jest ograniczona do kilku głównych eksporterów, w tym: Australii, USA, Kanady i Rosji, które łącznie odpowiadały za ponad 90% dostaw węgla na rynek handlu drogą morską.

Ze względu na silną koncentrację podaży węgla metalurgicznych ograniczoną do kilku głównych dostawców oraz koncentrację popytu ze strony kilku kluczowych regionów, rynek jest bardzo wrażliwy na zdarzenia mogące wpływać na ograniczenia dostępności węgla lub zahamowanie popytu w którymś z regionów, reagując dynamicznymi zmianami cen.

Wiodącą rolę w tych zdarzeniach odgrywają Chiny, będące największym światowym producentem i konsumentem węgla koksowych i równocześnie największym importerem i głównym uczestnikiem azjatyckiego rynku spot. Po stronie podaży, głównym czynnikiem tych zdarzeń jest koncentracja produkcji najlepszych jakościowo węgla typu hard na wschodnim wybrzeżu Australii, w rejonie narażonym na mocne oddziaływanie czynników pogodowych (powodzie, huragany).

### **1. Sytuacja na międzynarodowym rynku węgla koksowych w latach 2020–2022 (Ozga-Blaschke 2021; Platts CTI 2020–2022; S&P Global 2022a,b; Argus 2022)**

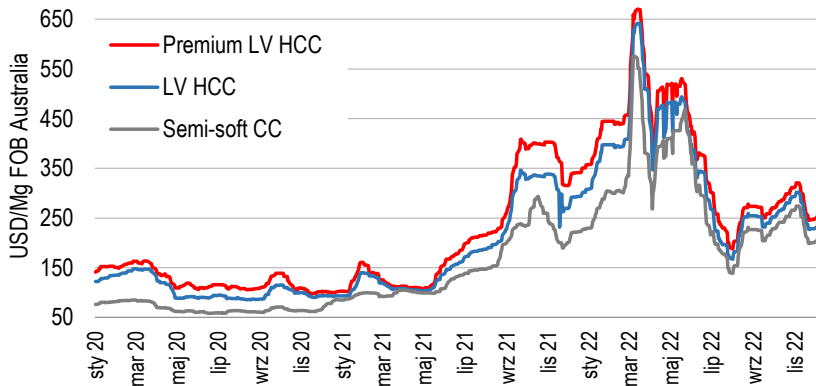
W 2020 roku sytuacja na rynku węgla metalurgicznych była determinowana przez skutki pandemii COVID-19 w postaci zahamowania aktywności gospodarczej i co się z tym wiąże spadku popytu na stal i surowców do jej produkcji.

W pierwszych miesiącach roku zwiększony import do Chin przy ograniczeniach podaży węgla na rynek (przestoje terminali węglowych w Queensland, awaria w kopalni Anglo American oraz ograniczenie dostaw węgla z Mongolii do Chin po zamknięciu granic z powodu epidemii), spowodowały wzrost cen na rynku międzynarodowym do 150–160 USD/Mg (dla węgla hard premium).

Dynamiczne rozprzestrzenianie się COVID-19 wymusiło na rządach wielu państw wprowadzenie restrykcji i działań mających na celu zwalczanie epidemii. Globalny lockdown spowodował spadek produkcji przemysłowej w sektorach, które generują największe zapotrzebowanie na stal. Skala redukcji mocy produkcyjnych stali (72 wielkie piece zostały czasowo wyłączone) przełożyła się na słaby popyt na węgiel i spadek notowań węgla na rynku międzynarodowym. Od września 2020 r. nastąpił okres ożywienia gospodarczego, wzrostu popytu na stal i powrotu do pracy zatrzymanych wcześniej wielkich pieców. Rekordowe poziomy produkcji stali w Chinach, ożywienie w Indiach oraz w Europie ponownie wspierały wzrosty indeksów cen węgla na rynku międzynarodowym. Ścieżkę wzrostów zatrzymała podjęta w październiku decyzja Chin o zablokowaniu importu australijskich węgla, co miało bezpośredni wpływ na ich notowania na rynku spot (rys. 1, 2). Średni roczny benchmark dla węgla koksowego Premium HCC w roku 2020 obniżył się w porównaniu do roku 2019 o 31%.

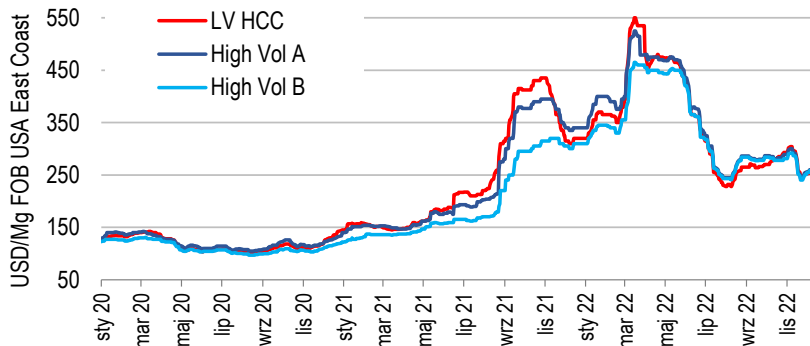


Pogorszenie relacji między Chinami a Australią i wprowadzenie zakazu importu węgla australijskich zapoczątkowało pod koniec 2020 r. zmiany w obrębie głównych szlaków dostaw w światowym handlu. Chiny zwiększyły zakupy węgla z USA i Kanady, aby uzupełnić niedobór najlepszych jakościowo węgla hard. Efektem był znaczny wzrost cen węgla amerykańskich LV HCC znacznie powyżej poziomu cen australijskich węgla PHCC (końcem roku o ok. 40 USD/Mg). Pozwoliło to eksporterom z Australii przekierować swój węgiel na rynek europejski i do Indii, gdyż konkurencyjność cenowa zachęcała do zakupów na rynku spot.



Rys. 1. Notowania indeksów cen australijskich węgla koksowych na rynku spot w latach 2020–2022  
Źródło: na podstawie danych: Platts CTI 2020–2022

Fig. 1. Australian coking coal spot price index quotes for 2020–2022



Rys. 2. Notowania indeksów cen amerykańskich węgla koksowych na rynku spot w latach 2020–2022  
Źródło: na podstawie danych: Platts CTI 2020–2022

Fig. 2. US coking coal spot price index quotes for 2020–2022

W 2021 roku znaczący wpływ na sytuację na rynku węgla koksowego miały trwające napięcia dyplomatyczne między Chinami i Australią i chińską polityką importową w zakresie australijskiego węgla koksowego, która wpłynęła na zmianę naturalnych i historycznych przepływów handlowych i podniosła ceny krajowe dla użytkowników końcowych w Chinach. Według danych S&P Global (2022 a,b), udział Chin w rynku spot wynosił prawie 80% przed nieoficjalnym zakazem importu australijskiego węgla.

Rosnąca produkcja stali wynikająca z odbudowy gospodarek po zwolnieniach z obrotów pandemicznych generowała w 2021 roku silny popyt na węgiel koksowy. Jednocześnie podaż tego surowca była ograniczana przez utrudnienia w produkcji, problemy transportowe, a także zjawiska pogodowe i katastrofy u głównych dostawców na rynek zamorski. Wzrost popytu, przy jednoczesnych ograniczeniach podaży, spowodował sukcesywny wzrost cen węgla koksowego. Zamorski rynek węgla koksowego wkroczył w IV kwartał 2021 roku z cenami na rekordowo wysokim poziomie – notowania w październiku i listopadzie należały do historycznie wysokich i dla węgla koksowego hard premium oscyływały w granicach 400 USD/Mg FOB (rys. 1). Średnia notowań indeksu TSI Premium HCC w całym 2021 roku wzrosła w porównaniu do roku poprzedniego o 82,6% do 226 USD/Mg.

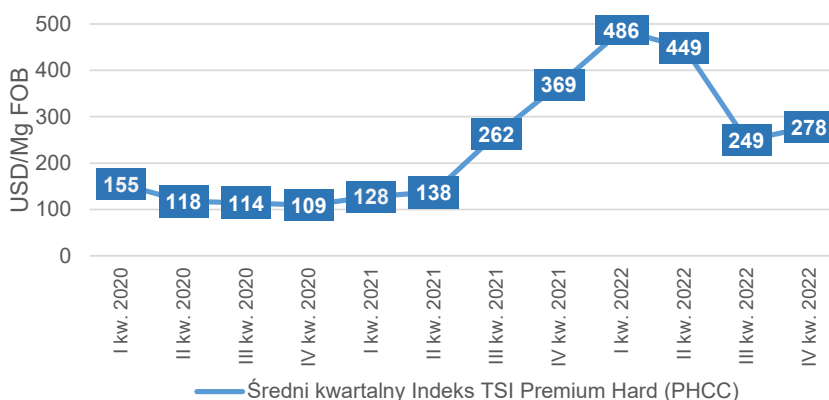
Ceny węgla w kontraktach kształtowane są od II kw. 2017 r. w oparciu o publikowane indeksy cenowe z rynku spot. Dla transakcji prowadzonych w oparciu o bieżące notowania spotowe najczęstszym wyznacznikiem jest TSI Coking Coal Indices. Z założenia TSI Premium Hard CC jest regionalnym punktem odniesienia dla basenu Azji i Pacyfiku, ale znaczenie połączonych przepływów eksportu australijskiego i importu do Chin sprawiło, że jest oceną referencyjną na całym świecie.

W 2022 r. ceny węgla koksowego były bardzo zmienne, głównie ze względu na ograniczenia podaży w pierwszych trzech miesiącach roku. Australia – największy dostawca węgla koksowego – odnotowała więcej niż oczekiwano opadów w okresie styczeń–kwiecień z powodu zjawiska La-Nina, które wpłynęło na produkcję i eksport węgla z tego kraju. Konflikt rosyjsko-ukraiński w ostatnim tygodniu lutego wywołał panikę i wzmożone zakupy węgla innego pochodzenia niż rosyjski, w efekcie w połowie marca ceny węgla koksowego hard premium wzrosły o ponad 300 USD – do 650 USD/Mg na bazie FOB. Sankcje nałożone na Rosję przez kraje zachodnie sprawiły, że główni producenci stali w Azji i w Europie szukali australijskiego węgla.

Średnia indeksu TSI Premium Hard Coking Coal w I kwartale 2022 w porównaniu do IV kwartału 2021 roku była wyższa o 32% (rys. 3).

Rynek węgla koksowego w II kwartale 2022 roku pozostawał niestabilny, charakteryzował się bardzo wysokimi, niespotykanymi wcześniej wahaniami notowań dziennych. W dalszym ciągu utrzymywały się zakłócenia podażowe z Australii (ulewne deszcze w maju zakłóciły działalność kopalń w Queensland i Nowej Południowej Walii). W Chinach ponowne wybuchy pandemii COVID-19 ograniczały produkcję stali, wpływając na obniżenie popytu na węgiel koksowy.

W kwietniu 2022 roku po zapowiedzi UE o wprowadzeniu zakazu importu rosyjskiego węgla od sierpnia, nastąpił kolejny krótkotrwały wzrost notowań australijskich węgla hard powyżej 500 USD/Mg. Zbliżający się europejski zakaz spowodował, że w II kwartale więcej



Rys. 3. Średnie kwartalne wartości indeksu TSI na rynku spot w latach 2020–2022  
Źródło: na podstawie danych: Platts CTI 2020–2022

Fig. 3. Quarterly average TSI values in the spot market from 2020 to 2022

rosyjskiego tonażu napłynęło do Chin i Indii głównie z powodu znacznego rabatu cenowego, sięgającego nawet 50% w stosunku do cen węgla australijskiego.

Od końca maja wraz z poprawą podaży, notowania węgla koksowego znalazły się w trendzie spadkowym. Głównym powodem była sytuacja na rynku stali – słaby popyt, spadki cen wyrobów stalowych i sezonowe spowolnienie produkcji wielkich pieców w krajach Azji i Europy.

Pod koniec drugiego kwartału indeks TSI był już o ponad 200 dolarów niższy w porównaniu z marcem 2022 r.

Spadki cen węgla metalurgicznych, przy jednoczesnych wzrostach cen węgla energetycznego, wynikających głównie ze wzrostów cen alternatywnych surowców energetycznych, w tym gazu ziemnego, doprowadziły do odwrócenia się wieloletnich relacji cenowych pomiędzy węglem energetycznym a koksowym. W czerwcu 2022 r. wytworzyła się bezprecedensowa sytuacja, w której cena spot australijskiego węgla energetycznego (6000 kcal/kg) przewyższyła cenę węgla koksowego typu hard premium. Pokazuje to, jak globalny rynek węgla został zaburzony przez konsekwencje rosyjskiej inwazji na Ukrainę. W czerwcu 2022 r. średnia miesięczna wartość indeksu TSI dla węgla hard premium wyniosła 373 USD/Mg a średnia cena FOB Newcastle węgla energetycznego (6000 kcal/kg) na rynku spot osiągnęła wartość 396 USD/Mg. Ta niezwykła relacja dla węgla australijskich na rynku azjatyckim utrzymywała się przez kolejne miesiące roku. Końcem września azjatycki benchmarkowy indeks węgla Newcastle (NEWC) nadal pozostał powyżej 400 USD/tonę, podczas gdy indeks TSI PHCC był na poziomie 270 USD/tonę.

Nowa rzeczywistość, w jakiej znaleźli się producenci węgla koksowego, skłoniła część z nich do przekierowania pewnych wolumentów tego surowca na rynek węgla energetycznych, korzystając z nadzwyczajnej premii cenowej za paliwo do wytwarzania energii elektrycznej.

Trend spadkowy cen, który zdominował rynek węgla koksowych w drugim kwartale, utrzymywał się też w III kw. Notowania australijskiego węgla koksowego utrzymywały się

poniżej 260 USD/Mg, ponieważ warunki na światowym rynku stali wciąż się pogarszały w obliczu rosnących kosztów produkcji i spadających marż.

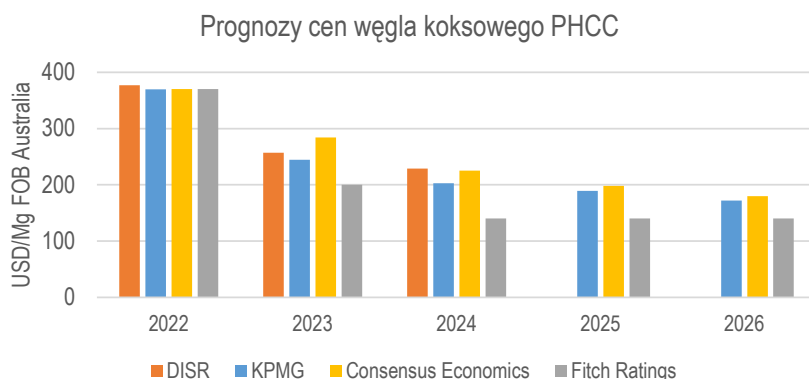
Po niestabilnym trzecim kwartale, w październiku ceny węgla koksowego umocniły się, ponieważ zakłócenia związane z pogodą, spowodowane przedłużającym się zjawiskiem La Niña, budziły obawy o podaż. W Australii powodzie w NSW i ponadprzeciętne opady w Queensland ograniczały produkcję i transport węgla. Jednak niższy niż oczekiwano popyt złagodził skutki zakłóceń w podaży i pod koniec roku ceny ponownie spadły do ok. 250 USD/Mg. Dostępność spotów poprawiła się również po pojawieniu się większej liczby użytkowników końcowych, którzy odsprzedawali swoje długoterminowe ładunki.

Oczekuje się, że w najbliższym czasie wsparciem dla notowań cen może być sezonowe uzupełnianie zapasów przez odbiorców końcowych oraz ograniczona podaż z Rosji, związana z kwestiami logistycznymi i wprowadzonymi sankcjami.

## 2. Prognozy cen węgla koksowego

Uczestnicy rynku oczekują, że ceny węgla koksowych i ich zmienność prawdopodobnie pozostaną powyżej typowych poziomów. Szereg czynników (zdarzenia pogodowe, potencjalne zakłócenia COVID, zakazy importu z Chin i wojna w Ukrainie) będą wpływać na rynek w najbliższych latach. Globalna recesja może ostudzić popyt i obniżyć ceny.

Wykres na rysunku 4 porównuje prognozy cen dla węgla koksowego typu hard PHCC LV publikowane w ostatnim okresie przez ośrodki branżowe.



Rys. 4. Prognozy nominalnych cen węgla koksowego typu hard na rynku międzynarodowym na lata 2023–2026  
Źródło: na podstawie danych: DISR 2022; KPMG 2022; Fitch 2022; Consensus 2022

Fig. 4. Forecasts of nominal hard coking coal prices on the international market for 2023–2026

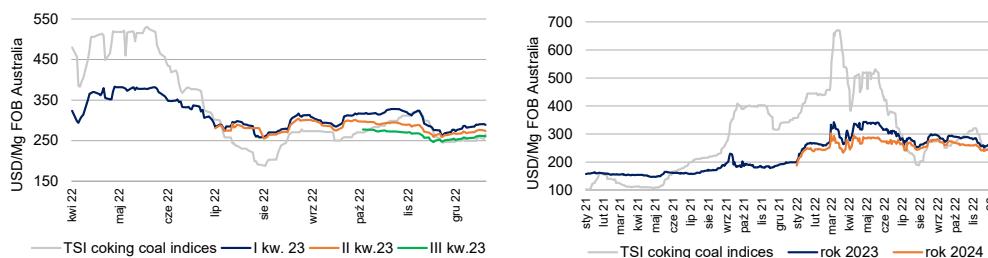
Australijski Departament Przemysłu, Nauki, Energii i Zasobów (DISR 2022) przewiduje, że ceny węgla Premium HCC utrzymają się w wąskim przedziale 250–270 USD/Mg do połowy 2023 r., po czym ceny będą stopniowo spadać do 230 USD/Mg w roku 2024.

Międzynarodowa agencja ratingowa Fitch Ratings (Fitch 2022) przewiduje, że ceny spadną w 2023 roku w związku z niższym popytem ze strony przemysłu stalowego i bardziej stabilnymi rynkami energii. Innym czynnikiem, który może mieć wpływ, to potencjalne zniesienie chińskiego zakazu importu węgla z Australii. Fitch spodziewa się, że w latach 2023 i 2024 ceny będą odpowiednio na poziomie 200 USD/Mg i 140 USD/Mg.

Firma KPMG (KPMG 2022) w swoich raportach przedstawia prognozy oparte na opiniach poszczególnych komentatorów ekonomicznych i domów maklerskich. Ostatnie prognozy dotyczące cen węgla koksowego przewidują systematyczny spadek średnich cen rocznych z poziomu 245 USD/Mg w roku 2023 do 172 USD/Mg w roku 2026. Spadki średnich cen rok/roku w kolejnych latach prognozy wynoszą: 34, 17, 7 i 9%.

Consensus Economist (Consensus 2022), wiodąca na świecie międzynarodowa organizacja zajmująca się badaniami gospodarczymi, przedstawiła prognozę, w której ceny węgla koksowego hard spadają w kolejnych latach prognozy (r/r) o 23, 21, 12 i 9% – z 370 USD/Mg w roku 2022 do 180 USD/Mg w roku 2026.

Odzwierciedleniem zmian nastrojów na rynku jest obserwacja dziennych ocen instrumentów pochodnych TSI PHCC na trzy kwartały i dwa lata do przodu (rys. 5).



Rys. 5. Notowania instrumentów pochodnych węgla koksowego

Źródło: Platts CTI 2020–2022

Fig. 5. Coking coal derivative quotes

## Podsumowanie

Zaktualizowane prognozy dotyczące przyszłych cen węgla koksowych w handlu międzynarodowym odzwierciedlają zmiany oczekiwań dotyczących światowego wzrostu gospodarczego oraz dynamiki podaży i popytu. Utrzymująca się presja inflacyjna doprowadziła do zacieśnienia polityki pieniężnej w większości głównych gospodarek, prowadząc do spowolnienia produkcji przemysłowej i znaczne osłabienie światowego popytu na stal. Proces ten został spotęgowany trwającymi ogniskami pandemii w Chinach, co w połączeniu z polityką zerowej tolerancji wobec COVID-19 prowadzącej do ograniczenia produkcji stali, zmniejszyło zapotrzebowanie na surowce hutnicze.

Wojna w Ukrainie i sankcje nakładane na Rosję prawdopodobnie zmienią w perspektywie średnioterminowej kierunki handlu węglem koksowym. Rosja utraci dostęp do wielu

kluczowych rynków, w zamian kierować będzie węgiel do Chin, Indii i innych krajów rozwijających się oferując konkurencyjne ceny.

Globalna recesja może nieco ostudzić popyt i obniżyć ceny węgla koksowych, ale większość prognoz pokazuje, że ceny węgla Premium HCC mimo trendu spadkowego pozostaną na wysokim poziomie ok. 250 USD/Mg w roku 2023 i ok. 200–220 USD/Mg w roku 2024.

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

## Literatura

- Argus 2022 – Steel demand, weather to drive coking coal prices [Online] [www.argusmedia.com](http://www.argusmedia.com) [Dostęp: 5.12.2022].
- Consensus 2022 – Consensus Economics – Coal Price Forecasts. [Online] [www.consensuseconomics.com](http://www.consensuseconomics.com) [Dostęp: 5.12.2022].
- DISR 2022 – Resources and Energy Quarterly, September, December 2022. [Online] [www.industry.gov.au](http://www.industry.gov.au) [Dostęp: 19.12.2022].
- Fitch 2022 – Fitch Ratings Updates Global Metals & Mining Price Assumptions [Online] [www.fitchratings.com](http://www.fitchratings.com) [Dostęp: 6.12.2022].
- IMF 2022 – International Monetary Fund World Economic Outlook Oct 2022. [Online] [www.imf.org](http://www.imf.org) [Dostęp: 30.10.2022].
- KPMG 2022 – KPMG – Coal Price and FX Market Forecast September/October, 2022. [Online] <https://assets.kpmg> [Dostęp: 11.11.2022].
- Ozga-Blaschke, U. 2021 – Dynamics of coking coal pricing in international trade in 1980–2020. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 37(3), s. 125–138, DOI: 10.24425/gsm.2021.138656.
- Platts 2022 a – S&P Global Commodity Insights – Trade Review: Met coal prices enter Q3 on downtrend as rainy season lull looms. [Online] [www.spglobal.com](http://www.spglobal.com) [Dostęp: 5.07.2022].
- Platts 2022b – S&P Global Commodity Insights – Trade Review: Asia met coal market sees light ahead on Q4 restocking demand, scarce supplies. [Online] [www.spglobal.com](http://www.spglobal.com) [Dostęp: 5.10.2022].
- Platts CTI 2020–2022 – CTI – Coal Trader International. S&P Global Platts (Editions from the years 2020–2022).
- World Steel 2022a – World Steel in Figures 2022. [Online] <https://www.worldsteel> [Dostęp: 30.09.2022].
- Worldsteel 2022b – Worldsteel Short Range Outlook October 2022. [Online] <https://www.worldsteel> [Dostęp: 30.10.2022].

## Międzynarodowy rynek węgla koksowego – sytuacja bieżąca i prognozy cen

Słowa kluczowe: węgiel koksowy, indeks TSI, rynek spot

Streszczenie: Popyt na węgiel metalurgiczny w handlu międzynarodowym jest determinowany głównie zapotrzebowaniem ze strony branży hutniczej, której kondycja jest zależna od sytuacji w gospodarce światowej i koniunktury na rynku stali. Pogorszenie koniunktury gospodarczej i przemysłowej w 2022 r. powoduje, że prognozy zapotrzebowania na wyroby stalowe są korygowane w dół w wyniku reperkusji utrzymującej się wysokiej inflacji i rosnących stóp procentowych na całym świecie. Niepewność dla światowej gospodarki pozostaje podwyższona, a bilans ryzyk obejmuje efekt zacieśnienia monetarnego, kontynuację inflacji, kierunek chińskiej gospodarki i politykę COVID-zero, kryzys w segmencie surowców energetycznych oraz zaostrzenie wojny rosyjsko-ukraińskiej z nieoczekiwanymi konsekwencjami. Rosyjska inwazja na Ukrainę doprowadziła do eskalacji napięć geopolitycznych i serii bezprecedensowych sankcji nałożonych na Rosję i Białoruś przez UE, USA oraz inne kraje. W rezultacie konsekwencje ataku Rosji na Ukrainę dotknęły całą gospodarkę światową, w tym w szczególności Europę.

Międzynarodowy rynek węgla metalurgicznego charakteryzuje się silną koncentracją podaży węgla ograniczoną do kilku głównych dostawców (Australia, USA, Kanada, Rosja), jak też koncentracją popytu ze strony kilku klu-

czowych regionów. Zdarzenia mogące znacząco wpływać na ograniczenia dostępności węgla lub zmiany (wzrost, spadek) popytu, w którymś z tych regionów, skutkują dynamicznymi zmianami cen.

Wiodącą rolę w tych zdarzeniach odgrywają Chiny, będące największym światowym producentem i konsumentem węgla koksowych i równocześnie największym importem i głównym uczestnikiem azjatyckiego rynku spot. Wprowadzenie przez Chiny pod koniec 2020 r. zakazu importu węgla australijskich spowodowało zmianę naturalnych i historycznych przepływów handlowych, natomiast rządowa polityka zerowej tolerancji wobec COVID-19 doprowadziła w 2022 r. do spadku produkcji stali i zapotrzebowania na surowce hutnicze.

Po stronie podaży, głównym czynnikiem tych zdarzeń jest koncentracja produkcji najlepszych jakościowo węgli typu hard na wschodnim wybrzeżu Australii, w rejonie narażonym na mocne oddziaływanie czynników pogodowych (zjawisko La Nina).

W artykule przedstawiono sytuację na międzynarodowym rynku węgla koksowych w latach 2020–2022 oraz zaktualizowane prognozy cen w horyzoncie do 2026 r. Dynamikę zmian cen w analizowanym okresie pokazano na przykładzie cen FOB najlepszego jakościowo australijskiego węgla koksowego (Premium HCC).

## *International coking coal market – current situation and price forecasts*

Keywords: coking coal, TSI, spot market

**Abstract:** The demand for metallurgical coal in international trade is mainly determined by the demand from the steel industry, the condition of which depends on the situation in the global economy and the situation on the steel market. The economic and industrial downturn in 2022 causes demand forecasts for steel products to be revised downwards as a result of the repercussions of persistently high inflation and rising interest rates around the world. Uncertainty for the global economy remains heightened, and the balance of risks includes the effect of monetary tightening, continued inflation, the direction of the Chinese economy and the COVID-zero policy, the crisis in the energy commodities segment and the aggravation of the Russian-Ukrainian war with unexpected consequences. The Russian invasion of Ukraine led to an escalation of geopolitical tensions and a series of unprecedented sanctions imposed on Russia and Belarus by the EU, the US and other countries. As a result, the consequences of Russia's attack on Ukraine affected the entire world economy, including Europe in particular.

The international metallurgical coal market is characterised by a strong concentration of coal supply limited to a few major suppliers (Australia, USA, Canada, Russia), as well as concentration of demand from several key regions. Events that may significantly limit the availability of coal or change (increase, decrease) in demand in any of these regions result in dynamic price changes.

The leading role in these events is played by China, which is the world's largest producer and consumer of coking coal and, at the same time, the largest importer and main participant of the Asian spot market. China's introduction of a ban on the import of Australian coals at the end of 2020 caused a change in natural and historical trade flows, while the government's zero-tolerance policy towards COVID-19 led to a decrease in steel production and demand for metallurgical raw materials in 2022.

On the supply side, the main driver of these events is the concentration of production of the best quality hard coals on the eastern coast of Australia, in the region exposed to strong weather conditions (La Niña phenomenon). The paper presents the situation on the international coking coal market in the years 2020–2022 and updated price forecasts until 2026. Price changes in the analysed period are shown on the example of FOB prices of the best quality Australian coking coal (Premium HCC).





Katarzyna STALA-SZLUGAJ<sup>1</sup>

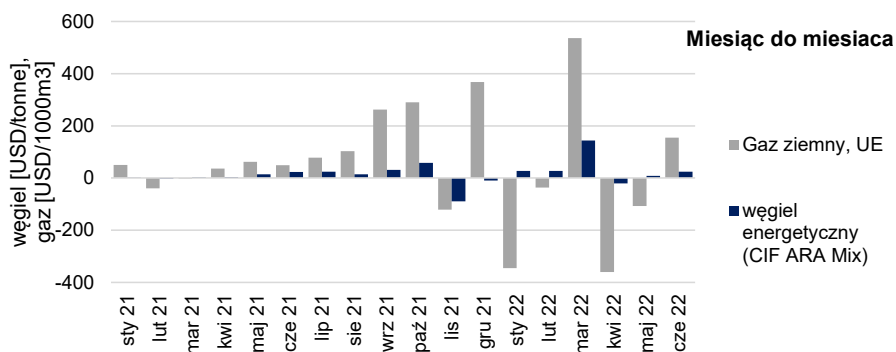
## **Wyzwania dla odbiorców indywidualnych w świetle aktualnej sytuacji geopolitycznej**

### **Wprowadzenie**

Patrząc na sytuację z lat: 2021–1H2022 (1H – pierwsza połowa danego roku), można założyć, że wystąpiło kilka istotnych czynników, które zdestabilizowały nie tylko polską, ale również inne światowe gospodarki. Choć w 2021 roku wiele światowych gospodarek zaczęło się odbudowywać po wybuchu pandemii COVID-19, to decyzje polityczne Federacji Rosyjskiej (zwanej w dalszej części artykułu Rosją) dotyczące dostaw gazu ziemnego do Europy bardzo silnie wpłynęły na międzynarodowy rynek węgla. Rosnące ceny gazu ziemnego w Europie przy zmniejszających się jego ilościach w magazynach wielu państw zachodniej Europy przyczyniały się do znacznego wzrostu cen gazu obserwowanego od kwietnia 2021 r. (patrz: rys. 1). Pomiędzy kwietniem a październikiem 2021 ceny gazu wzrosły o ponad 300%, węgla energetycznego w portach ARA (ARA: Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia) o ponad 200% (Eurostat 2022). W obliczu wysokich cen gazu w wielu krajach zachodniej Europy ponownie uruchomiono jednostki opalane węglem, co skutkowało zwiększonym zapotrzebowaniem na to paliwo oraz stymulowało wzrost jego cen. Dodatkowym impulsem wzrostu cen było bezwietrzne lato oraz początek jesieni, które przyczyniły się do spadku udziału energetyki wiatrowej w miksie energetycznym państw zachodniej Europy. Analizując dane (Eurostat 2022) obliczono, że w przypadku Niemiec w czerwcu, lipcu i wrześniu 2021 r. udział energetyki wiatrowej w wytwarzaniu energii elektrycznej w Niemczech spadł do 12–15%, przy średniej w okresie styczeń 2021–czerwiec 2022 wynoszącej 24% (rys. 2). W przypadku Hiszpanii średni udział energetyki wiatrowej w wytwarzaniu energii elektrycznej w ciągu wspomnianych 18 miesięcy wyniósł 23%, a w okresie czerwiec–wrzesień 2021 r. spadł do 16–19%.

---

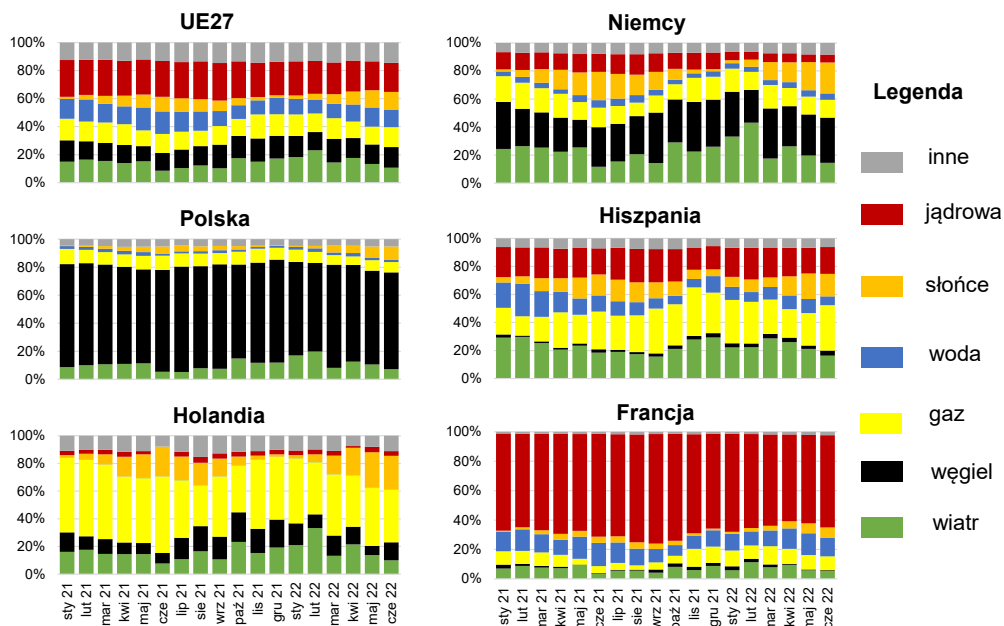
<sup>1</sup> Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;  
ORCID iD: 0000-0003-3689-7895; e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl



Rys. 1. Miesięczne zmiany cen spot węgla energetycznego (CIF ARA Mix) i gazu ziemnego (Natural Gas, UE) na rynku europejskim

Źródło: opracowanie własne na podst. danych (World Bank 2022, Argus 2022)

Fig. 1. Monthly price development of spot steam coal (CIF ARA Mix) and natural gas (Natural Gas, EU) on the European market



Rys. 2. Struktura wytwarzania energii elektrycznej wg paliw w wybranych krajach UE27, styczeń 2021–czerwiec 2022

Źródło: opracowanie własne na podst. danych (Eurostat 2022)

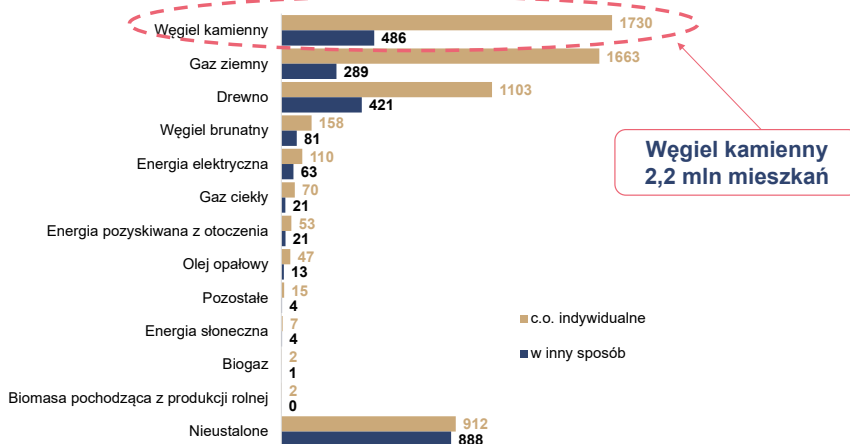
Fig. 2. Electricity generation by fuel in selected EU27 countries, January 2021–June 2022

Kolejnym bardzo silnym czynnikiem, który zachwiał gospodarkami wielu państw – zwłaszcza europejskich – było rozpoczęcie przez Rosję zbrojnej agresji na Ukrainę w lutym 2022 roku. W efekcie trwającej (stan na: sierpień 2022 r.) wojny rosyjsko-ukraińskiej zostały zerwane łańcuchy dostaw wielu surowców. Ukraina była dotychczas istotnym światowym eksporterem m.in. zbóż, rudy żelaza, wyrobów stalowych i żelazostopów (Nita i in. 2021) oraz innych surowców nieenergetycznych do Polski (Lewicka i in. 2022).

Obserwowany wzrost cen węgla energetycznego na międzynarodowym rynku spot oraz zwiększone zapotrzebowanie na ten nośnik energii wpłynął także na krajowy rynek węgla m.in. kierowanego także do odbiorców indywidualnych – zwłaszcza gospodarstw domowych. Na dodatek – zgodnie z polityką Unii Europejskiej – prowadzona systematycznie od lat polityka dekarbonizacyjna, zakładająca także zmniejszenie zużycia węgla przez gospodarstwa domowe (patrz: PEP 2021a,b) postawiła wiele krajowych gospodarstw domowych przed bardzo trudnymi decyzjami dotyczącym wyboru nośnika energii wykorzystywanego do ogrzewania mieszkań.

### 1. Trendy na rynku kotłów grzewczych

Według wstępnych wyników pochodzących z Narodowego Spisu Powszechnego z 2021 r. (GUS 2022a) spośród 15,2 mln mieszkań (stan na: 31 marca 2021 r.) 54% (tj. 8,2 mln mieszkań) ogrzewanych jest indywidualnie, a z nich 5,9 mln posiada indywidualne centralne ogrzewanie (w skrócie: c.o.) i nie korzysta z centralnego ogrzewania z sieci lub ogrzewania zbiorowego (zasilającego jeden budynek wielomieszkaniowy). Wśród mieszkań ogrzewanych indywidualnym c.o. aż 2,2 mln mieszkań ogrzewanych jest węglem kamiennym (patrz: rys. 3),



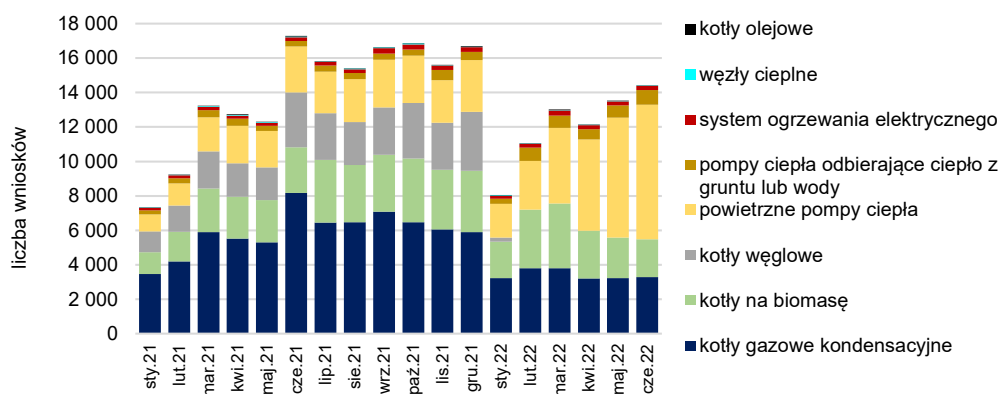
Rys. 3. Wyniki wstępne NSP2021 – mieszkania ogrzewane indywidualnie w Polsce w podziale na nośnik energii, stan na 30 marca 2021 r.

Źródło: opracowanie własne na podst. GUS 2022a

Fig. 3. Preliminary results of NSP2021 – Individually heated dwellings in Poland by energy carrier, as of 30 March 2021

z czego udział mieszkań wyposażonych w instalację centralnego ogrzewania wynosi 72%. Właśnie w tej części mieszkań znajduje się główna grupa konsumentów, którzy w najbliższych latach mogą wymienić swój pozaklasowy kocioł węglowy albo na inny dedykowany innemu nośnikowi energii, albo na węglowy tylko spełniający standardy emisyjne.

Analizując liczbę wniosków o dotację na wymianę pozaklasowych kotłów składanych w ramach Programu Czyste Powietrze (patrz: rys. 4), można zauważyć, że jeszcze w 2021 roku głównie składano wnioski na dotację do kotłów: gazowych (42% łącznej liczby składanych wniosków), na biomasę (20%) oraz na węgiel (17%). Rok 2022 przyniósł duże zmiany: w związku z wycofaniem dotacji na kotły węglowe (z 1 stycznia 2022 r.) głównym beneficjentem tej sytuacji stały się wnioski na powietrzne pompy ciepła. Jeszcze w styczniu 2022 r. ich udział w ogólnej liczbie składanych wniosków wynosił 24%, a w czerwcu 2022 r. wzrósł do 54%. Przyczyn tego wzrostu należy upatrywać w kilku czynnikach. Jednym z nich jest wzrost liczby montowanych ogniw fotowoltaicznych, dzięki którym wytwarzana jest relatywnie tania energia elektryczna do zasilania pracy pompy. Kolejnym ważnym powodem były wspomniane wcześniej utrudnienia w dostawach gazu ziemnego, które przyczyniały się do wzrostu cen tego nośnika energii. Rosnąca niepewność dostaw gazu wraz z reperkusjami wywołanymi wojną Rosji z Ukrainą spowodowały nie tylko spadek liczby składanych wniosków na kotły gazowe, ale również i na kotły na biomasę (wstrzymanie dostaw pelletu z Rosji i Białorusi – wynik sankcji oraz utrudnienia dostaw z Ukrainy – wynik działań wojennych).



Rys. 4. Wnioski o dotację na poszczególne źródła ciepła w Programie Czyste Powietrze, styczeń 2021–czerwiec 2022

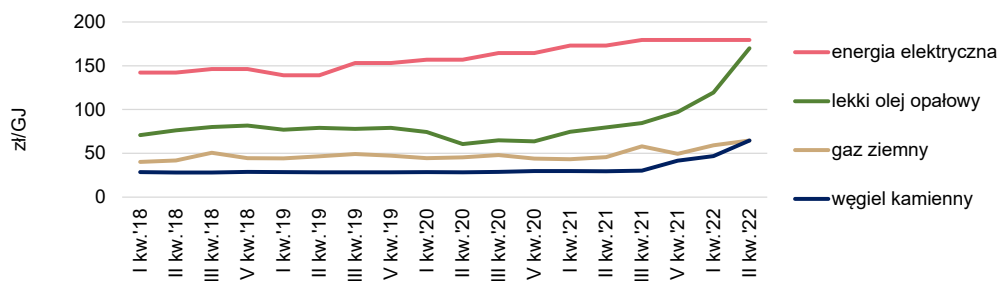
Źródło: opracowanie własne na podst. (Czyste Powietrze 2022)

Fig. 4. Applications for subsidies for individual heat sources in the Clean Air Programme

Statystyki pochodzące z Programu Czyste Powietrze mówią nam o liczbie złożonych wniosków na dotację do wymiany źródła ciepła, natomiast informacje z rynku producentów i importerów urządzeń grzewczych (SPIUG 2017–2022) pokazują liczbę sprzedanych kotłów (rys. 5). Analizując dane z lat 2018–2021, można zauważyć spadek udziału sprzedaży kotłów



z łagodzeniem skutków inflacji wywołanej kryzysem gospodarczym spowodowanym pandemią COVID-19. W przypadku energii elektrycznej sprzedawanej gospodarstwom domowym, sprzedaż dla tej grupy odbiorców została całkowicie zwolniona z podatku akcyzowego, a podatek VAT został obniżony z 23 do 5% (Tarcza 2022). W efekcie ceny sprzedaży energii elektrycznej od III kwartału 2021 do II kwartału 2022 r. nie uległy zmianie (patrz: rys. 6).



Rys. 6. Średnie ceny sprzedaży (netto, bez akcyzy) nośników energii dla gospodarstw domowych

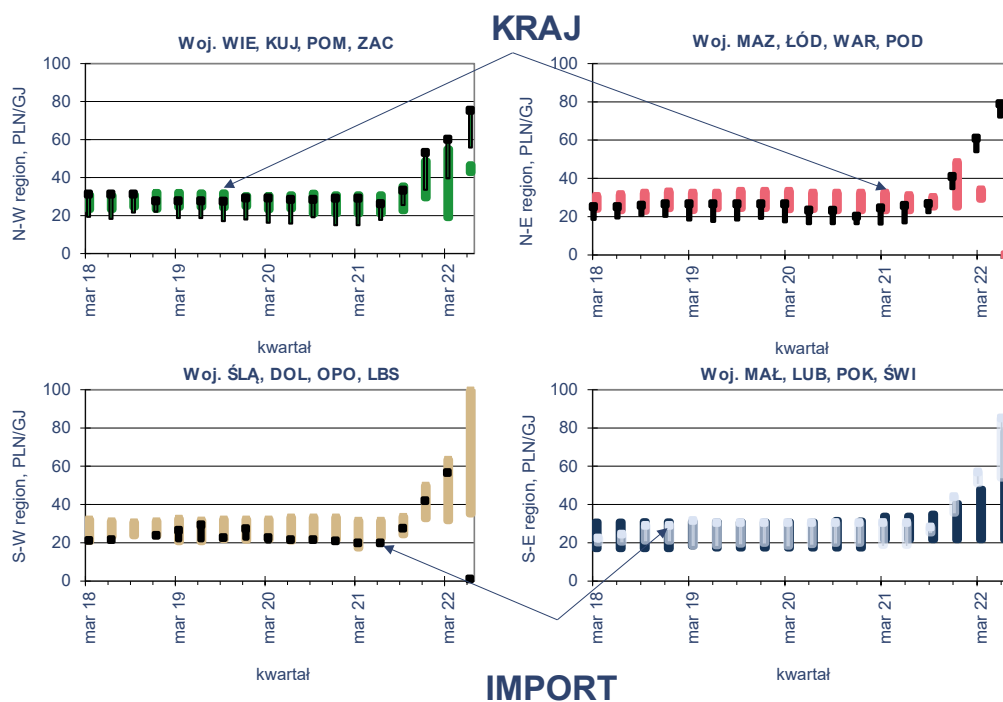
Źródło: opracowanie własne na podst. danych ARE 2018–2022

Fig. 6. Average selling prices (net of excise duty) of energy carriers for households

Analizując zakres cen węgla kamiennego o sortymencie kostka (w skrócie: kostka) oferowanego na składach opałowych w poszczególnych województwach można zauważyć duże wzrosty cen zarówno w ofertach węgla krajowego, jak również importowanego (patrz: rys. 7). W pierwszych dwóch kwartałach 2022 r. w przypadku węgla krajowego najwyższe ceny (100 zł/GJ) zanotowano w woj. dolnośląskim, a najniższe w woj. małopolskim (22 zł/GJ), a ceny węgla importowanego sięgały ponad 80 zł/GJ (woj. podkarpackie) (rys. 7). Należy jednak nadmienić, że w sezonie grzewczym 2020/2021, a zwłaszcza w drugiej jego części, zaczęto notować utrudnienia w dostępności węgla na składach opałowych. Wprowadzenie embarga na węgiel rosyjski jeszcze bardziej pogłębiło tę sytuację. Pomimo kończącego się sezonu grzewczego 2020/2021 rosnące zapotrzebowanie oraz niepewność ze strony gospodarstw domowych co do dostępności węgla na kolejny sezon grzewczy, wpływało na obserwowany wzrost cen węgla na składach opałowych. Potencjalnego obniżenia cen węgla można będzie się spodziewać w połowie kolejnego sezonu grzewczego, gdy konsumenci już zaopatrzą się w paliwo, a rynek zostanie relatywnie nasycony.

#### 4. Wyzwania stojące przed odbiorcami indywidualnymi

Dynamiczny rozwój sytuacji na światowym rynku (odczuwanie skutków inflacji wywołanej pandemią COVID-19, zachwianie oraz zerwanie wielu łańcuchów dostaw spowodowanych wojną Rosji z Ukrainą) postawił odbiorców indywidualnych – a zwłaszcza gospodarstwa domowe, przed wieloma trudnościami i decyzjami, które będą skutkować w kolejnych latach.



Rys. 7. Zakres cen kostki (netto, bez akcyzy) oferowanej na składach opałowych w Polsce, I kwartał 2018–II kwartał 2022  
Źródło: opracowanie własne na podst. danych składów opałowych

Fig. 7. Cobble price range (net of excise duty) offered at fuel depots in Poland, Q1 2018–Q2 2022

W celu zaspokojenia zapotrzebowania ze strony gospodarstw domowych (dla przypomnienia według (GUS 2021) w 2020 roku gospodarstwa domowe zużyły 8,7 mln ton węgla kamiennego) Polska musiała zwiększyć import węgla z innych krajów-eksporterów (m.in. z Kolumbii, RPA, USA, Australia). W efekcie wzrostowi będzie ulegał import drogą morską (Stala-Szlugaj i Grudziński 2022). Należy nadmienić, że przedmiotem handlu na międzynarodowym rynku spot są miały o klasie ziarnowej 0–50 mm. Po odsianiu ze sprowadzonego węgla będzie można uzyskać ok. 40% sortymentów średnich i grubych, czyli tych sortymentów, które są najbardziej poszukiwane przez gospodarstwa domowe.

W celu zaspokojenia zapotrzebowania ze strony gospodarstw domowych pod koniec czerwca zostało opublikowane Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska wprowadzające na 60 dni odstępstwo od stosowania norm jakości dla paliw stałych (Dz.U. 2022 poz. 1351; Rozporządzenie 2022). W efekcie gospodarstwa domowe mogły do celów grzewczych nabywać miały oraz węgiel brunatny.

Gorączkowe poszukiwania węgla (a zwłaszcza o sortymencie groszek) spowodowały, że wiele gospodarstw domowych posunęło się do bardzo śmiałych kroków, przerabiając kotły na ekogroszek na inne paliwo (np. biomasę) lub inny sortyment. Niestety w wielu przypadkach

kach ingerencja ta skutkowałą utratą certyfikatu jakości (np. kotła 5 klasy czy Ecodisagne) i w efekcie nowoczesny kocioł stał się kotłem pozaklasowym, tym samym często przestał spełniać warunki narzucone przez uchwałę antysmogową obowiązującą w danym województwie (czy też mieście, gminie, powiecie etc.).

Biorąc pod uwagę założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2021a,b), do 2030 roku Polska ma odejść od ogrzewania węglem mieszkań położonych w miastach. Wydawało się, że będzie to proces przebiegający stopniowo. Analizując daty graniczne wymiany kotłów pozaklasowych wyznaczone przez uchwały antysmogowe w wielu województwach (patrz: rys. 5), największy proces wymiany przypada na lata 2023–2024. Jednakże zachwianie się dostępności dostaw węgla kamiennego i gazu ziemnego, jakie nastąpiło w 2022 r., może skutkować przyspieszeniem decyzji o zmianie nośnika energii. Alternatyw jest kilka. Najczęstszą jest przejście na ogrzewanie mieszkań przy wykorzystaniu pomp ciepła. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że taka zmiana pociąga za sobą inwestycję finansową nie tylko w wymianę kotła, ale także m.in. w termomodernizację (zwłaszcza likwidację mostków cieplnych), stolarki okiennej i drzwiowej oraz poszycia dachowego, wymianę instalacji centralnego ogrzewania. Kolejną coraz popularniejszą alternatywą dla węgla staje się wykorzystanie do ogrzewania energii elektrycznej, zwłaszcza pochodzącej z zainstalowanych (np. na dachu czy też posesji) ogniw fotowoltaicznych.

Przyspieszone decyzje o zmianie kotła (w tym: nośnika energii), czy też o wprowadzeniu dodatkowego źródła do danego gospodarstwa domowego (jakim np. są ogniwa fotowoltaiczne) skutkuje tym, że wzrostowi ulega zapotrzebowanie zarówno na usługi instalatorskie, jak również na sprzęt (np. kotły, ogniwa fotowoltaiczne etc.). Rynek instalatorski już sygnalizuje braki kadrowe, jak również wydłużenie oczekiwania na dostawę sprzętu (SPIUG 2022 a,b). Dodatkowo podwyżki cen urządzeń grzewczych przyczyniają się do rezygnacji z zakupu urządzeń wysokojakościowych na rzecz tańszych, lecz gorszych (SPIUG 2022b).

Jednakże istotnym hamulcowym staje się zasobność majątkowa gospodarstw domowych. Według danych GUS (GUS 2022b) w 2020 roku wskaźnik ubóstwa energetycznego gospodarstw domowych LIHC (wysokie koszty, niskie dochody) wyniósł 10,1%, a rok wcześniej był niższy o 0,8 punktu procentowego. Obserwowany w 2022 r. wzrost inflacji nie napawa optymizmem. Według projekcji NBP z lipca 2022 r. (NBP 2022) inflacja w całym 2022 roku ma wynieść 14,2% a w 2023 r. osiągnąć poziom 12,1%. Zatem spodziewany wzrost cen nie tylko nośników energii, ale również usług i wielu produktów (zarówno końcowych, jak również komponentów) przyczynia się do wnikliwszej analizy przed podjęciem decyzji o wyborze źródła ciepła i zakupie nośnika energii.

## **Podsumowanie**

Najbliższy (po wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej) sezon grzewczy, tj. sezon 2022/2023, będzie stanowić wyzwanie zarówno dla odbiorców, jak również producentów nośników energii. Zawieszenie norm jakości paliw stałych może przyczynić się do zwiększenia zapotrzebowania na miały ze strony gospodarstw domowych. Pewnym ich uzupełnieniem w stosunku do krajowej produkcji, będzie węgiel importowany. W związku z tym, że przedmiotem handlu



na międzynarodowym rynku spot są miały o frakcji 0–50 mm, po odsianiu sortymentów grubych i średnich pozostaje ok. 60% miałów, które m.in. mogą być wykorzystane także przez gospodarstwa domowe.

Rosnąca niepewność związana z zabezpieczeniem węgla na nadchodzący sezon grzewczy wywołana wprowadzeniem sankcji na węgiel z Rosji (głównego eksportera węgla energetycznego do Polski (Stala-Szlugaj i Grudziński 2022)) spowodowała, że część konsumentów wykonała przeróbki swoich nowoczesnych kotłów, np. dedykowanych ekogroszkom, na inne paliwo (np. pellet). Należy jednak pamiętać, że wszelkie ingerencje/przeróbki wykonane w kotłach 5 klasy czy też posiadające certyfikat Ecodesigne skutkują utratą klasy kotła oraz koniecznością jego wymiany. Tym samym „chwilowa zaradność” może narazić danego konsumenta na poniesienie większych wydatków.

Na lata 2023–2024 przypada wymiana pieców pozaklasowych w wielu województwach. W efekcie może nastąpić pewna destabilizacja na rynku wywołana brakiem dostępności firm instalatorskich, jak również opóźnienia w dostawach kotłów na najpopularniejsze nośniki energii. Wybór kotła do ogrzewania danego gospodarstwa domowego jest decyzją podejmowaną na lata. Obecne (przejściowe) zakłócenia w dostawie węgla czy pelletu lub też wysokie ceny gazu ziemnego nie powinny być głównym argumentem dyskredytującym byc paliwa.

Kolejnego wzrostu cen można spodziewać się tuż przed sezonem grzewczym, gdy gospodarstwa domowe będą intensywnie starać się zaopatrzyć w węgiel. Jednakże po pierwszym nasyceniu, pod koniec 2022 roku najprawdopodobniej będzie można się spodziewać zauważalnych obniżek cen węgla.

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

## Literatura

- ARE 2018–2022 – Europejski biuletyn cenowy nośników energii. Wyd. Agencja Rynku Energii, SA, Warszawa, biuletyny kwartalne z lat 2018–2022.
- Argus 2022 – [Online] platforma <https://www.argusmedia.com/> [Dostęp: 30.08.2022].
- Czyste Powietrze 2022 – [Online] <https://czystepowietrze.gov.pl/wymiana-kopciuchow-w-programie-czyste-powietrze-statystyki/> [Dostęp: 30.08.2022].
- Eurostat 2022 – Net electricity generation by type of fuel – monthly data [NRG\_CB\_PEM]. Eurostat [Online] [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_CB\\_PEM\\_custom\\_3228263/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_PEM_custom_3228263/default/table?lang=en) [Dostęp: 30.08.2022].
- GUS 2021 – Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2019 i 2020. Wyd. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, s. 85.
- GUS 2022a – Wyposażenie mieszkań i budynków w instalacje i urządzenia techniczne – wyniki wstępne NSP 2021. [Online] <https://stat.gov.pl/aktualnosci/informacje-o-wynikach-narodowego-spisu-powszechnego-ludnosci-i-mieszkan-2021,422,1.html> [Dostęp: 30.08.2022].
- GUS 2022b – Ubóstwo energetyczne – wskaźniki 2021. [Online] <https://dane.gov.pl/pl/dataset/2160,ubostwo-energetyczne-wskazniki> [Dostęp: 30.08.2022].
- Lewicka i in. 2022 – Lewicka, E.D., Burkowicz, A., Czerw, H., Figarska-Warchoł, B., Galos, K., Gałaś, A., Guzik, K., Kamyk, J., Kot-Niewiadomska, A. i Szlugaj, J. 2022 – The Russian-Ukrainian war versus the mineral security of Poland. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 38(3), s. 5–30, DOI: 10.24425/gsm.2022.142792.

- NBP 2022 – Projekcje inflacji i PKB – lipiec 2022. Portal Narodowego Banku Polskiego. [Online] [https://www.nbp.pl/home.aspx?f=/polityka\\_pieniezna/dokumenty/projekcja\\_inflacji\\_2022\\_lipiec.html](https://www.nbp.pl/home.aspx?f=/polityka_pieniezna/dokumenty/projekcja_inflacji_2022_lipiec.html) [Dostęp: 30.08.2022].
- Nita i in. 2021 – Nita, V., Bonollo, B. i Unguru, M. 2021 – Selected countries' data and indicators of trade in non-food, non-energy raw material commodities. Publications Office of the European Union, Luxembourg, DOI: 10.2760/20353.
- PEP 2021a – Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (2021). Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r., Warszawa, Portal Serwis Rzeczypospolitej Polskiej [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 15.02.2022].
- PEP 2021b – Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (2021). Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Załącznik 2 Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego, Warszawa, Portal Serwis Rzeczypospolitej Polskiej. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 15.02.2022].
- Rozporządzenie 2022 – Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 czerwca 2022 r. w sprawie odstąpienia od stosowania wymagań określonych w przepisach rozporządzenia w sprawie wymagań jakościowych dla paliw stałych. Dz.U. 2022 poz. 1351. [Online] <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=W-DU20220001351> [Dostęp: 15.02.2022].
- SPIUG 2022a – SPIUG: Raport rynek urządzeń grzewczych w Polsce. Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych. [Online:] <https://spiug.pl/raporty/podsumowanie-ryнку-urza%cc%a8dzen-grzewczych-w-polsce-w-ii-kwartale-2022/> [Dostęp: 30.08.2022].
- SPIUG 2022b – Drugi kwartał 2022 roku w branży instalacyjno-grzewczej w Polsce. Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych. [Online:] <https://spiug.pl/raporty/podsumowanie-ryнку-urza%cc%a8dzen-grzewczych-w-polsce-w-ii-kwartale-2022/> [Dostęp: 30.08.2022].
- 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: 10.24425/gsm.2022.142790.
- Tarcza 2022 – Rządowa Tarcza Antyinflacyjna. [Online:] <https://www.gov.pl/web/chronimyrodziny/rzadowa-tarcza-antyinflacyjna> [Dostęp: 30.08.2022].
- World Bank 2022 – [Online:] Commodity Market <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets> [Dostęp: 30.08.2022].

## Wyzwania dla odbiorców indywidualnych w świetle aktualnej sytuacji geopolitycznej

Słowa kluczowe: gospodarstwa domowe, nośnik energii, źródło grzewcze, cena

Streszczenie: Decyzje polityczne Federacji Rosyjskiej związane z zaburzeniami w dostawach gazu ziemnego do Europy bardzo silnie wpłynęły na międzynarodowy rynek węgla w 2021 r. W efekcie malejących zapasów w magazynach europejskich oraz galopujących cen gazu ziemnego, dla odbiorców europejskich węgiel stał się bardzo poszukiwanym nośnikiem energii, stymulując wzrost jego cen. Wysokie zapotrzebowanie spowodowało, że import węgla energetycznego do Polski był nadal wysoki, a stan zapasów na zwalach przykopalnianych zmalał do 1,9 mln ton (spadek (r/r) o 3,4 mln ton). Sytuację tę bardzo mocno odczuli odbiorcy indywidualni – zwłaszcza gospodarstwa domowe, ponieważ początek sezonu grzewczego 2021/2022 rozpoczął się wysokimi (wtedy się wydawało) cenami. Gospodarstwa domowe są jednym z ważniejszych odbiorców węgla energetycznego zużywającym w ostatnich latach (2019–2020) rocznie, według danych GUS, ok. 9 mln ton. Mocno już wtedy napięty rynek odbiorców indywidualnych jeszcze bardziej dotknęło wprowadzenie embarga na rosyjski surowiec. Brak dostaw węgla z Rosji – dotychczasowego największego eksportera węgla energetycznego na rynek Polski – wywołało presję nie tylko na podaż węgla krajowego i importowanego, ale również na ceny węgla na składach opałowych. W II kwartale 2022 r. ceny węgla krajowego oferowanego na składach opałowych w niektórych województwach wzrosły do 100 zł/GJ. W obliczu sezonu grzewczego 2022/2023 przed gospodarstwami domowymi oraz innymi użytkownikami tych nośników energii, stanęło wiele wyzwań. Rosnąca niepewność związana z zabezpieczeniem węgla na nadchodzący sezon grzewczy wywołana wprowadzeniem sankcji na węgiel rosyjski spowodowała, że część konsumentów wykonała przeróbki w swych kotłach, co wiąże się z utratą certyfikatu jakości. Wybór kotła do ogrzewania danego gospodarstwa domowego jest decyzją długoterminową. Na lata 2023–2024 przypada wymiana pieców pozaklasowych w wielu województwach. W efekcie może nastąpić pewna destabilizacja na rynku wywołana brakiem dostępności firm instalatorskich, jak również opóźnienia w dostawach kotłów na najpopularniejsze nośniki energii.

## ***Challenges for individual consumers in the light of the current geopolitical situation***

Keywords: households, energy carrier, heating source, price

Abstract: The political decisions of the Russian Federation related to the disruption of natural gas supplies to Europe had a very strong impact on the international coal market in 2021. As a result of dwindling stocks in European storage facilities and soaring natural gas prices, coal has become a very sought-after energy carrier for European consumers, stimulating an increase in its price.

The high demand meant that imports of steam coal into Poland remained high, with stocks on mine dumps falling to 1.9 million tonnes (down (y/y) by 3.4 million tonnes). Individual consumers, especially households, were hit hard by this situation, as the start of the 2021/2022 heating season began with high (as it seemed at the time) prices. Households are one of the most important recipients of steam coal, consuming around 9 million tonnes per year in recent years (2019–2020), according to the Polish Central Statistical Office (GUS). The introduction of the embargo on Russian raw material further affected the already tight market for individual consumers. The lack of coal supplies from Russia – until now the largest exporter of steam coal to the Polish market – has put pressure not only on the supply of domestic and imported coal, but also on coal prices at fuel depots. In Q2 2022, domestic coal prices offered at fuel depots in some provinces rose to PLN 100/GJ. Facing the 2022/2023 heating season, households and other users of these energy carriers have faced a number of challenges. The growing uncertainty surrounding the supply of coal for the upcoming heating season, triggered by the introduction of sanctions on Russian coal, has caused some consumers to make modifications to their boilers, which entails the loss of quality certification. Choosing a boiler to heat a household is a long-term decision. The years 2023–2024 will see the replacement of off-grade boilers in many provinces. As a result, there may be some destabilisation in the market caused by a lack of availability of installation companies, as well as delays in the supply of boilers for the most common energy carriers.



Mateusz RYBARZ<sup>1</sup>

## ***Analiza cen węgla kamiennego energetycznego***

### ***Wprowadzenie***

Węgiel kamienny nadal pozostaje wiodącym surowcem służącym do produkcji energii elektrycznej i ciepła na świecie. Walka z emisją CO<sub>2</sub> oraz ostatnie wydarzenia związane z pandemią COVID-19 i wojną w Ukrainie na nowo zdefiniowały podejście do tego surowca energetycznego. Dla gospodarek, szczególnie tych, w których energetyka opiera się w głównej mierze na węglu kamiennym, stabilność cen węgla energetycznego ma istotne znaczenie dla rozwoju. Głównym problemem badawczym w tym opracowaniu jest identyfikacja czynników wpływających na kształtowanie się ceny węgla energetycznego, określenie ryzyka na rynku węgla energetycznego oraz perspektywy na rynku węgla energetycznego w Polsce i na świecie.

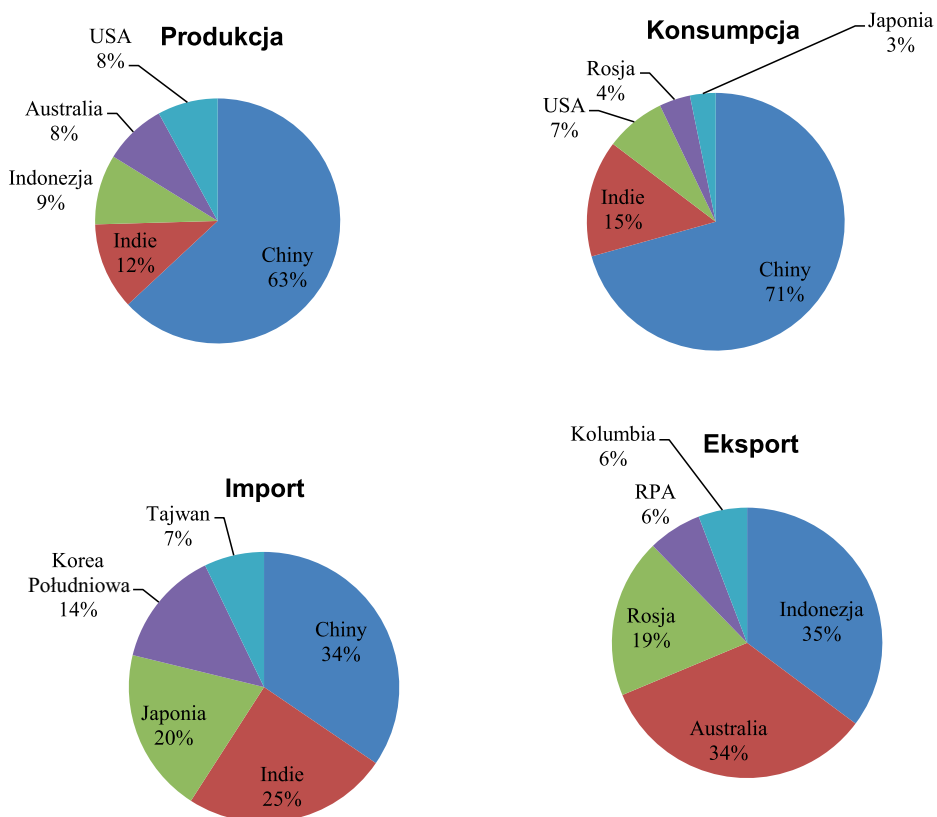
### ***1. Determinanty wpływające na cenę węgla energetycznego***

Analiza literatury wskazuje na regionalny charakter cen węgla (Sribna i in. 2019); jednak czynniki, które kształtują ceny węgla kamiennego energetycznego, są podobne na wszystkich rynkach lokalnych i rynku globalnym. Głównymi czynnikami kształtującymi ceny węgla na świecie są czynniki popytowo-podażowe. Na rynkach najwięksi producenci, konsumenci, importerzy i eksporterzy mają największe znaczenie dla kształtowania się cen. Szczególnie dane o polityce i prognozach wydobycia oraz zużycia w tych krajach.

Zgodnie z danymi przedstawionymi na rysunku 1 w 2021 roku największymi konsumentami węgla na świecie były kolejno: Chiny, Indie, Rosja, Indonezja, Wietnam i Japonia. Natomiast największy udział w produkcji światowej miały kolejno: Chiny, Indie, Indonezja,

---

<sup>1</sup> Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach, Katedra Ekonomii, firma ZOK-TECH Sp. z o.o., Katowice;  
ORCID iD: 0000-0001-5004-5336; e-mail: mateusz.rybarz@edu.uekat.pl



Rys. 1. Procentowy udział poszczególnych krajów w światowej produkcji, konsumpcji, imporcie oraz eksporcie węgla kamiennego w 2020 roku

Źródło: obliczenia własne na podstawie (The Global Economy 2022)

Fig. 1. Percentage share of each country in world coal production, consumption, import and export in 2020

Australia oraz USA. Natomiast największymi eksporterami na rynkach światowych w 2020 r. byli kolejno: Indonezja, Australia, Rosja i Republika Południowej Afryki oraz Kolumbia. Największymi importerami na świecie w 2020 r. były: Chiny, Indie, Japonia, Korea Południowa oraz Tajwan. Tak więc co potwierdzają inne publikacje, udział regionu Pacyfiku w 2020 r. wynosił 75% (Grudziński 2022). Węgiel nadal ma istotny udział w wytwarzaniu energii w części krajów na świecie. Światowe zapotrzebowanie na węgiel w najbliższej przyszłości wzrośnie przede wszystkim przez rosnące zapotrzebowanie na tanią energię w gospodarkach wschodzących, który to wzrost może zastąpić spadek zużycia w krajach przechodzących na odnawialne źródła energii (OZE). Zmiany związane z zmianą wielkości popytu oraz podaży mają szczególnie znaczenie w długookresowym kształtowaniu się cen.

Ceny węgla kamiennego energetycznego są także wrażliwe na zmiany cen energii elektrycznej oraz innych nośników energii. Badania przeprowadzone przez zespół badawczy z Chin wskazują, że głównymi czynnikami, które wpływają na fluktuację ceny węgla ener-

getycznego są zgromadzone zapasy i ceny energii elektrycznej oraz innych nośników energii. Zmiany zapasów powodują zmianę ceny węgla energetycznego w tym samym kierunku. Również ceny ropy i gazu zmieniają się w tym samym kierunku, co cena węgla energetycznego (Zhu i in. 2022). Badania wskazują także na większy związek cen węgla energetycznego z ropą naftową niż z gazem w długim okresie. Dodatkowo ceny węgla energetycznego poruszają się w tym samym kierunku co ceny uranu i gazu ziemnego na rynkach. Zaś badania zależności cenowej gazu ziemnego i węgla w Ameryce Północnej, Europie, Japonii i Korei Południowej wskazują, że cena gazu ziemnego ma wpływ na cenę węgla i wpływ ten jest większy niż wpływ ceny węgla na ceny gazu ziemnego (Chiappini i in. 2019).

W przypadku cen surowców energetycznych istotny wpływ na zmianę ceny mają czynniki polityczne. Ceny szczególnie w krótkim okresie są wrażliwe na czynniki polityczne. Rynek energii jest niezwykle wrażliwy na globalne wydarzenia finansowe i polityczne, które mogą mieć istotny wpływ na popyt i podaż energii (Khan i in. 2021). Udział czynników politycznych na rynkach surowców energetycznych w tym i węgla kamiennego miał znaczący wpływ na dynamiczne zmiany cen po agresji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w lutym 2022 roku. Prowadzone badania przedstawiają też ryzyko związane z pęknięciem baniek cenowych na rynkach innych nośników energii niż węgiel, które mogą doprowadzić do efektu domina także na rynku węgla. Duże znaczenie dla kształtowania się cen na rynku mają decyzje polityczne u największych producentów i konsumentów szczególnie w kwestiach:

- ograniczania zdolności produkcyjnych, co powoduje znaczną lukę między wielkością podaży i popytu,
- kontroli cen i interwencjonizmu na rynku, do którego dochodzi szczególnie w gospodarkach o wysokim udziale państwa w strukturze gospodarce,
- decyzji dotyczących przyjęcia programów redukujących emisję CO<sub>2</sub> oraz metanu, jak ma to miejsce w przypadku Unii Europejskiej.

Ceny węgla zależą także od czynników makroekonomicznych, które kształtują rynek głównie w długim okresie. Głównym czynnikiem makroekonomicznym jest wzrost gospodarczy, szczególnie gospodarek wschodzących, gdzie wzrost ma charakter ekstensywny. Wzrost ekstensywny wyróżnia się przede wszystkim zwiększaniem liczby fabryk, uprawianego arealu, liczby pracowników czy ilości zużywanych surowców. Gospodarki regionu Azji czy Afryki wraz z rozwojem będą potrzebować dużo taniej energii, który to popyt może być zaspokojony węglem kamiennym.

Drugim czynnikiem makroekonomicznym mającym wpływ na ceny węgla są recesje gospodarcze. Pomimo światowego kryzysu finansowego z lat 2008/2009, światowy rynek węgla energetycznego rozwijał się w 2009 r., choć w wolniejszym tempie, przy wzroście zarówno produkcji, jak i handlu morskiego. Produkcja i przepływy handlowe węglem kamiennym w rejonie Pacyfiku po kryzysie finansowym nadal notowały wzrosty szybsze niż inne paliwa kopalne (Rademacher i Braun 2011). Niemniej na rynku w latach 2008–2009 ceny węgla kamiennego energetycznego znacząco spadły i osiągnęły poziom z 2007 roku.

Istotnym czynnikiem kształtującym ceny węgla kamiennego energetycznego na świecie jest globalizacja, która powoduje szereg korzyści i zagrożeń dla lokalnych rynków węgla. Należy zwrócić uwagę, że węgiel kamienny jest surowcem strategicznym i ma szczególne znaczenie dla krajów, których energetyka jest oparta na węglu. Globalizacja może spowodo-

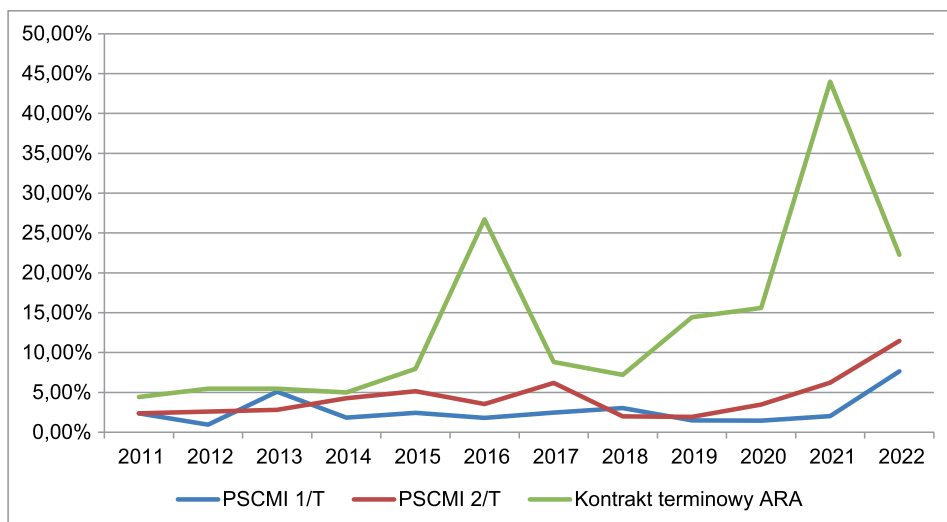
wać zmniejszenie ceny węgla na rynku, ale także poprzez utratę konkurencyjności krajowego wydobycia może prowadzić do uzależnienia się od dostaw surowca strategicznego z innego kraju.

## 2. Ryzyko na rynku węgla energetycznego w Polsce i na świecie

Zgodnie z teorią portfelową Markowitza im większa jest zmienność stopy zwrotu (lub innej zmiennej ryzyka), tym większe jest ryzyko na danym instrumencie finansowym (Širůček i Křen 2015). Dla oszacowania poziomu ryzyka na rynku światowym i polskim wykorzystano trzy indeksy cenowe dla węgla kamiennego:

- kontrakt terminowy na węgiel ARA (obrazujący światowy rynek spot węgla kamiennego),
- indeks PSCMI 1 (odzwierciedla poziom cen loco kopalnia – umowy długoterminowe) miałow energetycznych w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej,
- indeks PSCMI 2 (obrazuje poziom cen loco kopalnia – umowy długoterminowe) miałow energetycznych w sprzedaży do ciepłowni przemysłowych i komunalnych, innych odbiorców przemysłowych i pozostałych odbiorców krajowych.

Dla wyszczególnionych indeksów został wyliczony współczynnik zmienności, który jest ilorazem odchylenia standardowego oraz średniej. Służy do porównań cech wyrażonych w różnych jednostkach miar i jest wyznaczany w procentach (Waściński i Przekota 2012).



Rys. 2. Współczynnik zmienności dla wybranych indeksów cenowych węgla kamiennego oraz kontraktu terminowego na węgiel ARA w latach 2011–2022

Źródło: obliczenia własne na podstawie danych (Agencja Rozwoju Przemysłu SA 2022; World Bank Open Data 2022)

Fig. 2. Coefficient of variation for selected hard coal price indices and ARA coal futures contract in 2011–2022



Wybrane problemy oceny ryzyka zmian cen akcji za pomocą miar klasycznych i nieklasycznych.). Dla wybranych indeksów współczynnik zmienności przyjmuje następujące wartości (rys. 2).

Wykres obrazuje zdecydowanie większy poziom współczynnika zmienności na rynku światowym niż na rynku polskim. Ma to przede wszystkim związek z tym, że rynek spot reaguje silniej na informacje niż polskie indeksy oparte na umowach długookresowych. Niemniej sektor węglowy w Polsce ma peryferyjny charakter i nie reaguje tak silnie jak kontrakty terminowe ARA. Współczynnik zmienności wskazuje na większą stabilność cenową polskiego rynku w porównaniu do rynku światowego. W latach 2011–2014 ceny ARA na europejskim rynku węgla kamiennego były umiarkowanie skorelowane z polskimi indeksami PSCMI 1 oraz PSCMI 2, które wykazywały dość znaczny stopień wzajemnej współzależności (Jonek- Kowalska i Turek 2015). Niemniej wraz ze wzrostem niepewności spowodowanym pandemią COVID-19, wojną w Ukrainie oraz zmianami na rynku światowym widać wzrost współczynnika zmienności od 2021 roku. Inne badania podkreślają także brak korelacji pomiędzy rynkiem reprezentowanym przez kontrakty terminowe ARA, a polskimi indeksami PSCMI 1 i 2 z uwagi na specyfikę indeksów zawierających umowy długoterminowe a rynkiem spot (Stala-Szlugaj i Grudziński 2020).

### **3. Finansyzacja rynków towarowych**

Ostatnie dwie dekady przyniosły duży napływ kapitału na rynki towarowe. Taki stan rzeczy nie pozostaje bez wpływu na rynki towarów. Finansjalizacja rynków towarowych ma ogromny wpływ na zmienność cen na tych rynkach, jak również na dynamiczne korelacje z rynkiem akcji (Ding i in. 2021). Zgodnie z definicją Profesora M. Ratajczaka finansyzacja to zjawisko redukcji sfery realnej gospodarki, a więc wszelkich aktywności, których skutkiem jest wytwarzanie dóbr i usług zaspokajających potrzeby ludzkie przez sferę finansów – rozumianą przede wszystkim jako pomnażanie zasobów finansowych bez związku z działaniami na rzecz sfery realnej (Ratajczak 2012). Wielu badaczy przestrzega przed nadmierną finansyzacją rynków towarowych i proponuje ograniczenie działania spekulantów na tym rynku (Bohl i in. 2021), ponieważ efektem procesu finansyzacji rynków towarowych stają się rosnące poziomy w wahaniami cen (Włodarczyk i Szturo 2018). Ostatecznie finansyzacja może prowadzić na rynkach do jeszcze większej niepewności, co ma szczególne znaczenia zwłaszcza w kontekście kryzysów gospodarczych podobnych do tych na Ukrainie. Niemniej inwestorzy chętnie dywersyfikują swoje portfele inwestycyjne dodając do nich na przykład kontrakty terminowe na różne towary, takie jak węgiel, ropa naftowa czy pszenica. Ostatecznie postępująca finansyzacja rynków może doprowadzić do oderwania się rynków towarowych w tym i rynku węgla od realnej sfery gospodarki.

#### **4. Perspektywy dla rynku węgla kamiennego energetycznego w Polsce i na świecie**

Głównymi czynnikami wpływającymi na krajowy rynek węgla kamiennego energetycznego są:

- zużycie i cena energii elektrycznej,
- zmiany cen gazu ziemnego,
- polityka gospodarcza,
- polityczne czynniki zewnętrzne,
- transformacja energetyczna gospodarstw domowych,

Jeżeli polski system energetyczny i ciepłowniczy będzie nadal opierać się na węglu kamiennym (Mazanek i Świat 2022) to wraz z spadkiem wydobycia krajowego ceny na rynku mogą wzrosnąć. Zmiany cen gazu ziemnego będą miały znaczący wpływ na ceny na rynku krajowym.

Polityka gospodarcza ma szczególne znaczenie dla polskiego rynku węgla, ponieważ większość udziałów w sektorze produkcji węgla kamiennego posiada państwo Polskie (Sokołowski i in. 2021) co w połączeniu w polityką ograniczania wydobycia węgla może mieć negatywne skutki dla rynku. Ograniczenie krajowego wydobycia może także prowadzić do negatywnych skutków ekspozycji polskiego rynku na rynki światowe i zachwiać stabilnością cen na polskim rynku. Duży wpływ mają polityczne czynniki zewnętrzne, a w szczególności polityka Unii Europejskiej, która ciągle dąży do ograniczania emisji CO<sub>2</sub> i przejścia na OZE. Dodatkowo Polska pozostaje największym producentem i konsumentem węgla kamiennego w Unii Europejskiej. (Alves Dias i in. 2018) tak więc Unii Europejskiej może nie zależeć na utrzymaniu wysokiego wydobycia węgla energetycznego w Polsce. Znaczącym czynnikiem politycznym jest wprowadzenie dalszych blokad na import węgla z kierunków wschodnich. Embargo na węgiel z Federacji Rosyjskiej znacząco wpłynęło na wielkość podaży węgla na krajowym rynku.

Duży wpływ może też mieć transformacja energetyczna gospodarstw domowych w Polsce, ponieważ są one dużym konsumentem węgla kamiennego. Do tego należy wymienić postępującą termomodernizację budynków oraz wymianę systemów ogrzewania z węglowych na bardziej ekologiczne, jak np. kotły na biomasę, czy ogrzewanie gazowe oraz elektryczne. Taka transformacja znacząco wpłynie na wielkość popytu na węgiel kamienny w Polsce.

#### **5. Perspektywy dla rynku węgla kamiennego energetycznego na świecie**

Podobnie jak dla rynku krajowego czynnikami wpływającymi na rynek globalny są w głównej mierze:

- zużycie i cena energii elektrycznej,
- globalna struktura produkcji energii elektrycznej i ciepła,
- zmiany cen gazu,
- polityka gospodarcza,
- wzrost gospodarczy gospodarek wschodzących,

- finansyzacja rynków towarowych,
- możliwa recesja gospodarcza.

Zużycie energii elektrycznej i ciepła oraz struktura produkcji mają istotne znaczenie dla cen na rynku węgla kamiennego. Gospodarki rozwinięte oraz powoli gospodarka Chin przedstawiają się na niskoemisyjne źródła. Stopniowe odchodzenie od źródeł kopalnych w energetyce i ciepłownictwie znacząco odbije się na wielkości popytu na węgiel, niemniej zmiany te ze względu na charakterystykę sektora powinny zachodzić stopniowo i strona podażowa powinna się do nich dostosować. Natomiast zmiany cen gazu będą miały istotny wpływ na rynek węgla co szczególnie odbiło się na cenach węgla na światowych rynkach po agresji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę.

Polityka gospodarcza ma szczególne znaczenie dla cen. Każda informacja wychodząca z rządu kraju, który ma duży udział w rynku, może wywołać duże wzrosty lub spadki cen. Natomiast w średnim i długim okresie decyzje polityczne dotyczące ograniczania emisji CO<sub>2</sub> czy też metanu mają znaczący wpływ na rynek globalny i rynki regionalne, których to decyzje dotyczą. Rynek globalny jest szczególnie wrażliwy na informacje dotyczące polityki gospodarczej w krajach azjatyckich. Wzrost gospodarek wschodzących może powodować znaczący wzrost wielkości popytu na węgiel szczególnie w krajach leżących w Afryce oraz Azji.

Postępująca finansyzacja rynków może prowadzić do coraz to większych fluktuacji cen na rynkach. Rodzi to ryzyko związane z zakupem i sprzedażą surowca. Zjawisko to prowadzi także do wzrostu ryzyka w inwestycje związane w wydobywaniem węgla kamiennego na świecie oraz rodzi fałszywy obraz rynku u interesariuszy i uczestników realnego rynku węgla kamiennego.

Możliwa recesja gospodarcza wywołana pandemią COVID-19, zerwaniem łańcuchów dostaw, wojną handlową USA z Chinami oraz wojną na Ukrainie może w najbliższym czasie doprowadzić do załamania cen i drastycznego spadku wielkości popytu na węgiel kamienny na świecie.

## **Podsumowanie**

Ceny na rynku węgla kamiennego energetycznego są determinowane przez wiele czynników. Niemniej najważniejszymi czynnikami kształtującymi ceny są wielkość popytu i podaży na rynkach. Gwałtowne zmiany na rynku wywołane głównie pandemią oraz wojną na Ukrainie doprowadziły do dużych fluktuacji na rynku węgla energetycznego. Szczególnie dotknięte zostały kraje, które importowały surowiec z Federacji Rosyjskiej.

Polski rynek dzięki swojej peryferyjności i braku powiązań surowca z finansami jest stabilniejszy niż rynek światowy (nie występują tak duże wahania cen). Dzięki tej stabilności polskie zakłady produkcyjne mogą lepiej dostosować moce produkcyjne do istniejącej na rynku sytuacji.

Prognozowanie cen węgla energetycznego przy dużej ilości zmiennych i nagłych wydarzeń politycznych w obecnych czasach jest rzeczą niezwykle trudną, a postępująca globalizacja gospodarek prowadzi do coraz to większych powiązań pomiędzy poszczególnymi

elementami łańcucha dostaw, gdzie nawet relatywnie nieistotny element może mieć znaczący wpływ na ruchy cenowe na rynku.

## Literatura

- Agencja Rozwoju Przemysłu S.A., 2022 – Raporty dynamiczne | Polski Rynek Węgla – Agencja Rozwoju Przemysłu SA. [Online] <https://polskiirynekwegla.pl/raporty-dynamiczne> [Dostęp: 11.10.2022].
- Alves Dias i in. 2018 – Alves Dias, P., Kanellopoulos, K., Medarac, H., Kapetaki, Z., Miranda-Barbosa, E., Shortall, R., Czako, V., Telsnig, T., Vazquez-Hernandez, C. i Lacal Arántegui, R. 2018. EU coal regions: opportunities and challenges ahead. *Eur. Comm. Jt. Res. Cent. Petten Neth.* 189, DOI: 10.2760/064809.
- Bohl i in. 2021 – Bohl, M.T., Pütz, A. i Sulewski, C. 2021 – Speculation and the informational efficiency of commodity futures markets. *J. Commod. Mark.* 23, DOI: 10.1016/j.jcomm.2020.100159.
- Chiappini i in. 2019 – Chiappini, R., Jégourel, Y. i Raymond, P. 2019 – Towards a worldwide integrated market? New evidence on the dynamics of U.S., European and Asian natural gas prices. *Energy Econ.* 81, s. 545–565, DOI: 10.1016/j.eneco.2019.04.020.
- Ding i in. 2021 – Ding, S., Cui, T., Zheng, D. i Du, M. 2021 – The effects of commodity financialization on commodity market volatility. *Resour. Policy* 73, DOI: 10.1016/j.resourpol.2021.102220.
- Grudziński, Z. 2022 – Ceny węgla energetycznego na międzynarodowym rynku. *Zesz. Nauk. Inst. Gospod. Surowcami Miner. Energii PAN* 110.
- Jonek-Kowalska, I. i Turek, M. 2015 – Zmiany cen nieodnawialnych surowców energetycznych a efektywność polskiego górnictwa węgla kamiennego w latach 2011–2014. *Ekon. Organ. Przedsiębiorstwa* 90–101.
- Khan i in. 2021 – Khan, K., Su, C.-W. i Rehman, A.U. 2021 – Do multiple bubbles exist in coal price? *Resour. Policy* 73, DOI: 10.1016/j.resourpol.2021.102232.
- Mazanek, Ł. i Świat, M. 2022 – Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku – perspektywy oraz wyzwania. *Zesz. Nauk. Inst. Gospod. Surowcami Miner. Energii PAN* 110.
- Rademacher, M. i Braun, R. 2011 – The Impact of the Financial Crisis on the Global Seaborne Hard Coal Market: Are there Implications for the Future? *Z. Für Energiewirtschaft* 35, 89, DOI: 10.1007/s12398-011-0051-3.
- Ratajczak, M. 2012 – Finansyzacja gospodarki. *Ekonomista* 281–302.
- Širuček, M. i Křen, L. 2015 – Application of Markowitz Portfolio Theory by Building Optimal Portfolio on the US Stock Market. *Acta Univ. Agric. Silvic. Mendel. Brun.* 63, s. 1375–1386, DOI: 10.11118/actaun201563041375.
- Sokołowski i in. 2021 – Sokolowski, J., Frankowski, J., Mazurkiewicz, J., Antosiewicz, M. i Lewandowski, P. 2021 – Dekarbonizacja i zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w Polsce. *IBS Research Report* 1, 1–24. Instytut Badań Strukturalnych.
- Sribna i in. 2019 – Sribna, Y., Trokhymets, O., Nosatov, I. i Kriukova, I. 2019 – The globalization of the world coal market – contradictions and trends. *E3S Web Conf.* 123, DOI: 10.1051/e3sconf/201912301044.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2020 – International steam coal market and the price situation in Poland – part II. *Inż. Miner.* 2(2), DOI: 10.29227/IM-2020-02-64.
- The Global Economy 2022 – Coal exports by country, around the world. [Online] [https://www.theglobaleconomy.com/rankings/coal\\_exports/](https://www.theglobaleconomy.com/rankings/coal_exports/) [Dostęp: 11.10.2022].
- Waściński, T. i Przekota, G. 2012 – Wybrane problemy oceny ryzyka zmian cen akcji za pomocą miar klasycznych i nieklasycznych. *Zesz. Nauk. Univ. Przyr.-Humanist. W Siedlcach Ser. Adm. Zarządzanie* 71–82.
- Włodarczyk, B. i Szturo, M. 2018 – Financialization of Commodity Markets. [W:] Jajuga, K., Locarek-Junge, H., Orlowski, L.T. (Eds.), *Contemporary Trends and Challenges in Finance*, Springer Proceedings in Business and Economics. Springer International Publishing, Cham, s. 99–108, DOI: 10.1007/978-3-319-76228-9\_10.
- World Bank Open Data 2022 – World Bank Open Data. [Online] <https://data.worldbank.org/> [Dostęp: 11.10.2022].
- Zhu i in. 2022 – Zhu, S., Chi, Y., Gao, K., Chen, Y. i Peng, R. 2022 – Analysis of Influencing Factors of Thermal Coal Price. *Energies* 15(15), DOI: 10.3390/en15155652.

## *Analiza cen węgla kamiennego energetycznego*

Słowa kluczowe: węgiel kamienny, rynek towarowy, ryzyko, ceny węgla

Streszczenie: Rynek węgla energetycznego na świecie jest obecnie w bardzo ciekawym okresie. Pandemia COVID-19, wojna w Ukrainie oraz postępujący zwrot w kierunku zielonej energetyki w Europie skutkują dużymi zmianami na tym rynku. Ceny węgla energetycznego na świecie aktualnie notują swoje rekordy, co odbija się na cenach energii elektrycznej. Celem opracowania jest identyfikacja głównych czynników wpływających na ceny węgla kamiennego energetycznego na rynkach światowych i rynku krajowym oraz oszacowanie ryzyka występującego na rynku globalnym oraz krajowym. Poprzez obszerny przegląd literatury krajowej oraz zagranicznej udało się autorowi wskazać na najważniejsze determinanty cen na rynku takie jak związek cen węgla kamiennego z zapotrzebowaniem na energię elektryczną, cenami gazu ziemnego czy też zmianami i decyzjami politycznymi. Ponadto udało się wykazać większą stabilność cen na polskim rynku węgla kamiennego niż na rynku światowym.

## *Analysis of hard coal prices*

Keywords: hard coal, commodity market, risk, coal prices

Abstract: The global hard coal market is currently in a very interesting time. The COVID-19 pandemic, the war in Ukraine and the progressive shift towards green energy in Europe are resulting in major changes in this market. Global hard coal prices are currently at their record highs, which is reflected in electricity prices. The purpose of the study is to identify the main factors influencing hard coal prices in global and local markets, and to estimate the risks in the global and local markets. Through an extensive review of domestic and international literature, the author managed to identify the most important determinants of prices in the market such as the relationship of hard coal prices to electricity demand, natural gas prices or political changes and decisions. In addition, he managed to demonstrate greater price stability in the Polish hard coal market than in the world market.



Jarosław BEDNORZ<sup>1</sup>

## ***Wojna z węglem czy wojna o węgiel? Dylemat polskiej polityki węglowej na tle konfliktu w Ukrainie***

### ***Wprowadzenie: Unia Europejska wobec zmian klimatycznych***

Działania Unii Europejskiej wobec zmian klimatycznych związane są z ograniczeniem zużycia paliw kopalnych, a zwłaszcza węgla – co ważne – węgla rodzimej produkcji. Po okresie, gdy węgiel i stal tworzyły podwaliny funkcjonowania obecnej wspólnoty państw europejskich, odejście od tego pierwszego czynnika europotwórczego stało się niejako priorytetem działań UE. Nie zagłębiając się w dyskurs przyczyn zmian klimatycznych – czy jest to zmiana antropologiczna czy związane są one z naturalnymi przeobrażeniami w przyrodzie – decyzje UE mają na celu wykluczenie z miks energetycznego tego surowca. Pomimo tego w dalszym ciągu nie udało się wyeliminować całkowicie węgla z miksów energetycznych państw unijnych. Stąd konieczny jest import. Co prawda import tego surowca spadł o 1/5 w latach 2016–2019, jednakże jego poziom jest bardzo wysoki i wynosi 125 mln ton (34% stanowi węgiel koksowy). Największy udział w rynku węgla importowanego ma Rosja i udział ten paradoksalnie wzrósł z 29% w 2016 r. do 44% w roku 2019 (Lipiński i in. 2022).

Działania w celu ochrony klimatu rozpoczęły się już w ubiegłym stuleciu. W grudniu 1990 roku Zgromadzenie Ogólne Narodów Zjednoczonych przyjęło rezolucję 45/212 w sprawie rozpoczęcia procesu międzynarodowych negocjacji ramowej konwencji w sprawie zmian klimatu. 4 czerwca 1992 roku Konwencja została wyłożona do podpisu podczas Konferencji NZ „Środowisko i Rozwój”, która odbyła się w Rio de Janeiro (Brazylia). Formalnie weszła ona w życie 21 marca 1994 roku. Podczas trzeciej Konferencji Stron Konwencji, która odbyła się 11 grudnia 1997 roku (COP3, Kioto, Japonia), przyjęto tzw. Protokół z Kioto, który podpisały wówczas 84 państwa. Polska podpisała Protokół 15 lipca 1998 r., a ratyfikowała 13 grudnia 2002 roku. W ramach tego protokołu przyjęto następujące zobowiązania, że każda

---

<sup>1</sup> e-mail: jbednorz@tlen.pl, tel. kom. 601 493 395.

ze stron wdroży lub będzie rozwijać kierunki polityki i środki właściwe dla warunków krajowych, gdzie między innymi zobowiązano się do zredukowania antropogenicznych emisji gazów cieplarnianych wyrażonych w ekwiwalencie dwutlenku węgla, w okresie 2008–2012, o co najmniej 5% poniżej poziomu emisji z 1990 r. oraz przestrzegania przyznanego im ilości emisji, jak i jej redukcji zgodnie z określonymi zobowiązaniami.

17 grudnia 2008 r. Parlament Europejski zatwierdził pakiet klimatyczno-energetyczny. Nowy pakiet potwierdził podstawowe cele polityki energetycznej Unii Europejskiej w tzw. pakiecie 3 × 20. Oznaczało to redukcję emisji gazów cieplarnianych do roku 2020 o 20% w stosunku do roku 1990, zwiększenie do 2020 r. udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w zużyciu energii do 20%, poprawę do 2020 r. efektywności energetycznej o 20%. Ponadto zwiększenie do 2020 r. udziału biopaliw w transporcie do 10%. Głównym instrumentem stał się system handlu emisjami w ramach UE (EU ETS), zwiększenie udziału OZE w produkcji energii, wsparcie rozwoju technologii składowania dwutlenku węgla w strukturach geologicznych (*Carbon Capture and Storage* – CCS) oraz poszerzenie zestawu instrumentów wsparcia państwa dla przedsięwzięć służących ochronie klimatu i środowiska.

Po początkowym trzyletnim etapie pilotażowym wdrożono surowsze limity przydziałów emisji na okres obejmujący lata 2008–2012, co w znacznym stopniu przyczyniło się do osiągnięcia przez państwa członkowskie UE celów im wyznaczonych przez Protokół z Kioto. W latach 2005–2007 system obejmował już emisje dwutlenku węgla generowane przez instalacje przemysłu energetycznego i ciepłowniczego o wysokim poziomie emisji oraz w innych wybranych energochłonnych sektorach przemysłowych (Bednorz 2010).

Dalsze zaostrzenie kursu przez decydentów unijnych wyrażone zostało w „Energy Road Map 2050”. „Mapa Drogowa 2050” wprowadziła dziesięć strukturalnych zmian dotyczących rynku energii. Jednymi z najistotniejszych to dekarbonizacja gospodarki oraz wzrost znaczenia Odnawialnych Źródeł Energii (European... 2012).

Strategia Europejskiego Zielonego Ładu z 2019 zakłada, że Unia Europejska osiągnie neutralność klimatyczną do 2050 r. Założenie to ma być osiągnięte poprzez:

- dostarczanie czystej i bezpiecznej energii,
- wdrażanie gospodarki o obiegu zamkniętym,
- budynki o niższym zapotrzebowaniu na energię,
- przyspieszenie przejścia na zrównoważoną i inteligentną mobilność,
- ochronę i odbudowę ekosystemów oraz bioróżnorodność,
- przystosowanie się do zmiany klimatu,
- ochronę zdrowia (Komisja... 2021).

Ogłoszony w 2021 r. „Pakiet Fit for 55” ma na celu przegląd i zmianę obecnego prawodawstwa unijnego oraz pozwolić na osiągnięcie 55% poziomu celu redukcji emisji CO<sub>2</sub> do 2030 r. w stosunku do roku 1990. Wśród najważniejszych zmian zaproponowano:

- zwiększenie wyznaczonego celu ogólnounijnego z 32 do 40% udziału energii z OZE w 2030 r.,
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r.,
- rozwój infrastruktury paliw alternatywnych,
- opodatkowanie energii,
- zredukowanie emisji metanu (Biuro... 2022).



Wszystkie te programy miały i mają na celu obniżenie zużycia paliw kopalnych, w tym węgla kamiennego, na rzecz Odnawialnych Źródeł Energii. Efektem ma być obniżenie emisji gazów cieplarnianych.

## **1. Sankcje unijne wobec rosyjskiego agresora i rosyjskie działania odwetowe**

24 lutego 2022 roku wojska Federacji Rosyjskiej zaatakowały Ukrainę i rozpoczęły zakrojoną na szeroką skalę inwazję. Nie stało się to jednak w sposób całkowicie spontaniczny czy niemożliwy do przewidzenia. Już w kwietniu 2014 roku Siły Zbrojne Federacji Rosyjskiej rozpoczęły wojnę hybrydową na południowo-wschodnią część Ukrainy, prowadząc tam bezpośrednie działania militarne, w wyniku których utworzono nieuznaną na arenie międzynarodowej Ługańską Republikę Ludową oraz Doniecką Republikę Ludową. Bezpośrednia agresja spotkała się ze sprzeciwem społeczności międzynarodowej i, jak nigdy dotąd, z solidarnością z narodem ukraińskim. Stany Zjednoczone, ONZ (choć tu nie wszystkie państwa potępiły agresję, bądź zrobiły to jednoznacznie), a przede wszystkim państwa Unii Europejskiej zdecydowały się na wprowadzenie sankcji wobec agresora, czyli Rosji oraz jego satelity – Białorusi.

Podstawą prawną nakładania sankcji przez Unię Europejską jest artykuł 29 Traktatu o Unii Europejskiej oraz artykuł 215 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Sankcje unijne wprowadzane są w drodze decyzji i rozporządzeń UE. Atak wojsk rosyjskich z 2022 r. na Ukrainę nie jest początkiem prób wpłynięcia przez państwa UE na działania tego agresora. Już w 2014 r. w reakcji na „niesprowokowane pogwałcenie przez Federację Rosyjską suwerenności i integralności terytorialnej Ukrainy” 17 marca mocą decyzji Rady 2014/145/WPZiB oraz rozporządzenia Rady (UE) nr 269/2014 Unia Europejska wprowadziła ograniczenia dotyczące podróżowania oraz zamrożenia środków finansowych i zasobów gospodarczych niektórych osób. 31 lipca 2014 r. mocą decyzji Rady 2014/512/WPZiB oraz rozporządzenia Rady nr 833/2014 Unia Europejska rozszerzyła program sankcji gospodarczych o następujące środki ograniczające:

- embargo na transakcje instrumentami finansowymi z bankami (Sbierbank, VTB Bank, Gazprombank, Wnieszekonombank (VEB), Rosselchozbank) oraz jednostkami działającymi w ich imieniu lub pod ich kierownictwem,
- embargo na transakcje oraz wszelkie formy udostępniania Rosji broni i materiałów pokrewnych,
- embargo dla technologii podwójnego zastosowania przez obywateli państw członkowskich UE lub z terytoriów państw członkowskich lub przy użyciu wodnych lub powietrznych środków transportu państw członkowskich (niezależnie od państwa pochodzenia samych towarów) (Sułek 2015).

Już tu Unia Europejska wykazała się zachowawczą polityką oraz nieumiejętnością przewidywania rozwoju sytuacji wobec Rosji. Z sankcji bowiem wyłączono surowce energetyczne. Transakcje oraz udostępnianie technologii eksploracji ropy naftowej i oleju łupkowego miały wymagać uprzedniego zezwolenia kompetentnych organów państwa członkowskiego (Sułek 2015).

Agresja Federacji Rosyjskiej na Ukrainę 24 lutego 2022 r., gdy wojska zgromadzone wzdłuż granic Ukrainy ruszyły do natarcia, skutkowałą pojawieniem się nowej rzeczywistości w Europie, co bezpośrednio przełożyło się na sytuację energetyczną państw członkowskich, w tym też oczywiście Polski, w związku z nowymi wprowadzanymi sankcjami. Państwa unijne w odpowiedzi na napastniczą wojnę przeciwko Ukrainie oraz pojawiające się doniesienia o aktach okrucieństwa popełnionych przez siły zbrojne Rosji na ludności cywilnej w ukraińskich miastach, wprowadziły różnorodne sankcje, utrudnienia oraz embarga zgrupowane dotychczas – tym razem w siedem pakietów. Wprowadzone pakiety rozszerzyły wcześniejsze ograniczenia wprowadzone przez państwa unijne i dotyczyły:

- embarga na broń i nie tylko jako sprzedaż gotowych produktów, ale komponentów do jej produkcji,
- restrykcji wjazdowych wobec osób umieszczonych na specjalnej liście – osób bezpośrednio zaangażowanych w prowadzenie wojny lub popierających agresję. Na liście znaleźli się prezydent Rosji Władimir Putin, minister spraw zagranicznych Rosji Siergiej Ławrow, były prorosyjski prezydent Ukrainy Wiktor Janukowycz, oligarchowie i prominentni biznesmeni związani z Kremlm, posłowie rosyjskiej Dumy Państwowej, którzy 15 lutego 2022 r. głosowali za uznaniem obwodów donieckiego i ługańskiego, członkowie krajowej Rady Bezpieczeństwa, lokalni politycy i urzędnicy wysokiego szczebla, personel wojskowy, propagandyści i dezinformatorzy, zbrodniarze z Buczy i Mariupola, oraz niektórzy członkowie rodzin tych osób,
- zamrożenia aktywów osób lub podmiotów umieszczonych na specjalnej liście zwłaszcza oligarchów rosyjskich posiadających rozległe biznesy w krajach unijnych, ale również przedsiębiorstw, w których znaczny udział ma kapitał związany z Federacją Rosyjską (lub Białorusią),
- restrykcje w konkretnych sektorach gospodarki poprzez zakaz importu lub eksportu niektórych towarów początkowo bezpośrednio z Rosji, a następnie również z bezprawnie zaanektowanego Krymu oraz Sewastopola,
- zakaz inwestowania i świadczenia niektórych usług, a zwłaszcza wykluczenie banków rosyjskich i białoruskich z systemu SWIFT.

Sankcje gospodarcze wprowadzone przez państwa Wspólnoty dotyczyły oczywiście między innymi wstrzymania lub ograniczenia importu surowców energetycznych z obszaru Federacji Rosyjskiej. Pierwsze ograniczenia dla surowców energetycznych zawarte zostały we wprowadzonym 8 kwietnia 2022 r. piątym pakiecie zakazującym importu z Rosji węgla i innych stałych paliw kopalnych (Rozporządzenie... 2022a). Zakaz zaczął obowiązywać państwa unijne od 10 sierpnia 2022 r. Już 3 czerwca 2022 r. zaakceptowano szósty pakiet sankcji zawierający między innymi zakaz importu ropy naftowej i rafinowanych produktów ropopochodnych z Rosji (Rozporządzenie... 2022b).

Odpowiedzą Federacji Rosyjskiej były kontrsankcje dotyczące eksportu niektórych produktów przemysłowych. Dotyczyły one również surowców energetycznych zwłaszcza ropy i gazu ziemnego. Dekretem prezydenta Rosji Władimira Putina z marca 2022 r. tzw. państwa nieprzyjazne Rosji, a więc i między innymi Polska, miały zostać zmuszone rozliczać się za gaz w rublach. Zarówno Polska, jak i Finlandia, Holandia, Dania oraz Bułgaria nie zgodziły

się na płacenie za gaz w rosyjskiej walucie, co w efekcie skutkowało wstrzymaniem dostaw tego surowca do tych krajów.

Państwa wysoce uzależnione od dostaw rosyjskiego gazu (np. Niemcy) mogą bardzo boleśnie odczuć braki tego surowca. Polska znajduje się w korzystnej sytuacji o tyle, że kontrakt z Gazpromem obowiązywałby tylko i tak do października 2022 roku. Po tej dacie zaopatrzenie Polski w gaz ma odbywać się głównie z wykorzystaniem Baltic Pipe, import gazu skroplonego i wykorzystanie złóż własnych. Niestety odmiennie kształtuje się zaopatrzenie kraju w węgiel kamienny.

W wyniku przytoczonych działań Unii Europejskiej w ramach ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, a więc faktycznej dekarbonizacji gospodarki stopniowo obniżano poziom wydobycia tego surowca i kontynuowano bądź rozpoczęto procesy likwidacji kolejnych kopalń.

## **2. Sytuacja na polskim rynku węglowym po wprowadzeniu sankcji na Rosję**

Finałowa dekarbonizacja gospodarki wprowadzana przez różnego rodzaju dyrektywy, strategie i rozporządzenia ma zostać zakończona do 2050 r. Główne założenia, przez które ma zostać osiągnięty ten cel, to reforma systemu ETS z 2018 r. zmniejszająca liczbę uprawnień do emisji dwutlenku węgla, Strategia Europejskiego Zielonego Ładu z 2019 roku mająca określić ramy dla osiągnięcia neutralności klimatycznej w połowie obecnego stulecia, a także ogłoszony w 2021 r. „Pakiet Fit for 55” (Ministerstwo... 2022). Efektem tych przedsięwzięć jest spadek wydobycia węgla kamiennego, w tym i najistotniejszego dla bezpieczeństwa energetycznego Polski węgla energetycznego (w 2020 r. ilość zużywanej energii pierwotnej pochodzącej z węgla kamiennego wynosiła ponad 36% (Ministerstwo... 2022).

Spadek poziomu wydobycia jest bardzo wyraźny. W 2015 roku polskie kopalnie wydobły ok. 72,2 mln ton węgla – w tym ok. 59,2 mln ton węgla energetycznego, natomiast w 2021 roku wysokość wydobycia wyniosła 55,3 mln ton (w tym 42,4 mln ton węgla energetycznego) (Ministerstwo... 2022). Przy czym należy uwzględnić tu popandemiczne obudzenie gospodarki, a więc potencjalne wzrosty zużycia energii. Po pierwszym kwartale 2022 r. wydobycie wyniosło 14,3 mln ton (w tym 11,0 mln ton energetycznego) (Agencja... 2022b).

25 września 2020 r. przedstawiciele rządu i związków zawodowych podpisali porozumienie dotyczące tempa transformacji górnictwa węgla kamiennego oraz 28 maja 2021 r. zawarto tzw. Umowę społeczną dotyczącą transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego (Ministerstwo... 2022). Warte podkreślenia jest, że podpisanie tego dokumentu odbyło się w innej rzeczywistości polityczno-gospodarczej. Zgodnie z „Umową” ostatnia kopalnia miałaby być zlikwidowana do 2049 roku oraz stopniowo ograniczano by moce wydobywcze polskich kopalń (Umowa... 2021). Określono w niej m.in., terminarz likwidacji polskich kopalń, a więc praktycznie całkowite odejście od węgla kamiennego gospodarce krajowej. Należy zaznaczyć, że w momencie podpisywania „Umowy” w polskiej gospodarce brakowało ok. 9,7 mln ton węgla w tym ok. 6,8 mln ton węgla energetycznego (Agencja... 2022a). Deficyt pokrywany był importem prowadzonym drogą lądową i morską. Podstawowym kierunkiem dostaw do Polski był kiereunek rosyjski. Z tego kraju wpłynęło do Polski ponad 61% wolumenu wszystkich dostaw,

tj. ponad 5,9 mln ton. Świadczy to niestety o wysokim stopniu uzależnienia Polski od węgla rosyjskiego (Ministerstwo... 2022).

Wyprzedzając sankcje nakładane na Rosję przez Unię Europejską, Polska w kwietniu jako pierwsza wprowadziła całkowite embargo na węgiel pochodzący z Federacji Rosyjskiej oraz Białorusi. Zakaz dotyczył nie tylko sprowadzania tego surowca na rynek krajowy, ale również przemieszczania między dwoma państwami przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, które zaczyna się i kończy poza tym terytorium oraz przemieszczania z terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej innego niż Rzeczpospolita Polska na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej pochodzących z terytorium Federacji Rosyjskiej albo Białorusi. Do nadzorowania tych obostrzeń zobowiązany został naczelnik urzędu celno-skarbowego, w którego kompetencjach leży też weryfikowanie pochodzenia węgla poprzez jego badania przez wyspecjalizowane w tym zakresie podmioty. W przypadku naruszania zakazu można dokonać zajęcia węgla i przekazania go do Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych. Na importerów łamiących polskie embargo wprowadzono możliwość nałożenia dwudziestotysięcznej kary pieniężnej (Ustawa... 2022a).

W efekcie wprowadzonych obostrzeń na rynek krajowy wpłynęło tylko 1182,8 tys. ton z kierunku rosyjskiego (Agencja... 2022b). Jak z tego wynika w stosunku rocznym w porównaniu do roku 2021 deficyt tego surowca może wynieść ok. 4,8 mln ton. Na, wydaje się nie do końca przemyślaną decyzję Rządu, rynek zareagował poprzez skokowy wzrost cen węgla energetycznego na składach opałowych. Według danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) przeciętna średnioroczna cena węgla w 2020 r. wynosiła 887,95 zł za tonę (Komunikat... 2021), w 2021 r. było to już 996,60 zł (Komunikat... 2022). Aktualnie można go kupić za dużo wyższą cenę – od 1,4 tys. zł (w sklepach internetowych producentów węgla) do nawet 3 tys. zł i więcej za tonę (na składach opałowych). Taki gwałtowny skokowy wzrost cen bez wątpienia przełoży się na koszty utrzymania gospodarstw domowych. Uwzględniając zużycie przez statystyczne gospodarstwo domowe węgla na poziomie 5–6 ton to koszty ogrzewania wzrosnąć mogą nawet o kilkanaście tysięcy złotych. Taka sytuacja stała się impulsem do prób regulowania cen węgla w Polsce. Wprowadzane ad hoc rozwiązania tylko pogłębiły chaos na rynku węglowym.

Pierwszą propozycją jaką usiłowano wprowadzić to system rekompensat dla składów opałowych. Przedsiębiorcy, który sprzedawałby węgiel dla gospodarstw domowych w celu wykorzystania go na potrzeby własne, po cenie nie wyższej niż 996,60 zł brutto za tonę przysługiwać miała rekompensata. Sprzedaż po cenie wyższej niż 996,60 zł brutto nie uprawnia do otrzymania rekompensaty. Wysokość rekompensat ustalono na nie więcej niż 1073,13 zł brutto za tonę przy sprzedaży nie więcej niż 3 ton węgla sprzedanego dla jednego gospodarstwa domowego (Ustawa... 2022b). Podstawową wadą tego rozwiązania było kredytowanie sprzedaży (rekompensata wypłacana kilka miesięcy po dokonanej sprzedaży) oraz realne ponoszenie strat przez składy węglowe. Na każdej sprzedanej tonie traciłyby one ok. 1 tys. złotych ( $3000 - 996,6 - 1073,13 = 930,27$ ). Chaos cenowy oraz niechęć przedsiębiorców do tego rozwiązania pogłębił niepokój wśród konsumentów indywidualnych i realne obawy o braki możliwości zabezpieczenia opału na okres zimowy.

Widząc nielogiczność oraz wady tego rozwiązania, szybko zrezygnowano z systemu rekompensat dla przedsiębiorców na rzecz bezpośredniego finansowania klientów indywidu-

alnych poprzez dodatek węglowy. Dodatek węglowy dla jednego gospodarstwa domowego wynosi 3000 złotych (Ustawa... 2022c). I to rozwiązanie nie jest pozbawione wad. Jako pierwszą można wskazać brak możliwości sprawdzenia celowości przeznaczenia dodatku. Jest on wypłacany w formie gotówkowej, a więc o jego przeznaczeniu decyduje osoba, której został on wypłacony. Może to generować sytuację, że będzie on przeznaczony na inne towary konsumpcyjne, a jako substytut węgla będą wykorzystywane np. śmieci. W sytuacji wysokiej inflacji jest to zjawisko wysoce niekorzystne, nie wspominając już o ekologii. Po wtóre, poprzez taką formułę dokonano niejako podziału społeczeństwa na „lepszych” – palących węglem, a więc nagrodzonych kwotą 3000 zł oraz „gorszych” wykorzystujących inne surowce energetyczne (gaz, energię elektryczną, olej opałowy, pellet). Ponadto całkowicie pominięto mieszkańców spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, które również borykają się z wzrostem czynszów spowodowanych cenami węgla.

Po raz kolejny zauważając niedoskonałość tego rozwiązania, dokonano próby naprawienia uchwalonych przepisów 23 sierpnia 2022 r. Rada Ministrów przyjęła projekt ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw, przedłożony przez ministra klimatu i środowiska. Zaproponowany program nazwano „ciepło z rekompensatą”. Polacy ogrzewający swoje domy m.in. gazem, pelletek drzewnym, drewnem kawałkowym czy olejem opałowym w myśl tego projektu otrzymają jednorazowe wsparcie finansowe w postaci dodatku, którego koszt wyliczono na 10 mld zł w latach 2022–2023. Jednorazowy dodatek dla gospodarstw domowych wyniesie:

- 3000 zł – w przypadku, gdy głównym źródłem ciepła jest kocioł na paliwo stałe zasilany pelletek drzewnym albo innym rodzajem biomasy,
- 2000 zł – w przypadku, gdy głównym źródłem ciepła jest kocioł olejowy,
- 1000 zł – w przypadku, gdy głównym źródłem ciepła jest kocioł na paliwo stałe, kominiek, koza, ogrzewacz powietrza, trzon kuchenny, piecokuchnia albo piec kafłowy na paliwo stałe, zasilane drewnem kawałkowym,
- 500 zł – w przypadku, gdy głównym źródłem ciepła jest kocioł gazowy zasilany skroplonym gazem LPG.

Ponadto wprowadzony zostanie tzw. dodatek dla podmiotów wrażliwych (szpitale, szkoły, żłobki, jednostki organizujące pomoc społeczną, noclegownie czy instytucje kultury), które ponoszą koszty zakupu węgla kamiennego, brykietu lub pelletu zawierających co najmniej 85% węgla kamiennego, pelletu drzewnego, a także innego rodzaju biomasy, gazu skroplonego LPG lub oleju opałowego – wykorzystywanych na cele ogrzewania, w związku z wykonywaniem przez te podmioty ich działalności statutowej. Jednorazowy dodatek na wybrane źródło ciepła ma pokryć 40% wzrostu kosztów ogrzewania na sezon. „Ciepło z rekompensatą” ma ponadto ograniczyć wzrost cen ciepła i kosztów podgrzania ciepłej wody dla gospodarstw domowych i instytucji użyteczności publicznej, m.in. szpitali czy szkół. Chodzi o pokrycie części kosztów odbiorców ciepła wobec przedsiębiorstw energetycznych, które prowadzą działalność w zakresie wytwarzania ciepła, przez tzw. rekompensaty. Wsparcie będzie obowiązywać na cały sezon grzewczy, tj. od października 2022 r. do 30 kwietnia 2023 roku.

Kuriozalny natomiast jest pomysł odstąpienia, nie dłużej niż na 24 miesiące, od norm jakościowych dla paliw stałych. Będzie to możliwe, jeżeli na rynku wystąpią nadzwyczajne zdarzenia, skutkujące zmianą warunków zaopatrzenia w paliwa stałe (Projekt... 2022). Może

to spowodować napływ i użytkowanie węgla o bardzo niskiej jakości, wysoce zasiarczonego, a przez to nie ekologicznego. Może stać się to pożywką dla wszelkiego rodzaju pseudo-ekologów dając im kolejne argumenty dla zwalczania tego surowca i będzie impulsem do nawoływania do dalszej dekarbonizacji.

Wszystkie próby wpływania na poziom cen węgla obarczone są jednak jednym, ale za to podstawowym „grzechem”. W żaden sposób nie spowodują one zwiększenia dostępności taniego surowca na rynku. Podejmowane próby sprowadzania większego wolumenu węgla z odległych zakątków świata nie mają szans na obniżenie jego ceny na składach węglowych, a wręcz przeciwnie: mogą spowodować wzrost cen tego surowca. Sytuacji nie poprawi również krajowa produkcja, gdyż jest to niemożliwe. Nie jest możliwe gwałtowne, skokowe podniesienie poziomu wydobycia, zwłaszcza, że likwidacja kopalń obniżyła w sposób znaczący jego poziom oraz możliwości. Z tego też powodu wydaje się zasadna zmiana umowy społecznej dotyczącej górnictwa. Wydłużenie czasookresu likwidacji kopalń, umożliwienie odtworzenia frontów wydobywczych, a przed wszystkim zintensyfikowania prac nad możliwościami nowoczesnego wykorzystania węgla. Te możliwości wykorzystania węgla już rzecz jasna są. Metody przeróbki chemicznej, nowoczesne technologie spalania (w złożu fluidalnym (PFBC), IGCC) technologie nadkrytyczne i ultranadkrytyczne to tylko kilka takich przykładów (Lorenz 2005). Wspomnieć należy tu również o metodach podziemnego zgazowywania węgla polegających na zmianie pod wpływem utleniaczy (powietrza, tlenu, pary wodnej) stanu skupienia węgla ze stałego w gazowy. Powstający wówczas między innymi tlenek węgla, wodór, wydzielający się metan może być wykorzystywany jako paliwo gazowe (Ludwik-Pardała i Niemoćko 2012). Należy natomiast podejmować dalsze próby i badania nad kolejnymi etapami czy procesami (błękitny węgiel).

Implikuje to jednak problem związany z prawodawstwem unijnym. Umowa społeczna musiała zostać przedstawiona do notyfikacji na forum Unii Europejskiej. Wojna w Ukrainie niejako odciągnęła uwagę decydentów unijnych od problemu polskiego węgla i zaproponowanej umowy społecznej. Ten stan rzeczy nie będzie trwał w nieskończoność, z tego też względu zasadne wydaje się podjęcie nowych prac nad nową formułą nowej umowy uwzględniającej polityczne realia, w jakich znalazła się Wspólnota. Brak takich działań może skutkować kolejnymi problemami prawnymi Polski na forum unijnym. Nie trudno wyobrazić sobie sytuację, że umowa ta zostanie notyfikowana, a więc stanie się obowiązującym prawem wraz z zawartymi tam czasookresami i ograniczeniami w wielkości wydobycia czy likwidacji kopalń. Postawiłoby to Polskę w bardzo trudnej sytuacji społeczno-gospodarczej. Brak dostępności taniego importowanego surowca, przy jednoczesnej niemożności wykorzystania własnych zasobów, dałby w efekcie kolejny wzrost cen, kolejną konieczność wprowadzania programów ratunkowych i osłonowych, a poprzez pojawienie na rynku finansowym miliardów dodatkowych złotych, napędzałby już i tak wysoką inflację. Natomiast nie byłoby możliwości naruszenia notyfikowanej umowy w celu zwiększenia wydobycia czy wstrzymania likwidacji kopalń. Skutkiem najprawdopodobniej byłyby kolejne rozprawy przed Trybunałem Sprawiedliwości Unii Europejskiej, kolejne kary finansowe, a przede wszystkim pogorszenie wizerunku Polski jako państwa, które nie przestrzega prawa, które samo ustanowiło.

### 3. Zakończenie? Czy węgiel ma jeszcze szansę?

Napaść Rosji na Ukrainę wykreowała nową rzeczywistość polityczną i konieczność nowego spojrzenia i redefinicji polityki klimatyczno-energetycznej państw Unii Europejskiej. To, co mogło być realne w poprzedniej sytuacji wobec występujących zmian, powinno ulec gruntownej przebudowie. Nowa rzeczywistość polityczna wydaje się upoważnia do zadania pytania: czy węgiel ma jeszcze szansę? Czy może jednak należy kontynuować kurs na pełną dekarbonizację gospodarki? Na pewno tak postawione pytanie wymaga dogłębnych badań i przemyśleń. Impulsem do tego jest wojna w Ukrainie, która postawiła większą część świata w nowej sytuacji. Wojna, która przyjęła inną formułę niż taką, którą znaliśmy z historii. O ile dawniejsze konflikty były wojną w tym najprostszym rozumieniu z działaniami, samolotami i żołnierzami to ten konflikt, który oczywiście niestety również ma w sobie tragiczne w skutkach elementy, zawiera i inne formy prowadzenia wojny.

Pierwszym na pewno jest wojna ekonomiczno-gospodarcza. Ograniczenia w handlu, nakładane sankcje i kontrsankcje powodują zawirowania w przepływie towarów, usług i pieniądza. Pojawiające się bloki państw, zarówno te formalne, jak UE oraz te mniej formalne Rosja-Chiny-Korea Północna, wprowadzając utrudnienia handlowe, doprowadzają do deficytu towarów, usług czy nawet pracowników. Spadek produkcji, obniżenie PKB właściwie wszystkich państw, rosnąca inflacja, potencjalne zagrożenie głodem w państwach zwłaszcza afrykańskich to pierwszy z tragicznych efektów tej wojny – pomijając tragedię narodu ukraińskiego. Wcześniejsze konflikty powodowały również taką sytuację, ale obecne powiązania międzynarodowe, rozwój handlu międzynarodowego i ponadnarodowe korporacje i przedsiębiorstwa powodują, że wojna bardzo szybko i o wiele mocniej oddziałuje na kruchą równowagę gospodarczą.

Kolejnym elementem jest wojna hybrydowa. Połączenie i wzajemne przeniknięcie się agresji konwencjonalnej, wywiadowczej, cybernetycznej, dezinformacyjnej i terrorystycznej na skalę jak nigdy wcześniej można dostrzec przy działaniach Federacji Rosyjskiej. Niestety państwa zachodnie nie zauważyły i niewłaściwie oceniły działania Rosji, które swój początek miały wiele lat przed teraźniejszą wojną z Ukrainą. A „grę gazem” Rosja stosuje już od 1990 roku, gdy wykorzystywano go jako instrument presji politycznej wobec państw bałtyckich, aby zapobiec uzyskaniu przez nie suwerenności. Konflikty gazowe pomiędzy Rosją a Ukrainą w 2006 oraz 2009 r. powinny wskazywać, że surowce energetyczne stają się kartą przetargową wykorzystywaną przez Federację Rosyjską. Co prawda Unia Europejska próbowała zapobiec tego rodzaju szantażom poprzez dywersyfikację kierunków oraz źródeł dostaw gazu ziemnego, stała się podstawą wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz rozbudowę dwukierunkowej infrastruktury gazowej w Europie czy poprzez mechanizmy wspólnego reagowania kryzysowego, lecz ocena ich skuteczności przeprowadzona w 2014 r. wskazywała na szereg nieprawidłowości (Ruszel 2015).

W związku z tym pomimo że państwa unijne zareagowały w sposób adekwatny do sytuacji, to nie miały czasu ani możliwości na zapobieżenie negatywnym skutkom rosyjskiej napaści na rynku surowcowym. Niestety Rosja w sposób niemalże perfekcyjny rozegrała zwłaszcza państwa europejskie. Budowana przez lata sieć wzajemnych powiązań i koope-

racji, przejmowanie kluczowej infrastruktury skutkowało tym, że wiele państw znalazło się w bardzo niekorzystnej sytuacji ekonomicznej.

I tu dochodzimy do kluczowego zagadnienia, jakim jest wojna surowcowa z wykorzystaniem surowców energetycznych. Potężne uzależnienie się Europy od kierunku rosyjskiego okazało się bardzo niekorzystne. Jeżeli nałożymy na to opóźnienia w zastosowaniu i wdrażaniu alternatywnych źródeł energii (OZE) to przyszłość maluje się w sposób wielce nieciekawym. Jak się okazało, pozbawione własnych zasobów energetycznych niektóre państwa europejskie stoją u progu poważnego kryzysu, zwłaszcza ze względu na zbliżającą się zimą. Co więcej, jak się wydaje, Unia Europejska zrobiła to na własne życzenie. Likwidacja górnictwa w Niemczech, praktycznie w Czechach i znaczne jego ograniczenie w Polsce mogą skutkować nie tylko ubóstwem energetycznym, ale i poważnymi problemami społecznymi i gospodarczymi. Rzecz jasna specyfika wykorzystania węgla nie mogła pozostać tak archaiczna jak w poprzednich dziesięcioleciach, lecz w sytuacji pojawiania się nowych metod jego przetwarzania należałoby się jednak skoncentrować na możliwości wykorzystania węgla. Nie należy spalać węgla w prymitywnych metodach, ale z wykorzystaniem najnowszych osiągnięć chemii i fizyki.

Co więcej, opieranie się na innych surowcach też budzi poważne wątpliwości. Braki gazu z własnych źródeł muszą być rekompensowane jego importem – zaznaczyć należy – kosztownym i jednak nie do końca ekologicznym. Energetyka atomowa? Wystarczy spojrzeć na działania wojenne w rejonie elektrowni w Czarnobylu czy elektrowni zaporoskiej. Uszkodzenie infrastruktury tych elektrowni może spowodować niewyobrażalne zagrożenie promieniowaniem radiacyjnym dla całego świata. Ponadto tego typu elektrownie wytwarzają bardzo duże ilości energii. Przejęcie tych jednostek przez agresora, nawet bez ich uszkodzenia i stworzenia zagrożenia radiacyjnego, na pewno spowodują potężne perturbacje w gospodarce.

Dyskurs o możliwościach wykorzystania węgla wymaga konsensusu wielu środowisk. Jedynie interdyscyplinarne podejście do tematu da szansę na nowe rozdanie. Wsłuchać jednak należy się w głosy różnych środowisk. I ekologów – głos bardzo ważki – ale potrafimy stworzyć „czysty węgiel”. I polityków – bo tylko wola polityczna pozwoli na odbudowę znaczenia tego surowca. I ekonomistów – stworzenie podstaw do zapewnienia stabilnego finansowania i rozwoju z uwzględnieniem realnych kosztów wydobycia. I przedsiębiorców górniczych oraz powiązanych z nimi środowiskami naukowymi – Polska jako jedyny już kraj w Unii posiada wystarczające ilości tego surowca dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw surowców. Oprócz wystarczających zasobów węgla w Polsce, póki co istnieje odpowiednia ilość czynnych kopalń, które przy prowadzeniu właściwej gospodarki mogą zapewnić właściwą jakość i ilość tego surowca.

Węgiel może być podstawą bezpieczeństwa energetycznego, a jak pokazuje ten konflikt bezpieczeństwo powinno być priorytetem i muszą być do niego przyjęte odmienne kryteria ekonomiczne. Można by zadać przewrotne pytanie: czy ekonomiczne jest utrzymywanie wojska w sytuacji, gdy nie ma wojny? Oczywiście nie, ale nikt nie zakwestionuje tego, że gdyby to nastąpiło to to wojsko jest potrzebne. Węgiel racjonalnie wykorzystany może być i powinien być podstawą bezpieczeństwa energetycznego.



## Literatura

- Agencja... 2022a – Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Import i przywóz (nabycie wewnętrzne) węgla kamiennego (stan na 15 lutego 2022 r.) – według informacji importerów przekazanych do 20 stycznia 2022 r. Grudzień oraz styczeń–grudzień 2021 r., Katowice luty 2022 r., s. 5.
- Agencja... 2022b – Agencja Rozwoju Przemysłu S.A., Import i przywóz (nabycie wewnętrzne) węgla kamiennego (stan na 18 maja 2022 r.) – według informacji importerów przekazanych do 20 kwietnia 2022 r. Marzec oraz styczeń–marzec 2022 r., Katowice maj 2022 r., s. 5.
- Bednorz, J. 2010 – Polityka państwa wobec pakietu klimatycznego z uwzględnieniem znaczenia węgla kamiennego w gospodarce Polski. *Polityka Energetyczna* 13(2), s. 43–62.
- Biuro... 2022 – Biuro Analiz Sejmowych, Pakiet „Gotowi na 55”, Biuletyn Europejski. Numer specjalny, nr 3(45), Wydawnictwo Sejmowe dla Biura Analiz Sejmowych 24 lutego 2022, s. 1–2.
- European... 2012 – European Commission, Energy roadmap 2050, Luxemburg: Publication Office of the European Union, s. 6–9.
- Komisja ... 2021 – Komisja Europejska, Europejski Zielony Ład. Realizacja naszych celów. Urząd Publikacji Unii Europejskiej, Luksemburg 2021, s. 2–15.
- Komunikat... 2021 – Komunikat Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z dnia 15 stycznia 2021 r. w sprawie przeciętnej średniorocznej ceny detalicznej 1000 kg węgla kamiennego w 2020 r. (MP 2021, poz. 52).
- Komunikat... 2022 – Komunikat Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z dnia 14 stycznia 2022 r. w sprawie przeciętnej średniorocznej ceny detalicznej 1000 kg węgla kamiennego w 2021 r. (MP 2022, poz. 30).
- Lipiński i in. 2022 – Lipiński, K., Maj, M. i Miniszewski, M. 2022 – Polski Instytut Ekonomiczny, Unia Europejska niezależna od Rosji? Alternatywne źródła dostaw surowców energetycznych, Warszawa 2022, s. 30–31.
- Lorenz, U. 2005 – Skutki spalania węgla kamiennego dla środowiska przyrodniczego i możliwości ich ograniczania, Materiały Szkoły Eksploatacji Podziemnej. *Sympozja i Konferencje* 64. Kraków: Wyd. Instytutu Gospodarki Surowcami mineralnymi i Energią PAN, s. 100–105.
- Ludwik-Pardała, M. i Niemotko, K. 2012 – Przegląd metod podziemnego zgazowania węgla na podstawie wybranych przeprowadzonych prób na świecie. *Przegląd Górniczy* 2, (1083), Tom 69 (CIX), s. 8.
- Sulek, M. 2015 – Zachodnie sankcje wobec Rosji – sens i skuteczność. *Rocznik Strategiczny 2014/2015* 20, Instytut Stosunków Międzynarodowych Uniwersytetu Warszawskiego, Wydawnictwo Naukowe SCHOLAR, Warszawa, s. 398–410.
- Ministerstwo... 2022 – Ministerstwo Aktywów Państwowych, Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce. Program obejmuje okres do 2030 r. i prezentuje kierunki transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce wraz z celami i działaniami niezbędnymi dla ich osiągnięcia. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r. uwzględnia korekty przyjęte przez Radę Ministrów w dniach 30 września 2019 r. i 11 stycznia 2022 r. Warszawa 2022, s. 3.
- Projekt... 2022 – Projekt ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw. [Online] <https://www.gov.pl/web/premier/projekt-ustawy-o-szczegolnych-rozwiazaniach-w-zakresie-niektorych-zrodel-ciepla-w-zwiazku-z-sytuacja-na-rynku-paliw3> [Dostęp: 23.08.2022].
- Rozporządzenie... 2022a – Rozporządzenie Rady (UE) 2022/576 z dnia 8 kwietnia 2022 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) nr 833/2014 dotyczącego środków ograniczających w związku z działaniami Rosji destabilizującymi sytuację na Ukrainie, *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej* L111, *Rocznik* 65 Legislacja 8 kwietnia 2022.
- Rozporządzenie... 2022b – Rozporządzenie Rady (UE) 2022/879 z dnia 3 czerwca 2022 r. zmieniające rozporządzenie (UE) nr 833/2014 dotyczące środków ograniczających w związku z działaniami Rosji destabilizującymi sytuację na Ukrainie, *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej*, L153, *Rocznik* 65 Legislacja 3 czerwca 2022.
- Ruszel, M. 2015 – Wpływ rosyjsko-ukraińskich kryzysów gazowych na politykę energetyczną UE – ujęcie teoretyczne. *Przegląd Politologiczny* 2, Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu, Poznań, s. 49–52.
- Umowa... 2021 – Umowa społeczna dotycząca transformacji sektora górnictwa węgla kamiennego oraz wybranych procesów transformacji województwa śląskiego, s. 7.
- Ustawa... 2022a – Ustawa z dnia 13 kwietnia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie przeciwdziałania wspieraniu agresji na Ukrainę oraz służących ochronie bezpieczeństwa narodowego (Dz.U. 2022, poz. 835).
- Ustawa... 2022b – Ustawa z dnia 23 czerwca 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców niektórych paliw stałych w związku z sytuacją na rynku tych paliw (Dz.U. 2022, poz. 1477).
- Ustawa... 2022c – Ustawa z dnia 5 sierpnia 2022 r. o dodatku węglowym (Dz.U. 2022, poz. 1692).

## *Wojna z węglem czy wojna o węgiel? Dylemat polskiej polityki węglowej na tle konfliktu w Ukrainie*

Słowa kluczowe: węgiel, bezpieczeństwo, wojna, sankcje, Ukraina

Streszczenie: Procesy dekarbonizacji unijnej gospodarki rozpoczęte w ubiegłym wieku zostały zapoczątkowane w innej rzeczywistości politycznej. Walka z ociepleniem klimatu, nakierunkowana praktycznie była wyłącznie na walkę z węglem. Decyzje dotyczyły w większej mierze ograniczenia zużycia węgla bez równoważenia deficytu energii z innych, ekologicznych źródeł. Napad Federacji Rosyjskiej na Ukrainę i wprowadzone pakiety sankcji spowodowały braki węgla kamiennego zwłaszcza dla odbiorców indywidualnych wykorzystujących go jako źródło ciepła. Polskie embargo na rosyjski węgiel wyprzedzające sankcje unijne stało się źródłem obaw przed zagrożeniem skokowego wzrostu cen dla społeczeństwa. Działania rządu mają na celu złagodzenie i ograniczenie przede wszystkim kosztów, które ponosić zmuszone jest społeczeństwo. Brak koordynacji i należyście przygotowanych przepisów prawa, częste zmiany i nowelizacje powodują niepokoje w społeczeństwie. Jednak nawet najlepsze programy rekompensujące wzrost cen nie zlikwidują podstawowego problemu, jakim jest brak węgla. Import drogiego węgla staje się koniecznością i to wszystko w sytuacji posiadania własnych zasobów. W związku z agresją Rosji podpisana umowa społeczna zakładająca likwidację kopalń powinna zostać wobec tego zmieniona, zważając na dalsze możliwości wykorzystywania tego surowca, przy uwzględnieniu nowoczesnych metod jego użytkowania. Metody „czystego wykorzystania” węgla znane są od dawna i należy je w dalszym ciągu rozwijać. Z tego powodu węgiel kamienny może być i powinien być jak najdłużej gwarancją bezpieczeństwa energetycznego nie tylko Polski, ale również Unii Europejskiej.

## *War against coal or war for coal? Dilemma of Polish coal-politics on the forefront of Ukrainian conflict*

Keywords: coal, security, war, sanctions, Ukraine

Abstract: Processes of decarbonization of European Union economy started last century began in another political reality. Fight against climate warming was directed towards fight against coal. Decisions were made, for the most part, towards limitation of coal consumption without balancing energy deficit with other, ecologic sources. Invasion of the Russian Federation against Ukraine and implemented sanction packages caused deficits of coal especially for individual clients using it as heat source. Polish embargo on Russian coal pre-empting EU sanctions became the source of concern for society fearing jumps in prices. Government actions aim to ease and limit the costs which society has to bear. Lack of coordination and properly prepared regulations, frequent changes and amendments cause distress to society. However, even the best compensation programs for rise in prices of coal will not take away the basic problem which is the lack of coal. Import of important coal is becoming a necessity, and it's all in position of having local resources. Signed social contract assuming liquidation of coal mines should be changed with regards to further usage of said resource, using modern methods of its application. Methods of "clean usage" of coal have been known for a long time and should still be developed. For this reason coal can be, and should be for as long as possible the guarantee of energetic security not only for Poland, but also the European Union.

Waldemar DOŁĘGA<sup>1</sup>

## **Ocena krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej**

### **Wprowadzenie**

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej jest zdolnością systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Jego zapewnienie stanowi niezmiennie podstawowy cel polityki energetycznej państwa.

Poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, przy czym jednym z najważniejszych jest stan techniczny infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze: wytwarzania, przesyłu i dystrybucji oraz jej właściwe funkcjonowanie (Dołęga 2019).

Celem rozdziału jest ocena krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w kontekście wybranych elementów istotnych dla prawidłowego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (w skrócie KSE) i ważnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Okres oceny obejmuje lata 2015–2021.

### **1. Obszar wytwarzania**

Wytwarzanie energii elektrycznej w kraju odbywa się głównie w dużych elektrowniach ciepłych i elektrociepłowniach zawodowych wykorzystujących krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego. Moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2021 r. wynosiła 53 656 MW i była o 8,97% większa niż w 2020 r. (49 238 MW), w tym w elektrowniach

---

<sup>1</sup> Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wrocławska;  
ORCID iD: 0000-0003-2878-1358; e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl

i elektrociepłowniach zawodowych – 36 190 MW, o 6,42% więcej niż w 2020 r. (34 008 MW) (SPURE 2022). Natomiast w 2019 r. wynosiła 46 799 MW, z czego w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych – 34 328 MW (SPURE 2020). Produkcja energii elektrycznej wzrosła w ostatnim roku. W 2021 r. wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto ukształtował się na poziomie 173 583 GWh i był wyższy o 13,97% w stosunku do 2020 r. (152 308 GWh) (SPURE 2022). Wcześniej te wolumeny były niższe w stosunku do lat wcześniejszych o 4,07% (w 2020 r. w stosunku do 2019 r.), 3,90% (w 2019 r. w stosunku do 2018 r.) i 0,38% (w 2018 r. w stosunku do 2017 r.) (Dołęga 2021). Natomiast wzrost odnotowano w 2017 r. w stosunku do 2016 r. o 1,98% (SPURE 2018).

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2021 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do lat wcześniejszych i jest oparta głównie na węglu kamiennym i brunatnym. Udział tych nośników wynosił w 2021 r. – 79% (53% – węgiel kamienny, 26% – węgiel brunatny), podczas gdy w 2020 r. – 72%, (47% – węgiel kamienny, 25% – węgiel brunatny) (SPURE 2022). W 2019 r. było to 75%, (49% – węgiel kamienny, 26% – węgiel brunatny), a w 2018 r. – 80%, (50% – węgiel kamienny, 30% – węgiel brunatny) (SPURE 2020).

Zużycie energii elektrycznej sukcesywnie rośnie. W 2021 r. ukształtowało się na poziomie 174 402 GWh i było wyższe o 5,36% w stosunku do 2020 r. (165 532 GWh) (SPURE 2022). Wprawdzie w 2020 r. zanotowano spadek zużycia o 2,28%, a w 2019 r. o 0,90%, ale wcześniej występowały wzrosty zużycia o 1,66% w 2018 r., 2,13% w 2017 r. i 1,97% w 2016 r. (Dołęga 2021).

W 2021 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 23 673,0 MW i wzrosło o 5,57%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 27 617,2 MW i wzrosło o 3,05% w stosunku do 2020 r. (SPURE 2022). Rok wcześniej w 2020 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 22 424,3 MW i było mniejsze o 2,85%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 26 798,8 MW i wzrosło o 1,11 % w stosunku do poprzedniego – 2019 r. (SPURE 2021). Natomiast w 2019 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 23 082,0 MW i zmalało o 1,03%, a maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 26 504,4 MW i wzrosło o 0,21% w stosunku do 2018 r. (SPURE 2020).

Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2015–2021 przedstawiono w tabeli 1, natomiast dynamikę zmian tych danych w tabeli 2.

W ostatnich latach z wyjątkiem okresu 2019–2020 jest obserwowana wzrostowa tendencja dotycząca zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz jej krajowego zużycia. Obecna prognoza zapotrzebowania na moc do 2035 r. wskazuje na jego średnioroczny wzrost na poziomie 1,6% w szczycie zimowym i 2,2% w szczycie letnim (SMBDEE 2017). Natomiast zużycie energii, będzie wzrastało w średniorocznym tempie na poziomie 1,7% do 2035 r. (SMBDEE 2017). Przy czym, przyjmuje się, że wzrost ten może być większy w sytuacji, gdy gospodarka krajowa będzie się rozwijała w szybkim tempie.

Wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się obecnie na stosunkowo wysokim poziomie. Operator Systemu Przesyłowego (w skrócie OSP) ma jednak ograniczoną możliwość dysponowania źródłami wytwórczymi na skutek występowania ubytków mocy wynikających z remontów średnich, kapitalnych i awaryjnych. W ich wyniku moc dyspozycyjna w elektrowniach krajowych zmniejsza się, przy czym występuje wyraźny trend wzrostowy niedyspozycyjności o charakterze nieplanowym (awarie, remonty bieżące, warunki eksploatacyjne).

TABELA 1. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2015–2021 (SPURE 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022)  
 TABLE 1. Selected statistics of NEPS operation in 2015–2021

Wyszczególnienie	Wartość [MW]							
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
Moc osiągalna elektrowni krajowych*	38 891,3	40 491,1	42 584,3	43 776,9	46 298,5	48 063,8	50 714,6	
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych*	26 763,2	28 104,8	28 678,3	28 926,6	29 874,9	29 630, 6	29 197,4	
Zapotrzebowanie na moc	22 218,6	22 482,6	22 979,7	23 322,7	23 082,0	22 424,3	23 673,0	
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	25 101,1 (07.01.2015)	25 546,3 (15.12.2016)	26 230,6 (09.01.2017)	26 447,6 (28.02.2018)	26 504,4 (25.01.2019)	26 798,8 (10.12.2020)	27 617,2 (15.02.2021)	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 441,1	3 637,7	3 745,3	4 941,6	5 393,1	3 400,3	4 257,2	
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	12 650,3 (27.07.2015)	11 276,8 (15.08.2016)	11 785,3 (17.04.2017)	12 210,6 (24.06.2018)	11 584,1 (22.04.2019)	11 251,1 (13.04.2020)	12 132,7 (6.06.2021)	
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 049,3	12 291,1	14 707,3	12 055,4	17 718,1	18 561,1	13 620,7	

\* Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego z dni roboczych.

TABELA 2. Dynamika zmian danych dotyczących funkcjonowania KSE w latach 2015–2021 (SPURE 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022)  
 TABLE 2. Dynamics of changes of selected statistics of NEPS operation in 2015–2021

Wyszczególnienie	Dynamika						
	(2016/2015) (1)	(2017/2016) (2)	(2018/2017) (3)	(2019/2018) (4)	(2020/2019) (5)	(2021/2020) (6)	(2021/2015) (7)
Moc osiągalna elektrowni krajowych*	104,11	105,17	102,80	105,76	103,81	105,52	130,40
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych*	105,01	102,04	100,87	103,28	99,18	98,54	109,10
Zapotrzebowanie na moc	101,19	102,21	101,49	98,97	97,15	105,57	106,54
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	101,77	102,68	100,83	100,21	101,11	103,05	110,02
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	105,71	102,96	131,94	109,14	63,05	125,20	131,56
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	89,14	104,51	103,61	94,87	97,13	107,84	95,91
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	116,94	113,82	81,97	146,97	104,76	73,38	123,27

\* Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego z dni roboczych.

(1) 2016 r./2015 r. gdzie 2015 r. = 100; (2) 2017 r./2016 r. gdzie 2016 r. = 100; (3) 2018 r./2017 r. gdzie 2017 r. = 100; (4) 2019 r./2018 r. gdzie 2018 r. = 100; (5) 2020 r./2019 r. gdzie 2019 r. = 100; (6) 2021 r./2020 r. gdzie 2020 r. = 100; (7) 2021 r./2015 r. gdzie 2015 r. = 100.

Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2021 r. kształtowała się na poziomie 57,6% i była niższa o 4,0% w stosunku do roku poprzedniego – 2020 r., wówczas kształtowała się na poziomie 61,6% (SPURE 2022). W Tabeli 3 przedstawiono relację mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w okresie 2011–2021, która nieustannie maleje i zmalała z poziomu 73,5 % w 2011 r. do wspomnianego już poziomu 57,6% w 2021 r.

TABELA 3. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w KSE w latach 2011–2021 (Dołęga 2021; SPURE 2021, 2022)

TABLE 3. The ratio of available power to maximum output capacity of NEPS in 2011–2021

Wyszczególnienie	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w KSE [%]	73,5	71,6	70,6	69,0	68,9	69,4	67,3	66,1	64,5	61,6	57,6

Wielkość mocy dyspozycyjnej w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc stanowiła 106% i była zróżnicowana w poszczególnych miesiącach 2021 r. (SPURE 2022). Natomiast w 2020 r. kształtowała się na poziomie 111%, w 2019 r. – 113%, a w 2018 r. i 2017 r. na poziomie 109% i była zróżnicowana w poszczególnych miesiącach tych lat (Dołęga 2021).

## 2. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze wytwarzania

Ocena bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wymaga analizy kluczowego parametru planistycznego w tym zakresie – poziomu rezerwy mocy dyspozycyjnej, który umożliwia pokrycie wszystkich możliwych odchyśleń od przyjętych założeń planistycznych, w tym nieplanowe postoje lub wymuszone zaniżenia mocy jednostek wytwórczych. Margines rezerwy wymagany przez OSP gwarantuje dla każdego szczytu dobowego nadwyżkę mocy w stosunku do zapotrzebowania. Przy czym obliczone, w ramach poszczególnych planów koordynacyjnych, rezerwy mocy OSP w stosunku do zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe powinny wynosić odpowiednio: 18% – dla Planu Koordynacyjnego Roczno (w skrócie PKR), 17% – dla Planu Koordynacyjnego Miesięcznego (w skrócie PKM) i 14% – dla Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego (w skrócie BTHD) (IRiESP 2017). Ponadto dla Planu Koordynacyjnego Dobowego (w skrócie PKD) sumaryczna planowana rezerwa mocy OSP dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina powinna wynosić minimum 9% planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe (IRiESP 2017).

W latach 2015–2021 okresy, dla których rezerwa mocy dostępna dla OSP w Jednostkach Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (w skrócie JWCD) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były stosunkowo krótkie. W 2021 r i 2020 r występowały jednak okresowe spadki rezerwy, z których najdłuższe obejmowały ponad dwie godziny i miały miejsce we wrześniu 2020 r. Dotyczyły to łącznej rezerwy mocy w JWCD ciepłych wirujących

i JWCD wodnych. W przypadku jednak uwzględnienia w rezerwie mocy także rezerwy zimnej w JWCD takie okresy miały charakter incydentalny, a częstość ich występowania szczególnie w okresie 2015–2019 była stosunkowo niska.

Najniższe poziomy rezerwy mocy wystąpiły w poszczególnych latach okresu 2015–2021 w następujących dniach:

- 7 września 2021 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 20:00 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie wieczornym na poziomie około 2,4% (SPURE 2022);
- 4 marca 2020 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 19:45 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie wieczornym na poziomie około 7,6% (SPURE 2021);
- 28 maja 2019 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 11:00 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie porannym wystąpił najniższy w 2019 r. poziom rezerwy mocy na poziomie około 4,5% (SPURE 2020);
- 24 września 2018 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 19:30 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie wieczornym na poziomie około 5,7% (SPURE 2019);
- 23 marca 2017 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 19:00 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie wieczornym oraz 19 maja 2017 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 9:45 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie porannym na poziomie około 6,0% (SPURE 2018);
- 3 stycznia 2016 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 16:45 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie popołudniowym na poziomie około 3,9% (SPURE 2017).

W tabeli 4 przedstawiono średnie miesięczne wartości (odpowiadające szczytom wieczornym z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie elektroenergetycznym dla poszczególnych miesięcy dla lat z okresu 2015–2021.

W 2021 r. średni poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2020 r. wzrósł tylko w miesiącu marcu. Wówczas średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 9015 MW, podczas gdy w analogicznym okresie 2020 r. kształtowały się na poziomie 8027 MW (SPURE 2022). W pozostałych miesiącach poziom rezerwy był mniejszy lub znacznie mniejszy niż w analogicznych miesiącach 2020 r. Największa różnica dotyczyła miesięcy: stycznia, lutego, kwietnia, czerwca, lipca, sierpnia, września i października. Przykładowo w lutym 2021 r. średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 5023 MW, podczas gdy w lutym 2020 r. kształtowały się na poziomie 12 016 MW (SPURE 2022). Był to największy spadek, który miał miejsce w 2021 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

W 2020 r. średni poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2019 r. wzrósł w siedmiu miesiącach: styczniu, lutym, kwietniu, maju, czerwcu, sierpniu i listopadzie i był największy w lutym. Wówczas średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 12 016 MW, podczas gdy w analogicznym okresie 2019 r. kształtowały się na poziomie 8052 MW (SPURE 2021). W pozostałych miesiącach poziom rezerwy był mniejszy lub znacznie mniejszy niż w analogicznych miesiącach 2019 r. Największa różnica dotyczyła miesięcy: września, października i grudnia. Przykładowo w grudniu 2020 r. średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 3753 MW, podczas gdy w grudniu 2019 r. kształtowały się na poziomie 7568 MW (SPURE 2021). Był



TABELA 4. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w poszczególnych latach w okresie 2015–2021 (na podstawie średnich miesięcznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych) (SPURE 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022)

TABLE 4. Public power plants – comparison of selected operational aspects in years of period 2015–2021 (on base of average monthly values from evening peaks in working days)

Rok	Wyszczególnienie	Miesiące											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2015	Obciążenie [MW]	22 956	22 740	22 275	20 301	21 276	19 516	19 851	20 531	20 340	21 778	22 601	23 108
	Rezerwy [MW]	4 567	4 303	5 385	5 609	2 847	3 935	4 419	3 836	4 084	2 966	4 070	5 106
	Ubytki mocy [MW]	8 585	9 123	8 600	10 361	12 296	12 841	12 036	11 960	11 926	11 904	10 335	9 006
2016	Obciążenie [MW]	24 774	22 921	22 340	21 058	20 783	20 673	20 675	20 543	21 552	22 786	24 575	24 209
	Rezerwy [MW]	4 946	7 704	6 178	5 389	5 961	5 231	6 742	7 369	4 904	5 082	5 005	5 752
	Ubytki mocy [MW]	9 938	9 276	11 338	13 562	13 340	14 265	12 829	12 920	14 371	13 168	11 660	11 299
2017	Obciążenie [MW]	24 098	24 214	21 082	21 130	19 880	20 756	21 062	21 578	21 396	22 962	23 631	23 673
	Rezerwy [MW]	3 967	4 825	6 013	4 877	4 806	4 149	4 680	3 609	5 046	8 672	3 865	6 178
	Ubytki mocy [MW]	10 652	9 667	11 702	13 228	14 632	15 418	14 490	14 719	13 972	8 771	13 204	10 954
2018	Obciążenie [MW]	23 189	24 742	24 436	19 796	19 888	20 728	20 534	20 790	20 891	21 475	24 622	23 316
	Rezerwy [MW]	7 015	5 291	4 631	6 243	5 358	4 908	6 875	3 221	4 311	6 500	7 541	5 113
	Ubytki mocy [MW]	10 579	9 877	10 840	13 987	14 893	13 430	13 328	16 249	16 901	14 166	10 871	14 620
2019	Obciążenie [MW]	22 879	22 626	21 276	19 714	19 700	20 503	20 676	21 458	21 539	21 588	21 953	22 374
	Rezerwy [MW]	5 726	8 052	8 027	8 596	7 420	3 766	6 622	4 505	6 923	6 892	5 116	7 568
	Ubytki mocy [MW]	14 626	12 564	14 047	15 249	15 041	18 930	16 031	17 234	15 117	15 317	17 168	14 017
2020	Obciążenie [MW]	23 443	22 417	20 735	18 007	18 305	18 983	19 121	19 773	22 235	20 893	23 299	24 144
	Rezerwy [MW]	8 922	12 016	8 027	11 861	9 244	7 312	6 622	7 261	5 410	6 587	5 840	3 753
	Ubytki mocy [MW]	11 999	9 929	16 163	14 653	17 116	18 497	16 895	18 250	18 305	18 506	17 497	18 250
2021	Obciążenie [MW]	26 522	26 921	24 115	22 505	21 035	23 763	23 589	23 261	23 416	24 437	26 608	27 504
	Rezerwy [MW]	4 755	5 023	9 015	6 449	7 730	3 697	3 721	4 797	2 625	3 245	4 428	2 573
	Ubytki mocy [MW]	16 989	17 019	15 273	20 212	20 610	22 913	22 138	23 062	25 395	23 826	22 462	23 829

to największy spadek, który miał miejsce w 2020 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

W 2019 r. średni poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2018 r. wzrósł w ośmiu miesiącach: lutym, marcu, kwietniu, maju, sierpniu, wrześniu, październiku i grudniu i był największy w marcu. Wówczas średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 8027 MW, podczas gdy w analogicznym okresie 2018 r. kształtowały się na poziomie 4631 MW (SPURE 2020). W pozostałych miesiącach poziom rezerwy był mniejszy lub znacznie mniejszy niż w analogicznych miesiącach 2018 roku. Największa różnica dotyczyła miesięcy: stycznia, czerwca i listopada. Przykładowo w listopadzie 2019 r. średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 5116 MW, podczas gdy w listopadzie 2018 r. kształtowały się na poziomie 7541 MW (SPURE 2020). Był to największy spadek, który miał miejsce w 2019 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

W 2018 r. średni poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2017 r. wzrósł w siedmiu miesiącach: styczniu, lutym, kwietniu, maju, czerwcu, lipcu i listopadzie i był największy w listopadzie. Wówczas średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 7541 MW, podczas gdy w analogicznym okresie 2017 r. kształtowały się na poziomie 3865 MW (SPURE 2019). W pozostałych miesiącach poziom rezerwy był mniejszy lub znacznie mniejszy niż w analogicznych miesiącach 2017 r. Największa różnica dotyczyła miesięcy: marca, października i grudnia. Przykładowo w październiku 2018 r. średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 6500 MW, podczas gdy w październiku 2017 r. kształtowały się na poziomie 8672 MW (SPURE 2019). Był to największy spadek, który miał miejsce w 2018 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

W 2017 r. średni poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2016 r. wzrósł jedynie w miesiącach: wrześniu, październiku i grudniu i był największy w październiku. Wówczas średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 8672 MW, podczas gdy w analogicznym okresie 2016 r. kształtowały się na poziomie 5082 MW (SPURE 2018). W pozostałych miesiącach poziom rezerwy był mniejszy lub znacznie mniejszy niż w analogicznych miesiącach 2016 r., często zbliżony do poziomu z 2015 r. Największa różnica dotyczyła miesięcy: lutego, maja, czerwca, lipca, sierpnia i listopada. Przykładowo w sierpniu 2017 r. średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 3609 MW, podczas gdy w sierpniu 2016 r. kształtowały się na poziomie 7369 MW (SPURE 2018). Był to największy spadek, który miał miejsce w 2017 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

W 2016 r. średni poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2015 r. wzrósł we wszystkich miesiącach poza kwietniem i był największy w miesiącach: lutym, maju, lipcu, sierpniu i październiku. Przykładowo w sierpniu 2016 r. średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 7369 MW, podczas gdy w sierpniu 2015 r. kształtowały się na poziomie 3836 MW (SPURE 2017). Była to największa różnica, która miała miejsce w 2016 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

W 2021 r. średnia wartość ubytków mocy w miesiącu była wyższa niż w 2020 r. w każdym miesiącu z wyjątkiem marca. Niższy poziom ubytków mocy w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego zanotowano jedynie w marcu. Ubytki mocy w miesiącu spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich w 2021 r. były wyższe niż w 2020 r. tylko w kwietniu, natomiast ubytki mocy w miesiącu spowodowane awariami

w 2021 r. były wyższe niż w 2020 r. w każdym miesiącu (SPURE 2022). Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zaniżenia mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci elektroenergetycznej były wyższe w 2021 r. w każdym miesiącu, niż w analogicznym okresie 2020 r.

W 2020 r. średnia wartość ubytków mocy w miesiącu była wyższa niż w 2019 r. dla ośmiu miesięcy. Niższy poziom ubytków mocy w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego zanotowano jedynie w miesiącach: styczeń, luty, kwiecień i czerwiec. Ubytki mocy w miesiącu spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich w 2020 r. były wyższe niż w 2019 r. w każdym miesiącu, natomiast ubytki mocy w miesiącu spowodowane awariami w 2020 r. były wyższe niż w 2019 r. dla pięciu miesięcy (SPURE 2021). W 2020 r. w styczniu, lutym, marcu, kwietniu, maju, sierpniu i październiku zanotowano niższy poziom ubytków spowodowanych awariami jednostek wytwórczych w porównaniu do 2019 r. Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zaniżenia mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci elektroenergetycznej były wyższe w 2020 r. w miesiącach: marzec, kwiecień, maj, czerwiec, lipiec, wrzesień, październik i grudzień, niż w analogicznym okresie 2019 r.

W 2019 r. średnia wartość ubytków mocy w miesiącu była wyższa niż w 2018 r. dla dziesięciu miesięcy. Niższy poziom ubytków mocy w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego zanotowano jedynie w miesiącach: wrzesień i grudzień. Ubytki mocy w miesiącu spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich w 2019 r. były wyższe niż w 2018 r. dla dziewięciu miesięcy, natomiast ubytki mocy w miesiącu spowodowane awariami w 2019 r. były wyższe niż w 2018 r. dla pięciu miesięcy (SPURE 2020). W 2019 r. w styczniu, maju i wrześniu zanotowano niższy poziom ubytków związanych z remontami kapitalnymi i średnimi niż w analogicznym okresie 2018 r., natomiast w maju, lipcu, sierpniu, wrześniu, październiku, listopadzie i grudniu niższy poziom ubytków spowodowanych awariami jednostek wytwórczych w porównaniu do 2018 r. Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zaniżenia mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci elektroenergetycznej były wyższe w 2019 r. w każdym miesiącu z wyjątkiem grudnia, niż w analogicznym okresie 2018 r.

W 2018 r. średnia wartość ubytków mocy w miesiącu była wyższa niż w 2017 r. dla siedmiu miesięcy. Niższy poziom ubytków mocy w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego zanotowano jedynie w miesiącach: styczeń, marzec, czerwiec, lipiec i listopad. Ubytki mocy w miesiącu spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich w 2018 r. były wyższe niż w 2017 r. dla każdego miesiąca, natomiast ubytki mocy w miesiącu spowodowane awariami w 2018 r. były wyższe niż w 2017 r. dla trzech miesięcy (SPURE 2019). W pierwszych dziewięciu miesiącach 2018 r. zanotowano niższy poziom ubytków związanych z remontami kapitalnymi i średnimi niż w analogicznym okresie 2017 r. Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zaniżenia mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci elektroenergetycznej były wyż-

sze w 2018 r. w miesiącach: styczeń, luty, marzec, kwiecień, wrzesień, październik, listopad i grudzień, niż w analogicznym okresie 2017 r.

W 2017 r. średnia wartość ubytków mocy w miesiącu była wyższa niż w 2016 r. dla ośmiu miesięcy. Niższy poziom ubytków mocy w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego zanotowano jedynie w miesiącach: kwiecień, wrzesień, październik i grudzień. Ubytki mocy w miesiącu spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich w 2017 r. były wyższe niż w 2016 r. dla ośmiu miesięcy, natomiast ubytki mocy w miesiącu spowodowane awariami w 2017 r. były wyższe niż w 2016 r. dla siedmiu miesięcy (SPURE 2018). W 2017 r. w styczniu, lutym, listopadzie i grudniu zanotowano niższy poziom ubytków związanych z remontami kapitalnymi i średnimi niż w analogicznym okresie 2016 r., natomiast w maju, wrześniu, październiku, listopadzie i grudniu niższy poziom ubytków spowodowanych awariami jednostek wytwórczych w porównaniu do 2016 r. Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zniżenia mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci elektroenergetycznej były wyższe w 2017 r. w każdym miesiącu, niż w analogicznym okresie 2016 r.

W 2016 r. średnia wartość ubytków mocy w każdym miesiącu była wyższa w porównaniu z analogicznym okresem 2015 r.

W ujęciu średniorocznym w 2021 r. w porównaniu z 2020 r. nastąpił znaczący spadek rezerw mocy w elektrowniach zawodowych o 29,2 %. Rezerwy te kształtowały się w 2021 r. na poziomie 6366 MW, podczas gdy w 2020 r. było to 8987 MW (SPURE 2022). We wcześniejszych latach było to odpowiednio: 8031 MW w 2019 r., 6498 MW w 2018 r., 6131 MW w 2017 r. i 5869 MW w 2016 r.

W 2021 r. w porównaniu z 2020 r. wystąpiły znaczne spadki rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

W tabeli 5 przedstawiono dane z zakresu mocy dyspozycyjnej oraz rezerw mocy w elektrowniach krajowych dla poszczególnych miesięcy lat z okresu 2015–2021.

Zasadniczo w 2021 r. w szczytach zapotrzebowania na moc dla poszczególnych dni OSP dysponował nadwyżką mocy na poziomie bezpiecznym. Niemniej jednak we wrześniu, październiku i grudniu poziom rezerw mocy dostępnych dla OSP był za mały w stosunku do wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR oraz w odniesieniu do poziomu wynikającego z założeń BTHD (14% zapotrzebowania). Deficyt rezerw wyniósł odpowiednio: 1677, 1165 i 2215 MW w odniesieniu do wymagań PKR oraz 721, 181 i 1151 MW w odniesieniu do wymagań BTHD (SPURE 2022). Ponadto w czerwcu i lipcu poziom rezerw mocy dostępnych dla OSP był za mały w stosunku do wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR, ale bezpieczny w odniesieniu do poziomu wynikającego z założeń BTHD (14% zapotrzebowania). Deficyt rezerw wyniósł odpowiednio 641 i 545 MW (SPURE 2022).

W kontekście wartości średniomiesięcznych w 2021 r. nadwyżka mocy dostępna dla OSP była bezpieczna dla zapewnienia bieżącego funkcjonowania KSE z wyjątkiem miesięcy: luty i czerwiec. Wówczas wystąpił deficyt mocy na poziomie odpowiednio: 30 i 227 MW, w stosunku do wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR (SPURE 2022).

TABELA 5. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w poszczególnych latach w okresie 2017–2021 – wartości w szczyście dobowym dni roboczych (SPURE 2018, 2019, 2020, 2021, 2022)

TABLE 5. Available power and power reserves in domestic power plants, available to TSO in years of period 2017–2021 – daily working day peak values

Rok	Wyszczególnienie	Miesiące											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2017	Moc dyspozycyjna [MW]	29 433	30 417	28 407	27 943	26 266	26 148	27 082	26 835	27 801	32 932	28 834	31 214
	Rezerwa mocy [MW]	3 967	4 825	6 013	4 877	4 806	4 149	4 680	3 609	5 046	8 672	3 865	6 178
	Rezerwa wirująca JWCD [MW]	1 540	1 020	1 648	1 140	767	803	1 187	1 004	2 285	1 749	1 278	2 203
	Rezerwa zimna JWCD [MW]	934	2 075	2 527	1 898	1 947	1 665	1 571	896	1 085	4 914	605	2 103
2018	Moc dyspozycyjna [MW]	31 556	31 682	30 787	27 359	26 277	27 835	28 849	25 907	26 283	29 205	33 564	29 804
	Rezerwa mocy [MW]	7 015	5 291	4 631	6 243	5 358	4 908	6 875	3 221	4 311	6 500	7 541	5 113
	Rezerwa wirująca JWCD [MW]	2 191	1 769	2 366	950	615	1 919	1 795	1 174	946	1 479	1 374	1 077
	Rezerwa zimna JWCD [MW]	3 225	1 936	576	3 507	2 554	1 017	2 980	80	1 661	3 467	4 571	2 181
2019	Moc dyspozycyjna [MW]	30 044	32 014	31 793	29 572	28 955	25 660	28 653	27 566	29 634	29 990	28 337	31 654
	Rezerwa mocy [MW]	5 726	8 052	8 027	8 596	7 420	3 766	6 622	4 505	6 923	6 892	5 116	7 568
	Rezerwa wirująca JWCD [MW]	2 163	1 729	1 929	2 853	2 175	1 137	1 686	2 221	2 672	1 690	987	1 727
	Rezerwa zimna JWCD [MW]	1 525	4 787	3 922	4 107	3 573	660	2 850	710	2 758	3 335	2 377	3 825
2020	Moc dyspozycyjna [MW]	33 758	35 835	29 747	31 265	28 820	27 627	29 129	28 650	29 153	28 836	30 422	29 186
	Rezerwa mocy [MW]	8 922	12 016	8 027	11 861	9 244	7 312	6 622	7 261	5 410	6 587	5 840	3 753
	Rezerwa wirująca JWCD [MW]	3 289	2 864	819	2 956	2 323	1 306	2 432	2 480	2 518	2 226	2 479	1 866
	Rezerwa zimna JWCD [MW]	3 935	7 132	4 592	6 997	4 896	3 853	4 756	2 862	1 760	2 828	1 855	225
2021	Moc dyspozycyjna [MW]	31 276	31 944	33 782	28 954	28 990	27 613	28 415	28 057	26 041	27 681	31 036	30 077
	Rezerwa mocy [MW]	4 755	5 023	9 015	6 449	7 730	3 697	3 721	4 797	2 625	3 245	4 428	2 573
	Rezerwa wirująca JWCD [MW]	2 573	2 628	2 919	2 864	3 646	1 215	1 318	2 019	891	1 240	1 989	652
	Rezerwa zimna JWCD [MW]	0	222	4 292	2 005	1 552	225	0	265	390	0	667	225

JWCD – Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana.

W 2021 r. poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2020 r. był zdecydowanie niższy. Wzrósł w jedynie w marcu. W 2021 r. zanotowano spadek wielkości rezerwy wirującej i zimnej w stosunku do 2020 r. Wielkość rezerwy wirującej w stosunku do analogicznego okresu 2020 r. wzrosła w dwóch miesiącach: marcu i maju, w pozostałych miesiącach była na niższym poziomie. Natomiast wielkość rezerwy zimnej w stosunku do analogicznego okresu 2020 r. była w każdym miesiącu na niższym poziomie.

Zasadniczo w 2020 r. w szczytach zapotrzebowania na moc dla poszczególnych dni OSP dysponował nadwyżką mocy na poziomie bezpiecznym. Niemniej jednak w grudniu poziom rezerw mocy dostępnych dla OSP był za mały w stosunku do wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR. Był to jednak poziom bezpieczny w odniesieniu do poziomu wynikającego z założeń BTHD (14% zapotrzebowania). Deficyt rezerwy wyniósł 1071 MW (SPURE 2021).

W kontekście wartości średniomiesięcznych w 2020 r. nadwyżka mocy dostępna dla OSP była bezpieczna dla zapewnienia bieżącego funkcjonowania KSE z wyjątkiem miesięcy: wrzesień i październik. Wówczas wystąpił deficyt mocy na poziomie odpowiednio: 124 i 335 MW, w stosunku wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR (SPURE 2021).

W 2020 r. poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2019 r. był zasadniczo wyższy. Wzrósł w miesiącach: styczeń, luty, kwiecień, maj, czerwiec, sierpień i listopad. W 2020 r. zanotowano wzrost wielkości rezerwy wirującej i zimnej w stosunku do 2019 r. Wielkość rezerwy wirującej w stosunku do analogicznego okresu 2019 r. wzrosła w dziesięciu miesiącach: styczniu, lutym, kwietniu, maju, czerwcu, lipcu, sierpniu, październiku, listopadzie i grudniu, w pozostałych miesiącach była na niższym poziomie. Natomiast wielkość rezerwy zimnej w stosunku do analogicznego okresu 2018 r. była na wyższym poziomie w pierwszych ośmiu miesiącach roku, natomiast w pozostałych czterech miesiącach była na niższym poziomie.

Zasadniczo w 2019 r. w szczytach zapotrzebowania na moc dla poszczególnych dni OSP dysponował nadwyżką mocy na poziomie bezpiecznym. Niemniej jednak w czerwcu poziom rezerw mocy dostępnych dla OSP był za mały w stosunku do wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR. Był to jednak poziom bezpieczny w odniesieniu do poziomu wynikającego z założeń BTHD (14% zapotrzebowania). Deficyt rezerwy wyniósł 356 MW (SPURE 2020).

W kontekście wartości średniomiesięcznych w 2019 r. nadwyżka mocy dostępna dla OSP była bezpieczna dla zapewnienia bieżącego funkcjonowania KSE z wyjątkiem miesięcy: styczeń, luty, marzec i maj. Wówczas wystąpił deficyt mocy na poziomie odpowiednio: 132, 56, 410 i 103 MW, w stosunku wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR (SPURE 2020).

W 2019 r. poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2018 r. był zasadniczo wyższy. Wzrósł w miesiącach: luty, marzec, kwiecień, maj, sierpień, wrzesień, październik i grudzień. W 2019 r. zanotowano wzrost wielkości rezerwy wirującej i zimnej w stosunku do 2018 r. Wielkość rezerwy wirującej w stosunku do analogicznego okresu 2018 r. wzrosła w sześciu miesiącach: kwietniu, maju, sierpniu, wrześniu, październiku i grudniu, w pozostałych miesiącach była na niższym poziomie. Natomiast wielkość rezerwy zimnej w stosunku do analogicznego okresu 2018 r. była na wyższym poziomie w siedmiu miesiącach: lutym, mar-

cu, kwietniu, maju, sierpniu, wrześniu i grudniu, w pozostałych miesiącach była na niższym poziomie.

Zasadniczo w 2018 r. w szczytach zapotrzebowania na moc dla poszczególnych dni OSP dysponował nadwyżką mocy na poziomie bezpiecznym. Niemniej jednak w sierpniu poziom rezerw mocy dostępnych dla OSP był za mały w stosunku do wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR i w odniesieniu do poziomu wynikającego z założeń BTHD (14% zapotrzebowania). Deficyt rezerwy wyniósł odpowiednio 832 i 94 MW w stosunku do wymagań określonych we wspomnianych planach (SPURE 2019).

W kontekście wartości średniomiesięcznych w 2018 r. nadwyżka mocy dostępna dla OSP była bezpieczna dla zapewnienia bieżącego funkcjonowania KSE z wyjątkiem miesięcy: styczeń, luty, wrzesień, październik i listopad. Wówczas wystąpił deficyt mocy na poziomie odpowiednio: 648, 241, 271, 14 i 478 MW, w stosunku wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR (SPURE 2019).

W 2018 r. poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2017 r. był zasadniczo wyższy. Wzrósł w miesiącach: styczeń, luty, kwiecień, maj, czerwiec, lipiec i listopad. W 2018 r. zanotowano wzrost wielkości rezerwy wirującej i zimnej w stosunku do 2017 r. Wielkość rezerwy wirującej w stosunku do analogicznego okresu 2017 r. wzrosła w siedmiu miesiącach: styczniu, lutym, marcu, czerwcu, lipcu, sierpniu i listopadzie, w pozostałych miesiącach była na niższym poziomie. Natomiast wielkość rezerwy zimnej w stosunku do analogicznego okresu 2017 r. była na wyższym poziomie w siedmiu miesiącach: styczniu, kwietniu, maju, lipcu, wrześniu, listopadzie i grudniu, w pozostałych miesiącach była na niższym poziomie.

Zasadniczo w 2017 r. w szczytach zapotrzebowania na moc dla poszczególnych dni OSP dysponował nadwyżką mocy na poziomie bezpiecznym. Niemniej jednak w miesiącach: styczniu, sierpniu i listopadzie poziom rezerw mocy dostępnych dla OSP był za mały w stosunku do wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR. Był to jednak poziom bezpieczny w odniesieniu do poziomu wynikającego z założeń BTHD (14% zapotrzebowania). Deficyt rezerw wyniósł odpowiednio dla tych miesięcy: 531, 336 i 1554 MW (SPURE 2018).

W kontekście wartości średniomiesięcznych w 2017 r. nadwyżka mocy dostępna dla OSP była bezpieczna dla zapewnienia bieżącego funkcjonowania KSE z wyjątkiem miesięcy: września i października. Wówczas wystąpił deficyt mocy na poziomie odpowiednio: 981 MW i 356 MW, w stosunku wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR (SPURE 2018).

W 2017 r. poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2016 r. był zasadniczo niższy. Wzrósł jedynie w miesiącach: wrześniu, październiku i grudniu. W 2017 r. zanotowano spadek wielkości rezerwy wirującej i zimnej w stosunku do 2016 r. Wielkość rezerwy wirującej w stosunku do analogicznego okresu 2016 r. wzrosła jedynie w miesiącach: marcu, wrześniu, październiku i grudniu, w pozostałych miesiącach była na niższym poziomie. Natomiast wielkość rezerwy zimnej w stosunku do analogicznego okresu 2016 r. była na znacznie niższym poziomie.

Zestawiając średnioroczne wielkości rezerwy wirującej i zimnej z JWCD w stosunku do obciążenia JWCD dla 2017 r., należy zauważyć, że udział liczony jako stosunek rezerwy do

obciążenia, w przypadku rezerwy wirującej nieznacznie zmalał w stosunku do 2016 r., natomiast rezerwy zimnej znacząco zmalał.

Przedstawiona analiza wybranych parametrów dotyczących funkcjonowania sektora wytwórczego w KSE wskazuje, że obecnie bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w normalnych warunkach obciążenia nie jest zagrożone. Rezerwy mocy dostępne dla OSP kształtują się na bezpiecznym, wystarczającym poziomie z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE i są wyższe od wymaganych. Niemniej jednak zdarzają się okresy w którym te rezerwy były mniejsze od wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR, 14% zapotrzebowania zaplanowanego dla BTHD i 9% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKD. Takie okresy wystąpiły w latach 2017–2021 i dotyczyły szczególnie szczytów zapotrzebowania na moc w różnych miesiącach.

W okresie 2017–2021 nie zanotowano ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy wytwórczych w KSE.

Obecnie mogą wystąpić jedynie lokalne okresowe niedobory energii elektrycznej głównie w okresach zapotrzebowania szczytowego, w obszarach zasilania zlokalizowanych w znacznej odległości od systemowych źródeł wytwórczych w sytuacji dużego nasilenia remontów planowych jednostek wytwórczych bądź wystąpienia nietypowych ekstremalnych warunków pogodowych.

## **Wnioski**

Sektor wytwórczy nie stwarza obecnie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w normalnych warunkach obciążenia.

W okresie 2015–2021 r. nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców, spowodowane brakiem mocy w KSE lub awariami systemowymi. W tym okresie zidentyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw związane ze sporadycznymi, stosunkowo krótkimi okresami, które dotyczyły szczególnie szczytów zapotrzebowania na moc, w których nadwyżka mocy dostępna dla OSP kształtowała się poniżej wartości wymaganej – 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR, 14% zapotrzebowania zaplanowanego dla BTHD i 9% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKD.

Szybki wzrost ubytków mocy dyspozycyjnej spowodowany wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek wytwórczych, realizacją programów modernizacyjnych i nowymi zastrzeżeniami regulacjami ekologicznymi ma kluczowy wpływ na narastanie zagrożeń bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w KSE.

## **Literatura**

- SPURE 2016 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2016.
- SPURE 2017 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2017.
- SPURE 2018 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2018.



- SPURE 2019 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2019.
- SPURE 2020 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2019 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2020.
- SPURE 2021 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2020 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2021.
- SPURE 2022 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2021 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2022.
- SMBDEE 2017 – Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 do dnia 31 grudnia 2016. Minister Energii, Warszawa, 2017.
- IRiESP 2017 – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. PSE S.A. Warszawa, 1 grudnia 2017.
- Dołęga, W. 2019 – Wybrane aspekty krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 109, s. 45–64, DOI: 10.24425/znigsme.2019.130167.
- Dołęga, W. 2021 – Assessment of electric energy supply security level in Poland in period of 2015–2019. *Rynek Energii* 2, s. 71–77.

## ***Ocena krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej***

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, infrastruktura elektroenergetyczna

Streszczenie: W rozdziale przedstawiono ocenę krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przeprowadzono analizę i ocenę infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze wytwarzania w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przedstawiono charakterystykę sektora wytwórczego. Określono sytuację obecną i przeszłą w zakresie funkcjonowania infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze wytwarzania w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Oceniono techniczny poziom krajowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w obszarze wytwarzania.

## ***Assessment of national technical level of electric energy supply security***

Keywords: electric energy supply security, electric power infrastructure

Abstract: In this paper, assessment of national technical level of electric energy supply security is shown. Analysis and assessment of electric power infrastructure in area of generation in aspect of electric energy security is conducted. Profile of generation sector is shown. Present and past situation in a range of operation of electric power infrastructure in area of generation in frames of National Electric Power System in the electric energy supply security context is determined. Level of national electric energy supply security in area of generation is assessed.



Zbigniew GRUDZIŃSKI<sup>1</sup>

Katarzyna STALA-SZLUGAJ<sup>2</sup>

Urszula OZGA-BLASCHKE<sup>3</sup>

## **Ceny energii elektrycznej na rynku krajowym**

### **Wprowadzenie**

Od kilku lat obserwowany jest wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce (patrz: rys. 1). Zanotowany w 2020 r. spadek jej zużycia wynikał ze spowolnienia gospodarczego wywołanego pandemią COVID-19. Pomiedzy rokiem 2015 a 2021 zużycie energii elektrycznej w Polsce wzrosło o 10% (tj. o 15,9 TWh) do poziomu 180,5 TWh. Widoczny na rysunku 1 relatywnie wyraźnie zaznaczający się import energii elektrycznej w latach 2020–2021 (stanowiący 10–12% krajowego zużycia) wynikał z niższych cen energii elektrycznej występujących na giełdach zachodnich w stosunku do cen na krajowej giełdzie TGE (TGE – Towarowa Giełda Energii).

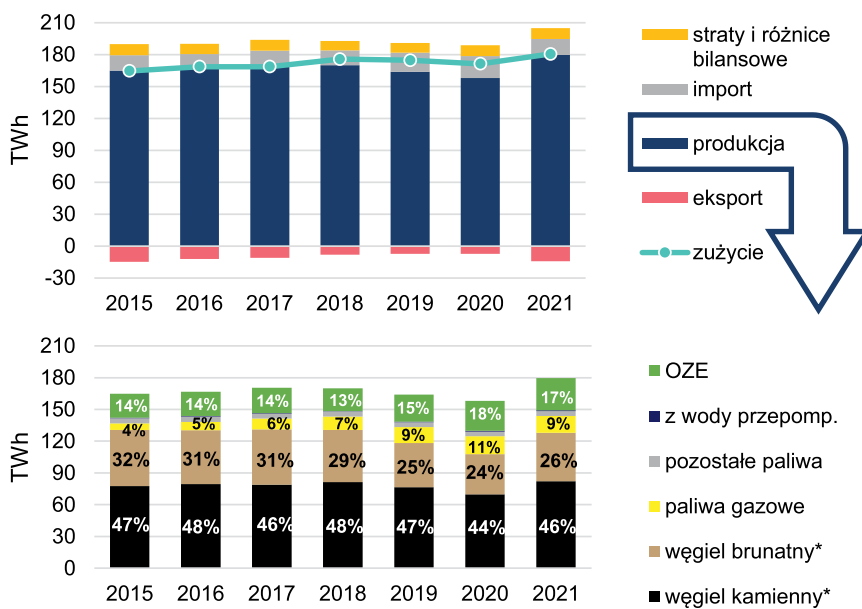
Krajowa produkcja energii elektrycznej obecnie nie gwarantuje pokrycia całego zapotrzebowania. Zgodnie z publikowanymi danymi, o ile jeszcze w 2013 roku polskie elektrownie bilansowały zapotrzebowanie z nadwyżką (4,5 TWh), to w 2014 roku pojawił się wyraźny deficyt (2,2 TWh), który pogłębił się w roku 2019 do 10,6 TWh a w 2020 r. wyniósł 13,2 TWh. W roku 2021 dzięki wzrostowi produkcji o 13,6% przy wzroście zużycia o 5,3% deficyt zmniejszył się do 887 GWh. Od 2016 roku w kraju występowała przewaga importu nad eksportem, gdyż hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce były zazwyczaj wyższe niż w krajach ościennych, ale w ostatnim okresie odnotowano zmianę relacji cenowych – ceny w Polsce były niższe niż w krajach ościennych. Do sytuacji przyczynił się wzrost cen paliw

---

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

<sup>2</sup> Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;  
ORCID iD: 0000-0003-3689-7895; e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl

<sup>3</sup> Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;  
ORCID iD: 0000-0001-7946-7241; e-mail: ulobla@min-pan.krakow.pl



\*w elektrowniach ciepłych zawodowych

Rys. 1. Produkcja, eksport, import oraz zużycie energii elektrycznej w Polsce, lata 2015–2021

Źródło: opracowanie własne na podstawie (ARE 2016–2022; GUS 2016–2022)

Fig. 1. Production, exports, imports and consumption of electricity in Poland in 2015–2021

(zwłaszcza gazu ziemnego). W efekcie w 2021 roku wzrósł eksport energii, a zmalał import. Import był mniejszy r/r o 26,8%, natomiast eksport wzrósł prawie dwukrotnie (o 93,2%).

Do zbilansowania rosnącego zapotrzebowania potrzebna była większa produkcja energii w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych opalanych węglem kamiennym, węglem brunatnym i gazem. Wyraźnie zwiększyły produkcję elektrownie zawodowe na węglu kamiennym (o 18,3%), elektrownie zawodowe na węglu brunatnym (o 20,2%), oraz elektrociepłownie na gaz (o 10,2%). Produkcja energii odnawialnej w roku 2021 wzrosła o 7,8%. Udział OZE w produkcji energii ogółem wyniósł 16,9%.

Pomimo zachodzących zmian w krajowym miksie energetycznym, udział wytwarzania w elektrowniach na węgiel kamienny jest i przez najbliższe lata nadal będzie znaczący. W latach 2015–2021 elektrownie na węgiel kamienny wytworzyły aż 44–48% energii elektrycznej wyprodukowanej w kraju (patrz: rys. 1). W związku z istotnym udziałem wytwarzania w tych elektrowniach w Polsce, węgiel kamienny jest najważniejszym nośnikiem energii w kraju, więc jego koszty użytkowania będą miały istotne znaczenie dla konkurencyjności polskiej energetyki. Analiza *Clean Dark Spreadu* (w skrócie: CDS) pozwala ocenić poziom konkurencyjności węgla w stosunku do innych paliw przy określonym poziomie cen energii na rynku giełdowym.

## 1. Koszty zużytego paliwa w elektrowniach i elektrociepłowniach

Istotnym elementem wpływającym na cenę energii elektrycznej są koszty zakupionego paliwa do jej wytworzenia. Dlatego w tabeli 1 przedstawiono koszty głównych paliw zużywanych przez krajowe elektrownie i elektrociepłownie czyli: węgla kamiennego, węgla brunatnego, gazu ziemnego i biomasy.

W związku z tym, że największy udział w produkcji energii elektrycznej ma węgiel kamienny (patrz: rys. 1) obliczono, jak ceny innych nośników energii różnią się w stosunku do tego paliwa. Dla obliczeń przyjęto cenę węgla kamiennego zużytego w elektrowniach jako 1 i obliczono udziały pozostałych paliw (patrz: tab. 2).

Analizując dane z tabeli 2, można zauważyć, że najtańszym paliwem jest węgiel brunatny, którego ceny były przez większość lat niższe o 50–70%. Ceny węgla kamiennego zużytego w elektrociepłowniach były wyższe średnio o około 10%. Ceny gazu ziemnego zużytego w elektrociepłowniach w latach 2018–2021 były średnio dwukrotnie wyższe w stosunku do cen dla węgla kamiennego zużytego przez elektrownie. Natomiast po ośmiu miesiącach 2022 roku ceny gazu ziemnego były wyższe prawie pięciokrotnie. Wpływ na tę sytuację miał konflikt rosyjsko-ukraiński. Ceny biomasy były prawie 150% droższe od cen węgla kamiennego zużytego w elektrowniach. Na dodatek należy podkreślić, że ceny biomasy mają tendencję wzrostową.

TABELA 1. Koszt zużytego węgla, gazu i biomasy w elektrowniach i elektrociepłowniach

TABLE 1. Cost of coal, gas and biomass consumed at power and CHP plants

Rok	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny		Gaz ziemny	Biomasa
	Elektrownie	Elektrownie	Elektrociepłownie	Elektrociepłownie	
	zł/GJ				
2018	6,4	11,2	11,9	25,8	19,8
2019	8,1	12,5	13,2	27,5	24,7
2020	8,7	12,5	13,6	22,0	22,3
2021	7,8	12,0	13,2	26,3	20,1
I-VIII 2022	7,8	15,9	16,4	92,1	39,7

Źródło: opracowano na podstawie (ARE 2018–2022).

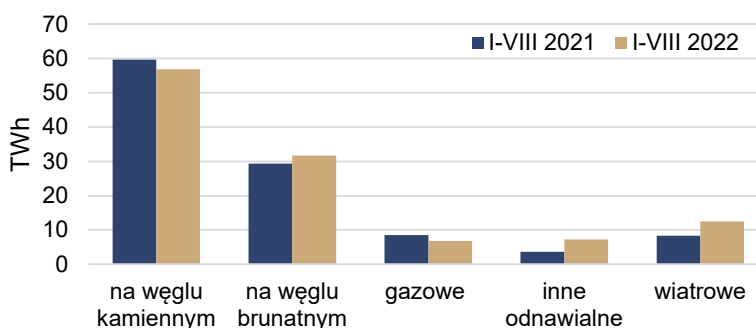
Wybuch wojny rosyjsko-ukraińskiej (luty 2022 r.) oraz wstrzymanie dostaw gazu ziemnego w ramach kontraktu jamalskiego zachwiały nie tylko cenami węgla kamiennego, ale również gazu ziemnego. Skutkiem tego zmieniła się struktura wytwarzania energii elektrycznej według paliw (patrz. rys. 2). Po ośmiu miesiącach 2022 r. udział elektrowni gazowych w produkcji ogółem zmalał o 2 punkty procentowe w stosunku do roku wcześniejszego i wyniósł 6%. Natomiast wytwarzanie w elektrowniach gazowych zmalało r/r o 20% i wyniosło 6,8 TWh. Spadku (o 5 punktów procentowych) doznał też udział wytwarzania w elektrowniach na węgiel kamienny i po ośmiu miesiącach 2022 r. wyprodukowano w tych elektrowniach 56,8 TWh. Nastąpił duży wzrost produkcji energii w źródłach odnawialnych (patrz: rys. 2).

TABELA 2. Porównanie cen wykorzystania innych nośników energii w stosunku do cen węgla kamiennego zużytego w elektrowniach

TABLE 2. Comparison of prices for the use of other energy carriers in relation to the price of hard coal consumed in power plants

Rok	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny		Gaz ziemny	Biomasa
	Elektrownie	Elektrownie	Elektrociepłownie	Elektrociepłownie	
Koszt węgla kamiennego do elektrowni = 100%					
2018	57%	100%	106%	230%	177%
2019	65%	100%	106%	220%	198%
2020	70%	100%	109%	176%	178%
2021	65%	100%	110%	219%	168%
I–VIII 2022	49%	100%	103%	579%	250%

Źródło: obliczenia własne.



Rys. 2. Struktura wytwarzania energii elektrycznej według paliw w okresie od stycznia do sierpnia lat 2021 i 2022

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (PSE 2022)

Fig. 2. Electricity generation by fuel for the period January to August 2021 and 2022

## 2. Ceny energii elektrycznej na giełdzie TGE

Analizując sposób funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce (biorąc pod uwagę jego strukturę, mechanizmy), można zauważyć, że nie odbiega on od kształtu rynku w większości innych państw europejskich. Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE SA w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Na TGE notowane są trzy główne kontrakty blokowe:

- Base – kontrakt bazowy; kontrakt z dostawą 1 MWh w każdej godzinie doby,
- Peak (tzw. euroszczyt) – kontrakt szczytowy; kontrakt z dostawą 1 MWh energii w każdej godzinie szczytu od 8 do 22,

⇒ Offpeak – kontrakt poza szczytem, kontrakt z dostawą 1 MWh energii w godzinach doliny zapotrzebowania (23–7).

Rynek długoterminowy RTT (RTT – Rynek Terminowy Towarowy) jest rynkiem, na którym zakup energii elektrycznej odbywa się z wyprzedzeniem czasowym i ma stałą ceną podczas obowiązywania kontraktu. Rynkiem spot dla energii elektrycznej w Polsce jest Rynek Dnia Następnego w skrócie: RDN. W Polsce funkcjonuje on od końca czerwca 2000 r. i stanowi odniesienie dla cen energii w kontraktach bilateralnych (TGE 2022a). Rynek ten przeznaczony jest dla takich podmiotów, które w poszczególnych godzinach doby chcą bezpiecznie domknąć swój portfel zakupów/sprzedaży energii elektrycznej.

W latach 2018–2021 przedmiotem handlu na rynku RTT było 189–198 TWh, a w przypadku rynku RDN było to 28–34 TWh (tab. 3). W przypadku rynku RTT największy spadek wolumenu obrotu w stosunku rocznym zanotowano w roku 2021 (–5%), a w przypadku rynku RDN w roku 2020 (–2%).

TABELA 3. Wielkość obrotu na giełdzie energii elektrycznej TGE w podziale na RDN i RTT

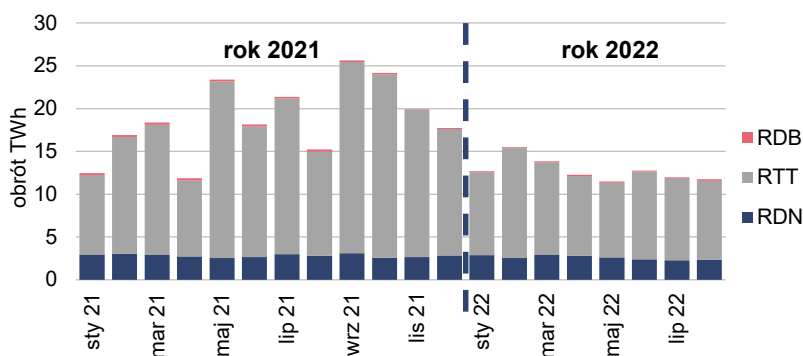
TABLE 3. Trading volumes on the POLPX by DAM and CFIM

Rok	Obrót [TWh]			Zmiana (r/r) [%]		
	ogółem	RDN	RTT	ogółem	RDN	RTT
2018	226	28	198	103	10	130
2019	229	34	195	1	22	–2
2020	233	33	198	2	–3	2
2021	226	34	189	–3	4	–5
I–VIII 2022	102	21	80	–26	–8	229

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2022a,b).

Obroty na rynku długoterminowym RTT stanowią większość (ok. 80–90%) obrotów realizowanych na TGE. Udział obrotów na rynku RDN wynosi 10–20%, a niewielką część (do 0,3%) stanowią obroty na rynku dnia bieżącego (w skrócie: RBD). Na RDN obroty energią elektryczną w 2021 r. osiągnęły rekordowy poziom w historii. Natomiast obroty ogółem spadły o 2% do 226 TWh. Był to głównie efekt spadku ilości zawieranych transakcji na RTT (5%) i w dużej części było to związane z bardzo zmiennymi cenami energii elektrycznej na rynku hurtowym (TGE). Przykładowy rozkład wielkości obrotu na giełdzie energii elektrycznej w okresie od stycznia 2021 r. do sierpnia 2022 r. w podziale na rynki RDN, RTT i RDB przedstawia rysunek 3.

W latach 2018–2020 na rynku RDN średnie roczne ceny w kontraktach Base, Peak i Offpeak cechowały się relatywnie niską zmiennością 10–19% (patrz: tab. 4). Zaburzenia w dostawach gazu ziemnego z Rosji do Europy zapoczątkowane w roku 2021 r. skutkowały wzrostem jego cen, co wpłynęło na wzrost cen węgla energetycznego i w efekcie na wzrost cen energii elektrycznej. Stąd w latach 2021–2022 (8 miesięcy) widoczna jest tak wysoka zmienność cen (29–48%) we wszystkich trzech kontraktach. Dobrze zmiany cen w tym okresie na rynku RDN w obrębie wszystkich trzech kontraktów ilustruje rysunek 4.



Rys. 3. Wielkość obrotu na giełdzie energii elektrycznej TGE w podziale na rynki RDN, RTT i RDB; styczeń 2021–sierpień 2022

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2022a,b)

Fig. 3. Trading volumes on the POLPX by DAM, CFIM and IDM; January 2021–August 2022

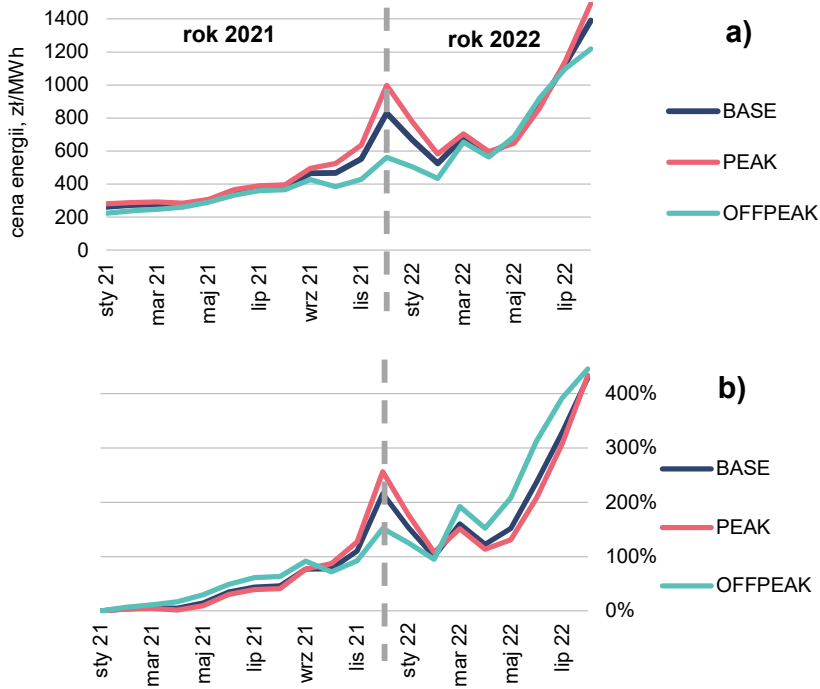
TABELA 4. Porównanie średnich cen energii elektrycznej na rynku RDN w kontraktach: Base, Peak, Offpeak; lata 2018–2022 (8 miesięcy)

TABLE 4. Comparison of average electricity prices on the DAM in contracts: Base

Rok	Średnie ceny na rynku RDN [zł/MWh]					
	BASE	zmiana	PEAK	zmiana	OFFPEAK	zmiana
		r/r		r/r		r/r
2018	226	42,6%	250	43,5%	182	40,1%
2019	230	2,1%	247	-1,0%	200	9,9%
2020	210	-9,0%	225	-9,1%	182	-9,1%
2021	402	91,5%	438	95,0%	344	89,2%
I-VIII 2022	816	103,0%	851	94,2%	761	121,4%
Zmienność i odchylenie standardowe						
Rok	Zmienność [%]			Odchylenie standardowe [zł/MWh]		
	BASE	PEAK	OFFPEAK	BASE	PEAK	OFFPEAK
2018	15	16	15	34	39	28
2019	10	10	13	24	24	26
2020	18	18	19	38	41	34
2021	41	48	29	164	209	100
I-VIII 2022	37	37	38	301	317	287

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2022a,b).





Rys. 4. Średnie ceny (a) oraz zmiany cen (b) energii elektrycznej na rynku RDN, styczeń 2021 r. – sierpień 2022 r.  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (TGE 2022a,b)

Fig. 4. Electricity average prices (a) and price changes (b) on the DAM, January 2021–August 2022

Wzrosty cen energii elektrycznej na giełdzie zauważalne są już na początku 2021 roku (rys. 4). Ten wzrost cen był spowodowany odbiciem gospodarki krajowej oraz unijnej po załamaniu wzrostu gospodarczego spowodowanego dużymi restrykcjami związanymi z epidemią koronawirusa. Tak silnego odbicia gospodarki nikt nie przewidział i pojawiło się duże zapotrzebowanie na energię. Wzrost ten bardzo przyspieszył w ostatnim kwartale 2021 r. w wyniku pojawiających się zakłóceń w dostawach gazu ziemnego w UE. A w roku 2022 r. głównym impulsem wzrostu cen energii była zbrojna napaść Rosji na Ukrainę. Po ośmiu miesiącach ceny (RDN) są o 100% wyższe od cen uzyskanych w 2021 r.

Najważniejszymi cenami na TGE są ceny notowane na RDN. Ceny z tego parkietu są traktowane jako referencyjne do wyceny innych kontraktów. Cena Base na RDN ukształtowała się w roku 2021 na poziomie 401 zł/MWh, co oznacza wzrost o 191 zł/MWh w porównaniu roku 2020. Z kolei na RTT cena (na rok następny) za rok 2021 wyniosła 384 zł/MWh i była o 152 zł/MWh wyższa. Ceny miesięczne w całym roku były w tendencji rosnącej. Wzrost bardzo przyspieszył w końcówce roku. Ceny wzrosły do poziomu 830 zł/MWh (grudzień 2021 r.), i ukształtowały się na poziomie około 572 zł/MWh, tj. 222% wyższym niż w grudniu 2020 r (TGE). W sierpniu 2022 r. ceny miesięczne na RDN osiągnęły poziom 1391 zł/MWh (rys. 4).

W Polsce dominującą grupą kapitałową w wielkości wprowadzonej energii do sieci jest PGE z udziałem 41%. Ten stan utrzymuje się od kilku lat. Wśród innych dużych dostawców energii do sieci należy wymienić: Eneę, Tauron PE, PKN Orlen. W Polsce obecnie dominują grupy z przewagą kapitału polskiego. Stan koncentracji rynku w podsektorze wytwarzania energii mimo spadku w ostatnich dwóch latach jest wysoki i wynosi 63,8%. Wskaźnik według mocy zainstalowanej wynosi 58,3%. Jest to czynnik niekorzystny dla odbiorców.

Główną formą sprzedaży energii elektrycznej w Polsce w 2021 r. była: sprzedaż na giełdzie energii (70,1%). Jest to duża zmiana w stosunku do sytuacji sprzed roku, gdy sprzedaż przez giełdę stanowiła 54,4%. Przedsiębiorstwa obrotu kierują sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu (29,8%) oraz do odbiorców końcowych (34,2%).

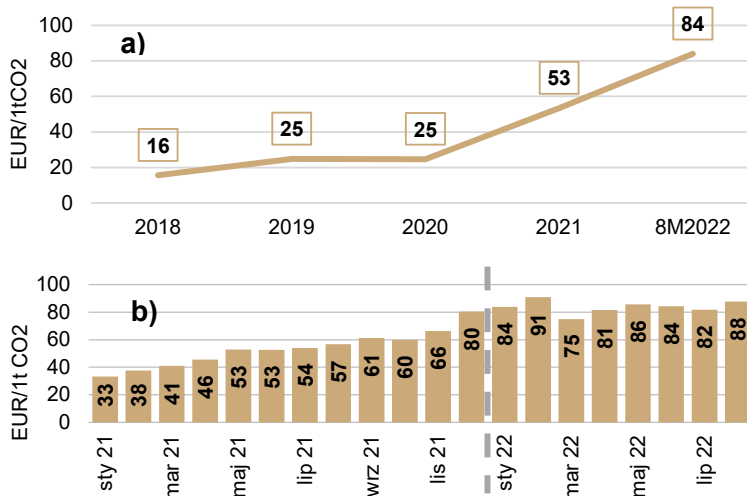
### **3. Ceny uprawnień do emisji ETS EUA na giełdzie EEX r.**

Ważnym elementem wpływającym na ceny energii elektrycznej są koszty związane z emisją CO<sub>2</sub>. Koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> mają coraz większy udział w kosztach produkcji energii elektrycznej. Relatywnie wysoka emisja CO<sub>2</sub> związana z wytarzaniem energii elektrycznej z węgla w porównaniu do innych nośników energii powoduje, że udział tych kosztów jest istotny. Na dodatek ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> jest głównym priorytetem dla Unii Europejskiej w polityce klimatycznej, przejawiając się w wyznaczaniu coraz większych limitów emisji. Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do Roku 2040 (PEP 2021 a,b) do roku 2030 Polska ma zmniejszyć się emisję CO<sub>2</sub> w stosunku do 1990 r. o 30%.

Rysunek 5 przedstawia rozkład cen uprawnień do emisji ETS EUA na giełdzie EEX r., przy czym zaprezentowano je w układzie cen rocznych dla lat 2018–2022 (8 miesięcy) oraz cen miesięcznych w okresie od stycznia 2021 do sierpnia 2022 roku.

Obserwowane w ostatnich latach wzrosty cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> można powiązać ze zmniejszającą się ilością rozdzielanych uprawnień do emisji oraz z bardzo wysokimi cenami gazu ziemnego. Wspomniany wzrost cen gazu ziemnego skutkowało wzrostem zapotrzebowania na węgiel kamienny do produkcji energii. Wiele państw zachodnioeuropejskich (Niemcy, Włochy, Austria, Holandia) uruchomiły odstawione bloki węglowe, co wpłynęło na wzrost zapotrzebowania na uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>. Wskaźniki emisji dla węgla są około 50% większe w porównaniu do wskaźników emisji dla gazu ziemnego.

W 2021 r. uprawnienia EUA do emisji CO<sub>2</sub> zyskały na wartości ok. 146%, licząc różnicę w cenie między 31 grudnia 2020 r. a 31 grudnia 2021 r., i zakończyły rok wartością bliską 80 EUR. Wzrost był kontynuowany od początku roku 2021. Średnia cen uprawnień EUA z giełd ICE i EEX w 2021 r. była ponad 2 razy wyższa niż w 2020 r. i wyniosła 53 EUR (w 2020 r. – 25 EUR). Po 8 miesiącach 2022 roku średnia ta wyniosła 83 EUR średnie miesięczne wahały się w granicach 75–88 EUR. Na duże wahania cen ma wpływ wiele czynników często przeciwstawnych.



Rys. 5. Ceny uprawnień do emisji ETS EUA na giełdzie EEX r.; a) ceny roczne, b) ceny miesięczne  
Źródło: opracowanie własne na podst. (EEX 2022)

Fig. 5. ETS EUA prices on EEX; (a) annual prices, (b) monthly prices

#### 4. Analiza CDS – teoretycznej marży wytwórców energii

Na cenę energii elektrycznej wpływa wiele czynników, wśród których istotną rolę odgrywa m.in. cena zużytego paliwa do jej wytworzenia a także cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Dlatego w niniejszym rozdziale przeprowadzono analizę różnicy pomiędzy rynkową ceną energii elektrycznej a ceną paliwa zużytego do jej wytworzenia i pozwoleń na emisję, które są określane mianem *Clean Dark Spread* (w skrócie: CDS) czyli teoretycznej marży wytwórcy. CDS można obliczyć według wzoru (1):

$$CDS = CEE - CW - CCO_2 \text{ [PLN/MWh]} \quad (1)$$

gdzie:

- CEE – cena energii elektrycznej [PLN/MWh],
- CW – cena zakupu paliwa [PLN/MWh] – w tym przypadku węgla,
- CCO<sub>2</sub> – cena pozwoleń na emisję [PLN/MWh].

W wykonywanej analizie uwzględniono odpowiednie sprawności danego procesu (w trzech wariantach), a wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> przyjęto za szczegółowe (KASHUE-KOBI-ZE 2021). Szczegółowe dane wejściowe do obliczeń zaprezentowano w tabeli 5, a wyniki wykonanej symulacji w tabeli 6–8. W wykonywanych symulacjach wzięto pod uwagę trzy przypadki obliczeniowe, które różniły się założoną sprawnością przetwarzania w elektrowni na poziomie 32% (tab. 6), 36% (tab. 7) i 45% (najnowsze bloki; tab. 8).

Przyjęte dane wejściowe do analizy są w zakresach zmian charakterystycznych dla okresu styczeń – sierpień 2022 r.

TABELA 5. Dane wejściowe do obliczeń CDS

TABLE 5. Input data for CDS calculations

Założenia do obliczeń CDS	
Cena energii elektrycznej	Od 700 do 1400 zł/MWh
Cena węgla	Od 20 do 60 zł/GJ
Wartość opałowa węgla	22 MJ/kg
Cena uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	80 EUR/tCO <sub>2</sub>
Sprawność w trzech wariantach	32, 38 i 44%
Kurs PLN/EUR	4,8 zł/EUR
Współczynnik emisji WE (KASHUE)	0,9349 ton CO <sub>2</sub> /MWh

Źródło: obliczenia własne.

TABELA 6. Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS – sprawność 32%

TABLE 6. Results of CDS simulation calculations – 32% efficiency

Cena węgla		Cena uprawnień do emisji – 80 EUR/tonę CO <sub>2</sub>							
		Cena energii elektrycznej w zł/MWh							
zł/GJ	zł/MWh	700	800	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400
20	225	71	171	271	371	471	571	671	771
25	281	15	115	215	315	415	515	615	715
30	338	-41	59	159	259	359	459	559	659
35	394	-98	2	102	202	302	402	502	602
40	450	-154	-54	46	146	246	346	446	546
45	506	-210	-110	-10	90	190	290	390	490
50	563	-266	-166	-66	34	134	234	334	434
55	619	-323	-223	-123	-23	77	177	277	377
60	675	-379	-279	-179	-79	21	121	221	321

Źródło: obliczenia własne.

Wyróżnione w tabeli 6 szarością pola obrazują zestawy parametrów, dla których CDS przyjmuje wartości ujemne co należy rozumieć, że wytwarzanie energii jest całkowicie nieopłacalne a ceny energii nie pokryją nawet kosztów paliwowych i kosztów uprawnień.

Przedstawione w tabelach 6–8 obliczenia pokazują, jak przy zmianach cen węgla oraz cen energii elektrycznej a także założonym poziomie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> zmienia się wartość CDS. Analizując przytaczane wyniki symulacji można zauważyć, że od ceny energii elektrycznej wynoszącej 1200 zł/MWh (włącznie) oraz dla każdej założonej

TABELA 7. Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS – sprawność 38%

TABLE 7. Results of CDS simulation calculations – 38% efficiency

Cena węgla		Cena uprawnień do emisji – 80 EUR/tonę CO <sub>2</sub>							
		Cena energii elektrycznej w zł/MWh							
zł/GJ	zł/MWh	700	800	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400
20	189	170	270	370	470	570	670	770	870
25	237	123	223	323	423	523	623	723	823
30	284	76	176	276	376	476	576	676	776
35	332	28	128	228	328	428	528	628	728
40	379	-19	81	181	281	381	481	581	681
45	426	-66	34	134	234	334	434	534	634
50	474	-114	-14	86	186	286	386	486	586
55	521	-161	-61	39	139	239	339	439	539
60	568	-209	-109	-9	91	191	291	391	491

Źródło: obliczenia własne.

TABELA 8. Wyniki symulacyjnych obliczeń CDS – sprawność 45%

TABLE 8. Results of CDS simulation calculations – 45% efficiency

Cena węgla		Cena uprawnień do emisji – 80 EUR/tonę CO <sub>2</sub>							
		Cena energii elektrycznej w zł/MWh							
zł/GJ	zł/MWh	700	800	900	1 000	1 100	1 200	1 300	1 400
20	160	253	353	453	553	653	753	853	953
25	200	213	313	413	513	613	713	813	913
30	240	173	273	373	473	573	673	773	873
35	280	133	233	333	433	533	633	733	833
40	320	93	193	293	393	493	593	693	793
45	360	53	153	253	353	453	553	653	753
50	400	13	113	213	313	413	513	613	713
55	440	-27	73	173	273	373	473	573	673
60	480	-67	33	133	233	333	433	533	633

Źródło: obliczenia własne.

w symulacji ceny węgla, wytwórca uzyskuje już wynik finansowy powyżej kosztów produkcji energii elektrycznej.

## Podsumowanie

Analizując sposób funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce (biorąc pod uwagę jego strukturę, mechanizmy), można zauważyć, że nie odbiegają one od kształtu rynku w większości innych państw europejskich. Dominującą grupą kapitałową wielkości wprowadzonej energii do sieci jest PGE oraz Enea, Tauron PE, PKN Orlen. Stan koncentracji rynku w podsektorze wytwarzania energii mimo spadku w ostatnich dwóch latach jest wysoki i wynosi 63,8%. Wskaźnik według mocy zainstalowanej wynosi 58,3%. Jest to czynnik niekorzystny dla odbiorców.

Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE SA w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Na TGE notowane są głównie trzy kontrakty: Base, Peak i OffPeak. Poziomy obrotów na tych rynkach w 2021 r. były zbliżone do notowanych wielkości w 2022. Główne rynki handlu energią elektryczną na TGE to: RDN (Rynek Dnia Następnego), RTT (Rynek Towarowy Terminowy) oraz RDB (Rynek Dnia Bieżącego). Na RTT obroty objęły prawie 84%, RDN 15% i RDB 1%.

Główną formą sprzedaży energii elektrycznej w 2021 r. była: sprzedaż na giełdzie energii (70,1%). Jest to duża zmiana w stosunku do sytuacji sprzed roku, gdy sprzedaż przez giełdę stanowiła 54,4%. Przedsiębiorstwa obrotu kierują sprzedaż głównie do innych przedsiębiorstw obrotu (29,8%) oraz do odbiorców końcowych (34,2%).

Najważniejszymi cenami na TGE są ceny notowane na RDN. Ceny z tego parkietu są traktowane jako referencyjne do wyceny innych kontraktów. Cena Base na RDN ukształtowała się w roku 2021 na poziomie 401 zł/MWh, na RTT cena (na rok następny) za rok 2021 wyniosła 384 zł/MWh. W sierpniu 2022 r. ceny miesięczne na RDN osiągnęły poziom 1391 zł/MWh.

W 2021 r. uprawnienia EUA do emisji CO<sub>2</sub> zyskały na wartości ok. 146% i zakończyły rok wartością bliską 80 EUR. Średnia cen uprawnień EUA z giełd ICE i EEX w 2021 r. była ponad 2 razy wyższa niż w 2020 r. i wyniosła 53 EUR, a po 8 miesiącach 2022 roku wyniosła 83 EUR.

Przedstawiony w rozdziale schemat obliczeń symulacyjnych umożliwia ocenę, jak ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wpłyną na ceny energii elektrycznej. W przeprowadzonych obliczeniach pokazano zmianę CDS w funkcji zmian cen energii i zmian cen węgla przy założonych dwóch poziomach cen emisji. Zademonstrowano trzy przypadki obliczeniowe różniące się założoną sprawnością przetwarzania w elektrowni na poziomie 32, 36 i 45% (najnowsze bloki). W zestawieniach tabelarycznych wyróżniono trzy obszary wyników które obrazują zestawy parametrów, dla których CDS:

- przyjmuje wartości ujemne (wytwarzanie energii jest całkowicie nieopłacalne). Ceny energii nie pokryją nawet kosztów paliwowych i kosztów uprawnień,
- przyjmuje powyżej 60 zł/MWh. Można przyjąć, że ten poziom to minimalna teoretyczna marża wytwórcy, która umożliwi pokrycie kosztów związanych z produkcją energii elektrycznej,
- ma wartość dodatnie ale jest wyższy niż 60 zł/MWh. Wówczas ceny energii pokryją koszty zakupu paliwa, uprawnień do emisji a także pokryją koszty stałe elektrowni.

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

## **Literatura**

- ARE 2016-2022 – Statystyka elektroenergetyki polskiej. Wyd. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, wydania z lat 2016–2022.
- ARE 2018-2022 – Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. Wyd. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa, biuletyny kwartalne z lat 2018–2022.
- Biuletyn URE – Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki, numery z lat 2020–2022. [Online:] <https://www.ure.gov.pl/urzadz/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/biuletyn-urzedu-regula> [Dostęp: 25.08.2022].
- EEX 2022 – European Energy Exchange AG. [Online:] <https://www.eex.com/en/> [Dostęp: 15.02.2022].
- GUS 2016–2022 – Gospodarka paliwowo-energetyczna. Wyd. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, wydania z lat 2016–2022.
- KASHUE-KOBIZE 2021 – Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2019 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2022. Warszawa, grudzień 2021. KOBIZE, s. 7.
- PEP 2021a – Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (2021). Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r., Warszawa, Portal Serwis Rzeczypospolitej Polskiej [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 15.02.2022].
- PEP 2021b – Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (2021). Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Załącznik 2 Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego, Warszawa, Portal Serwis Rzeczypospolitej Polskiej. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 15.02.2022].
- PSE 2022 – Polskie Sieci Energetyczne. [Online:] <https://www.pse.pl/home> [Dostęp: 25.08.2022].
- TGE 2022a – Towarowa Giełda Energii. Rynek Dnia Następnego (RDN). [Online:] <https://tge.pl/energia-elektryczna-rdn> [Dostęp: 25.08.2022].
- TGE 2022b – Towarowa Giełda Energii. Raporty miesięczne z lat 2018–2022. [Online:] <https://tge.pl/dane-statystyczne> [Dostęp: 25.08.2022].

## **Ceny energii elektrycznej na rynku krajowym**

Słowa kluczowe: energia elektryczna, ceny, TGE

Streszczenie: W roku 2021 po raz siódmy (od 2000 r.) bilans krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej był ujemny, przy czym różnica (–887 GWh) była niewielka w porównaniu z rokiem wcześniejszym (–13,3 TWh), dzięki znacznemu wzrostowi produkcji na poziomie 13,6%. W ostatnim okresie także nastąpiła zmiana relacji cenowych pomiędzy Polską i krajami sąsiednimi. Duży wzrost cen gazu spowodował, że produkcja energii z węgla kamiennego stała się bardziej rentowna. W 2022 r. ta sytuacja się jeszcze bardziej pogłębiła. W efekcie import energii do Polski ulegał stopniowemu ograniczeniu, rósł natomiast eksport. Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na polskim rynku energii odbywa się przede wszystkim na giełdzie energii prowadzonej przez TGE SA w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Najważniejszymi cenami na TGE są ceny notowane na RDN. Ceny z tego parkietu są traktowane jako referencyjne do wyceny innych kontraktów. Cena BASE na RDN ukształtowała się w roku 2021 na poziomie 401 zł/MWh. Ceny miesięczne w całym roku były w tendencji rosnącej. Wzrost bardzo przyspieszył w końcu roku. W 2022 roku w sierpniu na RDN ceny osiągnęły poziom 1390 zł/MWh. Średnia cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> EUA z giełd ICE i EEX w 2021 r. była ponad dwukrotnie wyższa niż w 2020 r. i wyniosła 53,4 EUR (w 2020 r. – 24,7 EUR). W 2021 r. uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> zyskały na wartości ok. 146%. Po ośmiu miesiącach 2022 r. ceny uprawnień do emisji wyniosły około 84 EUR a maksymalne ceny sięgały 95 EUR w notowaniach dziennych. W wyniku przeprowadzonej symulacji CDS określono przy jakich parametrach zewnętrznych takich, jak cena węgla, ceny uprawnień do emisji produkcja energii elektrycznej w Polsce jest opłacalna w zależności od sprawności.

## *Electricity prices on the domestic market*

Keywords: electricity, prices, TGE

Abstract: In 2021, for the seventh time (since 2000), the balance of domestic electricity production and consumption was negative, with the difference (–887 GWh) being small compared to the previous year (–13.3 TWh), thanks to a significant 13.6% increase in production. There has also been a recent change in the price relationship between Poland and neighbouring countries. The large increase in gas prices has made coal-fired power generation more profitable. In 2022, this situation has further intensified. As a result, energy imports to Poland were gradually reduced, while exports increased. The sale and purchase of electricity on the Polish energy market takes place primarily on the energy exchange operated by TGE SA in the form of standard transactions or contracts. The most important prices on the POLPX are those quoted on the DAM. Prices from this trading floor are treated as reference for the pricing of other contracts. The BASE price on the DAM was at 401 PLN/MWh in 2021. Monthly prices were on an upward trend throughout the year. The increase accelerated greatly at the end of the year. In 2022, prices reached 1,390 PLN/MWh on the DAM in August. The average price of CO<sub>2</sub> EUA allowances from the ICE and EEX exchanges in 2021 was more than twice as high as in 2020, at EUR 53.4 (EUR 24.7 in 2020). In 2021, CO<sub>2</sub> EUAs gained in value by approximately 146%. After eight months of 2022, emission allowance prices were around EUR 84 and maximum prices reached EUR 95 in daily quotations. As a result of the CDS simulation, it was determined at which external parameters, such as the price of coal and the price of emission allowances, the production of electricity in Poland is profitable according to efficiency.



Wojciech NAWORYTA<sup>1</sup>

## ***Jeśli nie węgiel to co? Transformacja energetyczna w kontekście rosyjskiej agresji w Ukrainie***

### ***Wprowadzenie***

Napaść Rosjan na Ukrainę 24 lutego 2022 r. obok oczywistych cierpień mieszkańców Ukrainy oraz niepokojów o charakterze egzystencjalnym ludności państw europejskich, pociągnęła za sobą łańcuch zdarzeń, których efektem stał się nieznany w Europie od lat siedemdziesiątych XX w. kryzys energetyczny. W niniejszym rozdziale spróbuję pochylić się nad konsekwencjami agresji rosyjskiej w Ukrainie na polskim rynku energii.

Perturbacje na europejskich rynkach energii spowodowane zostały przede wszystkim dużym uzależnieniem od gazu importowanego z Rosji. Europejskie embargo na surowce rosyjskie, jak również wyłączenie dostaw rosyjskiego gazu spowodowało brak odpowiedniej ilości tego surowca, który potrzebny jest nie tylko do produkcji energii elektrycznej i ogrzewania domów, ale również jako surowiec w wielu gałęziach przemysłu.

Dla potrzeb mojej analizy przedstawię ogólną diagnozę rodzimego rynku energii na tle danych z wybranych państw UE. Dla potrzeb niniejszej publikacji wybiorę i skomentuję tylko wybrane informacje. W gąszczu publikowanych danych trudno odnaleźć się laikowi a doniesienia i komentarze medialne potwierdzają moje przypuszczenia, że nie tylko statystyczny Polak, ale co gorsza również politycy, nie potrafią tych danych odpowiednio zinterpretować. Często zdarza się, że dane dotyczące pewnej gałęzi energetyki traktowane są wyrывkowo, bez uwzględnienia odpowiedniego tła i na tej podstawie wysuwane są daleko idące i często błędne wnioski. Jeśli np. przeczytamy, że w miejscowości X uruchomiona została największa w Polsce farma fotowoltaiczna (PV) o mocy 200 MW, albo, że w ostatni weekend wiatraki wyprodukowały rekordową ilość prądu i przekroczyły tym samym produkcję energii z wę-

---

<sup>1</sup> AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków;  
ORCID iD: 0000-0003-4569-3907; e-mail: naworyta@agh.edu.pl

gła, to możemy odnieść wrażenie, że wymienione źródła są tak sprawne, że wcale nie są już w Polsce potrzebne elektrownie węglowe. Tymczasem w artykułach prasowych nie podaje się, że ta największa farma PV ma moc porównywalną do mocy niewielkiego bloku w starej elektrowni konwencjonalnej, a rzeźone wiatraki nie produkują rekordowej ilości prądu przez pozostałe 360 dni w roku, wręcz przeciwnie. Nie mówi się również, że ta największa instalacja PV, w odróżnieniu od podobnego wielkością bloku elektrowni węglowej, nie produkuje prądu w nocy oraz w dni pochmurne, a w zimie, kiedy właśnie szczególnie potrzebna jest energia, nie produkuje jej prawie wcale. Wszystko to w świadomości społecznej tworzy fałszywy i szkodliwy obraz rzeczywistości. W tym rozdziale, na podstawie danych postaram się pokazać rzeczywisty stan polskiego systemu energetycznego i wskazać zagrożenia, jakie stąd wynikają dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Spróbuję też spojrzeć na kilka dekad do przodu i postawić prognozę rozwoju rodzimego rynku energetycznego, mając jednocześnie na uwadze, że ze względu na dużą dynamikę, często zupełnie nieoczekiwanych zdarzeń, jak choćby rosyjska napaść na Ukrainę, każda prognoza rozwoju rynku energii w Polsce musi być traktowana z odpowiednim dystansem.

## 1. Konsumpcja energii w Polsce na tle wybranych państw UE

Na tle państw Unii Europejskiej Polska produkuje i zużywa relatywnie mało energii elektrycznej. Dla potrzeb porównania posłużę się wskaźnikiem produkcji energii per capita. W tabeli 1 zestawilem dane o konsumpcji energii z niektórymi państwami Unii Europejskiej. Mimo pewnych rocznych wahań proporcje przedstawione w tabeli 1 nie zmieniają się od kilku lat.

TABELA 1. Konsumpcja energii elektrycznej w wybranych krajach UE w roku 2021

TABLE 1. Electricity consumption in selected EU countries in 2021

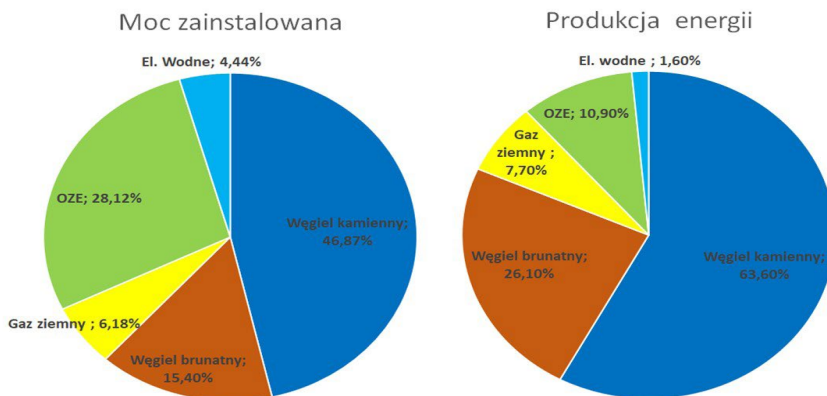
	Konsumpcja energii	Populacja	Energia per capita
	TWh	mln Mk	MWh/1 Mk
Szwecja	131	10,4	12,6
Holandia	115	17,6	6,5
Francja	441	67,8	6,5
Niemcy	503	83,2	6,0
Czechy	61	10,5	5,8
Włochy	300	58,9	5,1
Hiszpania	233	47,4	4,9
Polska	157	37,6	4,2
Rumunia	50	19	2,6

Źródła: Yearbook.energydata.net, Eurostat.eu.

Dane z tabeli wskazują, że zarówno przemysł, jak i gospodarstwa domowe nie są uzależnione od energii elektrycznej tak jak większość państw europejskich. Można wnioskować, że wraz z rozwojem gospodarczym produkcja i zużycie energii elektrycznej będą w Polsce ustawicznie wzrastać. Z danych wynika również, że przy obecnym stanie produkcji i konsumpcji energii nie istnieje duży potencjał do jej oszczędzania. Raczej należy mówić o zwiększaniu produkcji i konsumpcji niż o próbie zmniejszenia zużycia prądu w Polsce.

## 2. Struktura produkcji prądu w Polsce ze względu na źródła

Produkcja prądu w Polsce wciąż w dużej mierze opiera się na spalaniu rodzimych paliw kopalnych – węgla kamiennego i brunatnego. Pod tym względem wśród państw UE Polska jest krajem wyjątkowym. Na wykresie (rys. 1) po stronie lewej pokazano udział poszczególnych źródeł energii w ogólnej mocy zainstalowanej. Na wykresie po prawej pokazana została produkcja prądu w Polsce w roku 2021, w rozbiciu na źródła (Raport PSE 2021).

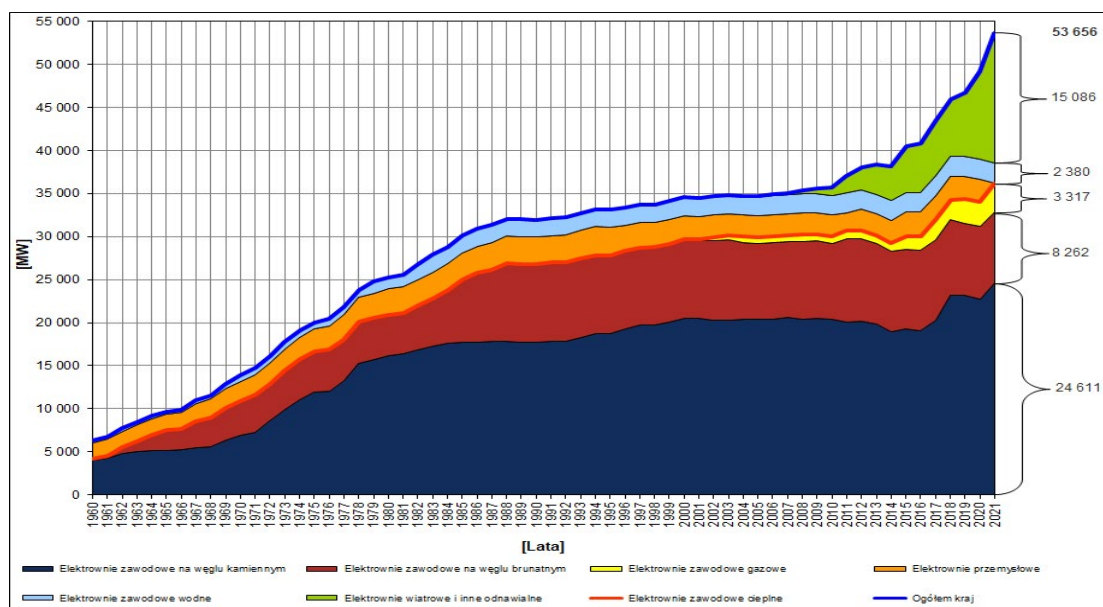


Rys. 1. Moc zainstalowana oraz produkcja energii w Polsce w 2021 r. w rozbiciu na źródła (Raport PSE 2021)

Fig. 1. Installed capacity and energy production in Poland in 2021 depending on sources

Warto zwrócić uwagę na różnicę między tymi dwoma wykresami. Szczególnie na moc zainstalowaną w elektrowniach opartych na węglu brunatnym oraz produkcję energii na podstawie tego surowca w stosunku do mocy zainstalowanej na odnawialnych źródłach energii (OZE) i produkcji prądu z tych źródeł. Widoczny jest wyraźny dysonans. Z 15,4% mocy elektrowni na węglu brunatnym wyprodukowano aż 26,14% polskiej energii, podczas gdy z 28,12% mocy OZE wyprodukowano w tym samym czasie zaledwie 10,9% prądu. Wykresy te wskazują na podstawową wadę źródeł odnawialnych. Ze względu na właściwości urządzeń opartych na tych źródłach (instalacje fotowoltaiczne, wiatraki) pracują one ze znacznie mniejszą wydajnością niż elektrownie konwencjonalne. Oczywiście jest, że panele fotowoltaiczne

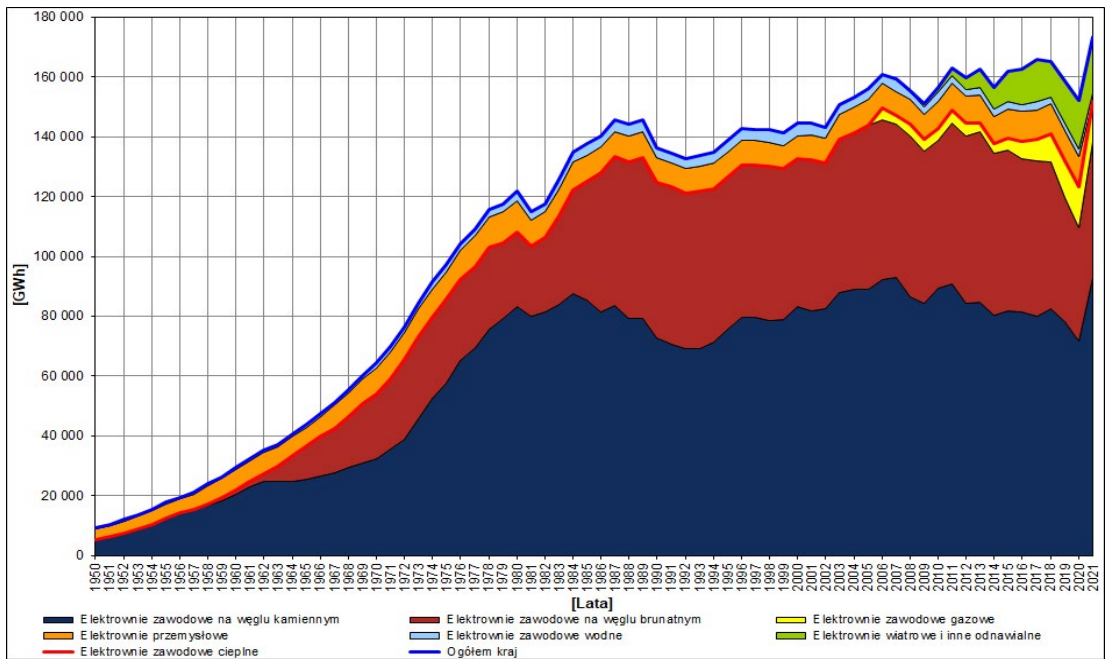
(PV) nie produkują prądu w nocy oraz w dni pochmurne a wiatraki nie kręcą się w dni bezwietrzne. Do tego warunki niekorzystne dla OZE występują w porach roku kiedy energia jest właśnie najbardziej potrzebna (późna jesień, zima, wczesna wiosna). Wtedy produkcja prądu w Polsce opiera się przede wszystkim na surowcach kopalnych. Dane odnoszą się do roku 2021 czyli jeszcze przed rosyjską agresją w Ukrainie. Był to jednak rok specyficzny, w którym w gospodarkach światowych wystąpiło odbicie po pandemii COVID-19 i wysokie notowania gazu ziemnego wymusiły zwiększony udział paliw kopalnych w ogólnej produkcji prądu elektrycznego w Polsce. Udział tych ostatnich wyniósł niemal 80% (79,74%) mimo kurczącego się z roku na rok udziału elektrowni węglowych w łącznej krajowej mocy zainstalowanej (61,27%). Zmniejszający się z roku na rok udział mocy wynika z sukcesywnego przyrostu mocy OZE, co obserwuje się od końca pierwszej dekady XXI w. Dynamikę przyrostu mocy OZE dobrze ilustruje wykres na rysunku 2.



Rys. 2. Moc zainstalowana w polskim systemie energetycznym na przestrzeni lat 1960–2021 (Raport PSE 2021)

Fig. 2. Capacity installed in the Polish energy system over the years 1960–2021

Na przestrzeni kilkunastu lat udział mocy OZE rośnie ustawicznie. Przy tym w pozostałych źródłach nie ma dużych widocznych zmian. Wśród elektrowni na węgiel kamienny powstało kilka nowych bloków, ale jednocześnie likwiduje się stare wysłużone jednostki. Podobne zmiany zaobserwowano w grupie elektrowni opartych na węglu brunatnym. Kolejny wykres (rys. 3) pokazuje udział rodzajów źródeł w produkcji prądu w latach 1960–2021. Ten wykres potwierdza wnioski wyciągnięte na podstawie rysunku 1.



Rys. 3. Produkcja prądu w Polsce w zależności od źródeł wytwarzania w latach 1960–2021 (Raport PSE 2021)

Fig. 3. Electricity production in Poland depending on sources in 1960–2021

Za dynamicznym wzrostem źródeł OZE w ogólnej krajowej mocy zainstalowanej nie podąża taki sam wzrost produkcji energii. Analizując rysunki 1, 2 i 3 warto zwrócić uwagę na udział mocy i produkcji energii w oparciu o gaz ziemny. Nie jest on wielki, ale przy zainstalowanej mocy 6,18% elektrownie gazowe w analizowanym roku dostarczyły do systemu ok 7,7% energii. Elektrownie systemowe na gaz pojawiły się w rodzimym krajobrazie energetycznym dopiero w XXI wieku. Ich obecność będzie miała kluczowe znaczenie w ocenie konsekwencji wojny w Ukrainie na bezpieczeństwo energetyczne kraju; stanowią one tzw. jęczyzek u wagi.

### 2.1. Odnawialne źródła energii

Przedstawione wykresy pokazują, że w okresie ostatnich kilkunastu lat w Polsce mamy do czynienia z dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej, przede wszystkim wiatrowej oraz instalacji PV. W ostatnich kilku latach to właśnie energetyka słoneczna rozwija się najszybciej. Dostępne dane z 10 miesięcy 2022 roku wskazują, że przyrost roczny mocy zainstalowanych w instalacjach PV, głównie dzięki prosumetom, wynosi niemal 100% i to już drugi rok z rzędu. Tym samym udział mocy PV przewyższył nawet udział energetyki wiatrowej. Obok mikroinstalacji budowane są również większe elektrownie PV o charakterze

przemysłowym. Co kilka miesięcy kolejno oddawane instalacje przewyższają mocą poprzednie uznane dotąd za rekordowe. Aktualnie (listopad 2022) najnowsza, największa uruchomiona w Polsce elektrownia solarna w Zwartowie ma moc 204 MW, następna w kolejności w Brudzewie ma moc zaledwie 70 MW, ostatnia na podium to instalacja w Witnicy 64 MW (Forum Energii 2022). Jeszcze niedawno, bo w roku 2021, na czele rankingu znajdowały się instalacje o mocy 5 i 7 MW. To pokazuje, jak dynamiczny jest rozwój tej branży. Trend jest bardzo dobry, nie należy jednak zapominać, że źródła OZE ze względu na zależność od warunków pogodowych i pór roku nie zastąpią stabilnych źródeł, które wytwarzają energię niezależnie od słońca i wiatru. Takimi źródłami są w Polsce, jak dotąd, tylko elektrownie konwencjonalne oparte na spalaniu paliw kopalnych.

W dziedzinie rozwoju energetyki wiatrowej wciąż panuje impas związany z tzw. ustawą 10H, która w praktyce uniemożliwia budowę elektrowni wiatrowych na ok. 99% powierzchni kraju. Od kilku lat planuje się jednak budowę farm wiatrowych na morzu. To budzi u mnie pewne wątpliwości natury technicznej, bo przecież największe zapotrzebowanie na energię elektryczną występuje w południowej części kraju, gdzie jest również największa gęstość zaludnienia. Sprowadzanie energii z farm zlokalizowanych na morzu będzie się wiązało z dużymi stratami przesyłowymi. Nie będą więc one alternatywą dla większości elektrowni konwencjonalnych w Małopolsce czy na Śląsku.

## 2.2. Elektrownie węglowe w Polsce

Wojna w Ukrainie i jej konsekwencje spowodowały nagły powrót sentymentu do węgla. Odcięcie dostaw rosyjskiego gazu zmusiło państwa europejskie, nie tylko Polskę, do powrotu do energetyki węglowej. W Niemczech ponownie uruchomiono starsze, odstawione niedawno do stanu rezerwy, bloki w elektrowniach na węgiel brunatny. Powrót ten w obecnych warunkach ma charakter raczej awaryjny, wynikający z nadzwyczajnej sytuacji. Ze względu na zobowiązania klimatyczne jest to tylko tymczasowe odstępstwo od ścieżki transformacji wiodącej do obniżenia emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Polska energetyka, chyba w niewielkim stopniu odczuła odcięcie dostaw rosyjskiego gazu. System wytwarzania energii jak to pokazują wykresy na rysunkach 1, 2 i 3 nie był w znacznym stopniu oparty na gazie. Brak dostatecznej ilości tego surowca i wynikające stąd jego wysokie ceny dotyczą innych sfer życia i gospodarki. Gaz w dużej mierze używany jest do ogrzewania gospodarstw domowych oraz w wielu gałęziach przemysłu niezwiązanego z energetyką. Warto dodać, że w ostatnich latach, w wyniku podjętych przez samorządy programów walki ze smogiem, w wielu polskich domach wymieniono stare piece węglowe właśnie na piece gazowe. Wracając do energetyk, deficyty w produkcji energii wynikające między innymi z braku gazu zostały skompensowane produkcją energii w elektrowniach węglowych, przede wszystkim w elektrowniach opartych na węglu brunatnym. W energetyce opartej na węglu kamiennym likwidacji uległy starsze jednostki wytwórcze w elektrowniach Dolna Odra, Rybnik, Łaziska, Łagisza, Siersza i Stalowa Wola, trwa również usuwanie usterek w najnowszym bloku elektrowni Jaworzno o mocy 910 MW (Forum Energii 2022). Tymczasem w branży węgla brunatnego w roku 2021 oddano do użytku nowoczesny blok o mocy 496 MW w elektrowni Turów.

Znaczenie poszczególnych źródeł energii dla bezpieczeństwa energetycznego kraju w obliczu konsekwencji rosyjskiej agresji w Ukrainie da się wyinterpretować z danych z 2022 roku. Tabela 2 pokazuje udział poszczególnych grup wytwórczych w produkcji prądu w dziesięciu miesiącach 2022 r. w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego (Raport PSE, październik 2022).

TABELA 2. Zmiany w produkcji energii elektrycznej w zależności od źródeł od I do X 2022 w porównaniu do analogicznego okresu 2021 r.

TABLE 2. Changes in electricity production depending on sources from January to October 2022 compared to the same period of 2021

	I-X 2021	I-X 2022	Zmiana względna	Zmiana bezwzględna
	GWh	GWh	%	GWh
Produkcja ogółem	141 445	144 642	2,26	3 197
Elektrownie zawodowe	125 987	120 535	-4,33	-5 452
El. zawodowe wodne	2 444	2 383	-2,48	-61
El. zawodowe ciepłne	123 543	118 152	-4,36	-5 391
na węglu kamiennym	76 144	70 697	-7,15	-5 447
na węglu brunatnym	36 681	39 404	7,42	2 723
gazowe	10 718	8 052	-24,88	-2 666
El. inne odnawialne	4 495	8 855	97,00	4 360
El. wiatrowe	10 963	15 252	39,12	4 289
Saldo wymiany zagranicznej	1 817	-1 476	-	
Krajowe zużycie energii elektrycznej	143 262	143 166	-0,07	

Źródło: Raport PSE, październik 2022.

Z tabeli 2 można wyprowadzić kilka interesujących wniosków. W porównaniu do roku 2021 krajowe zużycie pozostaje niemal bez zmian przy jednocześnie zwiększonej nieznacznie produkcji (2,26%). To sprawia, że w okresie 10 miesięcy 2022 roku polski system energetyczny zanotował nadwyżkę produkcji nad konsumpcją. Jest to zjawisko nowe w okresie ostatnich 7 lat. Nie należy z tego jednak wyciągać pochopnych wniosków w kontekście bezpieczeństwa energetycznego kraju. Spektakularny wzrost produkcji energii (97%) zanotowano w branży PV (El. inne odnawialne). Również energetyka wiatrowa zanotowała niemal czterdziestoprocentowy wzrost (39,12). Liczby te jednak warto skonfrontować z nominalną produkcją energii. Tu wciąż przeważa energia wyprodukowana w elektrowniach konwencjonalnych. W analizowanym okresie widoczny jest jednak spadek produkcji w elektrowniach opartych na węglu kamiennym oraz duży przyrost energii wyprodukowanej w branży węgla brunatnego. Elektrownie gazowe, jak można było przypuszczać, wyprodukowały o ok. 25% energii mniej niż w porównywalnym okresie roku ubiegłego, czyli przed agresją rosyjską

w Ukrainie. Reasumując – przyrost produkcji zanotowano w źródłach OZE oraz w elektrowniach opartych na węglu brunatnym. Wszystkie pozostałe zanotowały spadek. Bilans tych zmian skutkuje niewielkim przyrostem produkcji na poziomie 2,26%.

Pobieżna analiza tabeli 2 może prowadzić do pochopnych wniosków. Oto mimo braku gazu polskie elektrownie wyprodukowały więcej prądu niż w roku ubiegłym. Rośnie produkcja energii odnawialnej; nieznacznie spada zużycie prądu; wszystko na to wskazuje, że Polska zakończy ten rok na plusie i jednocześnie zakończy siedmioletni okres obecności deficytu w krajowym bilansie energetycznym. Wszystko to prawda. Niestety, wyniki uzyskane w roku 2022 będą miały wpływ na bilans w latach następnych i to już wkrótce. Wyjaśnię to, dalej omawiając branżę węgla brunatnego.

### *2.3. Elektrownie oparte na węglu kamiennym*

W mojej analizie nie sposób pominąć energetyki opartej na węglu kamiennym. Przecież to z tego surowca Polska wciąż produkuje najwięcej energii, co w zjednoczonej Europie jest już zjawiskiem wyjątkowym. Rzeczywiście, w roku 2021 ponad połowę krajowej produkcji energii elektrycznej wyprodukowano w elektrowniach na węgiel kamienny, ale dane z 2022 r. pokazują, że udział tego surowca w produkcji prądu spadł poniżej 50%. Kryzys energetyczny ujawnił słabość branży węgla kamiennego. No bo jak to, Polska węglem stoi, udokumentowane zasoby powinny wystarczyć na wiele lat, a tymczasem od wiosny słyszymy, że nie sposób nabyć węgla na potrzeby ogrzewania domu, a jak jest to albo bardzo drogi albo złej jakości. Niestety, cechą kopalń węgla kamiennego jest brak elastyczności, brak możliwości szybkiej reakcji na zwiększenie popytu. Nie jest możliwe zwiększenie wydobywania węgla z dnia na dzień. Do tego potrzebne są inwestycje i czas. Przygotowanie nowej ściany eksploatacyjnej pochłania długie miesiące. Eksploatacja podziemna zależy od warunków w górotworze. To truizm, ale trzeba to wyartykułować: każde nieoczekiwane zdarzenie może opóźnić przygotowanie nowej ściany wydobywczej o wiele miesięcy. W porównaniu do kopalń węgla kamiennego kopalnie odkrywkowe wydobywające węgiel brunatny ze względu na uwarunkowania geologiczno-górnictwa są znacznie bardziej elastyczne. Można przyspieszyć wydobywanie i można podać więcej węgla do elektrowni, pod warunkiem, że ta ma odpowiednią nadwyżkę mocy, aby ten surowiec przekształcić w energię elektryczną.

### *2.4. Stan i perspektywy branży węgla brunatnego oraz jej wpływ na bezpieczeństwo energetyczne kraju*

W zasadzie rozdział ten powinienem zatytułować bez używania słowa perspektywy, bo tych, obym się mylił, zdaje się już nie ma. Brak perspektyw rozwojowych branży wynika przede wszystkim z europejskiej polityki klimatycznej. Nie będę tu rozwijał tego tematu, odsyłając ciekawego czytelnika do wcześniejszych moich publikacji, gdzie krytycznie odniosłem się do skuteczności europejskiej polityki klimatycznej i jej wpływu na ocieplenie klimatu na świecie (Naworyta 2022). Obecnie w Polsce funkcjonują dwie duże kopalnie



węgla brunatnego i dwie współpracujące z nimi elektrownie – Kopalnia Węgla Brunatnego (KWB) Bełchatów z Elektrownią Bełchatów oraz KWB Turów i El. Turów, wszystkie w strukturach państwowego giganta energetycznego PGE SA. Trzecia elektrownia – Pątnów produkująca prąd z węgla brunatnego spala surowiec z kopalni Tomisławice będącej najmłodszą i ostatnią odkrywką KWB Konin. Zarówno kopalnia jak i elektrownia należą do prywatnej spółki ZE PAK. Łączna moc zainstalowana w wymienionych wyżej jednostkach w roku 2021 wynosiła ok. 8,2 GW, co stanowiło 15,4% łącznej krajowej mocy zainstalowanej. Przy tym nieznacznym udziale produkcja prądu na bazie węgla brunatnego wyniosła 26,14%. Te liczby pokazują jakie znaczenie ma branża dla krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Z tabeli 2 wynika, że w okresie 10 miesięcy roku 2022 produkcja oparta na tym surowcu stanowiła jeszcze więcej niż w roku poprzednim, bo 27,2%. Biorąc pod uwagę, że ostatnie miesiące roku przypadają na czas kiedy źródła OZE nie są wydajne, można się spodziewać, że udział elektrowni na węgiel brunatny w krajowej produkcji osiągnie wielkość nawet 28% albo więcej.

Stan kopalni KWB Konin SA w strukturach ZE PAK dobrze ilustruje zbliżający się schyłek branży węgla brunatnego w Polsce. Jeszcze przed 2019 r. we wschodniej Wielkopolsce funkcjonowały dwie kopalnie: KWB Konin SA i KWB Adamów SA wydobywające węgiel w kilku odkrywkach. Wraz z likwidacją wysłużonej i nienadającej się do modernizacji elektrowni Adamów (600 MW) kopalnia KWB Adamów SA również została poddana procesowi likwidacji. W roku ubiegłym w KWB Konin SA węgiel wydobywano w trzech odkrywkach O/Józwin IIB, O/Drzewce i O/Tomisławice. O/Drzewce zakończyła działalność w bieżącym roku (2022) a wydobywanie w O/Józwin potrwa do końca 2022 r. Wkrótce surowiec dla Elektrowni Pątnów będzie wydobywany wyłącznie w O/Tomisławice. Stopniowe wyczerpywanie się udostępnionych zasobów sprawia, że funkcjonująca od 1945 r. kopalnia (77 lat) zakończy swoją działalność w przeciągu najbliższych kilku lat. Dla polskiej energetyki oznacza to ubytek mocy ok. 1100 MW. W szczytowym okresie moc zainstalowana w elektrowniach we wschodniej Wielkopolsce była na poziomie 2300 MW.

Pozostałe dwie kopalnie KWB Bełchatów i KWB Turów posiadają koncesje odpowiednio do roku 2038 i 2044. Spadek produkcji prądu będzie następował stopniowo wraz z wygaszaniem starszych jednostek wytwórczych elektrowni Bełchatów i Turów. Już w 2025 r. zostanie ok. 7,1 GW mocy zainstalowanej na węglu brunatnym, w roku 2038 już tylko 1,3 GW po czym przez kolejne kilka lat nastąpi stopniowa likwidacja kolejnych bloków elektrowni Turów. Tyle teoria. Niestety, wszystko wskazuje na to, że obecne 8,2 GW w elektrowniach opartych na węglu brunatnym zniknie z polskiego systemu energetycznego znacznie wcześniej. Dlaczego? Odpowiedź znajduje się m.in. w przytoczonych wyżej danych z produkcji prądu w ostatnich dwóch wyjątkowych latach. Wyjątkowe bo w roku 2021 nastąpiło odbicie gospodarki po pandemii COVID-19 a obecny 2022 r. to rok wojny w Ukrainie. To właśnie elektrownie na węgiel brunatny sprawiają, że mamy obecnie korzystny bilans w produkcji prądu elektrycznego. Zwiększona produkcja obecnie przełoży się na wcześniejsze wyczerpanie zasobów w udostępnionych złożach węgla w ramach obowiązujących koncesji. Pewnej i stabilnej energii produkowanej na bazie węgla brunatnego może nam zabraknąć znacznie wcześniej niż wynika to z koncesji kopalń. Dlatego najbliższe kilkanaście lat należy maksymalnie wykorzystać, aby zastąpić odchodzące do historii kopalnie i elektrownie

bazujące na węglu brunatnym nowymi jednostkami wytwórczymi. Niestety, nie mogą to być jednostki oparte na OZE, bo te nie są stabilne i nie zapewniają produkcji wtedy, kiedy ta energia jest wyjątkowo potrzebna, czyli w zimie i w nocy. Czy odpowiedzią jest atom?

### **3. Elektrownie atomowe**

Poważnie o elektrowniach atomowych mówi się w Polsce od ponad dekady. Po dziesięciu latach funkcjonowania specjalnej spółki PGE EJ1 sp. z o.o., która w strukturach PGE SA została powołana, aby rozwijać energetykę jądrową w Polsce, we wrześniu 2022 r. Ministra Klimatu oświadczyła, że już prawie wybrana została lokalizacja pierwszej polskiej elektrowni atomowej. W ostatnich miesiącach 2022 r. tempo prac nad budową elektrowni jądrowych w Polsce jakby przyspieszyło. Nie można jednak uciec od wrażenia, że ostatnia dekada została zmarnowana kosztem, bagatela, ok. 1 mld zł (NIK 2018). Niestety, tempo z jakim państwo zabiera się do budowy tej strategicznie ważnej inwestycji, nie napawa optymizmem. Aby to wyjaśnić, przytoczę kilka liczb. Najpóźniej w roku 2044 zniknie z systemu łącznie 8,2 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach na węgiel brunatny. Już wiemy, że stanie się to znacznie wcześniej, bo elektrownia Bełchatów zakończy pracę najpóźniej w 2038 r. a prawdopodobnie już w 2035. To zaledwie 13 lat. Pierwsza elektrownia atomowa o mocy ok. 3 GW ma powstać do 2033 r. Przy obecnym tempie prac oraz wobec wymaganych procedur formalnych, w tym oceny oddziaływania na środowisko, budowa tej elektrowni stoi pod wielkim znakiem zapytania. Szczególnie uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach będzie bardzo trudne, mając na uwadze, że takie procedury przy obecnie obowiązujących przepisach mogą ciągnąć się latami. Już wkrótce zgłoszą się rodzime i zagraniczne organizacje ekologiczne, które skutecznie będą utrudniać budowę pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej.

Docelowo planuje się budowę trzech elektrowni jądrowych o łącznej mocy 9 GW. To zaledwie 0,8 GW więcej niż obecny potencjał polskich elektrowni na węgiel brunatny. Aby zbilansować system, należałoby do końca 2044 roku wybudować wszystkie zaplanowane elektrownie jądrowe co zaledwie skompensuje prognozowany ubytek. Należy pamiętać, że rozwój gospodarczy pociąga za sobą zwiększone zapotrzebowanie na energię. Z tabeli 1 wynika, że na tle państw UE mamy jeszcze ogromny potencjał wzrostu. To znaczy, że nawet jeżeli uda nam się zastąpić likwidowane jednostki węglowe blokami na paliwo jądrowe, to będzie to zaledwie kompensacja, nie rozwój. Biorąc pod uwagę tempo, z jakim realizowana jest w Polsce polityka rozwoju energetyki jądrowej obawiam się, że jeszcze w przeciągu najbliższej dekady bezpieczeństwo energetyczne kraju pozostanie wyłącznie niedościgłym obiektem pożądania.

### **Podsumowanie i wnioski**

W zjednoczonej Europie Polska znajduje się wśród państw, które produkują i konsumują relatywnie mało energii elektrycznej. Wraz z rozwojem gospodarczym spodziewany jest wzrost zapotrzebowania na prąd. Trend obserwowany od 30 lat jest wzrostowy i nic nie

wskazuje na to, aby miało się to zmienić. Wobec tego nie ma potencjału dla oszczędzania energii, wręcz przeciwnie, jest konieczność zwiększenia produkcji energii elektrycznej w Polsce. Ostatnie dwa lata są dla gospodarek europejskich wyjątkowe. Rok 2021 to czas odbicia gospodarczego, jakie miało miejsce po pandemii COVID-19 i związanego z tym zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną. Rok 2022 stoi pod znakiem wojny w Ukrainie i perturbacji na rynku surowcowym, przede wszystkim związanych z brakiem gazu ziemnego, który dotychczas dostarczany był do Europy głównie z Rosji. Z dostępnych danych za 10 miesięcy roku 2022 (tab. 2) wynika, że polski system energetyczny wychodzi z tych wyzwań obronną ręką. Za wcześniej jednak na optymizm, bo miesiące zimowe są w energetyce najtrudniejsze. W branży obserwuje się dalszy dynamiczny rozwój produkcji prądu opartej na OZE, głównie w systemach PV, przede wszystkim w obszarze mikroinstalacji prosumenckich. Buduje się jednak również coraz większe farmy PV o charakterze przemysłowym. Moc zainstalowana w farmach PV wzrasta i dochodzi obecnie do 300 MW w jednej farmie, a zapowiadane są jeszcze większe jednostki. To sprawia, że udział OZE w produkcji prądu sukcesywnie rośnie i w dziesięciu miesiącach 2022 r. osiągnął ok. 17%. Dalszy rozwój energetyki PV może nie być tak dynamiczny jak do tej pory. Wpływ na to ma zmiana dotychczasowego sposobu rozliczeń mikroinstalacji prosumenckich oraz bariera techniczna, jaką jest stan sieci energetycznych. Te ostatnie nie są przygotowane na przyjmowanie nadprodukcji energii z instalacji PV, która występuje w okresach szczególnie korzystnych z punktu widzenia warunków pogodowych. Niezależnie od tempa wzrostu energetyki odnawialnej, dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju konieczne jest utrzymanie lub budowa stabilnych jednostek wytwórczych np. na węglu lub paliwie jądrowym. Gaz, w wyniku agresji rosyjskiej w Ukrainie, przestał być surowcem pewnym, zapewniającym stabilną produkcję. Z przedstawionych danych wynika, że deficyty w produkcji prądu wynikające z braku gazu kompensowane są energią wyprodukowaną przede wszystkim na bazie węgla brunatnego. Obok źródeł odnawialnych tylko branża węgla brunatnego wykazała wzrost udziału w krajowej produkcji prądu. Elektrownie na węgiel kamienny ze względu na niedobór surowca oraz wyłączenie starszych bloków wyprodukowały w roku 2022 mniej energii niż w roku ubiegłym.

Dane z 10 miesięcy 2022 r. w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego wskazują, że rok ten polska energetyka zamknie bez deficytu, co nie miało miejsca od 2016 r. Niestety, na podstawie tych informacji nie można wyciągać pochopnie optymistycznych wniosków. Najbliższe dwie dekady to w branży węgla brunatnego czas likwidacji kopalń i wyłączenia z systemu powiązanych z nimi elektrowni. W ciągu najbliższych kilkunastu lat z systemu zniknie 8,2 GW mocy opartej na węglu brunatnym. Elektrownie te wyprodukowały w 10 miesiącach 2022 r. prawie 27% polskiego prądu. Do czasu ich likwidacji, aby utrzymać bezpieczeństwo energetyczne kraju, konieczne jest wybudowanie nowych stabilnych jednostek wytwórczych, najlepiej opartych na paliwie jądrowym. Dotychczasowe działania w tym względzie nie napawają jednak optymizmem. Skoordinowanie likwidacji elektrowni opartych na węglu brunatnym z budową nowych elektrowni atomowych wydaje się procesem karkołomnym. Sprostanie temu zadaniu to warunek sine qua non bezpieczeństwa energetycznego Polski. Wobec dużej niepewności, jaka towarzyszy budowie trzech nowych elektrowni atomowych, w przeciągu najbliższych dwóch dekad niebezpieczne staje się

ponowne otwarcie dyskusji nad udostępnieniem nowego złoża węgla brunatnego np. Złoczew dla przedłużenia funkcjonowania elektrowni Bełchatów poza horyzont 2038 roku.

## Literatura

- Eurostat – [Online] Eurostat.eu [Dostęp: 05.01.2023].  
Forum Energii 2021 – [Online] www.forum-energii.eu [Dostęp: 05.01.2023].  
Naworyta, W. 2022 – Węgiel brunatny w Polsce a religia Zielonego Ładu. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 110, Kraków: Wyd. IGSMiE PAN.  
NIK 2018 – Realizacja „Programu polskiej energetyki jądrowej” Najwyższa Izba Kontroli Warszawa, marzec 2018 r.  
Raport PSE 2021 – Raport Polskich Sieci Energetycznych za rok 2021. [Online] www.raport.pse.pl [Dostęp: 05.01.2023].  
Raport PSE, październik 2022 – Raport Polskich Sieci Energetycznych za 10 miesięcy 2022 r., www.raport.pse.pl  
Yearbook Energydata. [Online] <https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html> [Dostęp: 05.01.2023].

## *Jeśli nie węgiel to co? Transformacja energetyczna w kontekście rosyjskiej agresji w Ukrainie*

Słowa kluczowe: produkcja prądu, odnawialne źródła energii, węgiel brunatny, wojna w Ukrainie, bezpieczeństwo energetyczne, energetyka jądrowa

Streszczenie: Rok 2022 był pod względem zabezpieczenia energii dla polskiej gospodarki i gospodarstw domowych rokiem wyjątkowo trudnym. To rok stojący pod znakiem napaści rosyjskiej na Ukrainę. W wyniku sankcji podjętych przez państwa przeciwne działaniom rosyjskiego agresora, do Europy trafia mniej surowców energetycznych z Rosji. Deficyt gazu wymusił na wielu europejskich krajach weryfikację dotychczasowych strategii. Rok poprzedni – 2021, również był dla energetyków rokiem nietypowym, był to czas zwiększonego zapotrzebowania na surowce energetyczne, jaki nastąpił po pandemii COVID-19. W rozdziale na tle dostępnych danych z lat 2021 i 2022, podjąłem się próby zdiagnozowania głównych problemów i wyzwań jakie stoją przed polską energetyką. Dane o produkcji prądu z 10 miesięcy 2022 r. wskazują, że polski system energetyczny jak dotąd dobrze radzi sobie z wyzwaniami związanymi z deficytem i wysoką ceną gazu ziemnego. Produkcja prądu z krajowych źródeł po raz pierwszy od 7 lat przekracza wewnętrzną konsumpcję. Ustawicznie rośnie również udział mocy opartych na odnawialnych źródłach energii, co jednak nie przekłada się na równie dynamiczny przyrost produkcji z tych źródeł. Deficyty energetyczne wynikające z braku gazu albo wysokiej jego ceny kompensowane są głównie przez branżę węgla brunatnego, co będzie miało konsekwencje we wcześniejszym, niż to wynika z koncesji, wyczerpywaniu zasobów tego surowca. Uważam, że dla zapewnienia bezpieczeństwa surowcowego kraju w przeciągu najbliższych kilkunastu lat konieczna jest bezzwłoczna realizacja programu energetyki jądrowej. Czasu pozostało bardzo mało a dotychczasowe działania niestety nie dają gwarancji powodzenia ambitnych planów budowy pierwszych trzech elektrowni jądrowych. Dlatego w obliczu kończących się zasobów w udostępnionych złożach węgla brunatnego niebezpieczne jest ponowne otwarcie dyskusji nad budową nowej kopalni odkrywkowej dla przedłużenia funkcjonowania elektrowni Bełchatów poza obecny horyzont wyznaczony przez obowiązującą koncesję i zasoby złoża.

## *If not coal then what? Energy transformation in the context of Russian aggression in Ukraine*

Keywords: energy production, renewable energy sources, lignite, war in the Ukraine, energetic safety, nuclear energy

Abstract: The current year 2022 is an exceptionally difficult year in terms of energy security for the Polish economy and households. This is a year marked by Russian aggression against Ukraine. As a result of the sanctions taken by countries opposing the actions of the Russian aggressor, Europe receives less energy resources from Russia. The gas deficit has forced many European countries to review their current strategies. The previous year (2021) was also an unusual year for energy specialists, it was a time of increased demand for energy resources that followed the COVID-19 pandemic. In the chapter, against the background of available data from 2021 and 2022, I attempted to diagnose the main problems and challenges facing power engineering. Data on electricity production for 10 months of 2022 indicate that the Polish energy system has been coping well with the challenges related to the deficit and high price of natural gas so far. The production of electricity from domestic sources exceeds internal consumption for the first time in 7 years. The share of capacity based on renewable energy sources is also constantly growing, which, however, does not translate into an equally dynamic increase in production from these sources. Energy deficits resulting from the lack of gas or its high price are mainly compensated by the lignite industry, which will result in the depletion of resources of this raw material earlier than stipulated in the concession. I believe that in order to ensure the security of the country's raw materials over the next several years, it is necessary to implement the nuclear energy program without delay. There is very little time left and, unfortunately, the actions taken so far do not guarantee the success of the ambitious plans to build the first three nuclear power plants. Therefore, in the face of the depleting resources in the opened lignite deposits, it is not groundless to re-open the discussion on the construction of a new open-pit mine in order to extend the operation of the Bełchatów power plant beyond the current horizon set by the current concession and resources of the deposit.



Beata BARSZCZOWSKA<sup>1</sup>

## ***Polska Strategia Wodorowa. Rola dolin wodorowych***

### **Wprowadzenie**

Wodór jest pierwiastkiem najbardziej rozpowszechnionym w przyrodzie, choć w stanie wolnym wstępuje rzadko. Wodór może być produkowany m.in. z paliw kopalnych, a także w procesie elektrolizy wody. Ten oparty na paliwach konwencjonalnych jest wysokoemisyjny i nazywany jest także wodorem szarym. Wodór od dawna jest wykorzystywany w przemyśle, a zarówno jego produkcja, jak i możliwości zastosowania stale rosną. Najwięcej wodoru produkuje się z gazu ziemnego w procesie reformingu metanu (SMR – *Steam Methan Reforming*). Jest to najtańsza metoda wytwarzania wodoru (Chmielniak 2021). Rozwijająca się gospodarka wodorowa, oczywiście oparta docelowo na zeroemisyjnym wodorze, może wesprzeć procesy dekarbonizacji gospodarek, a także przyczynić się do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Może w części przyczynić się do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego krajów i pobudzenia zrównoważonego wzrostu gospodarczego. Widząc korzyści w rozwoju gospodarki wodorowej, kolejne kraje przyjmują narodowe strategie wodorowe. Do rozwoju gospodarki wodorowej mogą się przyczynić rozwijające się i tworzone w całym świecie doliny wodorowe.

### **1. Europejska i polska strategia wodorowa**

W lipcu 2020 r. Komisja Europejska opublikowała Strategię w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu. Wskazała, iż pierwiastek ten jest „kluczowym elementem służącym osiągnięciu Europejskiego Zielonego Ładu i czystej transformacji

---

<sup>1</sup> Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Oddział w Katowicach, Akademia Górnośląska im. W. Korfantego w Katowicach; ORCID ID: 0000-0001-6697-8683; e-mail: beata.barszczowska@katowice.arp.pl, beata.barszczowska@gwsh.pl

energetycznej w Europie” (Komunikat KE 2020). Dla Komisji priorytetem jest rozwój wodoru odnawialnego produkowanego z wykorzystaniem energii wiatrowej i słonecznej. W okresie przejściowym konieczne będzie jednak wykorzystywanie wodoru niskoemisyjnego. Strategia zakłada ambitne cele. Planuje się zainstalowanie do roku 2024 elektrolizerów o mocy co najmniej 6 GW zasilanych energią ze źródeł odnawialnych, co pozwoli na wyprodukowanie miliona ton wodoru odnawialnego. Natomiast do roku 2030 elektrolizery o mocy co najmniej 40 GW mają produkować go nawet 10 milionów ton. Realizacja tych celów będzie wymagała dużego planu inwestycyjnego. Szacuje się, że inwestycje w same tylko elektrolizery do roku 2030 będą oscylować pomiędzy 24 a 42 mld euro, a inwestycje w dedykowaną im infrastrukturę OZE, to kwota pomiędzy 220 a 340 mld euro. Z kolei modernizacja połowy istniejących instalacji CCSU (*Carbon Capture Storage and Utilisation*) to koszt około 11 mld euro. Budowa ekosystemu wodorowego będzie wymagała inwestycji w infrastrukturę (transport, dystrybucja, magazynowanie, stacje tankowania) na poziomie 65 mld euro. Program będzie finansowany w ramach różnych funduszy Unii Europejskiej oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Zakłada się, że po roku 2025, dzięki wielkoskalowym instalacjom magazynowania wodoru, ten odnawialny, pomoże zrównoważyć system energii elektrycznej oparty na OZE (Komunikat KE 2020).

W Polsce, w związku z trwającym procesem dekarbonizacji gospodarki i działaniami na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej, trwają dyskusje na temat możliwości wykorzystania wodoru. 14 października 2021 r. w Warszawie przedstawiciele środowiska przedsiębiorców, nauki, administracji publicznej i jednostek otoczenia biznesu podpisali Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej, deklarując tym samym gotowość do rozwoju gospodarki wodorowej, uwzględniającej polski wkład dla rozwoju zarówno krajowej jak i unijnej gospodarki. Porozumienie było efektem prawie rocznej pracy siedmiu grup roboczych w obszarach: wdrożenia technologii wodorowych w energetyce, wykorzystania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie, wsparcia dekarbonizacji przemysłu (przemysłowe zastosowanie wodoru), produkcji wodoru w nowych instalacjach, sprawnego i bezpiecznego przesyłu, dystrybucji i magazynowania wodoru, rozwoju krajowego łańcucha wartości gospodarki wodorowej oraz edukacji i promocji.

W grudniu 2021 r. ogłoszono Polską strategię wodorową do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 r. (PSW). Dokument wpisuje się zarówno w unijną strategię wodorową jak i Politykę Energetyczną Polski do 2040 roku (PEP2040). „Wizją i nadrzędnym celem PSW jest stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz jej rozwój na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki” (PSW 2021), Strategia opiera się na sześciu celach, którymi są:

- wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie,
- wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie,
- wsparcie dekarbonizacji przemysłu,
- produkcja wodoru w nowych instalacjach,
- sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru,
- stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego

oraz siedmiu kluczowych wskaźników realizacji PSW (PSW 2021).



Jednym z kluczowych wskaźników realizacji PSW jest zainstalowana moc instalacji niskoemisyjnego wodoru. Zakłada się, że do 2030 roku wyniesie ona 2 GW (do 2025 – 50 MW). Cel bardzo ambitny i optymistyczny.

Jak wskazują eksperci, wodór w energetyce i ciepłownictwie może przyczynić się do osiągnięcia celów klimatycznych i ekonomicznych (Chmielniak i in. 2022). Przyczyni się z pewnością do dekarbonizacji gospodarki. Ostatecznie zadecyduje o tym kierunek rozwoju OZE, a przede wszystkim rachunek ekonomiczny.

Strategia zakłada, że po polskich drogach do roku 2025 będzie jeździło 250 autobusów napędzanych wodorem, a do roku 2030 będzie ich już 1000. Czy ten cel będzie zrealizowany, trudno dziś prognozować. Doskonałym przykładem może być Górnośląsko-Zagłębiowska Metropolia (GZM), która złożyła do Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej wniosek o dofinansowanie zakupu 20 autobusów zasilanych wodorem. Wniosek ten został pozytywnie rozpatrzony w maju 2021 r. Przetarg na zakup nie został jeszcze ogłoszony. Jak wynika z wypowiedzi Przewodniczącego GZM podczas PRECOP27 (październik 2022 r.), powodem nieogłoszenia przetargu jest cena wodoru i zawirowania na rynku energii, choć jak podkreśla Przewodniczący, cena autobusów w ciągu roku spadła (www 1). Z wykorzystaniem wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie nierozzerwalnie związana jest budowa stacji wodoru. PSW przewiduje, iż w perspektywie roku 2030 powstanie ich 32.

Kolejnym wskaźnikiem Strategii jest utworzenie Centrum Technologii Wodorowych, które ma powstać do końca roku 2030.

Źródła finansowania PSW są tożsame ze źródłami finansowania przedstawionymi w PEP2040. Wstępnie oszacowano koszty związane z inwestycjami w elektrolizery na poziomie ponad 9 mld zł. Ponadto „łącznie w okresie 2021–2030 niezbędne nakłady inwestycyjne związane z wdrażaniem technologii wodorowych w transporcie publicznym wraz z niezbędną infrastrukturą oraz osiągnięcie zakładanej mocy instalacji ze źródeł niskoemisyjnych na poziomie 2 GW wyniosą ok. 11 mld zł” (PSW 2021). Do tych szacunków należy podchodzić z dużą ostrożnością, ponieważ dokonano ich w oparciu o istniejące w roku 2021 technologie oraz kurs euro z tego okresu.

## **2. Doliny wodorowe w Polsce – krótki przegląd**

Polska strategia wodorowa przewiduje stworzenie ekosystemu innowacji dolin wodorowych (co najmniej 5 dolin), które zgodnie z unijną strategią mają stać się spójnym elementem europejskiego ekosystemu wodorowego (PSW 2021). Są to systemy oparte na lokalnym popie i lokalnej produkcji oraz transporcie wodoru na niewielkie odległości. To także swego rodzaju inicjatywy przemysłowe i badawcze, których zadaniem jest realizacja projektu pilotażowego dla pełnego łańcucha wartości (www 2).

Najstarszą doliną wodorową w Polsce jest Pomorska Dolina Wodorowa funkcjonująca w formie klastra, którego koordynatorem jest Regionalna Izba Gospodarcza Pomorza. Klaster należy do Hydrogen Europe, europejskiego stowarzyszenia zrzeszającego ponad 400 członków. W ramach Doliny planuje się między innymi powstanie hubu wodorowego zasilającego urządzenia i transport na terenie portu Gdynia oraz produkcję statków serwisowych z na-

pędem wodorowym do obsługi morskich farm wiatrowych, a także uruchomienie pociągu z lokomotywą napędzaną wodorem na trasie Gdynia-Hel (*HyWay to Hel*). Planuje się, że dostawy wodoru w Dolinie, z wykorzystaniem potencjału produkcyjnego Grupy Lotos, wyniosą 6000 t na rok – projekt Pure H2 (www 3).

W maju 2021 r. w podpisano list intencyjny dotyczący utworzenia Podkarpackiej Doliny Wodorowej. Dolina działa od stycznia 2022 r. w formie stowarzyszenia. Reprezentowanych jest tam 18 podmiotów. Na uwagę zasługuje opracowany przez Przedsiębiorstwo Autosan z Sanoka zeroemisyjny autobus wodorowy oraz opracowany prototyp wysokowydajnego elektrolizera wodorowego zasilanego energią z instalacji fotowoltaicznych. Polenergia jako lider konsorcjum realizuje projekt: „H2 HUB Nowa Sarzyna: Magazynowanie Zielonego Wodoru”. Pozostałymi partnerami są Elektrociepłownia Nowa Sarzyna oraz Politechnika Wrocławska, a jego celem jest wykorzystanie wodoru, wyprodukowanego w procesie elektrolizy wody zasilanej energią odnawialną, do produkcji odnawialnego paliwa lotniczego. Kwota dotacji z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju może wynosić 95 mln zł (www 4).

W lipcu 2021 r. podpisano list intencyjny dotyczący powołania Wielkopolskiej Doliny Wodorowej. Dolinę wyróżnia bardzo aktywna rola w niej samorządu województwa wielkopolskiego i samorządowców (region już od 2018 r. prowadzi działania mające na celu rozwój technologii wodorowych). Realizowany jest tu Projekt „Gospodarna 2050 – H2Wielkopolska”. W ramach projektu oferowane jest m.in. „wsparcie doradcze w obszarze dostosowania produktów/usług lub zmiany modelu biznesowego do działalności w ramach łańcucha dostaw i wartości gospodarki opartej na wodorze” oraz promocja biznesu która jest wspierana przez samorząd województwa (www 5). W maju 2022 r. Enea Nowa Energia i władze samorządowe województwa podpisały list intencyjny o współpracy na rzecz rozwoju Wielkopolskiej Doliny Wodorowej.

Kolejną doliną jest Śląsko-Małopolska Dolina Wodorowa. Spotkanie dotyczące inicjatywy jej powołania odbyło się w Katowicach w sierpniu 2021 r. Prace nad projektem statutu koordynowała Agencja Rozwoju Przemysłu (ARP) wraz z jej katowickim Oddziałem (Barszczowska 2022). Po blisko roku, w lipcu 2022 r. Stowarzyszenie uzyskało wpis do Krajowego Rejestru Sądowego. Członkowie założyciele to dziewiętnaście osób związanych m.in. z Agencją Rozwoju Przemysłu, Orlenem Południe, Grupą Azoty, Polenergią oraz Katowicką Specjalną Strefą Ekonomiczną. W czerwcu 2022 roku Orlen uruchomił w Krakowie, w zajezdni autobusowej, stację tankowania wodoru. Jest on dostarczany z rafinerii w Trzebinii, należącej do Orleń Południe (www 6). W rafinerii tej uruchomiono pierwszą w Polsce instalację do produkcji ekologicznego glikolu propylenowego, której integralną częścią jest hub wodorowy. Jak podaje Orlen „roczna produkcja wodoru wyniesie 16 Nm<sup>3</sup>, z czego aż 75% będzie przeznaczony do produkcji glikolu, a pozostałe 25%, po doczyszczeniu, jako paliwo wodorowe. Moce produkcyjne hubu wyniosą 350 ton rocznie czystego wodoru jakości automotive” (www 7).

We wrześniu 2021 r. podczas Forum Ekonomicznego w Karpaczu podpisano list intencyjny w celu utworzenia Dolnośląskiej Doliny Wodorowej. W maju 2022 r. Stowarzyszenie zarejestrowano w Krajowym Rejestrze Sądowym. Kluczowymi podmiotami, których przedstawiciele są członkami Doliny to: ZAK Kędzierzyn Koźle z Grupy Azoty, ARP, KGHM SA czy Z-Cluster Zgorzelec. Wśród projektów na uwagę zasługuje m.in. projekt ZAK-u budowy

Laboratorium Paliw Alternatywnych w zakresie oznaczania jakości wodoru na bazie ISO 14687:2019-11, przeznaczonego do stosowania m.in. w przemyśle motoryzacyjnym.

List intencyjny w sprawie powołania Mazowieckiej Doliny Wodorowej podpisano w październiku 2021 r. Funkcjonuje ona w formie klastra, a jego członkami jest 37 podmiotów. Kluczową rolę odgrywa tutaj PKN Orlen. Wśród członków klastra można wymienić m.in. Krajową Agencję Poszanowania Energii, ARP, Solaris Bus & Coach, Toyota Central Europe, Pojazdy Szynowe PESA Bydgoszcz. Wśród filarów działalności doliny jest między innymi budowa wodorowego łańcucha wartości, badania i rozwój innowacyjnych technologii wodorowych oraz stworzenie systemowych rozwiązań dla kształcenia i szkolenia w kierunku niskoemisyjnych technologii wodorowych. PKN Orlen to m.in. flagowy projekt Hydrogen Eagle realizowany na terenie Polski Czech i Słowacji. Projekt ten zakłada m.in. budowę w Polsce 54 tankowania wodoru, 22 w Czechach i 26 na Słowacji. Celem strategii Orleń jest także wybudowanie 10 habu w tym rejonie, w tym pięciu w Polsce (www 8).

Kolejną doliną wodorową jest Świętokrzyski Klastr Wodorowy, który powstał 25 listopada 2021 r. w należącej do Świętokrzyskich Kopalni Surowców Mineralnych Kopalni Jazwica w Gminie Chęciny. W lipcu 2022 r. zmieniono nazwę Klastra ze Świętokrzyskiego na Centralny. Członkami klastra są między innymi ARP, Columbus Energy, SBB Energy, AIUT, Bisek Asfalt i Inwex. Celem Klastra jest produkcja wodoru z zeroemisyjnych źródeł energii w tym z wody pochodzącej z odwodnienia zakładów górniczych na poziomie 50 000 ton zielonego wodoru rocznie w roku 2030.

We wszystkich dolinach istotną rolę odgrywają liczne instytucje naukowe, takie jak uczelnie techniczne oraz instytuty naukowo-badawcze. Przedstawiciele tych jednostek odnajdziemy m.in. w zarządach stowarzyszeń. W celach działania dolin podkreśla się kluczową rolę współpracy środowiska biznesu, nauki i finansów.

Na uwagę zasługuje także inicjatywa powołania Rolniczej Doliny Wodorowej oraz Uznamsko-Wolińskiej Doliny Wodorowej, która wspierać rozwój alternatywnych źródeł energii w rejonie Uzdrowiska Świnoujście.

## **Podsumowanie**

Powstałe doliny to stosunkowo młode struktury, będące w stadium załączkowym, których sukces będzie zależał od wielu czynników i wymagał będzie, na każdym etapie realizacji projektów, współpracy z wieloma interesariuszami. Istotną kwestią będzie znalezienie odpowiedniego finansowania zarówno ze źródeł publicznych, jak i prywatnych.

W porozumieniu na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej z października 2021 roku przewidziano utworzenie struktury odpowiedzialnej za koordynację działań dolin wodorowych, co wydaje się niezbędne i pilne. W dniu 20 października 2022 r. Minister Klimatu i Środowiska skierował do konsultacji projekt ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, stanowiącego część pakietu aktów zwanego Konstytucją dla wodoru. Przedłożony projekt ustawy wprowadza definicję wodoru, natomiast niestety nie wprowadza definicji doliny wodorowej. Minister Funduszy i Polityki Regionalnej 9 listopada 2022 roku przekazał uwagi do projektu ustawy, między innymi rekomendując wprowadzenie do treści

ustawy definicji doliny wodorowej oraz powierzenie Narodowemu Centrum Badań i Rozwoju (NCBR) pełnienie roli instytucji koordynującej doliny wodorowe oraz centrum technologii wodorowych, a także zadań związanych z finansowaniem innowacji w zakresie rozwijającej się gospodarki wodorowej. Wariantem minimalistycznym, Minister zaproponował realizację przez NCBR wyłącznie działań związanych z finansowaniem (www 9). Jeśli ustawa zostaje przyjęta z rekomendacjami zaproponowanymi przez Ministra Funduszy i Polityki Regionalnej, do zadań Centrum będzie należało między innymi opracowanie i realizacja strategii budowy i rozwoju dolin wodorowych. Rekomendowany zakres działań dla NCBR jest bardzo szeroki, od współfinansowania/finansowania prac rozwojowych na rzecz tworzenia innowacji służących rozwojowi gospodarki wodorowej, poprzez monitoring realizacji strategii biznesowych dla dolin wodorowych, po prowadzenie działalności szkoleniowej. Należy zadać pytanie, czy NCBR będzie w stanie zrealizować takie ambitne zadania, czy ich skuteczną realizacją nie wymaga to innej, być może szerszej struktury.

## Literatura

- Barszczowska, B. 2022 – Śląsko-Małopolska Dolina Wodorowa szansą na wykorzystanie potencjału gospodarczego i naukowego Górnośląsko-Zagłębiowskiej Metropolii. [W:] P. Kosin, J. Podsiadło, Górnośląsko-Zagłębiowska Metropolia. Strategiczne wyzwania.
- Chmielniak i in. 2022 – Chmielniak, T., Skorek-Osikowska, A. i Bartela, Ł. 2022 – Potencjał zastosowania wodoru w polskim systemie energetycznym. [W:] *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 1(110), s. 7–22, DOI: 10.24425/140521.
- Chmielniak, T. 2021 – Wodór w energetyce. *Magazyn Polskiej Akademii Nauk* nr 1/65/2021 s. 75, DOI: 10.24425/academiaPAN.2021.136851.
- Komunikat KE 2020 – Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Strahttps://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=ITtegia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu
- Porozumienie 2021. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/porozumienie-sektorowe-gospodarka-wodorowa> [Dostęp: 22.12.2022].
- PSW 2021 – Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 r. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030> [Dostęp: 10.09.2022].
- www 1 – Przetarg na wodorowe autobusy pod znakiem zapytania. Wodór jest za drogi. [Online] <https://www.wnp.pl/motoryzacja/przetarg-na-wodorowe-autobusy-pod-znakiem-zapytania-wodor-jest-za-drogi,635294.html> [Dostęp: 15.11.2022].
- www 1 – [Online] <https://hydrogen-central.com/what-is-a-hydrogen-valley/> [Dostęp: 15.11.2022].
- www 2 – [Online] <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2021/pazdziernik/pkn-orlen-buduje-mazowiecka-doline-wodorowa> [Dostęp: 15.11.2022].
- www 3 – [Online] [https://drg.pomorskie.eu/wp-content/uploads/2022/05/H2\\_1304\\_UMWP\\_120422\\_03\\_.pdf](https://drg.pomorskie.eu/wp-content/uploads/2022/05/H2_1304_UMWP_120422_03_.pdf) [Dostęp: 15.11.2022].
- www 4 – [Online] <https://zielonagospodarka.pl/polenergia-rozpoczyna-wodorowy-projekt-badawczo-rozwojowy-8326> [Dostęp: 15.11.2022].
- www 5 – [Online] <https://h2wielkopolska.pl/o-projekcie/> [Dostęp: 15.11.2022].
- www 6 – [Online] <https://www.orlenpoludnie.pl/pl/dlamedio/aktualnosci/Strony/Paliwo-wodorowe-z-Grupy-ORLEN-zasilil-komunikacja%C4%99-miejsk%C4%85-w-Krakowie.aspx> [Dostęp: 15.11.2022].
- www 7 – [Online] <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2021/listopad/orlen-poludnie-rozpoczyna-produkcje-zielonego-ekologicznego-glikolu> [Dostęp: 15.11.2022].
- www 8 – [Online] <https://www.orlen.pl/en/about-the-company/media/press-releases/2021/june/orlen-group-to-launch-international-hydrogen-program> [Dostęp: 15.11.2022].
- www 9 – [Online] <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12365500/katalog/12921264#12921264> [Dostęp: 15.11.2022].

## *Polska Strategia wodorowa. Rola dolin wodorowych*

Słowa kluczowe: wodór, strategia wodorowa, doliny wodorowe

Streszczenie: W lipcu 2020 r. Komisja Europejska ogłosiła Strategię w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu. Wskazała wodór jako kluczowy priorytet służący osiągnięciu Europejskiego Zielonego Ładu. Gaz ten może być zarówno surowcem, paliwem, jak i nośnikiem i magazynem energii. Komisja wskazała, iż wodór może również zastępować paliwa kopalne w niektórych wysokoemisyjnych procesach przemysłowych. Tworzące się doliny wodorowe będą bazować na lokalnym popycie i rozwijać się, dzięki miejscowej produkcji tego gazu, który będzie produkowany lokalnie ze źródeł odnawialnych i transportowany na niewielkie odległości. W grudniu 2021 r. ogłoszono Polską strategię wodorową do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 r., określającej ramy wdrażania gospodarki wodorowej w Polsce. W rozdziale przedstawiono najważniejsze założenia polskiej i europejskiej strategii wodorowej oraz zaprezentowano podstawowe informacje na temat tworzących się w Polsce dolin wodorowych. Doliny te mają pełnić istotną rolę w rozwoju gospodarki wodorowej. Zgodnie z założeniami Strategii ma ich powstać co najmniej pięć. W tworzeniu tych dolin miała udział także Agencja Rozwoju Przemysłu SA.

## *Polish Hydrogen Strategy. The role of hydrogen valleys*

Keywords: hydrogen, hydrogen strategy, hydrogen valleys

Abstract: In July 2020, the European Commission announced the Hydrogen Strategy for a climate-neutral Europe. It identified hydrogen as a key priority to achieve the European Green Deal. This gas can be used as a raw material, a fuel as well as a carrier and storage of energy. The Commission has indicated that hydrogen can also replace fossil fuels in some carbon-intensive industrial processes. The emerging hydrogen valleys will be based on local demand and developed thanks to the local production of this gas, which will be produced locally from renewable sources and transported over short distances, will be expanded. In December 2021, the Polish hydrogen strategy until 2030 with an outlook until 2040 was announced, setting the framework for the implementation of the hydrogen economy in Poland. The chapter presents the most important assumptions of the both Polish and European hydrogen strategy and basic information on hydrogen valleys that are being created in Poland. These valleys should play an important role in the development of the hydrogen economy. According to the assumptions of the Strategy, at least five of them are to be created. The Industrial Development Agency JSC also participated in the creation of these valleys.



Dominika BANDOŁA<sup>1</sup>

Marta BAZAN<sup>2</sup>

Łukasz LELEK<sup>3</sup>

Robert ŻMUDA<sup>4</sup>

## ***Rozproszona generacja wodorowa odpowiedzią na potrzeby transformacji energetycznej***

### ***Wprowadzenie***

Zgodnie założeniami planu RePowerEU, przyjętego przez Komisję Europejską 18 maja 2020, Europa podejmuje intensywne działania zmierzające do całkowitego odejścia od importowania paliw pochodzących z rynku rosyjskiego. Plan ten ma być unijną odpowiedzią na trudności i zakłócenia na światowym rynku energii oraz ma przyczyniać się podniesienia bezpieczeństwa energetycznego państw członkowskich. Zależności Unii Europejskiej m.in. od rosyjskich paliw kopalnych, wykorzystywanych aktualnie jako narzędzie wojny polityczno-gospodarczej, przyczyniają się do znaczącego wzrostu ich kosztów, co przekłada się bezpośrednio na odbiorców końcowych i obywateli UE. Stąd uniezależnienie się od dostaw paliw z rejonów niestabilnych politycznie jest głównym celem przyjętego planu. Założenia Pakietu Klimatycznego czy aktualnego planu RePowerEU przekładają się w bezpośredni sposób na konieczność dynamiczniejszego rozwoju technologii w sektorze energetycznym, jak i elektromobilności. Odpowiedzią na to wyzwanie mogą stać się technologie wodorowe, a szczególnie tzw. zielony wodór produkowany z odnawialnych źródeł energii (OZE) (Dincer i Acar 2015). Technologie te odpowiadają na wyzwania REPowerEU, są na wysokim pozio-

---

<sup>1</sup> SBB ENERGY SA, Opole;  
ORCID iD: 0000-0002-5454-1852; e-mail: d.bandola@sbbenergy.pl

<sup>2</sup> SBB ENERGY SA, Opole;  
e-mail: m.bazan@sbbenergy.pl

<sup>3</sup> SBB ENERGY SA, Opole;  
ORCID iD: 0000-0002-3414-5123; e-mail: l.lelek@sbbenergy.pl

<sup>4</sup> SBB ENERGY SA, Opole;  
ORCID iD: 0000-0003-1801-418X; e-mail: r.zmuda@sbbenergy.pl

mie gotowości technologicznej oraz ze względu na swój zeroemisyjny charakter pozwalają na dynamiczną ale i zrównoważoną transformację energetyczną regionów UE (Acar i Dincer 2014).

Niniejsza praca przedstawia podstawowe cechy wodoru jako paliwa oraz jego potencjał w procesach transformacji na podstawie przeglądu literatury oraz własnych doświadczeń zdobytych przy opracowywaniu koncepcji technologicznych. Głównym celem rozdziału jest opis aktualnie podejmowanych działań w Polsce, w tym pierwszych w kraju i dlatego kluczowych projektów dotyczących technologii opartych na zeroemisyjnym wodorze. Opisano projekty będące aktualnie w końcowych fazach realizacji, ze szczególnym uwzględnieniem dwóch, w których SBB ENERGY SA bierze udział. Rola Spółki jako generalnego wykonawcy umożliwia także wskazanie kilku wniosków z zakończonych prac.

## **1. Wodór jako paliwo**

Wodór jest powszechnie występującym pierwiastkiem, co sprawia, że jego źródła i metody wytwarzania mogą być bardzo zróżnicowane. Klasyfikacja opiera się na źródle pochodzenia paliwa – zielonym określa się wodór, który powstał z wykorzystaniem OZE. Dzięki szerokiemu wachlarzowi technologii, jest dobrym nośnikiem energii, który może zostać wyprodukowany i wykorzystany w każdym miejscu z dostępem do energii elektrycznej i wody (Ishaq i in. 2022). Na rynku funkcjonują również technologie produkcji wodoru z biomasy odpadowej, a trwają prace nad wdrażaniem rozwiązań wykorzystujących, jako surowiec, odpady plastikowe (Ismail i Dincer 2023).

Wodór może stanowić magazyn energii, który jednak podlega pewnym ograniczeniom. Charakteryzuje się dużą wartością opałową odniesioną do jednostki masy – jest to około 2,5 razy więcej niż dla metanu. Istotną wadą jest niska objętościowa gęstość energii. Gęstość energii w masie dla wodoru wynosi aż 33,3 kWh/kg, lecz w odniesieniu do objętości gazu pod ciśnieniem 30 MPa to zaledwie 0,75 kWh/l.

Zastosowanie odnawialnych źródeł energii do produkcji paliwa pozwala na decentralizację sektora energetycznego, zwiększanie bezpieczeństwa oraz niezależności energetycznej regionów, również w miejscach oddalonych od dużych ośrodków miejskich. Długofalowo, może to pozwolić samorządom na dekarbonizację lokalnych systemów oraz efektywną walkę ze stale rosnącym deficytem energetycznym.

Wdrażanie technologii wodorowych do polskiej energetyki może prowadzić nie tylko do decentralizacji systemu, ale również ograniczenia emisji. Wodór, jako paliwo, jest nietoksyczny, a jego wykorzystanie nie powoduje uwalniania do atmosfery dwutlenku węgla oraz innych szkodliwych substancji, takich jak tlenki siarki (powstające przy spalaniu węgla). Produkcja energii elektrycznej w oparciu o ogniwa paliwowe nie generuje tlenków azotu (Lucia 2014). Podczas spalania wodoru tlenki te powstają, jednak transformacja zainicjuje stosowanie technologii odazotowania spalin z silników i turbin gazowych zasilanych mieszankami bogatymi w wodór (Lewis 2021). Ponadto, paliwo to daje perspektywę na zmniejszenie zanieczyszczenia hałasem, a dzięki kompaktowej budowie instalacji, nie wpływają one istotnie na krajobraz.



Ogromną zaletą niektórych technologii wodorowych jest elastyczność pracy. Układy oparte na elektrolizie, to systemy szybko reagujące, co sprawia, że doskonale nadają się do magazynowania chwilowych nadwyżek energii. Taka responsywność pozwoli w przyszłości budować długofalową rezyliencję sieci i zwiększać udział odnawialnych źródeł w miksie energetycznym. Bezpośrednim produktem elektrolizy wody jest również tlen, który może być wykorzystywany w procesach spalania jako utleniacz lub w innych gałęziach gospodarki, na przykład w medycynie. Choć obecnie większość projektów w Polsce ma charakter pilotażowy, ich zaletą jest kompaktowa budowa i skalowalność. Dzięki temu, aktualnie realizowane testowe instalacje będą mogły zostać rozbudowane w większe obiekty.

Niezależnie od ścieżki wykorzystania wodoru – czy to w ogniwach paliwowych, czy w procesie spalania – będzie stanowić on ważny element w procesie dekarbonizacji wielu sektorów, ze względu na swoją wysoką gęstość energetyczną wyrażoną na jednostkę masy. Przykładem może być transport, w którym zmniejszenie negatywnego wpływu na środowisko stanowi duże wyzwanie. Szeroko dyskutowane są ograniczenia strategii polegającej na promowaniu pojazdów elektrycznych, ze względu na osiągnięte przez nie zasięgi, czas oraz technikę ładowania. Pod tym względem, wielu specjalistów widzi przewagę zastosowania technologii opartej na wykorzystaniu wodoru jako paliwa, aby osiągnąć cele stawiane w zakresie elektromobilności (Thomas 2009).

Elastyczność, wyrażona poprzez liczne możliwości zastosowania wodoru w energetyce i przemyśle, a także bezemisyjnej produkcji i utylizacji z wykorzystaniem różnorodnych technik, stanowi o jego wartości z perspektywy transformacji energetycznej. Ponadto, alternatywne technologie wytwarzania wodoru z surowców, takich jak odpady (Kapdan i Kargi 2006), w tym osady ściekowe, wpisują się w ideę obiegu zamkniętego. Poza korzystnymi cechami ekonomicznymi, pozwalają zmniejszyć problemy związane ze składowaniem i wynikającymi z niego zanieczyszczeniami gleby, wód i powietrza.

## **2. Kompleksowa gospodarka**

Gospodarka wodorowa obejmuje technologie wytwarzania, magazynowania oraz wykorzystania gazu. Produkcja zielonego wodoru wiąże się ze współpracą układu generacji z jednostką wytwórczą OZE lub wykorzystaniem lokalnie produkowanych odnawialnych surowców. W związku z tym, w określonym zakresie mocy, układy te są elementem energetyki rozproszonej – działają z wykorzystaniem miejscowych źródeł i produkują różne formy energii do wykorzystania w obrębie regionu lub zakładu przemysłowego. W takich przypadkach, rozpatruje się często, tak zwaną, wyspową formę instalacji (*off-grid*), co oznacza, że strumienie energii nie przecinają osłony bilansowej obejmującej wewnętrzną infrastrukturę – energia nie jest pobierana, ani oddawana do sieci.

Wówczas, brak możliwości stosowania uzupełniającego zasilania energią z sieci wymusza odpowiedni dobór mocy urządzeń, ze szczególnym uwzględnieniem źródeł, węzła generacji i magazynowania, w celu zapewnienia ciągłości dostaw. Wyzwaniem jest dobór odpowiedniego systemu magazynowania, który pozwoli maksymalnie wykorzystać potencjał produkcyjny układu, spełni funkcję zabezpieczenia zapasu energii chemicznej, a jednocześnie, zmieści się

na wyznaczonym terenie i nie zwiększy nadmiernie nakładów inwestycyjnych. Prowadzi się wiele badań nad możliwością wykorzystania sieci gazowej jako buforu magazynowego dla zielonego wodoru (Haeseldonckx i Dhaeseleer 2007). Z pewnością, korzystne byłoby zastosowanie istniejącej infrastruktury do zazielenienia systemu, jest to również najtańszy sposób na transport wodoru. Technicznym wyzwaniem jest jednak zminimalizowanie przenikania oraz zabezpieczenie rurociągów przed degradacją na skutek zjawiska kruchości wodorowej, którą powoduje gromadzenie się w metalu atomów tego pierwiastka (Sun i Frank Cheng 2022).

Szeroki zakres płynnej regulacji wydajności, dopuszczalność szybkich zmian mocy oraz długa żywotność powoduje, że instalacje produkcji i utylizacji wodoru bardzo dobrze wyrównują profil produkcji energii z OZE, dzięki czemu pozwalają bilansować system, niwelując skutki nierównomiernej pracy odnawialnych źródeł zależnych od warunków atmosferycznych.

Międzysezonowe przenoszenie energii z OZE w formie energii chemicznej, wydaje się korzystniejsze przy zastosowaniu paliw płynnych produkowanych z wodoru (na przykład amoniaku) lub uzupełnianiu produkcji gazowego wodoru z innych źródeł. W lokalnej gospodarce, zastosowanie może znaleźć przetwarzanie fizykochemiczne odpadów organicznych. Produkty pośrednie z takich procesów mogą być bezpiecznie magazynowane przez długi czas, a ich skład i parametry są zbliżone do węgla brunatnego. Wykorzystanie, na przykład, osadów ściekowych jest korzystne także ze względu na możliwość uniknięcia dodatkowego kosztu operacyjnego dla oczyszczalni związanego z utylizacją odpadów, a realizowane w ten sposób ponowne wykorzystanie materii, stanowi doskonały przykład gospodarki obiegu zamkniętego.

Zaopatrzenie odbiorców w energię elektryczną, ciepło, a nawet chłód możliwe jest poprzez zastosowanie wielu dostępnych technik wykorzystujących wodór lub paliwa powstające na jego bazie. Ogniwa paliwowe, dostępne w szerokim zakresie mocy, są technologią komercyjnie dojrzałą. Ich praca nie wymaga dostarczenia innych substratów, poza wodorem oraz tlenem pochodzącym z powietrza. Wiele firm pracuje nad optymalizacją procesu spalania wodoru (Smirnov i Nikitin 2014), przy czym nieczęsto oferowane są jeszcze silniki wewnętrznego spalania zasilane czystym pierwiastkiem. Zwykle są to jednostki dostosowane do spalania mieszaniny gazu ziemnego z wodorem. Podobna sytuacja występuje w przypadku turbin gazowych. Niezależnie od tego, urządzenia te umożliwiają ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej oraz ciepła.

Istnieje wiele procesów przemysłowych, które mogą być poddane transformacji, poprzez zamianę paliwa kopalnego na wodór. Flagowym przykładem jest redukcja  $Fe_2O_3$  w wielkim piecu, gdzie jako czynnik redukujący wykorzystuje się węgiel i tlenek węgla, które można zastąpić wodorem (Zieliński i in. 2010).

Ze względu na rosnącą popularność innowacji wodorowych i opisane powyżej korzyści, pojawiają się inicjatywy wspólnot, samorządów czy porozumień przedsiębiorców, dotyczące implementacji tego typu rozwiązań. Wiele z nich skupia się na zakupie taborów oraz budowaniu infrastruktury do tankowania pojazdów zasilanych wodorem. Zdaje się, że ten kierunek jest właściwy z perspektywy budowy nowego rynku, w którym równie ważne jest kreowanie strony podażowej jak i popytowej. Wielu operatorów transportu publicznego za-

uważyło korzyści płynące z inwestycji w autobusy wodorowe – zakontraktowano już zakup około 120 sztuk przy współfinansowaniu poprzez program Zielony Transport Publiczny. Już trzy polskie firmy opracowały i wprowadziły do sprzedaży autobusy z ogniwami paliwowymi. Powstały także pierwsze lokomotywy wodorowe. Rozszerzenie tego trendu na pojazdy osobowe wymaga intensywnej rozbudowy sieci stacji tankowania w kraju (obecnie funkcjonuje jedna stacja mobilna w Krakowie), a także zapewnienie stabilnych dostaw paliwa, więc prawdopodobnie zajmie wiele lat.

Wraz z rozwojem technologii oraz rozbudową infrastruktury, w lokalnych społecznościach czy zakładach przemysłowych, będzie można wykorzystać miejscowe moce wytwórcze OZE oraz odpady do produkcji wodoru, umożliwiającego stabilne, niezależnie od pory dnia i roku dostawy energii elektrycznej, ciepła, chłodu oraz stanowiącego paliwo do transportu. Bezsprzecznie, przyczyni się to do zwiększenia niezależności energetycznej oraz pełnić będzie znaczącą rolę w procesie dekarbonizacji.

### **3. Wybrane projekty wodorowe w Polsce**

Infrastruktura wodorowa w Polsce jest równolegle rozwijana przez wiele podmiotów. Wśród najbardziej aktywnych jest, między innymi, Grupa ORLEN, która rozwija się zarówno w obszarach mobilności jak i przemysłu oraz energetyki. Jej działania obejmują tworzenie HUB-ów, które pozwalają na zaopatrzenie kluczowych rynków zbytu. Do 2030 roku ORLEN planuje wybudować instalacje produkujące wodór o łącznej mocy 540 MW, przy czym około 50% jego wolumenu będzie można określić jako nisko- lub zeroemisyjny. W perspektywie długoterminowej moc ta wzrośnie do 1 GW, przy czym aż 80% zostanie wykorzystana na produkcję zielonego wodoru (Strategia Wodorowa Grupy ORLEN, n.d.).

Istotnym w skali kraju projektem jest również inwestycja w układ produkcji wodoru, w oparciu o elektrolizę oraz stację napełniania magazynów mobilnych, realizowana przez ZE PAK SA przy Elektrowni Konin, współfinansowana ze środków europejskich w ramach Funduszu Innowacyjnego. W pierwszym etapie, moc instalacji wyniesie 2,5 MW, a w kolejnym 5 MW, z perspektywą na dalszą rozbudowę przy uzyskaniu odpowiednich pozwoleń. Urządzenia będą w całości zasilane energią odnawialną. Projekt jest doskonałym przykładem tego, jak modułowy charakter instalacji umożliwia jej stopniową rozbudowę (Produkcja Wodoru w ZE PAK SA 2021).

Budowa łańcucha wartości związanej z gospodarką wodorową jest wspierana przez tworzenie dolin wodorowych, w których realizowane są projekty inwestycyjne oraz B+R+I (badania-rozwoj-implementacja). Polska Strategia Wodorowa zakłada powstanie co najmniej pięciu, przy czym już istnieje, lub są zawiązywane następujące doliny: Śląska, Dolnośląska, Wielkopolska, Pomorska, Mazowiecka oraz Podkarpacka. Dla przykładu, Pomorska Dolina Wodorowa, zrzeszająca firmy, uczelnie oraz Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego zajmuje się rozwojem transportu lądowego oraz morskiego, opartej na zielonym wodorze. Z kolei w Wielkopolsce sygnatariusze skupiają się na produkcji zeroemisyjnego paliwa. Jako pierwsza została powołana Dolina Podkarpacka, która chce wykorzystać potencjał regionu do produkcji ogniw paliwowych, autobusów wodorowych,

a w przyszłości także w pracach związanych z wykorzystaniem wodoru do napędzania samolotów (H2Poland 2021).

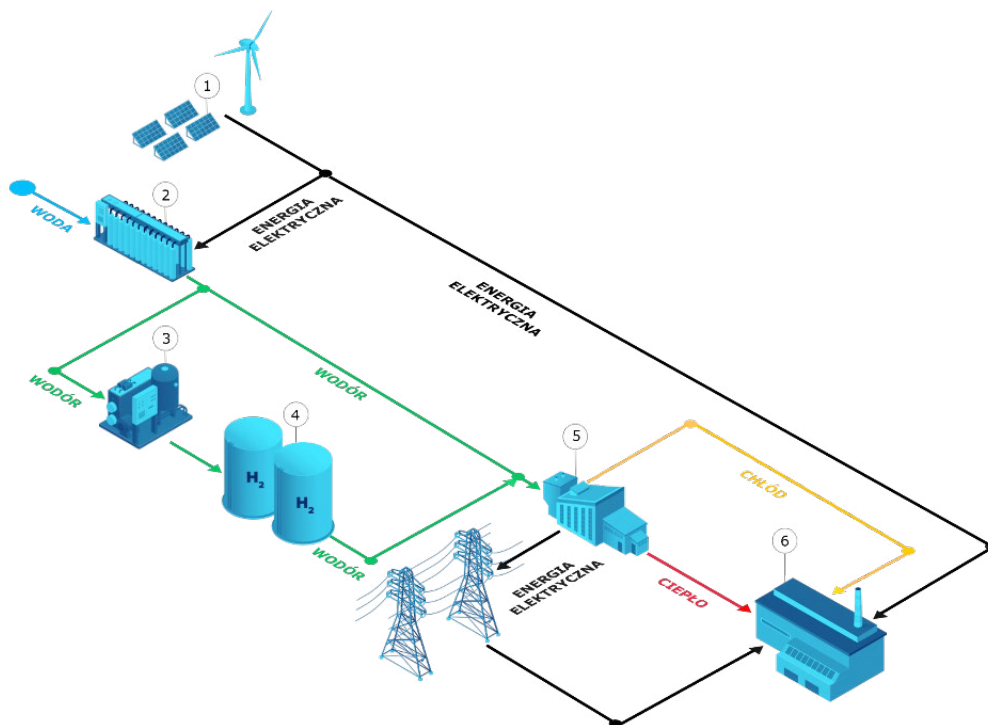
Proces transformacji energetycznej, w tym realizacja projektów związanych z rozproszonym wytwarzaniem energii i równoważeniem zapotrzebowania, dystrybucji w ramach sieci o napięciu 110 kV i obrotu energią z odnawialnych źródeł i paliw alternatywnych, wspierany jest poprzez zawieranie porozumień cywilnoprawnych zwanych klastrami energii.

Energetyczny Klaster Oławski EKO prowadzi projekty rozwijające lokalną produkcję czystej energii oraz jej magazynowanie. Jedną z inicjatyw, realizowaną na terenie zakładów produkcyjnych należących do firmy Promet-Plast, jest budowa pionierskiego układu wytwarzania wodoru zasilającego wysokosprawną jednostkę trigeneracji, o całkowitej nominalnej mocy elektrycznej do 1 MW. Jej podstawowym urządzeniem będzie elektrolizer z membraną elektrolitowo-polimerową (PEM) o mocy 5 MW wraz z magazynem wodoru i infrastrukturą towarzyszącą. Inwestycja współfinansowana ze środków Europejskiego Funduszu Spójności, w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020, ma na celu poprawę efektywności wykorzystania energii pierwotnej w paliwie i zmniejszenie zużycia nieodnawialnych źródeł energii, a rolę generalnego wykonawcy pełni SBB ENERGY SA.

Wytworzony w elektrolizerze wodór, poprzez układ redukcji ciśnienia, będzie przesyłany do agregatu kogeneracyjnego, składającego się z silnika spalinowego i generatora oraz układu wyprowadzenia ciepła, w którym jego energia chemiczna zostanie przemieniona w procesie spalania, na energię mechaniczną oraz energię cieplną. Posłużą one odpowiednio do wytworzenia energii elektrycznej w generatorze, zagospodarowania ciepła i produkcji chłodu w agregacie absorpcyjnym. W okresach zmniejszonego zużycia wodoru w bloku kogeneracyjnym, jednostka umożliwi jego sprężenie i zmagazynowanie. Rysunek 1 przedstawia schemat poglądowy instalacji, obejmujący następujące elementy:

1. Źródła energii odnawialnej,
2. Układ generacji i doczyszczania wodoru wraz ze stacją uzdatniania wody oraz stacją redukcji ciśnienia,
3. Węzeł sprężania wodoru,
4. System magazynowania wodoru,
5. Węzły agregatu kogeneracyjnego oraz agregatu absorpcyjnego z wieżą chłodniczą,
6. Odbiorca – zakład produkcyjny.

Sygnatariuszem Porozumienia Sektorowego na Rzecz Rozwoju Gospodarki Wodorowej w Polsce jest, między innymi, Grupa Kapitałowa PKP ENERGETYKA. Godnym uwagi jest realizowany przez Spółkę projekt, pt. „System dynamicznej redukcji obciążenia podstacji trakcyjnej, działający z wykorzystaniem zasobnika dużej mocy” współfinansowany ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego przez Program Operacyjny pt. Inteligentny Rozwój 2014–2020 i realizowany w ramach konkursu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju: nr 8 Programu sektorowego „PBSE”. Celem przedsięwzięcia jest opracowanie i wdrożenie systemu redukcji mocy szczytowych w stacjach trakcyjnych należących do Grupy. W ramach projektu, w lipcu 2021 roku, uruchomiona została pilotażowa instalacja wielkoskalowego magazynu energii obejmująca system baterijny składający się z 4240 ogniw litowo-jonowych zgrupowanych w łańcuchy, oraz systemu przekształcania energii, z jego głównym elementem, którym jest modułowy, dwukierunkowy przekształtnik energoelektro-



Rys. 1. Konceptyjny schemat blokowy układu produkcji wodoru oraz trigeneracji (opracowanie własne)

Fig. 1. Conceptual block diagram of hydrogen production and trigeneration system

niczny DC/DC. Obie części zabudowane są w kontenerach zlokalizowanych na terenie podstacji trakcyjnej Garbce w gminie Żmigród. Jest to pierwsza tego typu instalacja w Polsce, innowacyjna również w skali światowej (Artyszak 2021).

Kolejnym etapem realizacji opisanego wyżej projektu jest wybudowanie wodowego systemu magazynowania energii współpracującego z powstającą, w ramach odrębnej inwestycji, instalacją fotowoltaiczną oraz istniejącą już infrastrukturą baterijną w Garbcach. Koncepcja technologiczna została opracowana wspólnie przez PKP ENERGETYKA i zespół naukowców z Uniwersytetu Zielonogórskiego (PKP ENERGETYKA SA 2022), a rolę Generalnego Wykonawcy dla tego zadania pełni SBB ENERGY SA. Zakres trwających prac, dotyczących instalacji wodowej, stanowiącej część przyszłej mikro sieci, został zaznaczony na

Rysunek 3 przerywaną linią, a poszczególne symbole oznaczają kolejno:

1. Układ generacji wodoru,
2. Węzeł sprężania wodoru,
3. Układ magazynu buforowego,
4. Ogniwo paliwowe,
5. Istniejący, baterijny magazyn energii,

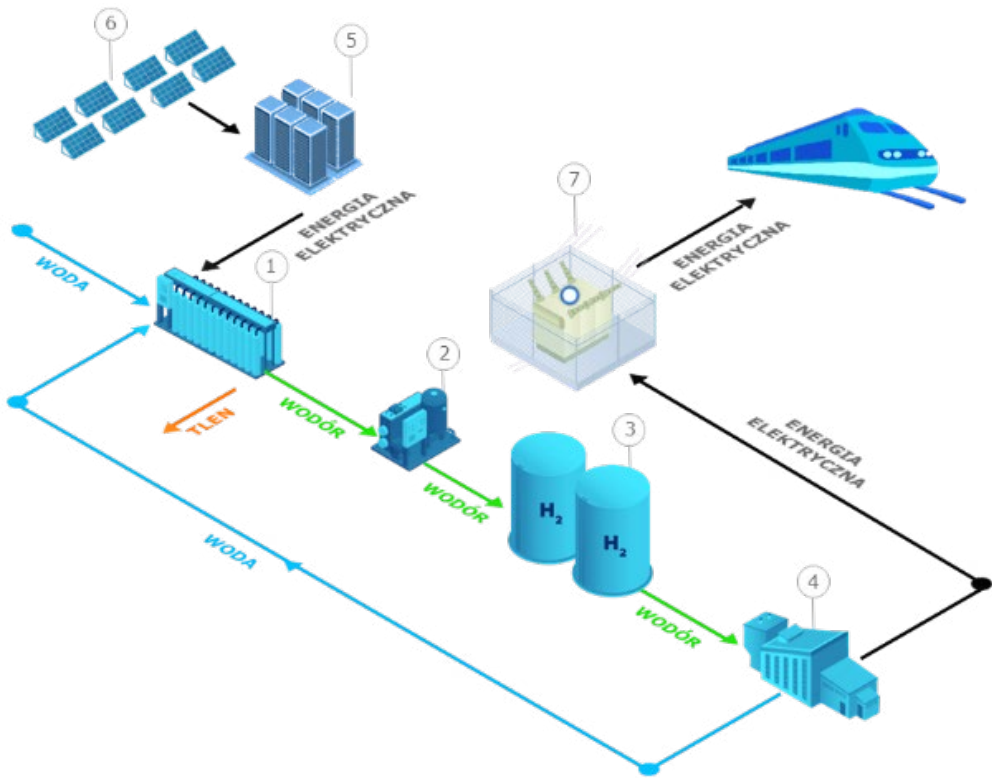


Rys. 2. Prace na placu budowy na terenie Promet-Plast w Gaju Oławskim (opracowanie własne)

Fig. 2. Work on the construction site at the Promet-Plast in Gaj Olawski

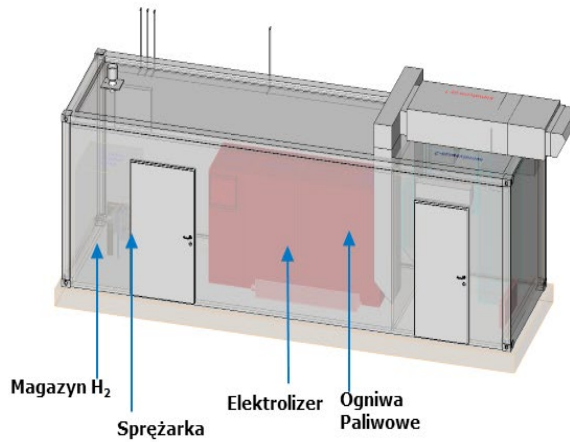
6. Źródła energii odnawialnej,
7. Odbiorca energii – podstacja trakcyjna.

Wodór produkowany będzie w elektrolizerze typu AEM (*Anion Exchange Membrane*), w którym elektrolitem jest wodny roztwór KOH o niskim stężeniu. Całe wyposażenie układu generacji zostanie zamontowane w szafie technicznej. Wyprodukowany wodór będzie sprężany, z wykorzystaniem sprężarki dwustopniowej oraz magazynowany w mobilnych butlach stalowych, łączonych w zestawy montowane w stelażu. Produkt będzie następnie kierowany do ogniwa paliwowego, generującego energię elektryczną do zasilania trakcji. Cechą charakterystyczną projektu jest umieszczenie wszystkich kluczowych elementów instalacji w jednym kompaktowym kontenerze (rys. 4). W ten sposób, powstanie pierwsza w Polsce, nowatorska, przyjazna dla środowiska mikrościeć dla sektora kolejowego. Ponadto, zastosowanie mobilnych butli magazynowych – możliwych do odłączenia od całego układu – pozwoli na wykorzystanie części produkowanego pierwiastka, także do innych celów – badawczych, lub potencjalnie, do zasilania pociągów PKP Energetyka.



Rys. 3. Schemat blokowy mikro sieci w Garbceach (opracowanie własne)

Fig. 3. Block diagram of the microgrid in Garbce



Rys. 4. Układ kontenerowej instalacji wodorowej (opracowanie własne)

Fig. 4. Containerized layout of the hydrogen plant

## 5. Polska Strategia Wodorowa i legislacja w Polsce

Środowisko legislacyjne związane z wodorem w Polsce jest obecnie kształtowane i definicje prawne wodoru, pojęć pokrewnych i standardów z tym związanych dopiero powstają. Brak jest kompleksowych rozwiązań oraz stabilnego i, przede wszystkim, spójnego prawodawstwa krajowego sprzyjającego realizacji opisywanych przedsięwzięć.

Opracowana przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska „Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040” (PSW), opublikowana w październiku 2021, nie stanowi źródła powszechnie obowiązującego prawa. Jest dokumentem, który określa główne cele i kierunki rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, w tym również rodzaje interwencji, jakie są pożądane dla ich osiągnięcia. Dokument wskazuje na potrzebę stabilnego otoczenia regulacyjnego, obejmującego nie tylko zmiany w samej ustawie o prawie energetycznym, ale także innych aktów prawnych, między innymi ustaw o elektromobilności i paliwach alternatywnych, czy o prawie budowlanym, które powinny objąć wybrane zagadnienia wodorowe. Strategia ta wpisuje się w globalne, europejskie oraz krajowe działania mające na celu osiągnięcie gospodarki niskoemisyjnej. Niewątpliwie stanowi ona impuls w rozwoju gospodarki wodorowej, niestety nie zastępuje aktów prawnych. Jest to odpowiedź na opublikowaną 08.07.2020 r. przez Komisję Europejską „Strategię w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu”.

Polska Strategia wskazuje 6 celów:

- wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie;
- wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie;
- wsparcie dekarbonizacji przemysłu;
- produkcja wodoru w nowych instalacjach;
- sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru;
- stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego.

PSW rozpoznaje strategiczny charakter wodoru, kładąc szczególny nacisk na źródła nisko- i zeroemisyjne, gdzie wodór, jako magazyn energii usprawni zwiększenie udziału odnawialnych źródeł w polskim miksie energetycznym.

W najbliższych latach zaplanowano wspieranie działalności badawczo-rozwojowej, powstawanie dolin wodorowych oraz zawiązanie „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej” zraszającego ekspertów z sektora publicznego i prywatnego, pełniącego rolę instrumentu wykonawczego założeń strategii. Tworzy ono nowy model współpracy administracji z biznesem i nauką.

Wśród przyjętych wskaźników realizacji celów, znalazło się między innymi 2 GW zainstalowanej mocy instalacji do produkcji niskoemisyjnego wodoru do 2030 r. Biorąc pod uwagę fakt, że aktualnie moc ta wynosi 0 MW, a największe instalowane aktualnie w Polsce elektrolizery mają moc 5 MW, można wnioskować, że w najbliższym czasie tempo inwestycji musi się zwiększyć. Przewidziano także 800–1000 będących w użyciu autobusów wodorowych. Program Zielony Transport Publiczny skutecznie wsparł proces zwiększania taboru wodorowego wśród operatorów transportu publicznego – dotychczas zakontraktowano zakup około 120 pojazdów. Aby jednak mogły one funkcjonować, konieczna jest rozbudowa infrastruktury. Obecnie działa jedna, mobilna stacja tankowania na terenie Krakowa, a w trakcie



postępowań przetargowych są kolejne: w Wałbrzychu, Pile i Włocławku, przy czym PSW zakłada powstanie minimum 32 stacji do 2025 roku.

W kwietniu 2022 r. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów (KPRM) opublikowała komunikat o podjęciu prac w zakresie zmiany ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Projekt zakłada wprowadzenie definicji wodoru jako paliwa oraz określenie ram prawnych uwzględniających międzysektorowe możliwości jego stosowania. Ponadto panuje się powołanie krajowego operatora sieci wodorowych, a do tego czasu wdrożenie przepisów przejściowych dla tego typu sieci przesyłowych.

## **6. Doświadczenia i wnioski**

Obecnie podejmowanych jest wiele działań mających na celu rozwój gospodarki wodorowej, choć wciąż stosunkowo niewiele polskich firm specjalizuje się w tym zakresie. Największym zagrożeniem dla dotrzymania terminów ustalonych w harmonogramach prowadzonych aktualnie inwestycji wodorowych są opóźnienia w dostawach kluczowych komponentów. Nie ulega wątpliwości, że jest to wciąż niedojrzały rynek, a pandemia oraz konflikty zbrojne i polityczne dodatkowo zaburzają nierozwinięte łańcuchy dostaw. Ponadto, ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne, rozpoczęcie nowych projektów jest często uzależnione od dofinansowania dotacyjnego. Uruchomienie środków z Krajowego Planu Odbudowy mogłoby zainicjować wiele projektów, które pozostają w fazie przygotowawczej.

Brak jest także dobrych praktyk organów administracji publicznej, co niekiedy uniemożliwia sprawne procedowanie kwestii związanych z realizacją projektu i prowadzi do opóźnień w wydawaniu decyzji, czy też utrudnia prawidłową kwalifikację przedsięwzięcia. Brak standardów technicznych prowadzi do konieczności posługiwania się wzorami zagranicznymi lub tymi, które dotyczą innych sprężonych gazów palnych, co nie odzwierciedla charakterystyki wodoru jako paliwa i jego wpływu na środowisko.

Dlatego, na przykład z punktu widzenia zagrożeń pożarowych, utrudniona jest klasyfikacja inwestycji jako należącej do jednej z grup: „zawsze oddziałujących –” lub „potencjalnie oddziałujących na środowisko”, na podstawie której podejmowane są decyzje o wydaniu warunków środowiskowych.

Spełnienie ambitnych celów wyznaczonych w Polskiej Strategii Wodorowej wymaga równoległego rozwoju energetyki odnawialnej. Liberalizacja tak zwanej „ustawy odległościowej”, zakończenie prac nad ustawą o prawie energetycznym i ustawy o odnawialnych źródłach energii, wprowadzenie kompleksowych rozwiązań i spójnego prawodawstwa zniwelowałoby wiele barier we wprowadzaniu w życie planów rozwoju rynku wodorowego, gdyż przyrost mocy z różnorodnych źródeł odnawialnych stanowić będzie najważniejszy czynnik stabilizujący dostawy nowego paliwa (Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą Do 2040 r. 2021).

## Literatura

- Acar, C. i Dincer, I. 2014 – Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources. *International Journal of Hydrogen Energy* 39(1), 1–12, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.10.060.
- Artyszak, D. 2021 – System dynamicznej redukcji obciążenia podstacji trakcyjnej, działający z wykorzystaniem zasobnika dużej mocy. *Wiadomości Elektrotechniczne* 89(11), s. 17–24, DOI: 10.15199/74.2021.11.4.
- Dincer, I. i Acar, C. 2015. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy* 40(34), s. 11094–11111, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.12.035.
- H2Poland 2021 – *Doliny wodorowe w Polsce*. [Online] <https://H2poland.Eu/Pl/Kategorie/Doliny-Wodorowe/Odbior-Spoleczny/Doliny-Wodorowe-w-Polsce/> [Dostęp: 15.09.2022].
- Haeseldonckx, D. i Dhaeseleer, W. 2007 –. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. *International Journal of Hydrogen Energy* 32(10–11), s. 1381–1386. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2006.10.018.
- Ishaq i in. 2022 – Ishaq, H., Dincer, I. i Crawford, C. 2022 – A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. *International Journal of Hydrogen Energy* 47(62), s. 26238–26264, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.11.149.
- Ismail, M.M. i Dincer, I. 2023 – Development and evaluation of an integrated waste to energy system based on polyethylene plastic wastes pyrolysis for production of hydrogen fuel and other useful commodities. *Fuel* 334, DOI: 10.1016/j.fuel.2022.126409.
- Kapdan, I.K. i Kargi, F. 2006 – Bio-hydrogen production from waste materials. *Enzyme and Microbial Technology* 38(5), s. 569–582, DOI: 10.1016/j.enzmictec.2005.09.015.
- Lewis, A.C. 2021 – Optimising air quality co-benefits in a hydrogen economy: A case for hydrogen-specific standards for NOx emissions. *Environmental Science: Atmospheres* 1(5), s. 201–207, DOI: 10.1039/d1ea00037c.
- Lucia, U. 2014 – Overview on fuel cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, s. 164–169, DOI: 10.1016/j.rser.2013.09.025.
- PKP ENERGETYKA SA (2022, February 3). *Wodorowa rewolucja na kolei coraz bliżej. Powstanie pierwsza polska mikrościeć trakcyjna z wykorzystaniem elektrolizerów*. [Online] <https://www.Pkpenenergyka.Pl/Aktualnosc/2022/Wodorowa-Rewolucja-Na-Kolei-Coraz-Blizej-Powstanie-Pierwsza-Polska-Mikrosiec-Trakcyjna-z-Wykorzystaniem-Elektrolizerow> [Dostęp: 15.09.2022].
- Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.* (2021). [Online] <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20170000036> [Dostęp: 15.09.2022].
- Produkcja wodoru w ZE PAK SA.* (2021, October 4). [Online] <https://www.Zepak.Com.Pl/Pl/Elektrownie/Elektrownia-Patnow-Konin/Elektrownia-Konin/Produkcja-Wodoru-w-Ze-Pak-Sa.html> [Dostęp: 15.09.2022].
- Smirnov, N.N. i Nikitin, V.F. 2014 – Modeling and simulation of hydrogen combustion in engines. *International Journal of Hydrogen Energy* 39(2), s. 1122–1136, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2013.10.097.
- Strategia wodorowa Grupy ORLEN* (n.d.). [Online] <https://www.Orlen.Pl/Pl/o-Firmie/Zrownowazony-Rozwoj/Strategia-Wodorowa-Grupy-ORLEN-Do-2030-Roku> [Dostęp: 15.09.2022].
- Sun, Y. i Frank Cheng, Y. 2022 – Hydrogen-induced degradation of high-strength steel pipeline welds: A critical review. *Engineering Failure Analysis* 133, DOI: 10.1016/j.engfailanal.2021.105985.
- Thomas, C.E. 2009 – Fuel cell and battery electric vehicles compared. *International Journal of Hydrogen Energy* 34(15), s. 6005–6020, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2009.06.003.
- Zieliński i in. 2010 – Zieliński, J., Zglinicka, I., Znak, L. i Kaszukur, Z. 2010 – Reduction of Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> with hydrogen. *Applied Catalysis A: General* 381(1–2), s. 191–196, DOI: 10.1016/j.apcata.2010.04.003.

## Rozproszona generacja wodorowa odpowiedzią na potrzeby transformacji energetycznej

Słowa kluczowe: wodór, transformacja energetyczna, dekarbonizacja, trigeneracja

Streszczenie: Wodór będzie stanowił ważny element w procesie transformacji energetycznej, jako ogniwo łączące odnawialne źródła energii z wieloma gałęziami gospodarki – od paliw dla transportu, poprzez procesy przemysłowe, aż do generacji energii elektrycznej i ciepła. Instalacje pracujące na pokrycie lokalnego zapotrzebowania na paliwo, z wykorzystaniem pobliskich źródeł, zwiększą bezpieczeństwo energetyczne regionów i ułatwią dekarbonizację

wielu sektorów, zgodnie z założeniami Pakietu Klimatycznego oraz aktualnym planem RePowerEU. Wodór stanowi także element bilansujący dla stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. Droga do rozwoju gospodarki wodorowej wymaga natomiast wypracowania standardów, optymalizacji rozwiązań technicznych, budowania łańcucha dostaw oraz wprowadzenia stabilnego otoczenia prawnego.

Niniejszy rozdział podsumowuje kluczowe cechy nośnika energii, jakim jest wodór, najważniejsze technologie jego produkcji i wykorzystania oraz ich potencjalny wpływ na rynek energii. Opisano również warianty zastosowania paliwa rozpatrywane przy budowaniu gospodarki wodorowej i jej rolę w procesie transformacji energetycznej, które stanowią o potencjale technologii i uzasadniają podejmowane działania. Polska obecnie produkuje około 1 mln ton wodoru rocznie, głównie poprzez reforming parowy gazu ziemnego. Posiadane doświadczenia w tym zakresie powalają nam na podejmowanie działań związanych z dekarbonizacją istniejących źródeł wytwórczych oraz rozwój nowych źródeł zeroemisyjnych. Obecny proces tworzenia się nowego rynku opartego na wykorzystaniu nisko- i bezemisyjnego wodoru sprzyja powstawaniu wielu ciekawych inicjatyw, w tym struktur nazwanych Dolinami Wodorowymi. W rozdziale opisano aktywne podmioty i wybrane projekty realizowane aktualnie w Polsce. Podjęto także temat założeń Polskiej Strategii Wodorowej – opisano główne cele, które ona wyznacza, a także zagadnienia związane z trwającymi zmianami legislacyjnymi. Podsumowanie zawiera wnioski wyciągnięte z realizacji pierwszych projektów wodorowych w Polsce przez firmę SBB ENERGY SA.

## *Distributed hydrogen generation as a response to energy transition needs*

Keywords: hydrogen, energy transition, decarbonization, trigeneration

Abstract: Hydrogen will be an important element in the energy transition, as a link between renewable energy sources and many sectors of the economy – from fuels for transportation to industrial processes to electricity generation and heat. Installations working to meet local fuel needs, using neighbouring sources, will increase regional energy security and facilitate the decarbonization of many sectors, in line with the Climate Package and the current RePowerEU plan. Hydrogen can also provide a balancing element for the stable operation of the electric power system. However, the road to the growth of the hydrogen economy requires the development of standards, the optimization of technical solutions, the building of a supply chain and the introduction of a stable legal environment.

This chapter summarizes the key features of the hydrogen energy carrier, the most important technologies for its production and use, and their potential impact on the energy market. It also describes the fuel application variants considered in building a hydrogen economy and its role in the energy transition process, which represent the potential of the technology and justify the actions being taken. Poland currently produces about 1 million tons of hydrogen per year, mainly through steam reforming of natural gas. The experience we have in this area allows us to take steps to decarbonize existing generation sources and develop new zero-carbon production sources. The current process of creating a new market based on the use of low- and zero-emission hydrogen is fostering the formation of many interesting initiatives, including structures called Hydrogen Valleys. The chapter describes active players and selected projects currently underway in Poland. The assumptions of the Polish Hydrogen Strategy are also addressed – the main goals it sets are described, as well as issues related to ongoing legislative changes. The summary includes lessons learned from the implementation of the first hydrogen projects in Poland by SBB ENERGY SA.



Bartosz CERAN<sup>1</sup>  
Robert WRÓBLEWSKI<sup>2</sup>

## **Wyznaczanie wartości czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera zasilanego z farmy fotowoltaicznej**

### **Wprowadzenie**

„Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.” określa cele i działania dotyczące rozwoju technologii wodorowych w sektorach energetyki, transportu oraz przemysłu (Gov 2023). Wdrażanie technologii wodorowych w sektorze energetyki ma związek z transformacją energetyczną, która ma na celu zwiększenie udziału źródeł OZE do produkcji tzw. zielonego wodoru (Bartosik 2016), wyprodukowanego w procesie elektrolizy wody przy zasilaniu elektrolizera energią elektryczną ze źródeł odnawialnych (Chmielniak 2022; Ceran 2020).

Obecnie pojawia się coraz więcej planów na tego typu inwestycje. Przykładowo ZE PAK planuje instalację produkcji zielonego wodoru w procesie elektrolizy, przy czym do jego zasilania wykorzystywana będzie energia elektryczna wytworzona w jednostkach wytwórczych Elektrowni Konin pracujących w oparciu o kotły opalane biomasą. Moc elektrolizera ma wynosić 2,5 MW i docelowo, wg planów, zostać zwiększona do 5 MW (ZEPAK 2023).

Innym przykładem jest PKP Energetyka, która planuje budowę mikrosieci kolejowej zasilanej zielonym wodorem. Przy podstacji trakcyjnej Garbce, według założeń projektu, ma powstać system do magazynowania energii bazujący na wodorze, który będzie produkowany przez elektrolizery zasilane energią z farmy fotowoltaicznej. Uruchomienie instalacji zaplanowano na rok 2023 (PKP Energetyka 2023).

---

<sup>1</sup> Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań;  
ORCID iD: 0000-0003-0207-3193; e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

<sup>2</sup> Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań;  
ORCID iD: 0000-0003-3256-6028; e-mail: robert.wroblewski@put.poznan.pl

Istotną kwestią związaną z planowaniem rozwoju gospodarki wodorowej jest zapewnienie odpowiedniej wartości mocy w systemie elektroenergetycznym do zasilania elektrolizerów. Koszt energetyczny produkcji 1 kg zielonego wodoru wynosi około 60–70 kWh. Niezbędne jest zatem, w kontekście rozwoju sektora energetyki wodorowej, zwiększenie wartości mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym. Według autorów raportu „Zielony wodór z OZE w Polsce”, w celu rocznego wytworzenia 100 TWh zielonego wodoru należy w systemie elektroenergetycznym zainstalować 20 GW w farmach fotowoltaicznych, 20 GW w farmach wiatrowych lądowych oraz 20 GW w farmach wiatrowych morskich (DISE, PSEW 2021).

Dodatковым pozytywnym aspektem wynikającym z procesu produkcji wodoru zielonego przez zasilanie elektrolizerów ze źródeł odnawialnych jest, z punktu eksploatacji systemu elektroenergetycznego, zmniejszenie wpływu ich stochastycznego charakteru produkcji na stabilną pracę sieci elektroenergetycznych. Wykorzystanie źródeł energii elektrycznej o losowym charakterze produkcji w technologii Power to Gas P2G właściwie rozwiązuje problem stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego (Ceran 2019).

Wykorzystanie energii elektrycznej ze źródeł PV do zasilania elektrolizera jest jednym z najczęściej analizowanych w literaturze naukowej wariantem produkcji wodoru w procesie elektrolizy (Kumar 2019; Widera 2020). Relacje między wartościami mocy nominalnej elektrolizera a mocy farmy PV, z której będzie on zasilany, przekładają się bezpośrednio na wartość czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera. Z kolei jego wartość decyduje o opłacalności danej instalacji.

W rozdziale przedstawiono analizę energetyczną układu PV-elektrolizer do produkcji zielonego wodoru. Głównym celem analizy było wyznaczenie zależności między stosunkiem mocy farmy PV do elektrolizera ( $P_{PV}/P_{EL}$ ) a wartością czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera ( $T_{EL}$ ). Następnie zaproponowano metodologię doboru wartości mocy i pojemności baterii elektrochemicznej w celu wykorzystania nadwyżek energii z farmy fotowoltaicznej do produkcji wodoru w godzinach niesłonecznych.

## 1. Schemat analizowanego układu

Schemat blokowy rozpatrywanego układu przedstawiono na rysunku 1 (Ceran 2022).

Roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej farmy fotowoltaicznej opisuje wzór:

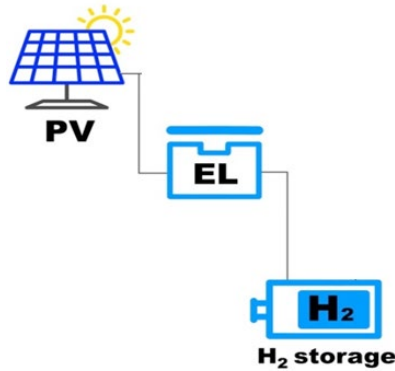
$$T_{PV} = \frac{E_{PV}}{P_{N\_PV}} \quad (1)$$

gdzie:

$T_{PV}$  – roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej farmy fotowoltaicznej [h],

$E_{PV}$  – roczna produkcja energii elektrycznej przez farmę PV [kWh],

$P_{N\_PV}$  – moc nominalna farmy fotowoltaicznej [kW].



Rys. 1. Schemat blokowy analizowanego układu: *PV* – farma fotowoltaiczna, *EL* – elektrolizer, *H<sub>2</sub> storage* – zbiornik wodoru

Fig. 1. Block diagram of analyzed system: *PV* – solar farm, *EL* – elektrolyzer, *H<sub>2</sub> storage* – hydrogen tank

Produkcję energii elektrycznej z farmy PV opisuje wzór:

$$E_{PV} = \int P_{PV}(t)dt \approx \sum_{i=1}^{8760} P_{PV}(t)\Delta t \quad (2)$$

gdzie:

- $P_{PV}(t)$  – chwilowa wartość mocy generowanej przez farmę PV [kW],
- $\Delta t$  – przedziały czasowe [h].

Chwilową wartość mocy generowanej można wyznaczyć na podstawie wzoru:

$$P_{PV} = S \cdot G(t) \cdot \eta_{PV} \cdot W_w \quad (3)$$

gdzie:

- $G(t)$  – chwilowa wartość natężenia promieniowania słonecznego [kW/m<sup>2</sup>],
- $S$  – powierzchnia czynna paneli PV [m<sup>2</sup>],
- $\eta_{PV}$  – sprawność paneli PV,
- $W_w$  – współczynnik korekcyjny uwzględniający wpływ temperatury paneli PV na wydajność produkcji.

Czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera opisuje wzór:

$$T_{El} = \frac{E_{El}}{P_{N\_El}} \quad (4)$$

gdzie:

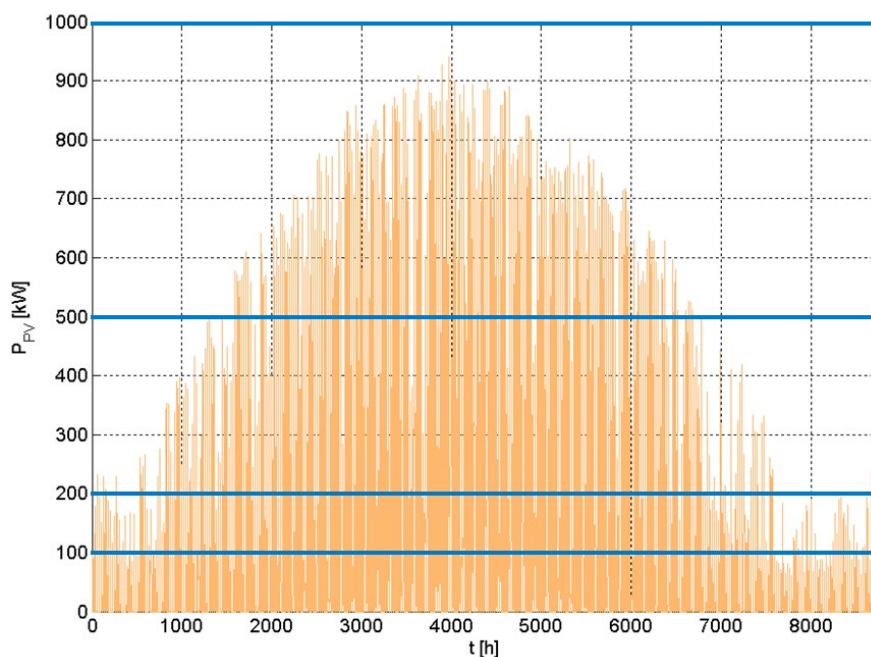
- $T_{EI}$  – roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera [h],  
 $E_{EI}$  – roczna wartość energii elektrycznej zużytej przez elektrolizer [kWh],  
 $P_{N\_EI}$  – moc nominalna elektrolizera [kW].

## 2. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera zasilanego z farmy PV

Czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera zasilanego z farmy fotowoltaicznej zależy od relacji między wartością jego mocy nominalnej a wartością mocy farmy PV, zgodnie z zależnością:

$$T_{EI} = f\left(\frac{P_{EI}}{P_{PV}}\right) \quad (5)$$

Na rysunku 2 przedstawiono roczny profil produkcji energii elektrycznej farmy fotowoltaicznej o mocy nominalnej 1000 kW oraz przykładowe wartości mocy nominalnej zasilanego z niej elektrolizera.



Rys. 2. Przykładowe wartości mocy elektrolizera zasilanego z farmy PV o mocy 1000 kW

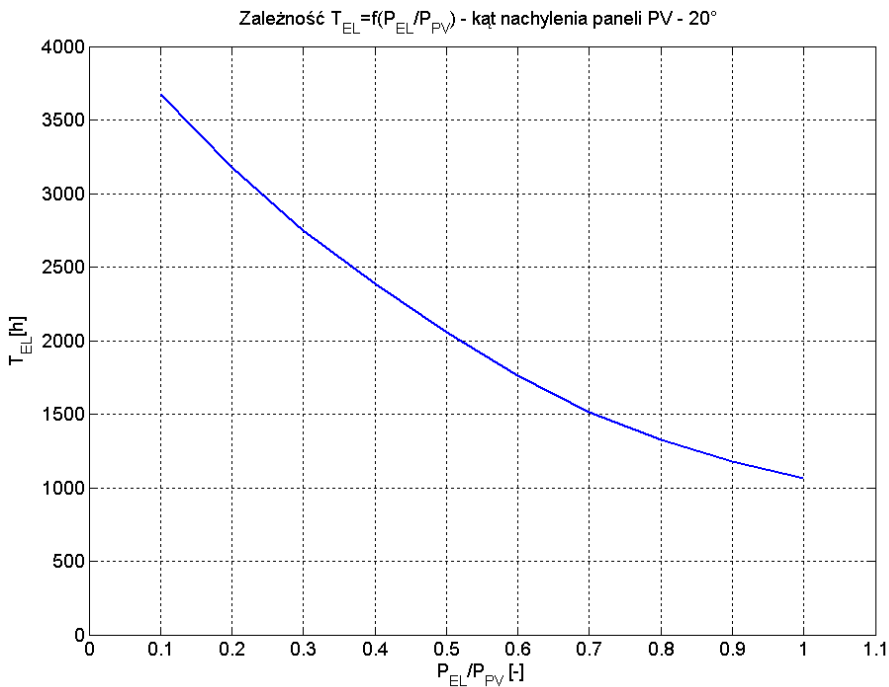
Fig. 2. Examples of the power values of an electrolyser powered by a PV farm with a capacity of 1000 kW



W przypadku, gdy moc elektrolizera jest równa mocy nominalnej farmy  $PV$  czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera będzie równy, przy pominięciu strat energii na przesyłanie od farmy do elektrolizera, wartości czasu wykorzystania mocy zainstalowanej farmy  $PV$ . Im mniejsza będzie wartość mocy elektrolizera w stosunku do mocy farmy  $PV$ , z której jest on zasilany, tym większa będzie wartość czasu wykorzystania jego mocy zainstalowanej. Jest to związane z faktem, że elektrolizer o mniejszej wartości mocy względem farmy  $PV$  będzie przez nią każdej doby w roku dłużej zasilany.

### 3. Wyniki analizy energetycznej

Przedmiotem badań symulacyjnych jest farma  $PV$  o mocy 1000 kW, z której zasilany jest elektrolizer. Wartość mocy elektrolizera została zmieniana w przedziale od 100 kW do 1000 kW. Na rysunku 3 przedstawiono wykres funkcji opisanej wzorem 5. Symulacje przeprowadzono dla kąta nachylenia paneli  $PV$  równego  $20^\circ$ .



Rys. 3. Wykres funkcji  $T_{EL} = f(P_{EL}/P_{PV})$  – kąt nachylenia paneli  $PV$  równy  $20^\circ$

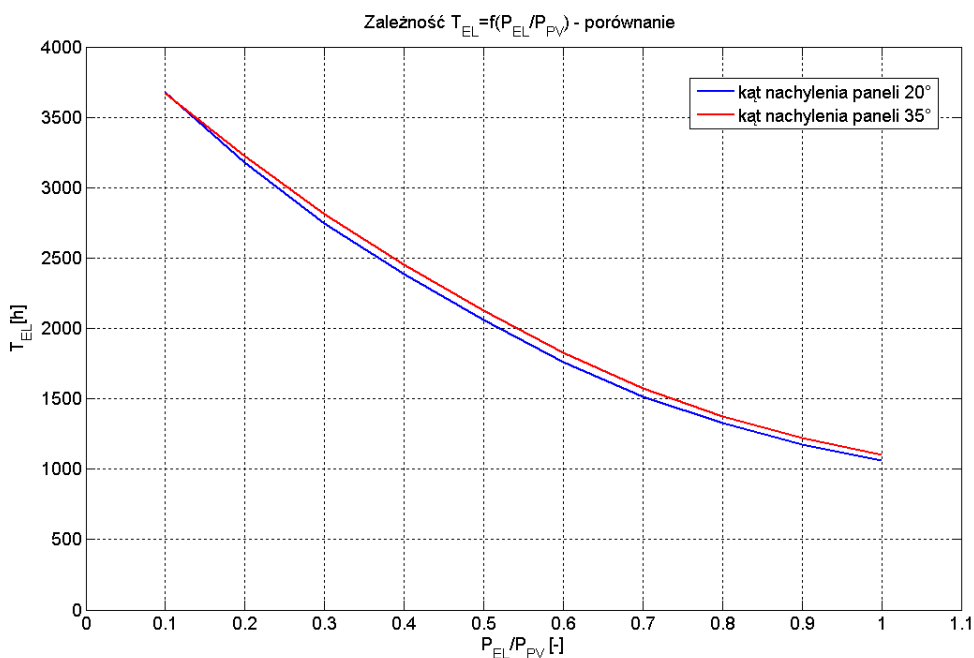
Fig. 3. Graph of the function  $T_{EL} = f(P_{EL}/P_{PV})$  – inclination angle of  $PV$  panels equal  $20^\circ$

Wyznaczona funkcja  $T_{EL} = f(P_{EL}/P_{PV})$  pozwala na prowadzenie wstępnych analiz techniczno-ekonomicznych instalacji  $PV$  elektrolizer w uproszczony sposób, bez konieczności

przewodzenia czasochłonnych analiz energetycznych. Nieliniowość charakterystyki wynika z faktu, że wraz ze zwiększaniem mocy elektrolizera wartość energii do niego doprowadzonej także wzrasta nieliniowo. Jest to bezpośrednio związane z faktem, że instalacja *PV* osiąga lepsze wyniki produkcyjne w okresie letnim w stosunku do okresu zimowego.

Dla wariantu, w którym stosunek  $P_{EL}/P_{PV}$  wynosi 1, czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera jest równy wartości czasu wykorzystania mocy zainstalowanej farmy *PV*. W przypadku wartości stosunku  $P_{EL}/P_{PV} = 0,7$  czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera wynosi 1500 h. Z kolei dla wartości współczynnika 0,2 czas wykorzystania mocy elektrolizera wynosi 3200 h. Wraz ze zmniejszaniem wartości stosunku  $P_{EL}/P_{PV}$  rośnie wartość energii niewykorzystanej z farmy *PV* do produkcji wodoru.

W celu zbadania wpływu kąta nachylenia paneli *PV* na przebieg charakterystyki  $T_{EL} = f(P_{EL}/P_{PV})$ . Przeprowadzono badania symulacyjne dla kąta nachylenia paneli *PV* 35°. Wyniki przedstawiono na rysunku 4 i w tabeli 1.



Rys. 4. Porównanie charakterystyki  $T_{EL} = f(P_{EL}/P_{PV})$  dla różnych wartości kątów nachylenia paneli *PV*

Fig. 4. Comparison of the characteristics of  $T_{EL} = f(P_{EL}/P_{PV})$  for different values of inclination angles of *PV* panels

Wartość kąta nachylenia paneli *PV* 20° i 35° w niewielkim stopniu wpływa na czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera zasilanego z farmy *PV*. Dla wartości współczynnika równego 1 różnica ta wynosi 40 h. W tabeli 1 przedstawiono różnice między wartościami czasu wykorzystania mocy zainstalowanej dla wybranych wartości stosunku  $P_{EL}/P_{PV}$ . Dla wartości  $P_{EL}/P_{PV} = 0,1$  czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera z farmy o ką-

cie nachylenia paneli 20° jest większy o około 8 godzin od wartości czasu dla elektrolizera zasilanego z farmy o kącie nachylenia paneli równym 35°. Wynika to z faktu, że instalacja fotowoltaiczna o kącie nachylenia paneli 20° charakteryzuje się większą produkcją w okresie zimowym w porównaniu z instalacją o kącie nachylenia paneli 35°.

TABELA 1. Porównanie wartości  $T_{EL}$  dla różnych kątów nachylenia paneli PV

TABLE 1. Comparison of  $T_{EL}$  values for different inclination angles of PV panels

L.p.	$P_{Ei}/P_{PV}$	$T_{EL}$ [h]
1	0,1	-8,3
2	0,2	46,8
3	0,3	61,7
4	0,4	65,4
5	0,5	68,1
6	0,6	66
7	0,7	59,6
8	0,8	52,4
9	0,9	46,7
10	1,0	40

#### 4. Wykorzystanie nadmiaru energii elektrycznej z PV

Zwiększenie czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera skutkuje zwiększeniem wartości energii z farmy PV, która nie zostaje wykorzystana do produkcji wodoru. W przypadkach, gdy  $P_{EL} < P_{PV}$  nadwyżki energii można oddać do sieci elektroenergetycznej lub rozpatrzyć wykorzystanie baterii elektrochemicznej do przeniesienia nadwyżki produkcji na godziny niesłoneczne. Oczywiście instalowanie baterii będzie miało sens wtedy, gdy zysk związany ze sprzedażą dodatkowo wyprodukowanego wodoru przekroczy, w stopniu zadowalającym inwestora, koszty zakupu i instalacji baterii.

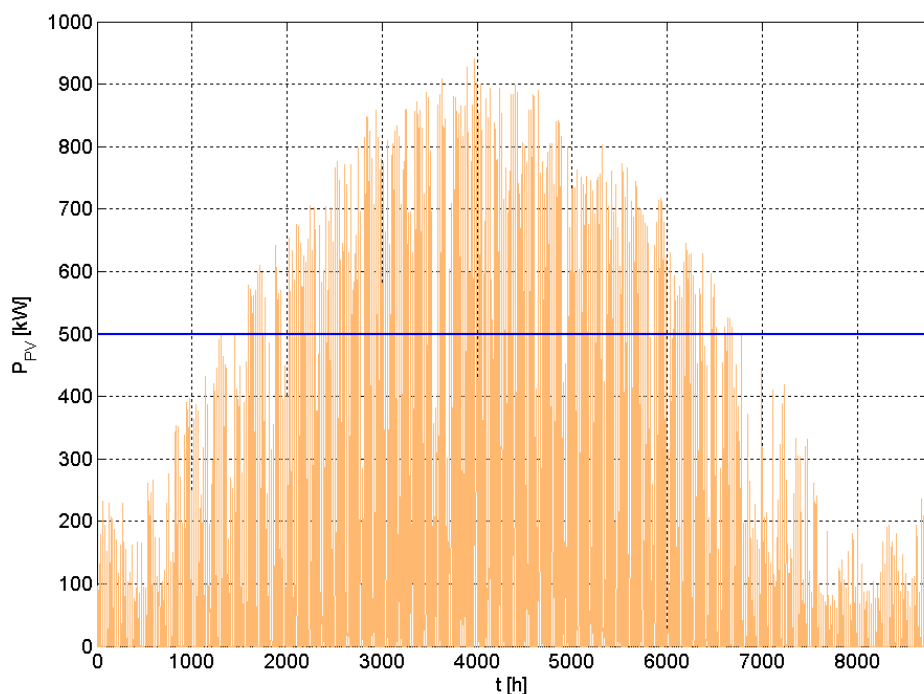
W celu wykorzystania nadwyżki energii zaproponowano algorytm doboru pojemności i mocy baterii elektrochemicznej w oparciu o następujące równania:

$$E_{PV\_NIEWYKORZYSTANE} = \sum_{i=1}^{8760} P_{PV}(t)\Delta t, \quad \text{gdy } P_{PV}(t) > P_{N\_EI} \quad (6)$$

$$E_{PV\_EI} = \sum_{i=1}^{8760} P_{PV}(t)\Delta t, \quad \text{gdy } P_{PV}(t) \leq P_{N\_EI} \quad (7)$$

$$E_{PV\_NIEWYKORZYSTANE} = E_{P\_BAT}, \quad \text{gdy } P_{PV\_NIEWYKORZYSTANE} \leq P_{BAT} \quad (8)$$

$$E_{PV\_NIEWYKORZYSTANE} = E_{PV\_NIEZMAGAZYNOWANE}, \quad \text{gdy } P_{PV\_NIEWYKORZYSTANE} > P_{BAT} \quad (9)$$



Rys. 5. Zasilanie elektrolizera o mocy 500 kW przez farmę fotowoltaiczną o mocy 1000 kW

Fig. 5. Power supply of the electrolyser with a capacity of 500 kW by a photovoltaic farm with a capacity of 1000 kW

$$E_{BAT} = E_{P\_BAT}, \quad \text{gdy} \quad E_{P\_BAT} \leq C_{BAT} \quad (10)$$

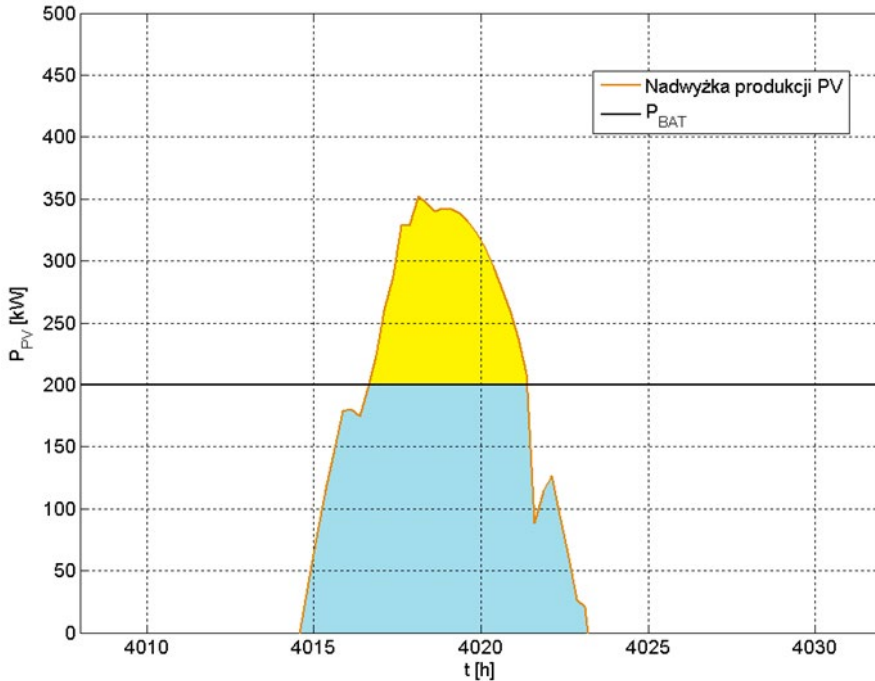
$$E_{BAT} = C_{BAT}, \quad \text{gdy} \quad E_{P\_BAT} > C_{BAT} \quad (11)$$

$$E_{O\_BAT} = E_{BAT} \cdot \eta_{BAT} \quad (12)$$

gdzie:

- $E_{PV\_NIEWYKORZYSTANE}$  – niewykorzystany potencjał produkcji z *PV* [kWh],
- $E_{PV\_ELEKTROLIZER}$  – energia elektryczna przeznaczona z *PV* na zasilanie elektrolizera [kWh],
- $E_{P\_BAT}$  – energia z nadwyżki z *PV*, którą potencjalnie, w zależności od pojemności baterii można zmagazynować [kWh],
- $E_{PV\_NIEZMAGAZYNOWANE}$  – niezmagazynowana energia elektryczna [kWh],
- $E_{BAT}$  – energia elektryczna zmagazynowana w baterii [kWh],
- $C_{BAT}$  – pojemność baterii [kWh],
- $E_{O\_BAT}$  – energia elektryczna odzyskana z baterii [kWh].

W celu zobrazowania działania algorytmu doboru parametrów baterii opartego o równania 6–12 posłużono się poniższym przykładem. Na rysunku 6 przedstawiono przykładowy dobowy niewykorzystany potencjał produkcji z farmy PV, który można zmagazynować. Zadana moc baterii dzieli pole niewykorzystanego potencjału produkcji z farmy PV, na energię niezmagazynowaną (pole żółte) oraz na energię, którą można zmagazynować (pole niebieskie). Jeśli  $C_{BAT} \geq E_{P\_BAT}$  wówczas cała energia, którą reprezentuje niebieskie pole, zostaje zmagazynowana.



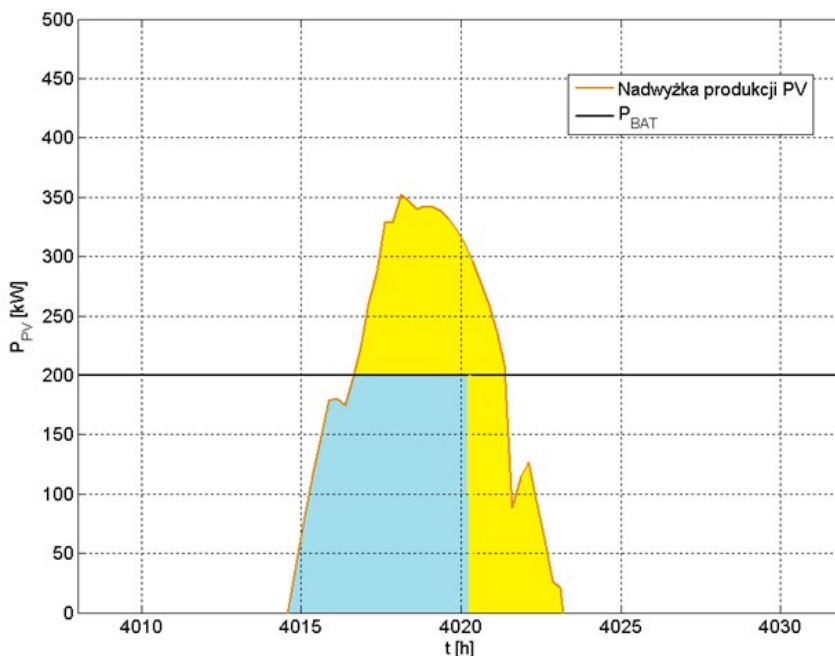
Rys. 6. Dobór parametrów baterii –  $C_{BAT} \geq E_{P\_BAT}$

Fig. 6. Selection of battery parameters –  $C_{BAT} \geq E_{P\_BAT}$

Jeśli natomiast  $C_{BAT} < E_{P\_BAT}$ , wówczas zostaje zmagazynowana energia odpowiadająca pojemności baterii. Pozostała wartość  $E_{P\_BAT}$  jest energią niezmagazynowaną (rys. 7).

## Podsumowanie

Transformacja energetyczna ma na celu odejście od paliw węglowych, rozbudowanie energetyki jądrowej, zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, zwiększenie wykorzystania wodoru jako paliwa oraz jako nośnika energii.

Rys. 7. Dobór parametrów baterii –  $C_{BAT} < E_{P\_BAT}$ Fig. 7. Selection of battery parameters –  $C_{BAT} < E_{P\_BAT}$ 

Optimalizacja procesu produkcji wodoru zielonego, czyli wytworzonego w procesie elektrolizy przy zasilaniu elektrolizerów ze źródeł OZE, wymaga prowadzenia analiz techniczno-ekonomicznych oraz budowania modeli matematycznych, które pozwolą na minimalizowanie kosztów jego produkcji.

O opłacalności użytkowania elektrolizera, w procesie produkcji wodoru zielonego, decyduje w dużej mierze czas wykorzystania mocy zainstalowanej. Wykorzystując proponowaną charakterystykę  $T_{EL} = f(P_{EL}/P_{PV})$ , inwestor może w prosty i szybki sposób określić produkcję wodoru w zależności od wartości mocy elektrolizera w stosunku do mocy farmy fotowoltaicznej. Ze względu na stosunkowo małą zmienność rocznego rozkładu profilu nasłonecznienia, w warunkach polskich, zaprezentowaną charakterystykę można wykorzystać do wstępnych szacunków energetycznych dla inwestycji planowanych na terenie naszego kraju, niezależnie od lokalizacji.

Przy mniejszej wartości mocy elektrolizera, nadwyżki energii można wykorzystać do produkcji wodoru w godzinach niesłonecznych poprzez zainstalowanie baterii elektrochemicznych lub sprzedać je do sieci elektroenergetycznej. O zagospodarowaniu niewykorzystanych nadwyżek energii elektrycznej z farmy fotowoltaicznej będą decydować wskaźniki ekonomiczne.

## Literatura

- Bartosik M. i in. 2016 – Bartosik, M., Kamrat, W., Kaźmierkowski, M., Lewandowski, W., Pawlik, A., Peryt, T., Skoczkowski, T., Strupczewski, A. i Szelać, A. 2016 – Magazynowanie energii elektrycznej i gospodarka wodorowa. *Przegląd Elektrotechniczny* 92/12, s. 332–340, DOI: 10.15199/48.2016.12.78.
- Ceran, B. 2019 – The concept of use of PV/WT/FC hybrid power generation system for smoothing the energy profile of the consumer. *Energy* 167, s. 853–865, DOI: 10.1016/j.energy.2018.11.028.
- Ceran, B. 2020 – Multi-Criteria comparative analysis of clean hydrogen production scenarios. *Energies* 13(16), DOI: 10.3390/en13164180.
- Ceran, B. 2022 – Analiza energetyczna pracy układu instalacja fotowoltaiczne – elektrolizer przeznaczonego do produkcji wodoru. *Zeszyty Naukowe Instytutu gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(110), s. 119–128, DOI: 10.24425/140531.
- Chmielniak T. i in. 2022 – Chmielniak, T., Skorek-Osikowska, A. i Bartela, Ł. 2022 – Potencjał zastosowania wodoru w polskim systemie energetycznym. *Zeszyty Naukowe Instytutu gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 1(110), s. 7–22, DOI: 10.24425/140521.
- DISE, PSEW 2021 – Zielony wodór z OZE w Polsce, Raport 2021. Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV do produkcji zielonego wodoru jako szansa na realizację założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej.
- Kumar, S.S. i Himabindu, V. 2019 – Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies* 2(3), s. 442–454, DOI: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- Widera, B. 2020 – Renewable hydrogen implementations for combined energy storage, transportation and stationary applications. *Thermal Science and Engineering Progress* 16, DOI: 10.1016/j.tsep.2019.100460.
- Gov 2023 – [Online] Dostępne w: <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-roku-2040-opublikowana-w-monitorze-polskim> [Dostęp: 28.11.2022].
- PKP ENERGETYKA 2023 – [Online] <https://www.pkpenergyka.pl/Aktualnosci/2022/PKP-Energetyka-z-nowatorskim-systemem-magazynowania-energii-opartym-o-zielony-wodor> [Dostęp: 28.11.2022].
- ZEPAK 2023 – [Online] <https://www.zepak.com.pl/pl/program-czysta-polska/produkcja-wodoru-w-ze-pak-sa.html> [Dostęp: 28.11.2022].

## Wyznaczanie wartości czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera zasilanego z farmy fotowoltaicznej

Słowa kluczowe: wodór, elektrolizer PEM, analiza energetyczna, bateria elektrochemiczna

Streszczenie: W rozdziale przedstawiono przykłady inwestycji w technologie wodorowe w Polsce. Przedstawiono wyniki analizy energetycznej układu farma fotowoltaiczna–elektrolizer do produkcji czystego, zielonego wodoru. Zdefiniowano wzór na czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizera zasilanego z farmy PV oraz wyznaczono jego wartość. Przedstawiono profil produkcji energii elektrycznej przez farmę PV. Obliczenia wykonano na podstawie danych nasłonecznienia dla lokalizacji miasta Poznania. Przytoczono wzór na wartość mocy generowanej przez farmę PV oraz wzory pozwalające określić roczną wartość masy wyprodukowanego wodoru. Przebadano wpływ wartości stosunku mocy elektrolizera do mocy farmy fotowoltaicznej ( $P_{EL}/P_{PV}$ ) na wartość czasu wykorzystania jego mocy zainstalowanej. Wyniki analizy przedstawiono w formie graficznej za pomocą charakterystyki  $P_{EL}/P_{PV} = f(T_{EL})$ . Zaproponowano metodologię doboru mocy i pojemności baterii elektrochemicznej w celu zwiększenia produkcji wodoru.

## *Determination of the value of the time of using the installed power of the electrolyser supplied from the photovoltaic farm*

Keywords: hydrogen, PEM electrolyser, energy analysis, electrochemical battery

Abstract: The chapter presents examples of investments in hydrogen technologies in Poland. The results of the energy analysis of the photovoltaic farm-electrolyser system for the production of pure, green hydrogen are presented. The formula for the use of the installed power of the electrolyser supplied from a *PV* farm was defined and its value was determined. The profile of electricity production by a *PV* farm was presented. The calculations were made on the basis of insolation data for the city of Poznań. The formula for the value of the power generated by the *PV* farm and the formulas allowing to determine the annual value of the mass of produced hydrogen were presented. The influence of the ratio of the electrolyser power to the power of a photovoltaic farm ( $P_{EL}/P_{PV}$ ) on the value of the utilization time of its installed power was investigated. The results of the analysis are presented graphically by means of the  $PE_L/PP_V = f(T_{EL})$  characteristic. A methodology for selecting the power and capacity of an electrochemical battery was proposed to increase hydrogen production.



Mateusz RYBARZ<sup>1</sup>

## **Ryzyko inwestycyjne budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy**

### **Wprowadzenie**

Zmiany w strukturze produkcji energii elektrycznej i ciepła wymuszają zastosowanie rozwiązań alternatywnych szczególnie dla elektrowni i ciepłowni opalanych węglem kamiennym. Jednym z rozwiązań stosowanych z powodzeniem w Polsce, jak i wielu innych krajach świata jest kogeneracja, czyli skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (Onovwiona i Ugursal 2006). Dodatkowo układy kogeneracyjne przyczyniają się do zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> oraz poprawy jakości powietrza. Instalacja układów kogeneracyjnych jest także zgodna z ideą energetyki rozproszonej. Szerokie zastosowanie kogeneracji w ciepłownictwie oraz wytwarzaniu energii elektrycznej znacząco przyczyni się do osiągnięcia celów klimatycznych narzuconych przez przepisy Unii Europejskiej (Naporski i Petelski 2022).

Celem artykułu jest zwrócenie uwagi na ryzyko związane z budową układów kogeneracyjnych. Autor wskazuje także, gdzie układy takie warto instalować dla zmaksymalizowania zysków z inwestycji. Układy dla dużych odbiorców są istotną alternatywą dla zakupu ciepła i energii z sieci. Dodatkowo układy są w stanie wykorzystać gazy odpadowe.

### **1. Gazowe układy kogeneracyjne małej mocy**

Cechą szczególną małych jednostek kogeneracyjnych jest to, że instalowane są bezpośrednio u konsumenta energii oraz ciepła. Niemniej nadwyżki energii i ciepła mogą być sprzedawane. Do głównych czynników które podnoszą atrakcyjność zainstalowania układu kogeneracyjnego należą (Skorek 2012a):

---

<sup>1</sup> Uniwersytet Ekonomiczny w Katowicach, Katedra Ekonomii, firma ZOK-TECH Sp. z o.o., Katowice;  
ORCID iD: 0000-0001-5004-5336; e-mail: mateusz.rybarz@edu.uekat.pl

- wysoka sprawność energetyczna,
- niski wskaźnik emisji CO<sub>2</sub>,
- małe wymagania powierzchniowe,
- możliwość dostosowania całego układu pod optymalnego odbiorcę.

Układy mogą być zasilane gazem ziemnym, biogazami, metanem odzyskanym w procesie odmetanowania kopalń, gazami z procesów zgazowania, gazami syntezowymi czy też gazem koksowniczym. Obecnie najczęściej stosowanymi rozwiązaniami są układy z gazowymi silnikami tłokowymi oraz układy oparte na turbinach i mikroturbinach. Niemniej jak wykazują obliczenia prof. Skorka najlepszą sprawność wykazują układy zasilane tłokowymi silnikami gazowymi (Skorek 2012b).

Obecnie na rynku istnieje wiele rozwiązań dotyczących gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy. Przeciętna sprawność całkowita wynosi 90% natomiast elektryczna to 35% (Kacejko i Adamek 2006). Liderem europejskim w zakresie wykorzystania kogeneracji jest obecnie Dania, która z powodzeniem stosuje technologię układów kogeneracyjnych i stawia na ideę rozproszonej energetyki (Czarny 2020).

## **2. Ryzyko w procesie inwestycyjnym**

Decyzja o budowie gazowych układów kogeneracyjnych jest przedsięwzięciem inwestycyjnym i jak każda inwestycja jest obciążone ryzykiem. Podczas procesu inwestycyjnego mamy do czynienia z ryzykiem systematycznym, czyli determinowanym przez siły zewnętrzne i ryzyko to nie podlega kontroli przedsiębiorstwa. Ten rodzaj ryzyka jest związany głównie z warunkami ekonomicznymi rynku, czy też z siłami przyrody. Niestety nie ma możliwości wyeliminowania ryzyka systematycznego przez inwestora. Natomiast drugim rodzajem ryzyka w działalności inwestycyjnej jest ryzyko niesystematyczne, czyli specyficzne związane ściśle z działaniem danego podmiotu i kontrolowane w całości lub częściowo przez podmiot (Ostrowska 2002).

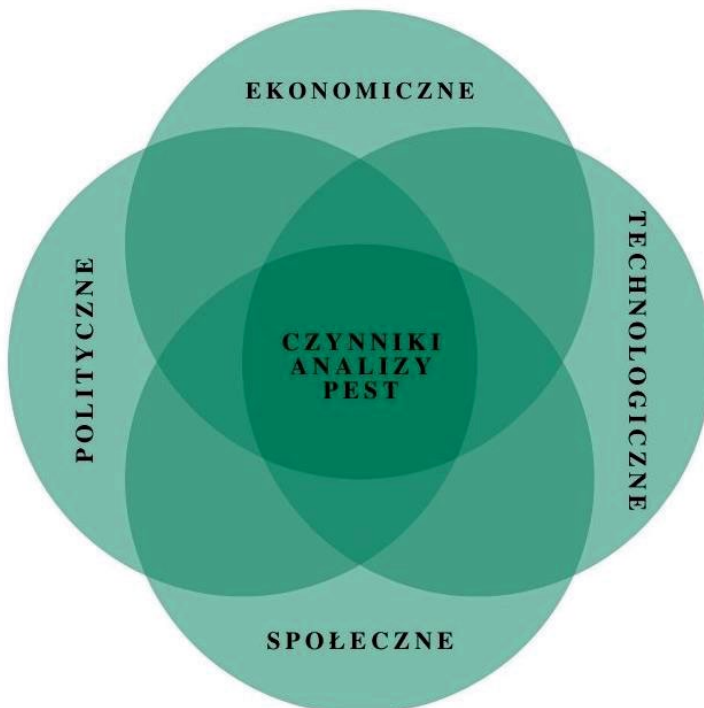
Wszystkie obszary działalności przedsiębiorstwa charakteryzują się ryzykiem, niemniej niektóre obszary działalności są szczególnie narażone na ryzyko. Budowa gazowych układów kogeneracyjnych znajduje się w dwóch obszarach, które są szczególnie ryzykogenne, czyli: działalność inwestycyjna oraz realizacja innowacji technologicznych (Kaszuba-Perz i Perz 2010). W związku z tym, że budowa układów jest działaniem inwestycyjnym, to inwestycja jest szczególnie zagrożona poniesieniem wyższych niż planowano kosztów inwestycyjnych, wydłużeniem cyklu inwestycyjnego, wydłużeniem terminu budowy układu oraz wyższymi kosztami eksploatacyjnymi zakończonej inwestycji. Natomiast realizacja innowacji technicznych może prowadzić do sytuacji, kiedy wybrana technologia może okazać się nietrafiona.

Ryzyko w procesie inwestycyjnym powinno być kontrolowane na etapie planowania, organizowania, kierowania oraz kontroli (Kawa 2021). Identyfikacja zagrożeń, określenie wpływu zagrożeń i odpowiednie postępowanie z nimi może zminimalizować skutki oddziaływania zagrożeń w procesie inwestycyjnym.

### 3. Analiza PEST

Analiza PEST jest metodą, która służy do zbadania otoczenia makroekonomicznego przedsiębiorstwa czy też inwestycji. Profesor Obłój określa analizę PEST jako typowe spojrzenie z lotu ptaka na otoczenie w którym działa przedsiębiorstwo (Obłój 2014). Jest to metoda szeroko stosowana w celu identyfikacji zmian i wpływu otoczenia makro na pozycję firmy, czy przedsięwzięcia. Przedsiębiorstwa działają w większym ekosystemie i istnieje dużo zmiennych niezależnych od przedsiębiorstwa stanowiących ryzyko systematyczne, jednak identyfikacja i analiza tych zmiennych znajdujących się w różnych obszarach pomaga dostosować strategię firmy do zmieniającego się otoczenia przedsiębiorstwa i zwiększać konkurencyjność firmy czy też inwestycji. Dodatkowo wyniki analizy PEST mogą być punktem wyjścia dla analizy szans i zagrożeń w analizie SWOT. Analiza PEST skupia się na przegłądzie otoczenia przedsiębiorstwa w czterech wymiarach (Ho 2014):

- politycznym (P),
- ekonomicznym (E),
- społecznym (S),
- technologicznym (T).



Rys. 1. Czynniki analizy PEST

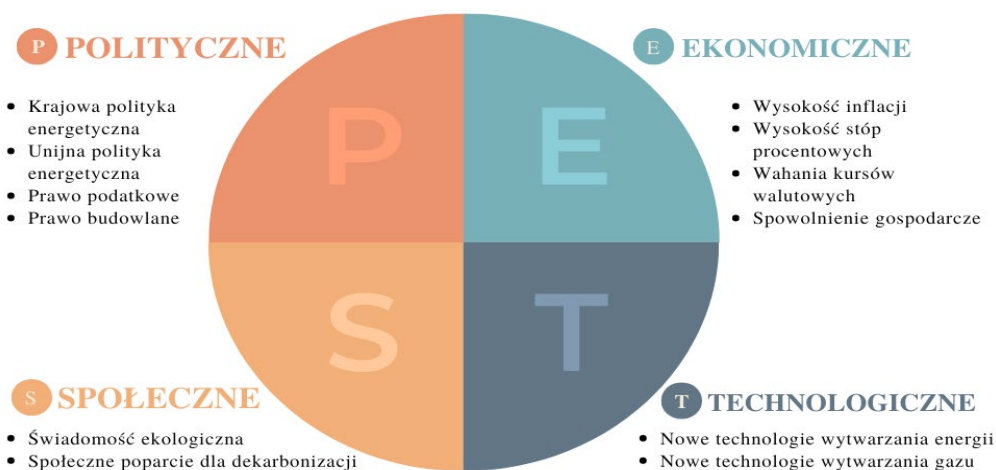
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Sammut-Bonnici i Galea 2014)

Fig. 1. Factors of PEST analysis

Przedstawione na rysunku 1 cztery wymiary przenikają się i wspólnie tworzą czynniki analizy PEST. Zgodnie z przeglądem literatury oraz danych wyszczególniono następujące czynniki dla budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy.

Czynniki polityczne są w przypadku budowy układów kogeneracji bardzo istotne. Krajowa polityka energetyczna, ściśle związana z unijną polityką energetyczną ma na celu zmniejszenie zużycia węgla kamiennego oraz brunatnego w energetyce oraz ciepłownictwie oraz zwiększenie udziału paliw gazowych w krajowym miksie energetycznym (Mazanek i Świat 2022). Niemniej istotne pozostają czynniki związane z krajowym prawem podatkowym i budowlanym (rys. 2). W 2019 roku w Polsce został wprowadzony program dopłat do wysoce sprawnej kogeneracji. Warunkiem uczestnictwa w programie premii kogeneracyjnej jest zainstalowanie jednostki, która posiada jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla na poziomie nie wyższym niż 450 kg na 1 MWh wytworzonej energii oraz nie mniej niż 70% ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej. Dopłaty nie dotyczą urządzeń o mocy poniżej 1 MW i zasilanych gazem z odmetanowania kopalń. Natomiast dla jednostek o mocy poniżej 1 MWh przewidziano premię gwarantowaną. Wysokość dopłat jest ustalana przez Urząd Regulacji Energetyki. Dla premii kogeneracyjnej wysokość maksymalnej dopłaty wynosiła w 2022 roku 320,27 zł/MWh, natomiast premia gwarantowana wynosiła w 2022 roku 151,42 zł/MWh (URE 2022). W przypadku prawa budowlanego szczególne znaczenie ma zagadnienie warunków zabudowy układu kogeneracyjnego.

Wśród czynników ekonomicznych można wskazać na: wysokość inflacji, wysokość stóp procentowych, wahania kursów walutowych oraz spowolnienie gospodarcze. Inflacja nie



Rys. 2. Wyniki analizy PEST dla budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy

Źródło: opracowanie własne

Fig. 2. Results of PEST analysis for the construction of low-power gas-fired cogeneration systems

tylko zmniejsza siłę nabywczą pieniądza, ale także ma wpływ na ceny surowców i innych nakładów związanych z budową układów kogeneracyjnych takich jak usługi, części zamienne czy też koszty pracowników. Natomiast wysokość stóp procentowych wpływa na możliwości zaciągnięcia kredytów w przypadku chęci finansowania przedsięwzięcia w całości lub w części z wykorzystaniem kredytu. Dodatkowo perspektywy utrzymywania się tego parametru przez dłuższy czas na wysokim poziomie, działają zdecydowanie negatywnie na ocenę atrakcyjności długoterminowej inwestycji. Wahania kursów walutowych w przypadku zakupu technologii, produktów czy też usług w innej walucie może mieć negatywne lub pozytywne znaczenie. Niemniej możliwe spowolnienie gospodarcze może doprowadzić do zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną i spadek cen energii elektrycznej.

Czynniki społeczne mają mniejszy wpływ na inwestycję w budowę gazowych układów kogeneracyjnych niż czynniki polityczne czy ekonomiczne. Głównymi czynnikami w tym przypadku są: świadomość ekologiczna oraz społeczne poparcie dla dekarbonizacji. Te czynniki mają głównie wpływ na decydentów na poziomie politycznym, czy wprowadzać na przykład dopłaty dla kogeneracji. Polacy pomimo pozytywnego stosunku dla transformacji energetycznej nie są w pełni przekonani do pełnej dekarbonizacji i zastąpienia węgla w miksie energetycznym. Około 44% Polaków uważa, że państwo powinno wykorzystywać posiadane zasoby węgla. Większość uważa także, że energia odnawialna jest droga (Micek 2020). Dla większej akceptacji dla energetyki rozproszonej, w tym i układów kogeneracji, wymienia się między innymi uwzględnienie społecznych aspektów transformacji, dialog społeczny, solidarność, współpracę czy też synergię działań (Worek i in. 2021), od tych działań będą zależeć w przyszłości czynniki społeczne w omawianej inwestycji.

Technologiczne czynniki są istotne w trakcie wyboru technologii i związane są ściśle z efektywnością proponowanych rozwiązań. Niemniej w przyszłości zagrożeniem może być powstanie nowych technologii wykorzystania czy też wytwarzania gazu, które mogą stanowić opłacalną alternatywę dla układów kogeneracyjnych.

#### 4. Analiza SWOT

Analiza SWOT jest jedną z podstawowych metod analizy strategicznej. Nazwa analizy to akronim angielskich słów *strengths* (mocne strony), *weaknesses* (słabe strony), *opportunities* (szanse) i *threats* (zagrożenia) (Gürel i Tat 2017). Schemat analizy SWOT przedstawiona jest na rysunku 3.

Po przeglądzie literatury wybrano następujące czynniki dla budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy w analizie SWOT.

Środowisko wewnętrzne firmy w przypadku budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy uzależnione jest przede wszystkim od zapotrzebowania przedsiębiorstwa na energię elektryczną oraz dostępem do taniego paliwa, co ma szczególne znaczenie w przypadku takich zakładów jak wysypiska śmieci czy kopalnie węgla kamiennego (rys. 4). W Polsce istnieje duży potencjał w wykorzystaniu taniego gazu kopalnianego pozyskiwanego w procesie odmetanowania (Tutak 2018). Systemy kogeneracyjne są już z powodzeniem stosowane w zakładach górniczych w Polsce (Kuczera i in. 2018).



Rys. 3. Czynniki analizy SWOT

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Srinivasan 2010)

Fig. 3. Factors of SWOT analysis

Wpływ zewnętrzny na budowę układów kogeneracyjnych koncentruje się głównie na cenach energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz dopłatach do budowy i eksploatacji gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy. Szczególne znaczenie mają dopłaty, ponieważ są w stanie zwiększyć liczbę inwestycji w Polsce. Dużym zagrożeniem szczególnie w czasie zawirowań są ceny gazu w Polsce. Długo utrzymujące się wysokie ceny gazu tworzą niepewność inwestycyjną w zakresie budowy nowych jednostek kogeneracyjnych oraz skutecznie zniechęcają przedsiębiorstwa do inwestycji. W przypadku inwestycji znaczenie ma także omawiana wcześniej wysokość stóp procentowych oraz inflacji.

### Podsumowanie

Największą opłacalność i stabilność inwestycji przejawiają małe jednostki z silnikiem tłokowym montowane przez firmy górnicze, które są w stanie wytworzyć gaz kopalniany (metan) oraz wykorzystać energię elektryczną i ciepło dla własnych potrzeb. Zabudowa takich układów pomoże także w zwiększeniu rentowności działalności przedsiębiorstwa.

Inwestycje w układy kogeneracyjne małej mocy, ze względu na ilość i siłę czynników wewnętrznych i zewnętrznych mogą okazać się nieopłacalne i obciążone dużym ryzykiem. Układy kogeneracyjne mogą stanowić dobre źródło utylizacji metanu w przypadku wprowadzenia opłat emisyjnych podobnych do opłat za CO<sub>2</sub>. Dodatkowo pomogą zredukować koszty związane z opłatami emisyjnymi.



Rys. 4. Wyniki analizy SWOT dla budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy  
Źródło: opracowanie własne

Fig. 4. Results of SWOT analysis for the construction of low-power gas-fired cogeneration systems

Dzięki zasilaniu tanimi biogazami fermentacyjnymi inwestycja w małe układy kogeneracyjne może mieć potencjał ekonomiczny w przypadku kompostowników czy też wysypisk śmieci. Każda potencjalna inwestycja w układy kogeneracyjne małej mocy wymaga dokładnych analiz techniczno-ekonomicznych w celu zbadania opłacalności i ryzyka inwestycji.

### Literatura

- Czarny, R.M. 2020 – The Kingdom of Denmark: Leader in Energy Efficiency. [W:] Czarny, R.M. (ed.), The Nordic Dimension of Energy Security. Springer International Publishing, Cham, s. 123–145, DOI: 10.1007/978-3-030-37043-5\_6.
- Gürel, E. i Tat, M. 2017 – SWOT analysis: A theoretical review. *J. Int. Soc. Res.* 10(51), s. 994–1006, DOI: 10.17719/jisr.2017.1832.
- Ho, J.K.-K. 2014 – Formulation of a systemic PEST analysis for strategic analysis. *Eur. Acad. Res.* II(2), s. 6478–6492.
- Kacejko, P. i Adamek, S. 2006 – Gazowe układy kogeneracyjne. *Wiadomości Elektrotechniczne* 3–8.
- Kaszuba-Perz, A. i Perz, P. 2010 – Rola zarządzania ryzykiem w przedsiębiorstwie w obliczu wzrostu zewnętrznych czynników ryzyka. *E-Finanse* 6, s. 53–63.

- Kawa, S. 2021 – Analiza ryzyka a skuteczność realizacji gazowniczych projektów inwestycyjnych finansowanych przy udziale funduszy UE. *Nafta-Gaz* 77, s. 408–415.
- Kuczera i in. 2018 – Kuczera, Z., Ptaszyński, B., Łuczak, R. i Życzkowski, P. 2018 – Zastosowanie układów kogeneracyjnych do produkcji energii z metanu kopalnianego. *Przemysł Chemiczny* 97(9), DOI: 10.15199/62.2018.9.14.
- Mazanek, Ł. i Świat, M. 2022 – Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku – perspektywy oraz wyzwania. *Zesz. Nauk. Inst. Gospod. Surowcami Miner. Energią PAN* nr 110, s. 51–63, DOI: 10.24425/140525.
- Micek, D. 2020 – Społeczno-kulturowe uwarunkowania rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Raport z anal. danych zastanych (niepubl.). Raport opracowany w ramach proj. KlastER.
- Naporski, M. i Petelski, Ł. 2022 – Zielone ciepłownictwo Szansa na dekarbonizację polskiej gospodarki. *Nowa Energ.* 2(83), s. 83–85.
- Obłój, K. 2014 – Strategia organizacji. III. ed., Warszawa: Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne SA.
- Onovwiona, H.I. i Ugursal, V.I. 2006 – Residential cogeneration systems: review of the current technology. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 10, s. 389–431, DOI: 10.1016/j.rser.2004.07.005.
- Ostrowska, E. 2002 – Ryzyko projektów inwestycyjnych. I. ed., Warszawa: Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne SA.
- Sammut-Bonnici, T. i Galea, D. 2014 – PEST analysis. [W:] *Wiley Encyclopedia of Management*, John Wiley & Sons, Ltd., DOI: 10.1002/9781118785317.wcom120113.
- Skorek, J. 2012a – Techniczne i ekonomiczne aspekty budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy. *Wiadomości Górnicze* 63(12), s. 737–744.
- Skorek, J. 2012b – Uwarunkowania budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy. *Rynek Instalacyjny* 9, s. 28–34.
- Srinivasan, S. 2010 – SWOT Analysis. [W:] *Wiley International Encyclopedia of Marketing*. John Wiley & Sons, Ltd., DOI: 10.1002/9781444316568.wiem01057.
- Tutak, M. 2018 – Analiza porównawcza ilości ujętego metanu przez kopalnie węgla kamiennego. *Zesz. Nauk. Organ. Zarządzanie Politech. Śląska* 117, DOI: 10.29119/1641-3466.2018.117.44.
- URE, U.R.E. 2022 – *Wsparcie dla kogeneracji: Prezes URE ogłasza pierwszą z czterech zaplanowanych na ten rok aukcji na premię CHP* (Combined Heat and Power), Urząd Regulacji Energ. [Online]. <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10048,Wsparcie-dla-kogeneracji-Prezes-URE-oglasza-pierwsza-z-czterech-zaplanowanych-na.html> [Dostęp: 16.11.2022].
- Worek i in. 2021 – Worek, B., Kocór, M., Micek, D., Lisek, K. i Szczucka, A. 2021 – Społeczny wymiar rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce – kluczowe czynniki i wyzwania. *Energ. Rozproszona* 5–6, s. 105–117, DOI: 10.7494/er.2021.5-6.105.

## Ryzyko inwestycyjne budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy

Słowa kluczowe: energetyka rozproszona, kogeneracja, analiza SWOT, analiza PEST, metan kopalniany

Streszczenie: W celu poprawy jakości powietrza w miastach oraz zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> przedsiębiorstwa zachęcane są do budowy układów kogeneracyjnych, czyli skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. Budowa układów kogeneracyjnych jest zgodna z ideą zrównoważonego rozwoju, ponieważ skojarzona produkcja energii i ciepła cechuje się bardzo wysoką sprawnością procesu dochodzącą do 90%. Do produkcji tych samych ilości ciepła i energii elektrycznej zużywa się mniej paliwa niż w przypadku produkcji rozdzielonej. Wytwarzanie energii w skojarzeniu pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie paliw i zmniejszenie globalnej emisji CO<sub>2</sub>. Polska, która jest największym producentem węgla w Unii Europejskiej dzięki wykorzystaniu układów kogeneracyjnych wykorzystujących gaz pochodzący ze złóż węgla kamiennego, może dzięki nim zmniejszyć emisję metanu do atmosfery, co ma szczególne znaczenie w przypadku wprowadzenia opłat emisyjnych od metanu. Opracowanie przedstawia wyniki analizy ukierunkowanej na identyfikację ryzyka występującego przy projektach budowy układów kogeneracyjnych małej mocy dla różnego rodzaju przedsiębiorstw. Autor rozdziela istniejące ryzyko ze względu na miejsce pochodzenia ryzyka (źródła zagrożeń) oraz przedstawia przesłanki do zainstalowania takiego układu. Na końcu autor przedstawia analizę SWOT oraz PEST budowy układów kogeneracyjnych małej mocy.



## *Investment risks of construction of low-capacity gas-fired cogeneration systems*

Keywords: distributed energy, cogeneration, SWOT analysis, PEST analysis, methane

Abstract: In order to improve air quality in cities and reduce CO<sub>2</sub> emissions, companies are encouraged to build cogeneration systems, i.e. the combined production of heat and power. The construction of cogeneration systems is in line with the idea of sustainable development, since the combined production of energy and heat is characterized by a very high process efficiency of up to 90%. Less fuel is used to produce the same amount of heat and electricity than in the case of separate production. Combined heat and power generation allows more efficient use of fuels and a reduction in global CO<sub>2</sub> emissions. Poland, which is the largest coal producer in the European Union, thanks to the use of cogeneration systems using gas from coal deposits, can reduce methane emissions into the atmosphere, which is particularly important in the event of the introduction of emission fees on methane. The study presents the results of an analysis aimed at identifying the risks present in the construction projects of low-power cogeneration systems for various types of enterprises. The author separates the existing risks by the place of origin of the risk (sources of risks) and presents the rationale for installing such a system. Finally, the author presents a SWOT and PEST analysis of the construction of low-power cogeneration systems.



Radosław SZCZERBOWSKI<sup>1</sup>

## **Niemiecka polityka energetyczna w kontekście odejścia od węgla**

### **Wprowadzenie**

Analizując zmiany, jakie zachodzą na rynku energii, można zauważyć rosnącą rolę regulacji Unii Europejskiej, która wywiera coraz większy wpływ na funkcjonowanie rynku energetycznego. Wraz z nowymi regulacjami na poziomie europejskim pojawiają się zmiany w polityce energetycznej krajów, które określają przyszłe kierunki działań. Stabilna polityka energetyczna oraz stworzone na jej podstawie regulacje prawne powinny gwarantować bezpieczeństwo energetyczne oraz wskazywać perspektywy rozwoju sektora energetycznego w długiej perspektywie.

Europejskie regulacje prawne dotyczące zmian w energetyce mają swój początek w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, kiedy uchwalono Dyrektywę 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. (Dyrektywa 1996). Zawarto w niej pierwsze zapisy dotyczące rozwoju sektora energetycznego na poziomie europejskim, kwestie bezpieczeństwa dostaw energii, ochrony środowiska oraz poprawy efektywności energetycznej. W 2009 r. Rada Europejska przyjęła cele w zakresie energii i zmiany klimatu na 2020 r., który został nazwany pakietem 3x20 (Climate 2009). Zakładał on redukcję emisji gazów cieplarnianych o 20% (w porównaniu z 1990 r.) z możliwością zwiększenia do 30%, zwiększenie udziału energii odnawialnej do 20% oraz uzyskanie 20% poprawy w zakresie efektywności energetycznej.

W grudniu 2018 r. przyjęty został szereg zmian w prawodawstwie Unii Europejskiej dotyczącym energii odnawialnej. W ramach pakietu *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków* (*Clean Energy for all Europeans*) zmieniona została dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (Dyrektywa UE 2018/2001; Energy 2018). Celem przyjętego pakietu jest utrzy-

---

<sup>1</sup> Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Poznań;  
ORCID iD: 0000-0001-8262-683X; e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl

manie pozycji Unii jako światowego lidera w dziedzinie odnawialnych źródeł energii oraz wywiązanie się z zobowiązań w zakresie redukcji emisji wynikających z porozumienia paryskiego. W dyrektywie ustanowiono nowy cel, zgodnie z którym do 2030 r. zużywaną energię końcową w Unii powinno się pozyskiwać co najmniej w 32% ze źródeł odnawialnych. *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, to zestaw zapisów prawnych, który wprowadza nowe ramy w pięciu wymiarach unii energetycznej, takie jak: zwiększanie efektywności energetycznej, budowa jednolitego wewnętrznego rynku energii, dekarbonizacja, wzrost bezpieczeństwa energetycznego oraz innowacyjność i konkurencyjność europejskiego sektora energii.

Europejski Zielony Ład (*European Green Deal*) to jedna z najbardziej kompleksowych strategii Unii Europejskiej w zakresie ochrony środowiska oraz przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym (EGD 2019). Projekt Europejskiego Zielonego Ładu przyjęty został przez Unię w grudniu 2019 r. Europa do 2050 r. planuje zostać pierwszym kontynentem neutralnym dla klimatu. Wśród obszarów, które w sposób szczególny są brane pod uwagę w zaproponowanych rozwiązaniach są między innymi: bezpieczeństwo, efektywność energetyczna, ochrona klimatu, obniżenie emisyjności transportu oraz gospodarka obiegu zamkniętego. Europejski Zielony Ład jest w założeniu całościową odpowiedzią Unii na największy globalny kryzys naszych czasów, jakim są zmiany klimatyczne. W stosunku do 1990 r., który został przyjęty jako rok bazowy, emisje gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej mają się zmniejszyć o 55% już w 2030 r. (EGD 2019). Celem jest gospodarka niskoemisyjna, co oznacza fundamentalne zmiany nie tylko w sektorze energetyki, lecz we wszystkich obszarach życia gospodarczego na przestrzeni najbliższych trzydziestu lat. Efektem tych działań ma być wypracowanie całkowicie nowego modelu gospodarczego, który wzrost gospodarczy stawiać będzie na równi z neutralnością klimatyczną i dbaniem o zasoby naturalne (EGD 2019).

## **1. Handel emisjami**

Unijny system handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (EU ETS) został wprowadzony w 2005 r. (ETS 2005). Jego zasadniczym celem było przygotowanie krajów UE do wdrożenia Protokołu z Kioto, w którym zapisano obowiązek redukcji emisji dwutlenku węgla przez państwa rozwinięte do 2012 r. o 5% w stosunku do roku 1990 (Kyoto 1997). Celem działania systemu EU ETS jest doprowadzenie do redukcji emisji gazów cieplarnianych, poprzez uwzględnienie kosztu emisji CO<sub>2</sub> w produkcji energii i wyrobów przemysłowych.

Europejski system handlu emisjami jest kluczowym elementem polityki klimatycznej UE. Polega on na wprowadzeniu limitu łącznych emisji dwutlenku węgla emitowanych przez firmy objęte systemem. Obejmuje on największe źródła emisji CO<sub>2</sub> w Unii, czyli fabryki, elektrownie i linie lotnicze obsługujące połączenia w ramach Wspólnoty, co stanowi około 40% gazów cieplarnianych wydzielanych w UE. Dotyczy on łącznie około 10 tys. instalacji z sektora energetyki, przemysłu wytwórczego i linii lotniczych. Firmy objęte EU ETS muszą nabyć pozwolenia na emisje, aby móc prowadzić działalność, a ich liczba musi odpowiadać ilości wydzielanych emisji w danym roku. Pozwolenia kupowane są na aukcjach organizowanych przez państwa członkowskie, a w określonych przypadkach firmy mogą je otrzymać za darmo. Mogą także nimi handlować.

Liczba wydawanych pozwoleń zmniejsza się co roku, co prowadzi do wzrostu cen. Obecnie sięgają one nawet 90 euro za tonę emisji, a według ekspertów ceny będą jeszcze bardziej rosły. Wszystko po to, aby ograniczyć wysokoemisyjną działalność, która stanie się droższa niż działalność przyjazna bądź neutralna dla środowiska. EU ETS ma więc zachęcać do inwestowania w technologie niskoemisyjne. Zakłada się, że środki pozyskane ze sprzedaży uprawnień przez państwa członkowskie są przychodem dla ich budżetów. Zapisy dyrektywy ETS (Dyrektywa 2003) wskazują, że przynajmniej 50% przychodów z puli podstawowej i 100% z puli solidarnościowej powinno trafiać na cele klimatyczne.

W lipcu 2021 r. Komisja Europejska zaprezentowała pakiet zmian legislacyjnych zatytułowany *Fit for 55*, będący częścią Europejskiego Zielonego Ładu, przedstawionego pod koniec 2019 roku. Pakiet ma przyczynić się do osiągnięcia neutralności klimatycznej przez Wspólnotę w najbliższych 30 latach. Do 2030 r. emisje gazów cieplarnianych mają być zmniejszone o 55% względem 1990 r., a do 2050 r. UE ma być całkowicie neutralna dla klimatu. Jedną z propozycji zmian, które wchodziły w skład *Fit for 55*, jest reforma unijnego systemu handlu emisjami.

Wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce charakteryzuje się intensywnością emisji CO<sub>2</sub> wynoszącą ponad 700 g CO<sub>2</sub>/kWh, przekłada się to na wysoki koszt uprawnień do emisji. Kwota jaką ponosi polski sektor energetyczny wynikająca z opłat za emisje jest trzykrotnie większa niż średnia dla krajów UE-27 oraz ponad dwukrotnie większa niż dla Niemiec. Wysoki średni koszt uprawnień wynika z bardziej emisyjnej struktury produkcji energii elektrycznej w Polsce w porównaniu z innymi krajami UE; średnia intensywność emisji w UE-27 wynosi około 230 g CO<sub>2</sub>/kWh (CO<sub>2</sub> 2022).

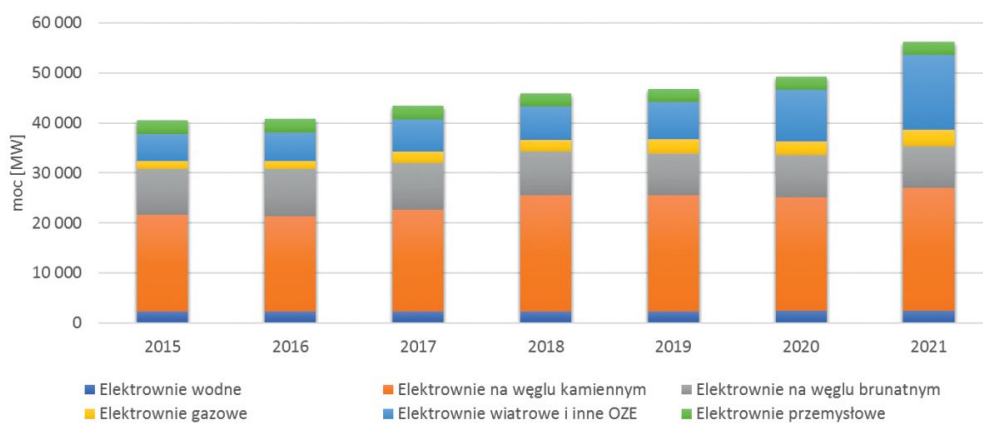
## 2. Polityka energetyczna Polski

Pod koniec 2019 r. Polski rząd przyjął *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* (KPnREiK 2019). W dokumencie tym Polska zadeklarowała osiągnięcie do 2030 r. przynajmniej 21–23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (zużycie łącznie w elektroenergetyce, ciepłownictwie i chłodnictwie oraz na cele transportowe), przy czym, jak zaznaczono w dokumencie, realizacja celu OZE na poziomie 23% będzie możliwa pod warunkiem przyznania Polsce dodatkowych środków unijnych, w tym na sprawiedliwą transformację. Założono, że w perspektywie 2030 r. udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie będzie zwiększał się o 1,1 pkt proc. średniorocznie tj. do poziomu około 28,4%. Do 2030 r. przewiduje się wzrost udziału OZE do około 32% w elektroenergetyce.

2 lutego 2021 r. Rada Ministrów zatwierdziła *Politykę energetyczną Polski do 2040 r.* (PEP 2021). Po 12 latach od ustanowienia poprzedniej polityki przyjęto nowy dokument strategiczny, wyznaczający kierunki rozwoju sektora energetycznego. Celem Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. jest bezpieczeństwo energetyczne, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszeniu oddziaływania energetyki na środowisko. Cel główny doprecyzowuje osiem kierunków polityki podzielonych na obszary i dodatkowo uszczegółowionych przez dwanaście projektów strategicznych. Stanowią one rozszerzenie listy projektów *Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju* (Strategia 2017)

z obszaru *Energia*: optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych, rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej, dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej oraz paliw ciekłych, rozwój rynków energii, wdrożenie energetyki jądrowej, rozwój odnawialnych źródeł energii, rozwój ciepłownictwa i kogeneracji, poprawa efektywności energetycznej gospodarki. Z treści zapisanych w nowej polityce energetycznej do 2040 r. wynika, że rola węgla kamiennego w energetyce będzie powoli ulegać ograniczaniu, nie przewiduje się realizacji nowych odkrywek węgla brunatnego oraz budowy nowych kopalni węgla kamiennego. Zapisy te oznaczają, że energetyka węglowa będzie do 2040 r. redukowana do niezbędnego minimum, tak aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii. Zakłada się, że udział węgla w produkcji energii elektrycznej z obecnych prawie 80% spadnie w 2040 r. do poziomu poniżej 30%, a przy znacznych cenach za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> nawet do 11%.

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), który oparty jest głównie na elektrowniach opalanych węglem, moc zainstalowana przekroczyła już 53 GW. Na rysunkach 1 i 2 przedstawiono podstawowe dane dotyczące zmian mocy zainstalowanych w KSE oraz dane dotyczące produkcji energii elektrycznej w ostatnich latach.

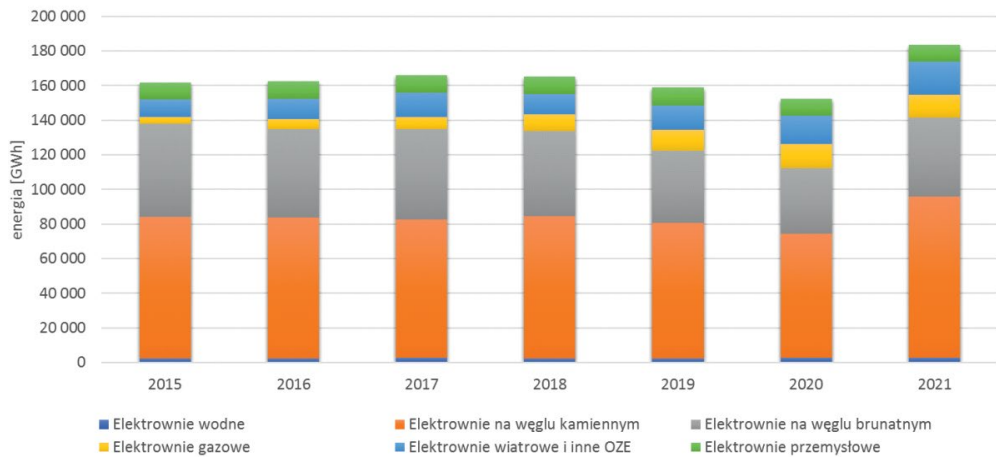


Rys. 1. Moc zainstalowana w KSE w źródłach wytwórczych w latach 2015–2021

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (PSE 2022)

Fig. 1. Installed capacity [MW] in generation sources in the NPS in 2018–2021

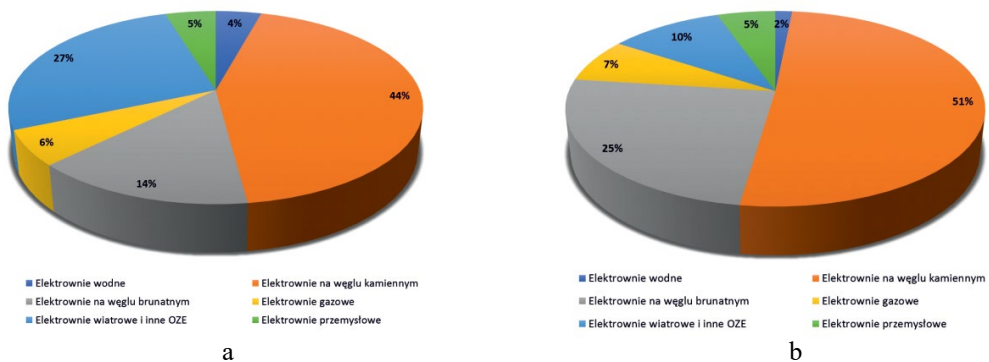
Jak można zauważyć, obecnie łączna moc zainstalowana w elektrowniach węglowych to nadal ponad 32 GW, co stanowi około 58% mocy zainstalowanej (rys. 3a), natomiast produkcja energii elektrycznej w tych źródłach to ponad 76% (rys. 3b). Źródła odnawialne stanowią obecnie ponad 31% mocy zainstalowanej i odpowiadają za niewiele ponad 12% produkcji energii elektrycznej. Rozwój energetyki odnawialnej ma istotne znaczenie dla realizacji podstawowych celów polityki energetycznej. Zwiększenie wykorzystania tych źródeł niesie za sobą większy stopień uniezależnienia się od dostaw energii z importu. Promowanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii pozwala na zwiększenie stopnia dywersyfikacji



Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej [GWh] przez źródła wytwórcze w KSE w latach 2018–2021

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (PSE 2022)

Fig. 2. Electricity production [GWh] by generation sources in the NPS between 2018 and 2021



Rys. 3. Struktura procentowa mocy zainstalowanej w KSE stan na 31.12.2021 (a) roku oraz procentowy udział w produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2021 roku (b)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (PSE 2022)

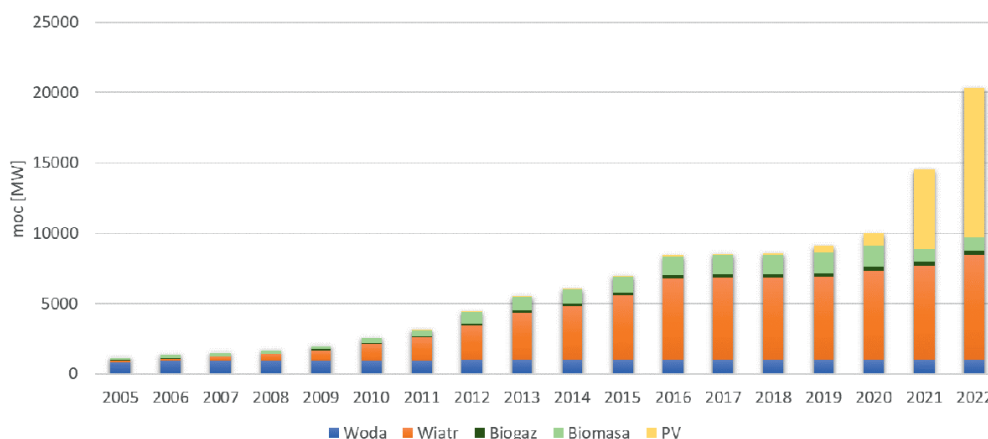
Fig. 3. Percentage structure of installed capacity in the NPS as of 31.12.2021 (a) and the percentage share of electricity production of each group of power plants by fuel type in 2021 (b)

źródeł dostaw oraz stworzenie warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.

Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych cechuje się niewielką lub zerową emisją zanieczyszczeń, co zapewnia pozytywne efekty ekologiczne. W ostatnich kilku latach można zauważyć przede wszystkim dynamiczny rozwój sektora instalacji fotowoltaicznych (rys. 4). Założenia polityki energetycznej zakładają zrównoważone wykorzystanie poszczególnych rodzajów energii ze źródeł odnawialnych. Istotne będzie wykorzystanie biogazu pochodzącego

z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków i innych odpadów. W zakresie energetyki wiatrowej przewiduje się jej rozwój zarówno na lądzie, jak i na morzu. W znacznie większym stopniu niż dotychczas zakłada się wykorzystanie energii promieniowania słonecznego za pośrednictwem technologii fotowoltaicznych w produkcji energii elektrycznej.

Struktura wiekowa zasobów wytwórczych w KSE sprawia, że już w latach 2016–2020 wycofano z eksploatacji bloki energetyczne o łącznej mocy ponad 3 GW. Według scenariusza skumulowanych wycofań istniejących jednostek wytwórczych przedstawionego przez PSE SA oraz zawartego w zapisach polityki energetycznej, zakłada się także wycofania ze względu na planowane wdrożenie konkluzji wprowadzających nowe standardy emisyjne.



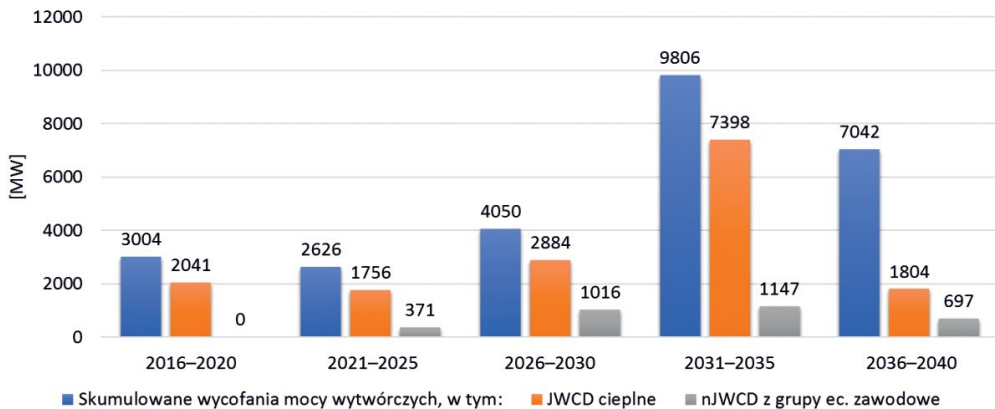
Rys. 4. Struktura zmian mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych w KSE w latach 2005–2022  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (URE 2022)

Fig. 4. The structure of changes in installed capacity of renewable sources in the NPS from 2005 to 2022

Do 2040 r. możliwe będzie wyłączenie ponad 24 GW źródeł wytwórczych (rys. 5). Perspektywa wycofania z eksploatacji znacznych wartości mocy wytwórczych oraz niepewność uruchomienia planowanych projektów inwestycyjnych w aktualnych warunkach może implikować ryzyko niestabilnej pracy KSE oraz możliwości zaspokojenia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w najbliższej perspektywie. Już obecnie nasze zdolności produkcji energii elektrycznej nie są w stanie pokryć zapotrzebowania na energię.

Troska o klimat i próba zahamowania globalnego ocieplenia sprawiły, że obecnie w odnawialnych źródłach energii widzi się przyszłość energetyki. Ustalenia Konferencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu oraz kolejne zapisy prawne Unii Europejskiej, wprowadzające obostrzenia dotyczące emisji szkodliwych gazów powodują, że praktycznie nie ma już nowych inwestycji w sektorze energetyki węglowej. W Polsce węgiel brunatny i kamienny nadal odgrywa główną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Należy mieć na uwadze, że system energetyczny, który w prawie 80% oparty jest na tym paliwie trudno będzie w ciągu kilku lat przestawić na inne źródła energii. Stąd istniejące oraz perspektywiczne możliwości pozyskiwania energii pierwotnej z krajowych źródeł po-

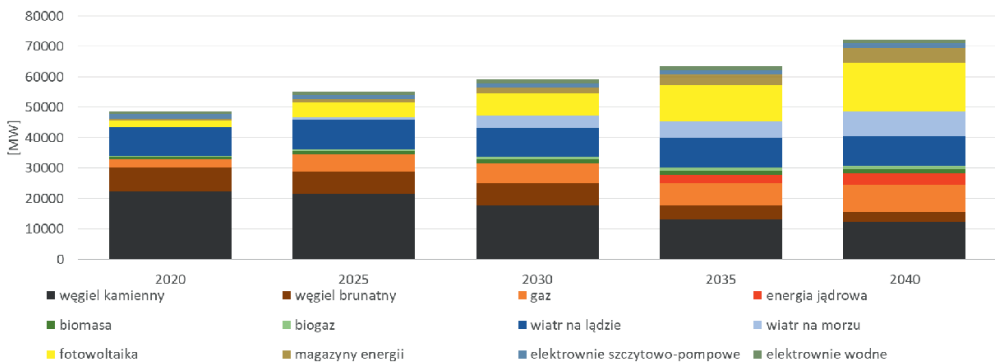




Rys. 5. Skumulowane wycofania jednostek wytwórczych planowane w latach 2016–2040  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (ZPEP 2021)

Fig. 5. Cumulative withdrawals of generation units planned between 2016 and 2040

winy w okresie zmian zapewnić bezpieczeństwo energetyczne. Na rysunku 6 przedstawiono prognozę mocy zainstalowanej w KSE do 2040 r., zgodną z zapisami Polityki energetycznej Polski do 2040 r., z której wynika prognozowany wzrost udziału źródeł odnawialnych w przyszłym miksie energetycznym oraz tempo wycofywania się z energetyki węglowej.



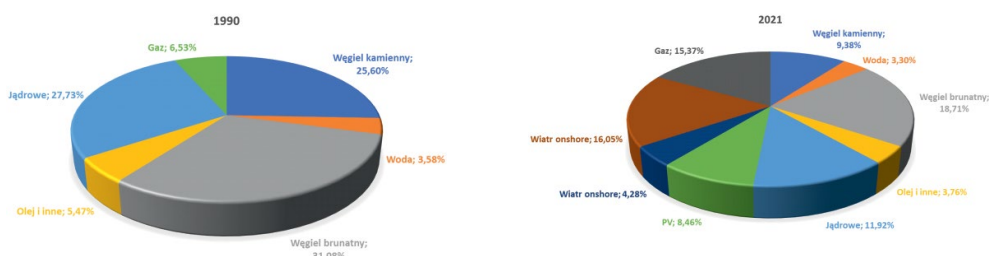
Rys. 6. Prognoza mocy zainstalowanej w KSE do 2040 r.  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (Instrat 2022)

Fig. 6. Forecast of installed capacity in the NPS until 2040

Warto również zauważyć, że nadal w miksie energetycznym ponad 30% mocy zainstalowanej stanowić będą źródła wytwórcze opalane węglem i gazem ziemnym, a ich łączna moc zainstalowana wyniesie ponad 22 GW.

### 3. Polityka energetyczna Niemiec

Historia rozwoju niemieckiej polityki energetycznej *Energiewende* wywodzi się z drobnych, lokalnych inicjatyw, które pojawiły się na początku lat 1990. Momentem przełomowym było uchwalenie ustawy o odnawialnych źródłach energii w 2000 r. Wspomniana ustawa o OZE (EEG 2000), wprowadziła system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii, zapewniający im gwarantowaną taryfę przez 20 lat oraz pierwszeństwo zakupu przez operatorów sieci. Od tego momentu można zauważyć znaczące zmiany w miksie energetycznym, który dzięki wparciu legislacyjnemu źródeł OZE zmienił się diametralnie na przestrzeni tych 30 lat (rys. 7).



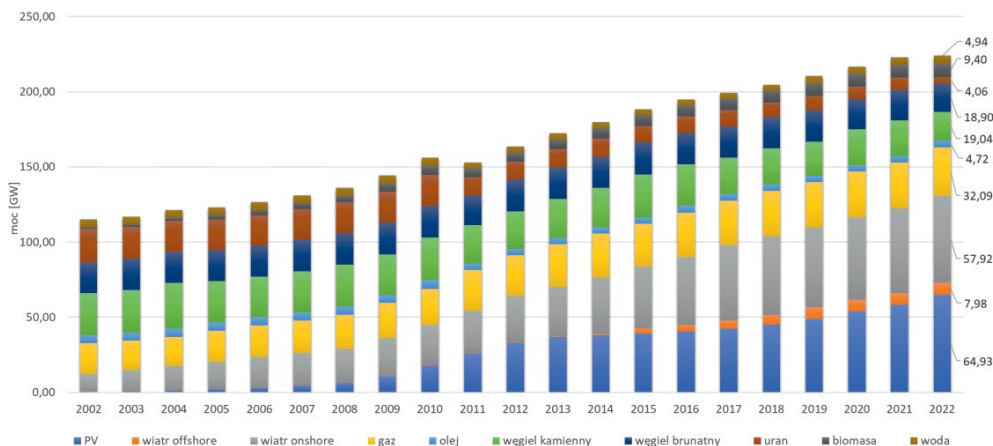
Rys. 7. Procentowe udziały mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych w 1990 (a) i 2021 (b) r. w Niemczech  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: <https://www.energy-charts.de> (Energy 2022)

Fig. 7. Percentages of installed generation capacity in 1990 (a) and 2021 (b) in Germany

W 2019 r. Bundestag uchwalił ustawę o Ochronie klimatu (niem. *Klimaschutzgesetz*), w której zapisano wprowadzenie opłat za emisję dwutlenku węgla w sektorach transportu i ogrzewania, które dotychczas nie były objęte europejskim systemem handlu uprawnieniami do emisji. Przede wszystkim jednak usankcjonowała prawnie nowy cel klimatyczny, który zakłada, że do 2050 r. Niemcy osiągną neutralność emisyjną. W praktyce oznacza to, że do 2050 r. powinno dojść do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 95%, w odniesieniu do poziomu z roku 1990 (BMU 2019). Osiągnięcie tego ambitnego zamierzenia zdecydowanie utrudni fakt, że Niemcy definitywnie rezygnują z energetyki jądrowej, która stanowi niskiemisyjne, wydajne, a przede wszystkim w pełni sterowalne źródło energii, w przeciwieństwie do źródeł odnawialnych, zależnych od warunków pogodowych. Wydaje się, że w tej kwestii fundamentalnym wyzwaniem będzie znalezienie sposobu na magazynowanie energii na dużą skalę oraz opracowanie technologii umożliwiającej integrację niestabilnych źródeł energii odnawialnej z systemem elektroenergetycznym.

Od 2000 r., kiedy rząd niemiecki wprowadził ustawę o źródłach energii odnawialnej (EEG 2000), można zauważyć wyraźny wzrost instalowanej mocy w źródłach wytwórczych, szczególnie odnawialnych, które uzyskały znaczne wsparcie w rozwoju. Niemiecki system energetyczny to ponad 223 GW mocy zainstalowanej. Mimo negatywnego nastawienia Niemiec do energetyki węglowej udział obu rodzajów węgla w niemieckim bilansie energetycznym wynosi 17% mocy zainstalowanej i odpowiada za około 30% produkowanej energii

elektrycznej. W niemieckim miksie energetycznym energia jądrowa nadal zapewni około 10% zapotrzebowania na energię, przy około 4% udziale w mocy zainstalowanej. Zgodnie z decyzjami rządu i parlamentu Niemiec, ostatnie elektrownie jądrowe zostaną wyłączone do połowy 2023 r.



Rys. 8. Sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wytwórczych w Niemczech

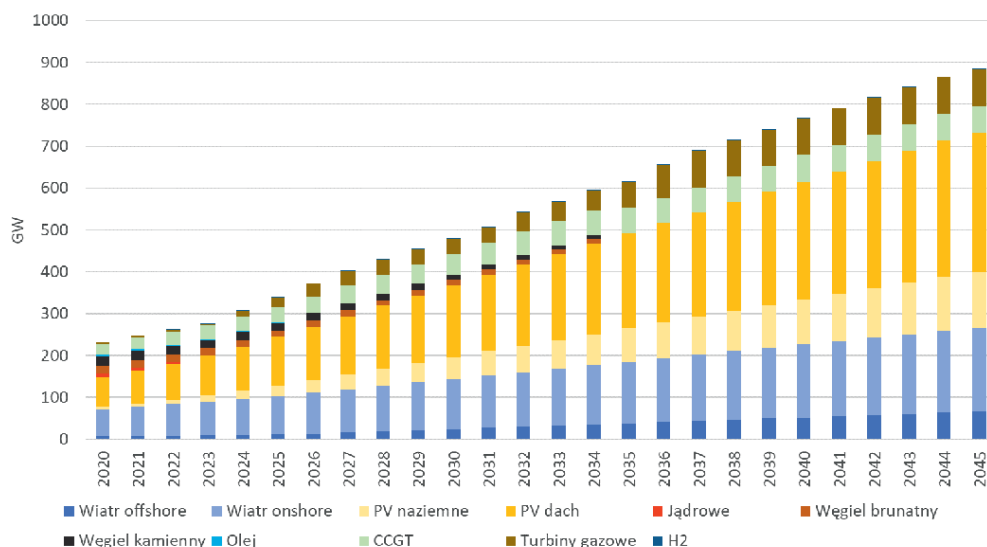
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: <https://www.energy-charts.de> (Energy 2022)

Fig. 8. Total installed generation capacity in Germany

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* (Key 2021) z 2020 r., postanowiono najpóźniej do 2038 r. zakończyć produkcję energii elektrycznej z węgla. Zgodnie z projektem ustawy zainstalowana moc elektrowni węglowych uczestniczących w rynku energii ma zostać zredukowana z obecnych 42 do 30 GW w 2023 r. oraz do 17 GW w 2030 r. Ponadto w latach 2026, 2029 i 2032 mają zostać przeprowadzone analizy możliwości zakończenia spalania węgla w 2035 r.

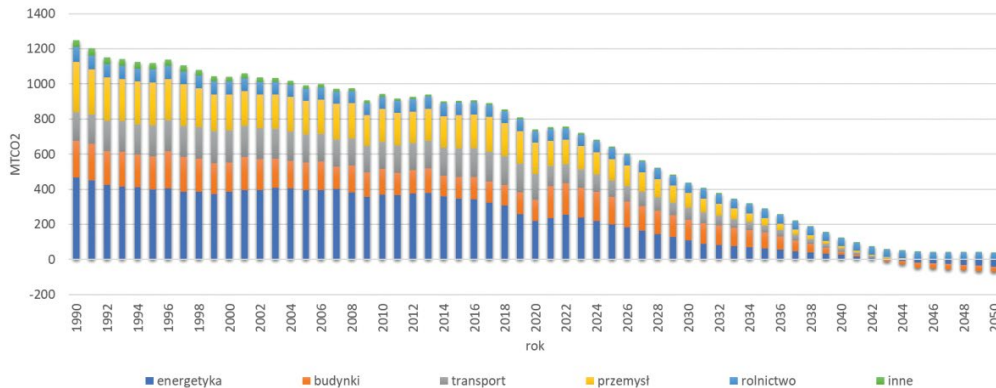
Według scenariusza referencyjnego, który służy jako podstawa do porównania z innymi scenariuszami, w 2045 r. sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wiatrowych i fotowoltaice ma wynosić ponad 690 GW (rys. 9). Zgodnie z tymi założeniami w niemieckim systemie elektroenergetycznym zainstalowanych będzie ponadto około 152 GW mocy w elektrowniach z turbinami gazowymi zasilanymi metanem lub wodorem oraz elektrowniach i elektrociepłowniach gazowo-parowych. Łączna sumaryczna moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym w 2050 r. przekroczy 880 GW.

Zaproponowany scenariusz stanowi zoptymalizowany wariant z celami redukcji emisji CO<sub>2</sub> wynoszącymi 65% w 2030 r. i 100% w 2045 r. Od 2050 r. Niemcy zakładają osiągnięcie ujemnego bilansu emisji, co oznacza, że wykorzystując naturalne pochłaniacze, takie jak drzewa czy glebę, będą usuwać więcej gazów cieplarnianych niż emitują (rys. 10) (Agora 2022).



Rys. 9. Sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wytwórczych w Niemczech do 2045 r.  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: <https://www.energy-charts.de> (Energy 2022)

Fig. 9. Total installed generation capacity in Germany by 2045



Rys. 10. Emisje CO<sub>2</sub> w gospodarce Niemiec do 2050 r.  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (Agora 2022)

Fig. 10. CO<sub>2</sub> emissions in the German economy by 2050

## Podsumowanie

Rząd Niemiec wyznaczył długoterminowy cel w zakresie zarówno rozwoju energii odnawialnej, jak i zdecydowanego obniżenia emisji gospodarki. Można zauważyć, że polityka

*Energiewende* stanowi skuteczne narzędzie realizacji ekonomicznych i politycznych interesów Niemiec. Zarówno w wymiarze wewnętrznym jak i zewnętrznym. Polityczny charakter zmian w sektorze energetycznym Niemiec jest szczególnie istotny, ponieważ pomimo coraz większych nakładów finansowych na ten projekt, kolejne ekipy rządzące w Niemczech są w stanie skutecznie go realizować.

Identyfikacja krajowego sektora energetycznego wskazuje, że perspektywie najbliższych kilku lat konieczne będzie oparcie systemu elektroenergetycznego na wycofywanych z eksploatacji elektrowniach węglowych. Czas ten powinien pozwolić na budowę nowego miksu energetycznego, w którym stopniowo większy udział będą miały inne technologie energetyczne, przede wszystkim źródła odnawialne oraz technologie jądrowe. Istotną sprawą przy konstruowaniu scenariuszy rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest konieczność wypełnienia krajowych i unijnych wymogów, do których można zaliczyć między innymi:

- zagwarantowanie wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii,
- zapewnienie stosunkowo dużej samowystarczalności i niezależności energetycznej,
- spełnienie wymagań środowiskowych dotyczących redukcji emisji,
- odpowiedni udział źródeł odnawialnych w miksie energetycznym.

Źródła OZE są czystymi źródłami energii i w dłuższej perspektywie z pewnością będą nabierać coraz większego znaczenia w sektorze energetycznym. Podejmując decyzję o budowie nowych źródeł wytwórczych, należy również uwzględnić ich wpływ na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Jednak jak wskazuje przykład niemiecki, konieczne będzie przy opracowaniu kolejnej aktualizacji polityki energetycznej uwzględnienie aspektów dotyczących znacznych redukcji emisji. W przeciwnym wypadku koszty produkowanej energii elektrycznej będą jednymi z najwyższych w Europie i mogą nie być akceptowalne społecznie.

## Literatura

- Agora 2022 – [Online] <https://www.agora-energiewende.de/en/the-energiewende/the-german-energiewende/q1-what-is-the-german-energiewende/> [Dostęp: 12.10.2022].
- BMU 2019 – [Online] <https://www.bmu.de/en/topics/climate-adaptation/climate-protection/national-climate-policy/climate-action-plan-2050-germanys-long-term-low-greenhouse-gas-emission-development-strategy> [Dostęp: 07.10.2022].
- Climate 2009 – [Online] [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2020-climate-energy-package\\_pl](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2020-climate-energy-package_pl) [Dostęp: 10.10.2022].
- CO2 2022 – [Online] <https://businessinsider.com.pl/gospodarka/koszt-emisji-co2-w-polsce-jest-trzy-razy-wyzszy-od-sredniej-ue/84zbbhs> [Dostęp: 10.10.2022].
- Dyrektywa 1996 – Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 roku. [Online] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A-A31996L0092> [Dostęp: 10.10.2022].
- Dyrektywa 2003 – Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE. [Online] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:02003L0087-20200101&qid=1622445232241&from=EN> [Dostęp: 10.10.2022].
- EEG 2000 – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. [Online] <https://www.clearingstelle-ee-gkwkg.de-gesetz/275> [Dostęp: 01.10.2022].
- EGD 2019 – [Online] [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_pl](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl) [Dostęp: 10.10.2022].
- Energy 2018 – [Online] [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en) [Dostęp: 10.10.2022].

- Energy 2022 – [Online] <https://www.energy-charts.de> [Dostęp: 10.10.2022].
- ETS 2005 – Komisja Europejska, Unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). [Online] [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets\\_pl](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_pl) [Dostęp: 10.10.2022].
- Instrat 2022 – [Online] <https://energy.instrat.pl/> [Dostęp: 30.10.2022].
- Key 2021 – Key findings and Summary, Monitoring report 2020, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. [Online] [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) [Dostęp: 01.10.2022].
- KPnREiK 2019 – [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu> [Dostęp: 10.10.2022].
- Kyoto 1997 – What is the Kyoto Protocol? [Online] [https://unfccc.int/kyoto\\_protocol](https://unfccc.int/kyoto_protocol) [Dostęp: 10.10.2022].
- PEP 2021 – Polityka energetyczna Polski do 2040. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 10.10.2022].
- PSE 2022 – [Online] <https://www.pse.pl/dane-systemowe> [Dostęp: 30.10.2022].
- Strategia 2017 – Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. [Online] <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/informacje-o-strategii-na-rzecz-odpowiedzialnego-rozwoju> [Dostęp: 10.10.2022].
- URE 2022 – [Online] <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html> [Dostęp: 30.10.2022].
- ZPEP 2021 – Załącznik nr 2 do PEP 2040. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [dostęp: 10.10.2022].

## *Niemiecka polityka energetyczna w kontekście odejścia od węgla*

Streszczenie: Europejski Zielony Ład to jedna z najbardziej kompleksowych strategii Unii Europejskiej w zakresie ochrony środowiska oraz przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym. Projekt Europejskiego Zielonego Ładu przyjęty został przez Unię w 2019 roku. Europa do 2050 roku planuje zostać pierwszym kontynentem neutralnym dla klimatu. Zielony Ład jest w swoim założeniu odpowiedzią UE na największy globalny kryzys naszych czasów, jakim są zmiany klimatyczne. Celem jest gospodarka niskoemisyjna, co oznacza fundamentalne zmiany nie tylko w sektorze energetyki, lecz we wszystkich obszarach życia gospodarczego na przestrzeni najbliższych trzydziestu lat. Problem rosnących cen energii elektrycznej dotknął większość krajów Unii Europejskiej. Ma to również ścisły związek z rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie ETS. Unijny system handlu emisjami, w swojej idei ma służyć finansowaniu walki ze zmianami klimatycznymi oraz zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych. Podstawą handlu emisjami jest limit emisji gazów cieplarnianych, który z czasem jest obniżany. Ma to sprawić, aby paliwa kopalne były coraz mniej opłacalnym źródłem energii. Ceny uprawnień do emisji najbardziej dotyczą gospodarek, w których koszty transformacji energetycznej są najwyższe. Brak przemyślanego podejścia do transformacji energetycznej może spowodować, że koszty energii w najbliższym czasie mogą jeszcze mocniej obciążać portfele obywateli. W referacie przedstawiono porównanie polskiego i niemieckiego sektora energetycznego i możliwy wpływ handlu emisjami na rozwój sektora energetycznego.

Słowa kluczowe: Energiewende, polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, system energetyczny, handel emisjami

## *Germany's energy policy in the context of the phase-out of coal*

Abstract: The European Green Deal is one of the European Union's most comprehensive strategies for protecting the environment and tackling climate change. The draft European Green Deal, was adopted by the Union in 2019. Europe plans to become the first climate-neutral continent by 2050. The Green Deal is, at its core, the Union's response to the biggest global crisis of our time - climate change. The goal is a low-carbon economy, which means fundamental changes not only in the energy sector, but in all areas of economic life over the next thirty years. The problem of rising electricity prices has affected most countries in the European Union. It is also closely related to the rising prices of CO<sub>2</sub> emission allowances in the ETS. The EU ETS, in its conception, is intended to finance the fight against climate change and reduce greenhouse gas emissions. The basis of emissions trading is a cap on greenhouse gas emissions, which is lowered over time. This is intended to make fossil fuels an increasingly cost-effective source of energy. Emission allowance prices affect the economies with the highest energy transition

costs the most. The lack of a thoughtful approach to the energy transition may cause energy costs to weigh even more heavily on citizens' wallets in the near future. The paper presents a comparison of the Polish and German energy sectors and the possible impact of emissions trading on the development of the energy sector.

Keywords: Energiewende, energy policy, energy security, energy system, emissions trading





Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK<sup>1</sup>  
Said MAKOUDI<sup>2</sup>

## **Fracja energetyczna w odpadach komunalnych wytwarzanych w wybranych województwach południowo- -wschodniej Polski**

### **Wprowadzenie**

Wytwarzanie odpadów komunalnych oraz określane w dokumentach planistycznych wskaźniki wytwarzania są zróżnicowane, przede wszystkim w zależności od charakteru danego obszaru oraz struktury ludności zamieszkującej analizowany teren. Wartości te zmieniały się też na przestrzeni czasu, dążąc do zrównania wielkości wytwarzania i zbierania masy odpadów komunalnych (Klojzy-Karczmarczyk i Makoudi 2017). Poszczególne frakcje morfologiczne odpadów komunalnych zbierane są w sposób selektywny w różnych udziałach procentowych, natomiast pozostałość stanowią odpady zmieszane (nazywane też odpadami „reszkowymi”). Odpady zebrane w sposób zmieszany kierowane mogą być do instalacji termicznego przekształcania odpadów lub też do instalacji mechaniczno-biologicznego przetwarzania (MBP), gdzie następuje ich przetwarzanie i wytwarzanie kolejnych rodzajów odpadów o różnym przeznaczeniu i kierunkach dalszego ich zagospodarowania (m.in. Wasilewski i Tora 2009; Klojzy-Karczmarczyk i in. 2015; Kumar i Samadder 2017; Wielgosiański 2020).

Odpady, zbierane zarówno w sposób selektywny, jak też wydzielane w instalacji MBP, mogą mieć zastosowanie jako paliwa alternatywne. Muszą one wykazywać jednak odpowiednie parametry, z czego istotną cechą jest wartość opałowa, przyjmowana najczęściej na minimalnym poziomie 12 MJ/kg (Michalak i in. 2003). Ponadto, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 16 lipca 2015 roku w sprawie dopuszczania odpadów do skła-

---

<sup>1</sup> Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków;  
ORCID iD: 0000-0002-2003-2291; e-mail: beatakk@min-pan.krakow.pl

<sup>2</sup> Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, Kraków;  
ORCID iD: 0000-0002-8700-5861; e-mail: makoudi@min-pan.krakow.pl

dowania na składowiskach (Dz.U. z 2015, poz. 1277), odpady komunalne zbierane selektywnie oraz odpady powstające w wyniku przetwarzania odpadów komunalnych nie mogą być składowane na składowiskach odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne, jeżeli ich ciepło spalania jest wyższe niż 6 MJ/kg. Odpady te mogą być jednak poddawane odzyskowi np. w procesie termicznego przekształcania. Istnieją ograniczenia w zakresie bezpośredniego kierowania frakcji zbieranej w sposób zmieszany do instalacji termicznego przekształcania (tj. spalarni odpadów komunalnych). Zgodnie z ustawą z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (tj. Dz.U. z 2022, poz. 699) dopuszcza się przekazywanie niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych do takiej instalacji, jeżeli został spełniony przez jednostkę (gminę) warunek w zakresie osiągnięcia odpowiednich poziomów przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów komunalnych oraz ograniczenia masy odpadów komunalnych ulegających biodegradacji przekazywanych do składowania. Instalacje termicznego przetwarzania odpadów komunalnych, generalnie przyjmują zatem odpady komunalne zmieszane o kodzie 20 03 01 oraz odpady pochodzące z przetworzenia odpadów komunalnych w instalacji MBP o kodach 19 12 12 oraz 19 12 10. Przetwarzanie może odbywać się z odzyskiem energii w procesie R1 (wykorzystanie głównie jako paliwa lub innego środka wytwarzania energii) lub w procesie unieszkodliwienia D10 (przekształcanie termiczne na łądzie).

Istotnym zagadnieniem w gospodarce odpadami jest określenie masy odpadów, które mogą być uznane jako frakcje energetyczne, a następnie zagospodarowane jako paliwo alternatywne lub kierowane do przetwarzania w instalacji termicznego przekształcania wraz ze strumieniem odpadów zmieszanych lub też jako frakcje wydzielone. Do analizy wybrano zatem wytwarzanie frakcji energetycznej i jej udział w strumieniu odpadów komunalnych wytwarzanych przez mieszkańców województw południowo-wschodniej Polski. Analizowano wytwarzanie i selektywne zbieranie odpadów w województwie małopolskim, województwie śląskim oraz województwie podkarpackim. W strumieniu wytwarzanych odpadów komunalnych frakcje energetyczne zajmują znaczący udział. Za takie frakcje uznano odpady z tworzyw sztucznych, papieru i tektury, tekstyliów, drewna oraz odpady wielomateriałowe (Klojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2017; Wielgościński 2020). Wartość opałowa poszczególnych frakcji morfologicznych charakteryzuje się zdecydowaną zmiennością, a frakcje uznane za energetyczne wykazują wartości wyższe od 12 MJ/kg, a najwyższą wartością opałową charakteryzują się tworzywa sztuczne, przekraczając nawet 40 MJ/kg (m.in. Mokrzycki i Uliaasz-Bocheńczyk 2005; Socotec 2008; Dąbrowski i Piecuch 2011; Sorek i in. 2012; Cichy i Sobczyk 2014; Piecuch i Dąbrowski 2014; Budzyń i Tora 2014; Jaglarz i Generowicz 2015; Klojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2017; Sieja 2019).

Podstawą przeprowadzonej analizy są dostępne dokumenty planistyczne na lata 2016–2022 (PGOWM 2016–2022; PGOWŚ 2016–2022; PGOWP 2022) oraz materiały sprawozdawcze dotyczące przedmiotowych województw za lata 2017 – 2019 (Sprawozdanie WM 2017–2019; Sprawozdanie WŚ 2017–2019; Sprawozdanie WP 2017–2019). Analizie poddano zatem informacje w zakresie składu morfologicznego odpadów komunalnych oraz wielkości selektywnego zbierania poszczególnych frakcji i przetwarzania odpadów zebranych w sposób selektywny oraz zmieszany w latach 2014–2019. Od roku 2020 szczegółowe informacje i dane w zakresie gospodarki odpadami są gromadzone w bazie danych o produktach i opakowaniach oraz gospodarce odpadami (baza BDO).

## **1. Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych w województwach**

Zgodnie z klasyfikacją NUTS, analizowane województwa (małopolskie, śląskie oraz podkarpackie) należą do Makroregionu Południowego oraz Makroregionu Wschodniego (Klasyfikacja... 2021). Według stanu na październik 2021 roku, eksploatowanych jest w Polsce ogółem 8 instalacji do termicznego przekształcania niesegregowanych (zmieszanych, resztkowych) odpadów komunalnych oraz pozostałości z przetwarzania odpadów komunalnych (Projekt KPGO 2028). Istnieje ponadto możliwość przekazywania do termicznego przekształcania innych rodzajów odpadów, jeżeli działanie takie zapewni wynik najlepszy dla środowiska, zgodnie z hierarchią postępowania z odpadami.

Na obszarze analizowanych województw funkcjonują instalacje do termicznego przekształcania odpadów z sektora komunalnego (spalarnie odpadów). W województwie małopolskim, Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów, zlokalizowany w Krakowie przetwarza odpady o kodach 20 03 01 oraz odpady z przetwarzania w instalacjach MBP zmieszanych odpadów komunalnych o kodach 19 12 12 oraz 19 12 10 (Sprawozdanie WM 2017–2019).

Województwo podkarpackie wykazuje natomiast Instalację Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii w Rzeszowie. Instalacja ta przyjmuje odpady o kodzie 20 03 01 oraz odpady z przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych o kodach 19 12 12 i 19 12 10. Do instalacji skierowano ponadto inne odpady komunalne o kodzie 20 03 07 (odpady wielkogabarytowe), odpady opakowaniowe o kodach 15 01 02 (opakowania z tworzyw sztucznych) i 15 02 03 (sorbenty, materiały filtracyjne, tkaniny) oraz odpady z budowy i remontów o kodach 17 02 01 (drewno) i 17 02 03 (tworzywa sztuczne) (Sprawozdanie WP 2017–2019).

Województwo śląskie nie posiada natomiast instalacji termicznego przetwarzania odpadów komunalnych oraz odpadów powstałych w wyniku przetworzenia odpadów komunalnych. Odpady powstałe z przetwarzania odpadów komunalnych kierowano do dwóch instalacji: Cementownia w Rudnikach oraz Elektrociepłownia w Zabrze (Sprawozdanie WŚ 2017–2019).

Alternatywną instalacją dla spalarni odpadów komunalnych mogą być instalacje do produkcji paliwa alternatywnego z odpadów komunalnych (w ramach instalacji MBP lub inne) i wytwarzanie w konsekwencji odpadów o kodzie 19 12 10. Istnieje możliwość zwiększenia kaloryczności paliw alternatywnych wytwarzanych z odpadów komunalnych poprzez włączenie do ich produkcji innych odpadów z sektora przemysłowego (np. zużytych opon) (Sieja 2019). Na obszarze analizowanych województw istnieje szereg instalacji do produkcji paliwa alternatywnego (najczęściej RDF).

## **2. Morfologia wytwarzanych odpadów komunalnych i wydzielenie frakcji energetycznej**

Udziały poszczególnych frakcji morfologicznych w całym strumieniu są zróżnicowane w zależności od województwa oraz od charakteru analizowanego obszaru. Morfologię odpadów komunalnych i jej zestawienie opracowano na podstawie danych wybranych wojewódzkich planów gospodarki odpadami na lata 2016–2022 (PGOWM 2016–2022; PGOWP 2022;

PGOWŚ 2016–2022). Dane dotyczą roku 2014 i są to najnowsze dostępne dane możliwe do pozyskania. Aktualne dane są obecnie na etapie opracowywania, weryfikowania czy konsultowania w ramach kolejnych edycji wojewódzkich planów gospodarki odpadami. Podział na frakcje morfologiczne strumienia odpadów komunalnych jest nieco odmienny na obszarach analizowanych województw (tab. 1). Można jednak porównywać te frakcje, sądząc po charakterystyce konkretnych rodzajów odpadów.

TABELA 1. Zestawienie frakcji morfologicznych odpadów komunalnych wytwarzanych na obszarze wybranych województw

TABLE 1. List of morphological classifications of municipal waste generated in selected voivodeships

Województwo małopolskie*	Województwo podkarpackie**	Województwo śląskie***
Wydzielone frakcje morfologiczne w województwach, 2014 rok		
–	Odpady kuchenne i ogrodowe	Odpady kuchenne organiczne
Papier i tektura	Papier i tektura	Papier
Tworzywa sztuczne	Tworzywa sztuczne	Tworzywa sztuczne
Drewno	Drewno	Drewno
Szkło	Szkło	Szkło
Metale	Metale	Metale
Opakowania wielomateriałowe	Odpady wielomateriałowe	Odpady wielomateriałowe
Odzież i tekstylia	Tekstylia	Tekstylia
Odpady wielkogabarytowe	Odpady wielkogabarytowe	Odpady wielkogabarytowe
Odpady remontowo-budowlane	Odpady mineralne	Odpady inertne
–	Fracja <10 mm	Fracja drobna <10mm
Odpady niebezpieczne	Odpady niebezpieczne	Odpady niebezpieczne
Inne kategorie	Inne kategorie	Inne kategorie
Odpady zielone i inne bioodpady	–	Odpady zielone

\*PGOWM 2016–2022; \*\* PGOWP 2016–2022; \*\*\*PGOWŚ 2022.

Fracje morfologiczne odpadów komunalnych, dla których wartość opałowa jest wyższa od 6 MJ/kg.

Odpady z tworzyw sztucznych, papieru i tektury, tekstyliów, drewna oraz odpady wielomateriałowe można uznać za frakcje energetyczne, gdyż ich wartość opałowa jest wyższa od 12 MJ/kg, czyli wartości minimalnej stawianej paliwom. Również odpady wielkogabarytowe mogą stanowić, jednak tylko częściowo, frakcje energetyczne. We wcześniejszej pracy Kłojzy-Karczmarczyk i Staszczaka (2017) oszacowano, że w odniesieniu do ogółu odpadów komunalnych wytwarzanych w skali całego kraju, największy udział frakcji energetycznych obserwowany jest w odpadach generowanych przez mieszkańców dużego miasta (>50 000 mieszkańców) i wynosi 39%, nieco niższy w odpadach generowanych przez mieszkańców małego miasta na poziomie 29%, a najniższy w odpadach generowanych przez mieszkańców obszarów wiejskich na poziomie 22%. Biorąc pod uwagę dane z roku 2014 w odniesie-

niu do analizowanych województw (tab. 2), można sądzić, że udział frakcji energetycznych w całkowitym strumieniu wytwarzanych odpadów komunalnych w województwie małopolskim jest zdecydowanie wyższy niż przedstawione powyżej wartości i sięga blisko 49%. Tak wysoki udział frakcji energetycznej wynika ze zwiększonej ilości w strumieniu odpadów, tworzyw sztucznych, co z kolei może być związane z dużym natężeniem ruchu turystycznego w kilku obszarach województwa (m.in. Kraków, Zakopane, Krynica Zdrój). W województwach podkarpackim oraz śląskim udział ten jest niższy i kształtuje się w przedziale wartości 29–36%, co odpowiada wartościom uśrednionym dla całego kraju.

TABELA 2. Masa i udział procentowy odpadów frakcji energetycznej w odpadach komunalnych wytwarzanych w 2014 roku w wybranych województwach

TABLE 2. The weight and percentage of energy fraction of communal waste generated in 2014 in selected voivodships

Frakcja energetyczna Wytwarzanie	Województwo małopolskie		Województwo podkarpackie		Województwo śląskie	
	masa* [Mg]	udział w odpadach [%]	masa** [Mg]	udział w odpadach [%]	masa*** [Mg]	udział w odpadach [%]
Papier i tektura	149 447	17,7	55 670	10,6	219 850	14,7
Tworzywa sztuczne	179 800	21,3	63 020	12,0	201 991	13,5
Drewno	2 133	0,3	2 100	0,4	8 152	0,5
Odpady wielomateriałowe	68 067	8,1	18 910	3,6	76 011	5,1
Tekstyliia	12 142	1,4	14 710	2,8	35 756	2,4
Razem	411 589	48,8	154 410	29,4	541 760	36,2

Źródło danych: \*PGOWM 2016–2022; \*\* PGOWP 2022; \*\*\*PGOWŚ 2016–2022.

### 3. Dostępna frakcja energetyczna w strumieniu odpadów komunalnych

Szacowanie masy frakcji energetycznej ogółem oraz jej dostępności z odpadów komunalnych jest procesem dosyć skomplikowanym. Trudnym zagadnieniem okazało się pozyskanie spójnych danych dotyczących każdego z analizowanych województw oraz aktualność danych. Po rozeznaniu możliwości, przyjęto podstawowe założenia do szacowania wielkości wytwarzania i dostępności frakcji energetycznej w strumieniu odpadów komunalnych wytwarzanych przez mieszkańców wybranych województw południowo-wschodniej Polski.

Założenia przyjęte dla potrzeb analizy:

- Ludność województw została podana zgodnie z danymi GUS (Dane GUS, BDL).
- Za frakcje energetyczne uznano odpady z tworzyw sztucznych, papieru i tektury, tekstyliów, drewna oraz odpady wielomateriałowe. Analizę ilości i jakości odpadów komunalnych (poszczególnych frakcji wytworzonych i zebranych) przeprowadzono dla lat 2017, 2018 oraz 2019 na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach z realiza-

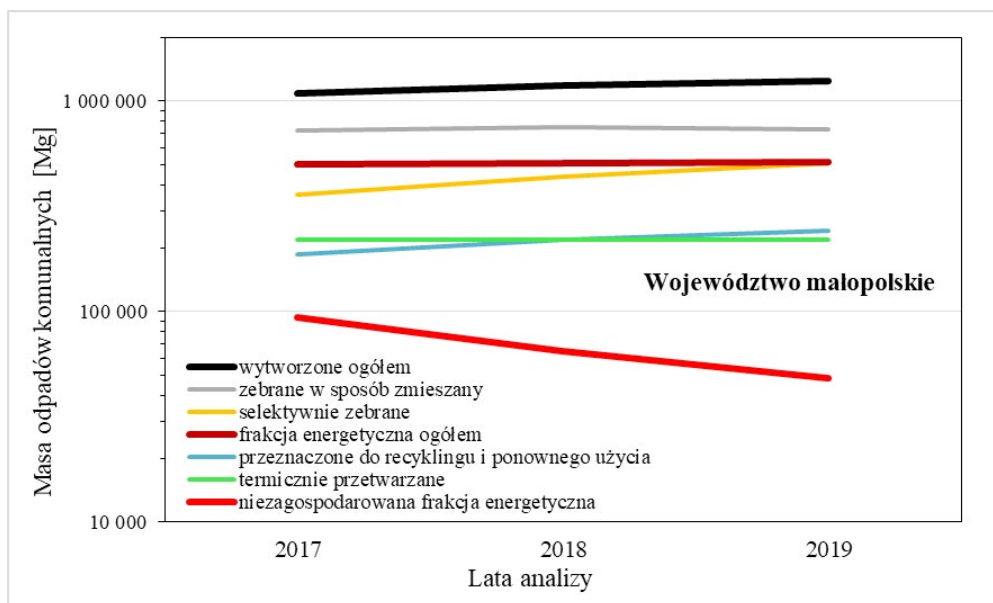
cji planów gospodarki odpadami dla poszczególnych województw (Sprawozdanie WM 2017–2019; Sprawozdanie WP 2017–2019; Sprawozdanie WŚ 2017–2019) oraz na podstawie planów gospodarki odpadami szczebla wojewódzkiego na lata 2016–2022 (PGOWM 2016–2022; PGOWP 2016; PGOWŚ 2016–2022).

- Zestawienie masy odpadów komunalnych wytwarzanych ogółem (odpadów zebranych) przez mieszkańców województw oraz zebranych w sposób selektywny i zebranych w sposób zmieszany przyjęto na podstawie sprawozdań z realizacji planów gospodarki odpadami. Trudnym zagadnieniem jest wydzielenie w strumieniu odpadów zebranych selektywnie, jedynie frakcji energetycznej. Stąd zestawieniom masy poddano odpady zebrane selektywnie, jako całość.
- Masa frakcji energetycznej wytwarzanej ogółem jest szacowana w oparciu o dwie zaproponowane metody obliczeń. Masę frakcji szacowano na podstawie wojewódzkich planów gospodarki odpadami, dla których rokiem bazowym był rok 2014. Podano prognozy wytwarzania frakcji morfologicznych uznanych za energetyczne zgodnie z przedmiotowymi dokumentami planistycznymi (zgodnie z tabelą 1). W celach porównawczych szacowano ponadto masę frakcji energetycznej na podstawie rzeczywiście zebranej masy odpadów komunalnych w latach 2017–2019 i uwzględnieniu obliczonego udziału frakcji energetycznej w strumieniu odpadów w poszczególnych województwach (tab. 2).
- Masę odpadów zebraną i przeznaczoną do recyklingu i ponownego użycia przyjęto na podstawie sprawozdań z realizacji planów gospodarki odpadami. Jest to łączna masa odpadów frakcji: papier, metal, tworzywa sztuczne i szkło, przy czym szkło i metal nie stanowią frakcji energetycznej.
- Masę odpadów poddaną termicznemu przekształcaniu w poszczególnych województwach podano zgodnie z informacjami sprawozdań z realizacji planów gospodarki odpadami.
- Na podstawie pozyskanych informacji szacowano masę niezagospodarowanej (niewykorzystanej) frakcji energetycznej. Dla potrzeb pracy założono, że masa ta odzwierciedla wielkość wytworzonej frakcji energetycznej pomniejszoną o masę zebraną i przeznaczoną do recyklingu i ponownego użycia oraz masę poddaną termicznemu przekształcaniu w poszczególnych latach analizy. Wielkość wytworzonej frakcji energetycznej przyjęto zgodnie z dwiema podawanymi powyżej metodami obliczeń. Należy mieć na uwadze, że obliczenia te zostały wykonane przy uproszczonych założeniach i mają charakter orientacyjny.

Wytwarzanie odpadów komunalnych w poszczególnych województwach jest zróżnicowane. Jego wielkość może być charakteryzowana poprzez wskaźniki wytwarzania w przeliczeniu na mieszkańca konkretnego województwa, co zestawiono w tabelach 3–5. Najwyższe wskaźniki wytwarzania odpadów komunalnych ogółem, wykazano dla województwa śląskiego w granicach od 385 do 429 kg/M/rok (kg/mieszkańca/rok). Wskaźniki wytwarzania odpadów komunalnych w województwie małopolskim są nieco niższe i kształtują się w granicach od 319 do 363 kg/M/rok. Zdecydowanie najniższym wytwarzaniem odpadów komunalnych charakteryzuje się województwo podkarpackie, gdzie wskaźniki wytwarzania wynoszą od 221 do 254 kg/M/rok. W analizowanych latach utrzymuje się tendencja wzrostowa wytwa-

rzania odpadów komunalnych ogółem przy jednoczesnym wzroście selektywnego zbierania i zmniejszającej się ilości odpadów komunalnych zbieranych w sposób zmieszany (rys. 1–3). Należy zaznaczyć, że średni wskaźnik wytwarzania odpadów komunalnych w skali całej Polski kształtuje się na poziomie 334 kg/M/rok (w 2018 roku) a tendencje obserwowane w analizowanych województwach wpisują się w trend krajowy (Projekt KPGO 2028).

Wytwarzanie frakcji energetycznej w **województwie małopolskim** jest wielkością zmienną, utrzymuje się jej tendencja wzrostowa w poszczególnych latach (rys. 1, tab. 3). Wielkość wytwarzania frakcji energetycznej kształtowała się w granicach od 500 531 do 603 875 Mg w zależności od roku analizy i metodyki szacowania. Takie wartości pozwalają na ustalenie wskaźnika wytwarzania tej frakcji w województwie na poziomie 148–177 kg/M/rok, przy czym obserwowany jest wzrost wskaźnika w kolejnych latach. Generalnie szacowane wytwarzanie frakcji energetycznej przyjmuje wartości wyższe przy obliczeniach z zastosowaniem udziału poszczególnych frakcji w całkowitej masie odpadów komunalnych. Pomniejszona masa wytwarzanej frakcji energetycznej o masę, która została zagospodarowana w różny sposób, pozwoliła na otrzymanie masy frakcji energetycznej, która nie została w żaden sposób wydzielona i zagospodarowana. Jest to jednak masa frakcji dostępna do zagospodarowania w procesie termicznego przekształcania w spalarniach lub innych instalacjach i zasila ona prawdopodobnie frakcję zmieszaną. Może ona zostać wydzielona głównie w procesie mechanicznego sortowania w instalacji MBP lub innej. Oszacowane wielkości niezagospodarowanej frakcji energetycznej były również zróżnicowane, podobnie jak wielkość jej wytwarzania i kształtowały się w granicach od 48 372 do 141 695 Mg/rok. W miarę wzrostu ilości zago-



Rys. 1. Odpady komunalne wytwarzane w województwie małopolskim i ich zagospodarowanie

Fig. 1. Municipal waste generated in the Małopolskie Voivodship and its management

spodarowanej masy w procesie termicznego przekształcania, ilość frakcji niezagospodarowanej, czyli dostępnej do wysegregowania w instalacji, zmniejszała się. Na podstawie przeprowadzonej analizy można sądzić, że od 10 do 24% frakcji energetycznej w województwie nie jest zbierane w sposób selektywny ani nie jest kierowane do termicznego przekształcania. Masa ta zasila nadal strumień odpadów komunalnych zmieszanych.

TABELA 3. Zestawienie szacowanego wytworzenia i zagospodarowania frakcji energetycznej w województwie małopolskim w latach 2017–2019

TABLE 3. Summary of the estimated generation and use of the energy fraction in the Małopolskie Voivodship in 2017–2019

Wyszczególnienie		Województwo małopolskie		
		2017	2018	2019
Ludność*		3 391 380	3 400 577	3 410 901
Odpady komunalne wytworzone ogółem [Mg]**		1 081 570	1 181 618	1 237 449
Wskaźnik wytworzenia odpadów komunalnych [kg/M/rok]		319	347	363
Wytworzona frakcja energetyczna [Mg]	wg PGOWM 2016–2022***	500 531	503 731	510 552
	wg tab. 2 (udział 48,8%)	527 806	576 630	603 875
Wskaźnik wytworzenia frakcji energetycznej kg/M/rok]		148–156	148–170	150–177
Niezagospodarowana frakcja energetyczna [Mg]	wg PGOWM 2016–2022	93 561	64 782	48 372
	wg tab. 2 (udział 48,8%)	120 836	137 681	141 695
Udział niewykorzystanej frakcji energetycznej [%]		18,7–22,9	12,9–23,9	9,5–23,5

M – mieszkaniec.

Źródło danych:

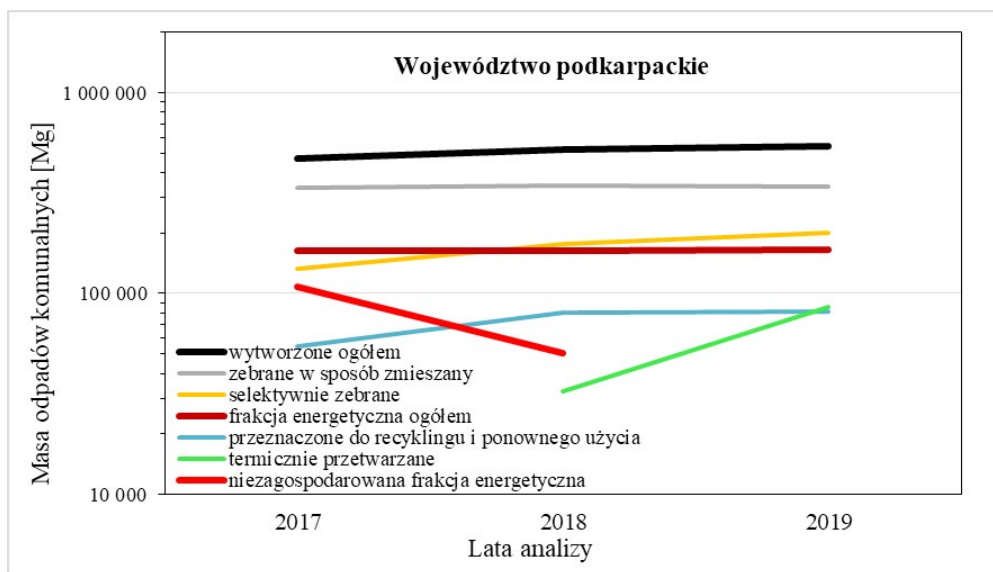
\* Dane GUS BDL.

\*\*Sprawozdanie z realizacji planu gospodarki odpadami województwa małopolskiego... (Sprawozdanie WM 2017–2019).

\*\*\*Plan gospodarki odpadami województwa małopolskiego na lata 2016–2022 (PGOWM 2016–2022).

Wytwarzanie frakcji energetycznej w województwie podkarpackim wykazuje wartość najniższą wśród uzyskanych w trakcie analizy wybranych województw (rys. 2, tab. 4). Roczna wielkość wytworzenia odpadów tej frakcji w województwie mieściła się w granicach 138 239–165 100 Mg. Także wartości wskaźnika wytworzenia są zdecydowanie niższe i kształtują się na poziomie 65–78 kg/M/rok. Niezagospodarowana frakcja energetyczna jest natomiast wielkością porównywalną z województwem małopolskim. Wielkość jej wytworzenia kształtowała się w granicach od 40 352 do 107 700 Mg. Z przeprowadzonej analizy wynika, że od 26 do 66% frakcji energetycznej w województwie nie jest zbierane w sposób selektywny ani nie jest kierowana do termicznego przekształcania i zasila prawdopodobnie odpady zmieszane. Analiza oparta jest na danych z lat 2017–2019, jednak występuje tu dość duże zróżnicowanie warunków. Od roku 2018 (uruchomienie instalacji) masa niezagospodarowanej frakcji energetycznej zmniejszyła się 2-krotnie. Dla roku kolejnego brak jest odpowiednich danych, gdyż instalacja przyjmowała również odpady spoza sektora komunalnego (Sprawozdanie WP 2017–2019).





Rys. 2. Odpady komunalne wytwarzane w województwie podkarpackim i ich zagospodarowanie

Fig. 2. Municipal waste generated in the Podkarpackie Voivodeship and its management

TABELA 4. Zestawienie szacowanego wytwarzania i zagospodarowania frakcji energetycznej w województwie podkarpackim w latach 2017–2019

TABLE 4. Summary of the estimated generation and use of the energy fraction in the Podkarpackie Voivodeship in 2017–2019

Wyszczególnienie	Województwo podkarpackie			
	2017	2018	2019	
Ludność*	2 129 138	2 129 015	2 127 164	
Odpady komunalne wytworzone ogółem [Mg]**	470 200	523 100	541 100	
Wskaźnik wytwarzania odpadów komunalnych [kg/M/rok]	221	246	254	
Wytworzona frakcja energetyczna [Mg]	wg PGOWP 2022***	162 500	163 800	165 100
	wg tab. 2 (udział 29,4%)	138 239	153 791	159 083
Wskaźnik wytwarzania frakcji energetycznej [kg/M/rok]	<b>65–76</b>	<b>72–77</b>	<b>75–78</b>	
Niezagospodarowana frakcja energetyczna [Mg]	wg PGOWP 2022	107 700	50 361	b.d.
	wg tab. 2 (udział 29,4%)	83 439	40 352	b.d.
Udział niewykorzystanej frakcji energetycznej [%]	60,4–66,3	26,2–30,7	b.d.	

M – mieszkaniec; b.d. – brak danych.

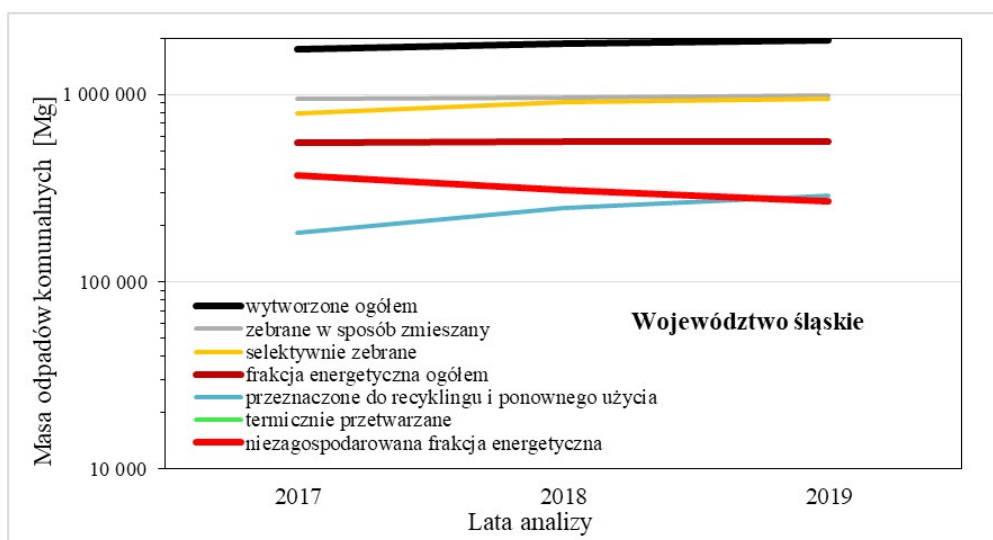
Źródło danych:

\* Dane GUS BDL.

\*\* Sprawozdanie z realizacji planu gospodarki odpadami dla województwa podkarpackiego ... (Sprawozdanie WP 2017–2019).

\*\*\* Plan gospodarki odpadami dla województwa podkarpackiego 2022 (PGOWP 2022).

Wytwarzanie frakcji energetycznej w województwie śląskim wykazuje zdecydowanie najwyższe wartości z analizowanych województw (rys. 3, tab. 5). Wynika to z dużej liczby mieszkańców województwa i wysokiego wskaźnika wytwarzania, a tym samym dużej masy odpadów wytwarzanych ogółem. Roczna wielkość wytwarzania odpadów frakcji energetycznej w województwie mieściła się w granicach 553 556–700 868 Mg. Wartości wskaźnika wytwarzania tej frakcji w województwie śląskim są jednak niższe niż w województwie małopolskim i kształtują się na poziomie 122–155 kg/M/rok. Analiza wykazała wysoką masę niezagospodarowanej frakcji energetycznej, najwyższą wśród analizowanych województw. Wielkość jej wytwarzania kształtowała się w granicach od 269 790 do 451 419 Mg. Z przeprowadzonej analizy wynika, że od 48 do 71% frakcji energetycznej w województwie zasila prawdopodobnie strumień odpadów zbieranych w sposób zmieszany. Taka uzyskana wartość jest wynikiem braku zagospodarowania w województwie odpadów w procesie termicznego przekształcania, w dedykowanych do odpadów komunalnych spalarniach. W kolejnych latach zmniejsza się jednak wielkość niezagospodarowanej frakcji energetycznej przy jednoczesnym wzroście jej wytwarzania. Taki trend jest wynikiem zwiększającego się stale selektywnego zbierania i odzysku, w tym recyklingu frakcji uznanych za energetyczne.



Rys. 3. Odpady komunalne wytwarzane w województwie śląskim i ich zagospodarowanie

Fig. 3. Municipal waste generated in the Silesian Voivodeship and its management

### Podsumowanie i wnioski

Wytwarzanie odpadów komunalnych jest zróżnicowane na obszarach analizowanych województw (województwo małopolskie, województwo podkarpackie, województwo śląskie). Również udziały poszczególnych frakcji morfologicznych w całym strumieniu odpadów ko-

TABELA 5. Zestawienie szacowanego wytwarzania i zagospodarowania frakcji energetycznej w województwie śląskim w latach 2017–2019

TABLE 5. Summary of the estimated generation and use of the energy fraction in the Śląskie Voivodship in 2017–2019

Wyszczególnienie		Województwo śląskie		
		2017	2018	2019
Ludność*		4 548 180	4 533 565	4 517 635
Odpady komunalne wytworzone ogółem [Mg]**		1 749 500	1 862 400	1 936 100
Wskaźnik wytwarzania odpadów komunalnych [kg/M/rok]		385	411	429
Wytworzona frakcja energetyczna [Mg]	wg PGOWŚ 2016–2022 ***	553 556	557 404	561 190
	wg tab. 2 (udział 36,2%)	633 319	674 189	700 868
Wskaźnik wytwarzania frakcji energetycznej [kg/M/rok]		122–139	123–149	124–155
Niezagospodarowana frakcja energetyczna [Mg]	wg PGOWŚ 2016–2022***	371 656	307 304	269 790
	wg tab. 2 (udział 36,2%)	451 419	424 089	409 468
Udział niewykorzystanej frakcji energetycznej [%]		67,1–71,3	55,1–62,9	48,1–58,4

M – mieszkaniec

Źródło danych:

\* Dane GUS BDL.

\*\* Sprawozdanie z realizacji planu gospodarki odpadami województwa śląskiego... (Sprawozdanie WŚ 2017–2019).

\*\*\* Plan gospodarki odpadami dla województwa śląskiego na lata 2016–2022 (PGOWŚ 2016–2022).

munalnych są zróżnicowane w zależności od województwa. Zgodnie z dostępnymi dokumentami planistycznymi oraz sprawozdawczymi, podział na frakcje morfologiczne jest nieco odmienny na analizowanych obszarach, możliwe jest jednak porównywanie tych frakcji, zgodnie z charakterystyką konkretnych rodzajów odpadów. Istotnym zagadnieniem w gospodarce odpadami jest określenie masy odpadów, które mogą być uznane jako frakcje energetyczne, a następnie zagospodarowane jako paliwo alternatywne lub kierowane do przetwarzania w instalacji termicznego przekształcania wraz ze strumieniem odpadów zmieszanych lub też jako frakcje wydzielone.

Za frakcje energetyczne uznano odpady z tworzyw sztucznych, papieru i tektury, tekstyliów, drewna oraz odpady wielomateriałowe. Ich wartość opałowa wykazuje wartości wyższe od 12 MJ/kg. Biorąc pod uwagę skład morfologicznych odpadów komunalnych w poszczególnych województwach, można wnioskować, że udział frakcji energetycznych w całkowitym strumieniu wytwarzanych odpadów komunalnych w województwie małopolskim jest wysoki i sięga blisko 49%. W województwach podkarpackim oraz śląskim udział ten jest niższy i kształtuje się odpowiednio na poziomie 29% i 36%.

Generalnie utrzymuje się tendencja wzrostowa wytwarzania frakcji energetycznej, co jest zgodne ze wzrostem masy wytwarzanych odpadów komunalnych. Najwyższe wielkości wytwarzania uzyskano w województwie śląskim, gdzie rocznie może być wytwarzanych nawet 700 000 Mg odpadów frakcji energetycznej. Uśredniony wskaźnik wytwarzania w odniesie-

niu do jednego mieszkańca województwa wynosi 135 kg/M/rok (kg/mieszkańca/rok). Najwyższe wskaźniki wytwarzania frakcji energetycznej wykazano natomiast dla województwa małopolskiego, gdzie jego uśredniona wartość sięga 158 kg/M/rok. Masa wytwarzanej frakcji energetycznej w województwie małopolskim może sięgać natomiast 600 000 Mg rocznie. Wielkość wytwarzania frakcji energetycznej dla województwa podkarpackiego jest kilkukrotnie niższa i kształtuje się na poziomie nieco ponad 100 000 Mg rocznie. Wskaźnik wytwarzania tej frakcji przez mieszkańców jest około dwukrotnie niższy niż w przypadku pozostałych analizowanych województw, a jego wartość uśredniona wynosi 74 kg/M/rok.

Kolejnym zagadnieniem jest szacowanie masy frakcji energetycznej, która nie została jak dotąd poddana przetwarzaniu w procesach odzysku lub unieszkodliwiania i zasila najprawdopodobniej strumień odpadów komunalnych zbieranych w sposób zmieszany. W miarę wzrostu zagospodarowania masy frakcji energetycznej w procesie termicznego przekształcania lub w jakimkolwiek procesie odzysku, masa frakcji niezagospodarowanej, czyli dostępnej do wysegregowania w instalacji, zmniejsza się. Na podstawie przeprowadzonej analizy można sądzić, że w województwie małopolskim od 10 do 24% frakcji energetycznej zasila nadal strumień odpadów komunalnych zbieranych w sposób zmieszany. W województwie podkarpackim wartości te kształtują się na poziomie 26–66%. Natomiast największy odsetek frakcji energetycznej niezagospodarowanej wykazano dla województwa śląskiego, w granicach 48–71%. Jest to potencjalna frakcja energetyczna, która może zostać wydzielona w instalacji do mechanicznego sortowania i skierowana do dalszego przetwarzania.

Szacowanie masy frakcji energetycznej oraz jej dostępności ze zmieszanych odpadów komunalnych jest procesem dosyć trudnym i skomplikowanym. Przyjęto zatem pewne założenia. Są one jednak zdecydowanie uproszczone a uzyskane wyniki mają charakter orientacyjny.

Praca została wykonana w ramach prac statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

## Literatura

- Budzyń, S. i Tora, B. 2014 – *Energetyczne i materiałowe wykorzystanie odpadów – wybrane technologie opracowane we współpracy Wydziału Energetyki i Paliw oraz Wydziału Górnictwa i Geoinżynierii Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie*. Wydawnictwo Naukowe Akapit, s. 9–2.
- Cichy, J. i Sobczyk, W. 2014 – Odpady z tworzyw sztucznych i ich recykling. *Edukacja–Technika–Informatyka* 1, s. 348–353.
- Dane GUS BDL – Informacje demograficzne GUS, Bank Danych Lokalnych stan na 2022.12.08. [Online] <http://www.stat.gov.pl/> [Dostęp: 08.12.2022].
- Dąbrowski, J. i Piecuch, T. 2011 – Badania laboratoryjne nad możliwością współspalania wybranych grup odpadów tworzyw sztucznych wraz z osadami ściekowymi. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 14(1), s. 213–236.
- Jaglarz, G. i Generowicz, A. 2015 – Charakterystyki energetyczne odpadów komunalnych po procesach odzysku i recyklingu. *Ekonomia i środowisko* 2(53), s. 154–165.
- Klasyfikacja NUTS w Polsce, 2021. [Online] <https://stat.gov.pl/statystyka-regionalna/jednostki-terytorialne/klasyfikacja-nuts/klasyfikacja-nuts-w-polsce/> [Dostęp: 28-12-2022].
- Kłojzy-Karczmarczyk i in. 2015 – Kłojzy-Karczmarczyk, B., Makoudi, S. i Staszczak, J. 2015 – Szacowanie masy odpadów kierowanych do przetwarzania w części biologicznej instalacji mechaniczno-biologicznego prze-

- tworzenia (MBP). *Rocznik Ochrony Środowiska (Annual Set The Environment Protection)* 17, s. 1162–1177.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Makoudi, S. 2017 – Analysis of municipal waste generation rate in Poland compared to selected European countries. *E3S Web of Conferences* 19, DOI: 10.1051/e3sconf/20171902025.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Staszczak, J. 2017 – Szacowanie masy frakcji energetycznych w odpadach komunalnych wytwarzanych na obszarach o różnym charakterze zabudowy. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 20(2), s. 143–154.
- Kumar, A. i Samadder, S.R. 2017 – An Empirical Model for Prediction of Household Solid Waste Generation Rate – A Case Study of Dhanbad, India. *Waste Management* 68, s. 3–15.
- Michalak R. i in. 2003. Prawne i techniczne aspekty wytwarzania i stosowania paliw z odpadów przemysłowych [W:] *Paliwa z odpadów*. Praca zbiorowa pod red. J.W. Wandrasza i J. Nadziakiewicza. Gliwice: Wyd. Helion, t. IV, s. 21–28.
- Mokrzycki, E. i Uliasz-Bocheńczyk, A. 2005 – Paliwa alternatywne z odpadów dla energetyki. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 8(z. spec.), s. 507–514.
- PGOWM 2016–2022 – *Plan gospodarki odpadami województwa małopolskiego na lata 2016–2022*. [Online] <https://www.malopolska.pl/> [Dostęp: 08.12.2022].
- PGOWP 2022 – *Plan gospodarki odpadami dla województwa podkarpackiego 2022*. [Online] <https://bip.podkarpackie.pl/> [Dostęp: 08.12.2022].
- PGOWŚ 2016–2022 – *Plan gospodarki odpadami dla województwa śląskiego na lata 2016–2022*. [Online] <https://bip.slaskie.pl/> [Dostęp: 08.12.2022].
- Piecuch, T. i Dąbrowski, J. 2014 – Projekt koncepcyjno-technologiczny Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych dla Regionu Środkowopomorskiego. *Monografia 2*. Koszalin: Wyd. Środkowo-Pomorskie Towarzystwo Ochrony Środowiska, 136 s.
- Projekt KPGO 2028 – *Krajowy plan gospodarki odpadami 2028, Projekt z dnia 14.06.2022*. [Online] <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/> [Dostęp: 08.12.2022].
- Sieja, L. 2019 – Odpady komunalne substytutem paliw konwencyjnych. *Polityka Surowcowa* 35(6).
- Socotec 2008 – *Analiza wartości opałowej odpadów komunalnych. Studium Wykonalności dla Projektu: System zagospodarowania odpadów komunalnych w Olsztynie. Budowa Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów*, Warszawa, sierpień 2008 r. Socotec Polska Sp. z o.o
- Sorek i in. 2012 – Sorek, A., Borecki, M. i Ostrowska-Popielska, P. 2012 – Wybrane odpady tworzyw sztucznych jako źródła paliw alternatywnych w przemyśle metalurgicznym. *Prace IMZ* 4, s. 47–57.
- Sprawozdanie WM 2017–2019 – *Sprawozdanie z realizacji planu gospodarki odpadami województwa małopolskiego za okres od 1 stycznia 2017 r. do 31 grudnia 2019 r.* [Online] <https://www.malopolska.pl/> [Dostęp: 08.12.2022].
- Sprawozdanie WP 2017–2019 – *Sprawozdanie z realizacji planu gospodarki odpadami dla województwa podkarpackiego za lata 2017–2019*. [Online] <https://bip.podkarpackie.pl/> [Dostęp: 08.12.2022].
- Sprawozdanie WŚ 2017–2019 – *Sprawozdanie z realizacji Planu gospodarki odpadami dla województwa śląskiego za lata 2017–2019*. [Online] <https://bip.slaskie.pl/> [Dostęp: 08.12.2022].
- Wasilewski, R. i Tora, B. 2009 – Stałe paliwa wtórne. *Górnictwo i Geoinżynieria* 33(4), s. 309–316.
- Wielgoński, G. 2020 – *Termiczne przekształcanie odpadów*. Wydawnictwo Nowa Era.

## Frakcja energetyczna w odpadach komunalnych wytwarzanych w wybranych województwach południowo-wschodniej Polski

Słowa kluczowe: odpady komunalne, frakcje energetyczne, wytwarzanie, selektywne zbieranie, mieszkańcy

Streszczenie: Analizą objęto wytwarzanie frakcji energetycznej i jej udział w odpadach komunalnych wytwarzanych przez mieszkańców województw południowo-wschodniej Polski (województwo małopolskie, województwo śląskie oraz województwo podkarpackie). Udziały poszczególnych frakcji morfologicznych w całym strumieniu odpadów komunalnych są zróżnicowane w zależności od województwa. Analizę przeprowadzono na podstawie dostępnych dokumentów planistycznych (na lata 2016–2022) oraz materiałów sprawozdawczych (za lata 2017–2019). Za frakcje energetyczne uznano odpady z tworzyw sztucznych, papieru i tektury, tekstyliów, drewna oraz odpady wielomateriałowe. Udział frakcji energetycznych w całkowitym strumieniu wytwarzanych odpadów komunalnych w województwie małopolskim sięga blisko 49%. W województwach podkarpackim oraz śląskim udział ten kształtuje się odpowiednio na poziomie 29 i 36%. Ustalono, że wielkość wytwarzania frakcji energetycznej w województwie

małopolskim kształtowała się w granicach od 500 531 do 603 875 Mg rocznie. Wielkość wskaźnika wytwarzania tej frakcji w województwie jest na poziomie 148–177 kg/M/rok. Roczna wielkość wytwarzania odpadów frakcji energetycznej w województwie podkarpackim mieściła się w granicach 138 239–165 100 Mg. Wartości wskaźnika wytwarzania kształtują się na poziomie 65–78 kg/M/rok. Wytwarzanie frakcji energetycznej w województwie śląskim mieściło się w granicach 553 556–700 868 Mg rocznie. Wartości wskaźnika wytwarzania tej frakcji kształtują się na poziomie 122–155 kg/M/rok. Wykazano ponadto szacowaną wielkość niezagospodarowanej masy frakcji energetycznej, która może być docelowo wysegregowana w instalacji i skierowana do dalszego przetwarzania a obecnie najprawdopodobniej zasila strumień odpadów zmieszanych. Masa takiej frakcji jest zdecydowanie zróżnicowana dla województw i mieściła się w szerokich granicach od 10 do 71% masy wytworzonej. Ze względu na trudności metodyczne, napotkane w trakcie analizy, uzyskane wyniki należy traktować orientacyjnie.

### *Energy fraction in municipal waste generated in selected south-eastern voivodeships of Poland*

Keywords: municipal waste, energy fractions, generation, selective collection, inhabitants

Abstract: The analysis covered the production of the energy fraction and its percentages in the municipal waste produced by the inhabitants of the voivodeships of south-eastern Poland (Małopolskie, Śląskie and Podkarpackie voivodeships). The shares of individual morphological fractions in the entire stream of municipal waste vary depending on the voivodeship. The analysis was carried out on the basis of available planning documents (for 2016–2022) and reporting documents (for 2017–2019). Wastes from plastics, paper and cardboard, textiles, wood and multi-material waste were considered as energy fractions. The percentages of energy fractions in the total stream of municipal waste generated in the Małopolskie Voivodeship is close to 49%. In the Podkarpackie and Śląskie Voivodeships, the percentages is 29 and 36%, respectively. The production of the energy fraction in the Małopolskie Voivodeship ranged from 500,531 to 603,875 Mg per year. The production index of the fraction in the voivodeship was set at the level of 148–177 kg/per capita/year. The annual volume of energy fraction waste generation in the Podkarpackie Voivodeship ranged from 138,239 to 165,100 Mg. The values of the production index range from 65 to 78 kg/per capita/year. The production of the energy fraction in the Śląskie Voivodeship ranged from 553,556 to 700,868 Mg annually. The production index of the fraction are at the level of 122–155 kg/per capita/year. Moreover, the estimated the mass of the energy fraction, which can be ultimately segregated in the installation and directed to further processing, and currently most likely feeds the stream of mixed waste, has been shown. The mass of the a fraction is definitely differentiated for voivodeships and ranged from 10 to 71% of the produced mass. Due to methodological difficulties encountered during the analysis, the obtained results should be treated as indicative.

Aneta KALBARCZYK<sup>1</sup>  
Aldona ZALEWSKA<sup>2</sup>  
Michał MARZANTOWICZ<sup>3</sup>  
Maciej NOWAGIEL<sup>4</sup>  
Michał KALBARCZYK<sup>5</sup>

## ***Praktyczne aspekty magazynowania energii***

### ***Wprowadzenie***

Jednym z kluczowych problemów i wyzwań współczesnej cywilizacji jest efekt cieplarniany i bezpieczeństwo energetyczne (strategia Unii Europejskiej), konkurencyjność polskiej i europejskiej gospodarki oraz zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza. Rozwój nowoczesnych baterii jonowo-litowych i poprawa zdolności magazynowania energii w bateriach ma strategiczne znaczenie dla Europy. Wojna na Ukrainie rozpoczęta w lutym 2022 r. zwróciła uwagę Europy na kwestię dywersyfikacji źródeł energii oraz konieczność inwestowania w odnawialne źródła energii. Rozpoczęto intensywne prace nad systemem energetyki rozproszonej, która nie może istnieć bez rozproszonego magazynowania energii.

Kluczem do rozwoju rynku magazynów energii jest opracowanie rozwiązań w zakresie nowoczesnych elektrochemicznych metod magazynowania energii, ze szczególnym uwzględnieniem poniższych parametrów: wydajność, przyjazność dla środowiska, koszty, bezpieczeństwo. Celem niniejszego zozdziału jest zaprezentowanie strategii projektowania nowego magazynu energii połączonego z instalacją fotowoltaiczną na wybranym modelo-

---

<sup>1</sup> Politechnika Warszawska, Warszawa;  
ORCID iD: 0000-000-3116-6815; e-mail: aneta.kalbarczyk.dokt@pw.edu.pl

<sup>2</sup> Politechnika Warszawska, Warszawa;  
ORCID iD: 0000-0002-9326-9505; e-mail: aldona.zalewska@pw.edu.pl

<sup>3</sup> Politechnika Warszawska, Warszawa;  
ORCID iD: 0000-0003-2427-5263; e-mail: michal.marzantowicz@pw.edu.pl

<sup>4</sup> Politechnika Warszawska, Warszawa;  
ORCID iD: 0000-0003-3223-2087; e-mail: maciej.nowagiel.dokt@pw.edu.pl

<sup>5</sup> Solid Energy Group Sp. z o.o., EŁk

wym domu, opartego na bateriach jonowo-litowych na podstawie zidentyfikowanych wyzwań technologicznych.

## 1. Baterie jonowo-litowe – zasada działania

Od odkrycia pierwszej baterii przez A. Voltę w 1800 roku rozwój technologii baterii przeszedł ogromną rewolucję. Poprzez pierwszy akumulator ołowiowy (1859) przez niebezpieczny dla środowiska akumulator niklowo-kadmowy (1899) do bezpieczniejszych akumulatorów jonowo-litowych stosowanych od lat 90. XX wieku (Gosiewska 2013).

Baterie jonowo-litowe są jednym z najpopularniejszych systemów baterii (Sälzer i in. 2020). Stosowane są w telefonach komórkowych, laptopach i niewielkich urządzeniach elektronicznych, w takim zakresie, że trudno wyobrazić sobie bez nich współczesną elektronikę.

Zaletami baterii litowo-jonowych jest ich:

- duża żywotność cykliczna,
- brak efektu pamięci,
- duża gęstość energii,
- wysokie napięcie pracy,
- wysoka wydajność,
- odporność na dużą liczbę cykli ładowania oraz rozładowania.

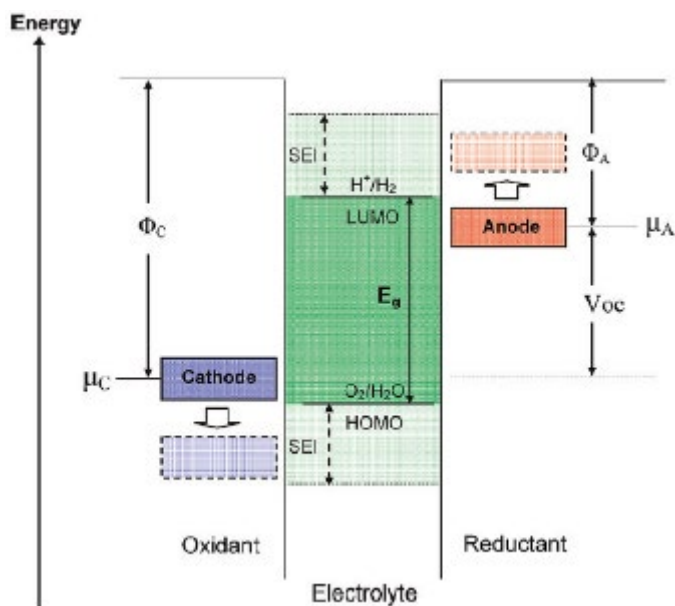
Ogniwa Li-ion składają się z czterech głównych elementów:

- elektrody ujemnej (anody),
- elektrody dodatniej (katody),
- separatora – porowatej folii (membrana poliolefinowa) zabezpieczającej przed bezpośrednim kontaktem elektrod (zwarcie), jednocześnie umożliwiającej transfer jonów litu,
- elektrolitu – najczęściej mieszanina organicznych rozpuszczalników (węglan propylenowy, węglan etylenowy, glikole, estry organiczne), w której rozpuszczone są złożone chemicznie sole litowe ( $\text{LiPF}_6$ ,  $\text{LiBF}_4$ ,  $\text{LiClO}_4$ ,  $\text{LiCF}_3\text{SO}_3$ ). Dzięki elektrolitowi jony litu są w stanie przemieszczać się między elektrodami. Ze względu na lotność organicznych węglanów, elektrolity te są palne, co powoduje poważne problemy z bezpieczeństwem.

Niezwykle ważnym parametrem ogniwa jest okno elektrochemiczne elektrolitu, które liczbowo jest równe różnicy pomiędzy potencjałem katody i anody. Stabilną pracę ogniwa możemy uzyskać jedynie w przypadku odpowiedniego wzajemnego położenia poziomów energetycznych anody, katody oraz elektrolitu (Michalski b.d.).

Praca ogniwa, możliwa dzięki różnicy potencjałów między katodą i anodą, prowadzi do zamiany energii chemicznej w elektryczną. Oknem elektrochemicznym  $E_g$ , w którym ogniwo będzie pracować stabilnie, jest różnica między najniższym energetycznie nieobsadzonym orbitalem molekularnym elektrolitu LUMO a najwyższym energetycznie obsadzonym HOMO. Okno może zostać poszerzone poprzez wytworzenie SEI, czyli warstwy między katodą lub anodą a elektrolitem. Naturalna warstwa SEI stanowi produkty reakcji między





Rys. 1. Poziomy energetyczne elektrod i elektrolitu,  $\mu_A$  i  $\mu_C$  oraz  $\Phi_A$  i  $\Phi_C$  – potencjały elektrochemiczne i prace wyjścia anody i katody (Michalski b.d.).

Fig. 1. Energy levels of electrodes and electrolyte,  $\mu_A$  and  $\mu_C$  and  $\Phi_A$  and  $\Phi_C$  – electrochemical potentials and anode and cathode exit works

elektrolitem a katodą bądź anodą, co prowadzi do narastania dendrytów obniżenia sprawności i wydajności oraz problemów z bezpieczeństwem.

Dla bezpiecznej pracy ogniwa wymagane jest spełnienie zależności:

$$e_{voc} = \mu_A - \mu_C \leq E_g$$

### 1.1. Rozwiązania w zakresie katod

Katoda to elektroda dodatnia – zachodzą na niej (podczas rozładowywania ogniwa) procesy redukcji, co wiąże się z przyjęciem elektronów z zewnętrznego obwodu oraz wejściem weń jonów litu. Standardowo używanymi materiałami katodowymi są związki o właściwościach utleniających (akceptory elektronowe), takie jak tlenek litowo-kobaltowy  $\text{LiCoO}_2$ , czy fosforan litowo-żelazowy  $\text{LiFePO}_4$  (Łuka 2011). Aby spełniać swoje zadanie, materiał katodowy musi posiadać kilka cech:

1. Zawierać jon łatwo ulegający utlenieniu/redukcji, np. metalu przejściowego.
2. Reagować z litem w sposób odwracalny.
3. Reakcja z litem winna zachodzić z wysoką entalpią swobodną, oraz szybko i wydajnie (przynajmniej jeden atom litu na jeden atom metalu katody). Spełnienie tych warunków

prowadzi do uzyskania ogniw o dobrych parametrach pojemności, mocy i energii. Potencjał ogniwa dla reakcji z litem winien wynosić około 4 V.

4. Materiał powinien być dobrym przewodnikiem elektronowym, co pozwala na łatwy transfer elektronów w procesach elektrochemicznych oraz umożliwia zachodzenie reakcji na całej powierzchni katody, nie tylko w miejscach o dobrej przewodności (np. domieszkowanych grafitem), oraz dobrym przewodnikiem jonowym, co umożliwi przyjmowanie jonów z roztworu.

5. Materiał powinien być stabilny, tj. nie ulegać dekompozycji przy kolejnych cyklach ładowania/rozładowania oraz tani i nieszkodliwy dla środowiska. Na rysunku 4 przedstawiono część znanych materiałów katodowych oraz ich parametry.

6. Posiadać możliwe najwyższe napięcie (wyrażone względem elektrody Li/Li+) przy czym niewykraczające poza okno elektrolitu (Preparation of Graphene..., FINAL REPORT, 2020).

Interkalacja jest procesem wbudowywania się atomów lub cząsteczek w struktury innych związków chemicznych bez znaczących zmian w ich budowie. Związki te muszą posiadać w strukturze luki krystalograficzne o odpowiedniej wielkości, pozwalające na swobodne wnikanie i dyfuzję cząstek tzw. drogami szybkiej dyfuzji. Interkalacja jest jednym z najistotniejszych procesów zachodzących w ogniwach litowych.

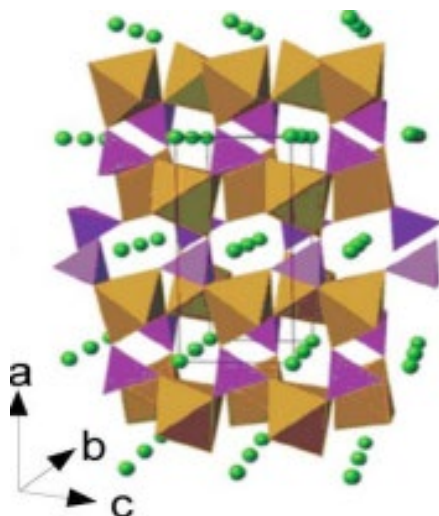
Katoda z fosforanu litowo-żelazowego  $\text{LiFePO}_4$  skomercjalizowana w 1996 roku, jest bardzo popularnym materiałem katodowym ze względu na niskie koszty, wysoką pojemność teoretyczną (170 mAh/g), wysokie napięcie pracy (3,45 V). Wykazuje wysoką energię oraz bardzo dobrą stabilność. Jest jedną z najbezpieczniejszych katod. Jednakże wykazuje powolną dyfuzję jonów litu ( $10^{-14}$  do  $10^{-16}$   $\text{cm}^2 \text{s}^{-1}$ ) ze względu na jednowymiarowe drogi dyfuzji jonów litu wzdłuż kierunku [010] oraz niską przewodność elektronową (Preparation of Graphene..., FINAL REPORT, 2020; Baster 2012) Ponadto nie da się go ładować i rozładowywać szybko ani impulsowo (powyżej 1 C). Wielką zaletą katody z  $\text{LiFePO}_4$  jest praktyczny brak degradacji/spadku pojemności wraz z kolejnymi cyklami ładowania-rozładowania zgodnie z rysunkiem 3. Wykazuje jednak niską przewodność elektryczną. W celu poprawy właściwości elektrochemicznych katody stosuje się metody: rozdrabniania do skali nanometrycznej  $\text{LiFePO}_4$  lub powlekania katody (Lung-Hao i in. 2013). Materiałami, którym głównie powleka się katodę, jest węgiel.

Katoda z  $\text{LiFePO}_4$  ma bardzo interesującą quasi-jednowymiarową strukturę – utworzona jest z równoległych łańcuchów luźno powiązanych ze sobą, co przedstawiono na rysunku 2.

## 1.2. Rozwiązania w zakresie materiałów anodowych

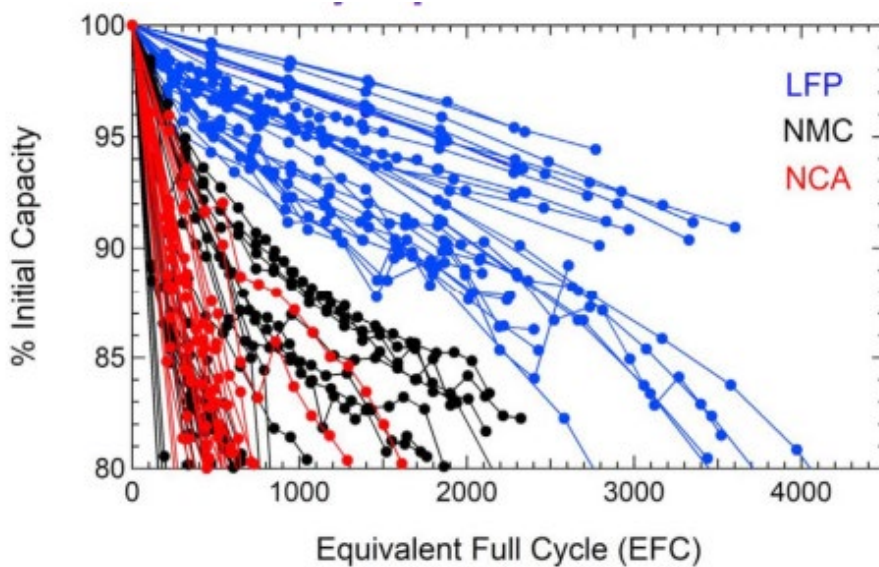
Anoda jest elektrodą ujemną ogniwa. Wyróżnia się anody zawierające lit lub takie, które go nie posiadają w swojej strukturze. Cztery główne typy związków mogących stanowić elektrodę ujemną to:

- materiały węglowe np. grafit,
- stopy i kompozyty Sn i Si,
- $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$  (LTO, litowany tlenek tytanu),
- tlenki metali.



Rys. 2. Struktura  $\text{LiFePO}_4$  (Julien i in. 2014)

Fig. 2.  $\text{LiFePO}_4$  structure



Rys. 3. Porównanie parametrów najbardziej znanych katod (Preger i in. 2020)

Fig. 3. Comparison of parameters of the most well-known cathodes

Materiały węglowe wykazują różne właściwości elektrochemiczne ze względu na ich strukturę krystalograficzną. W komercyjnych ogniwach litowo-jonowych stosuje się dwa typy materiałów węglowych – grafity naturalne bądź grafity pirolityczne. Krystaliczna struktura

grafitu to płaskie warstwy atomów węgla połączone ze sobą w strukturę heksagonalną. Wiele miejsca w literaturze poświęca się anodom z grafenu oraz nanorurkom węglowym, które jako anody przyczyniają się do zwiększenia wydajności ogniwa.

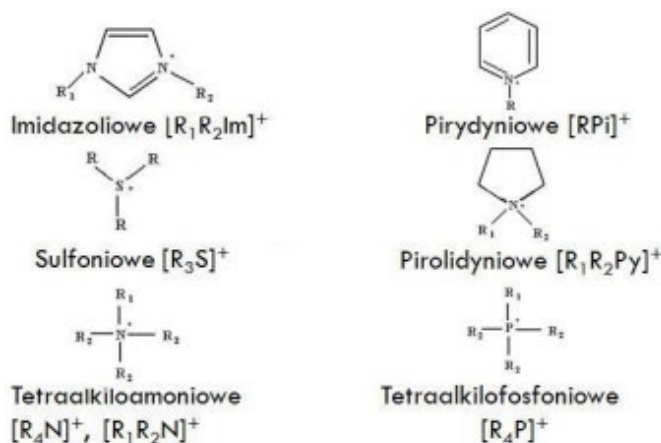
Stopy metali posiadają zdolność do gromadzenia jonów litu co przekłada się na dużą moc oraz gęstość energii. Jednak podczas cyklicznej pracy ogniwa następuje pękanie i kruszenie metali. Odpowiedzią na te problemy jest zastosowanie stopów dwóch metali

Litowany tlenek tytanu  $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$  stanowi alternatywę dla anod węglowych. Materiał ten charakteryzuje się doskonałą stabilnością, niskim kosztem, dużą cyklicznością pracy. Stosowanie tej katody daje możliwość uniknięcia powstawania SEI ze względu na fakt, iż LTO posiada potencjał znacznie poniżej potencjału redukcji większości znanych organicznych elektrolitów (Rudnicka 2016).

### 1.3. Rozwiązania w zakresie stosowanych elektrolitów

Elektrolit to medium, w którym zachodzi transfer jonów między katodą i anodą. Idealny elektrolit powinien charakteryzować się wysoką przewodnością jonową oraz zerową elektronową. Ważne, aby elektrolit zachowywał parametry pracy w zakresach temperatury, w których pracują ogniwa litowe, tj., od  $-20$  do około  $60^\circ\text{C}$ . Elektrolit musi być również odporny na efekt starzenia tj. wykazywać stabilność termiczną oraz nie wykazywać oddziaływań z elektrodami. Ponadto elektrolit musi wykazywać wysoką wartość stałej dielektrycznej, niską lepkość oraz szerokie okno elektrochemiczne. Obecnie głównymi elektrolitami są związki organiczne (węglan propylenowy, węglan etylenowy, glikole, estry organiczne), w której rozpuszczone są złożone chemicznie sole litowe ( $\text{LiPF}_6$ ,  $\text{LiBF}_4$ ,  $\text{LiClO}_4$ ,  $\text{LiCF}_3\text{SO}_3$ ), jednak poważną ich wadą jest łatwopalność i lotność.

Ciekłe elektrolity, wykorzystywane powszechnie w akumulatorach litowo-jonowych, zapewniają wysokie wartości przewodnictwa jonowego, jednak ich lotne opary zagrażają gwałtownym wybuchem baterii. Kolejnym ważnym problemem w bateriach jonowo-litowych jest rozpuszczenie soli litowych w łatwopalnych i lotnych rozpuszczalnikach organicznych w elektrolitach, stanowi to problem ze względu na ograniczenie bezpieczeństwa ich pracy. Jest niezwykle istotne żeby poszukiwać nowe elektrolity do zastosowań w bateriach. Cieczami o niezwykłych możliwościach są ciecze jonowe, które są nielotne i niepalne i mogą stanowić rolę separatorów i nośników ładunku elektrycznego w bateriach litowych i jonowo-litowych. Podstawowymi zaletami cieczy jonowych jest wysoka stabilność termiczna, niska prężność par, odporność na zapłon, wysoka polarność, zachowanie stanu ciekłego w szerokim zakresie temperatur. Przewodnictwo jonowe takich elektrolitów sięga do  $10^{-2} \text{ S/cm}^{-1}$ . Ciecze jonowe są to sole, zbudowane z jonów. Te związki jonowe są zbudowane z dużego heterocyklicznego, organicznego kationu i anionu o charakterze zarówno organicznym, jak i nieorganicznym. Ładunek jest zlokalizowany na atomie azotu, siarki lub fosforu. Najczęściej stosowanymi w bateriach jonowo-litowych cieczami jonowymi są związki zbudowane z kationów imidazoliowych, pirydynowych, piroolidynowych, sulfonowych i czwartorzędowych soli amoniowych i fosfonowych przedstawione na rysunku 4.



Rys. 4. Podział cieczy jonowych ze względu na rodzaj kationu (Gosiewska 2013)

Fig. 4. Division of ionic liquids by type of cation

Możliwość różnych kombinacji cieczy jonowych szacuje się na  $10^6$ . Modyfikacje kationu i anionu wpływają na zmianę właściwości cieczy w tym parametrów takich jak gęstość, lepkość czy temperatura topnienia.

Dużą popularnością w ostatnich dziesięcioleciach cieszą się również elektrolity polimerowe, które ze względu na budowę można podzielić na trzy grupy:

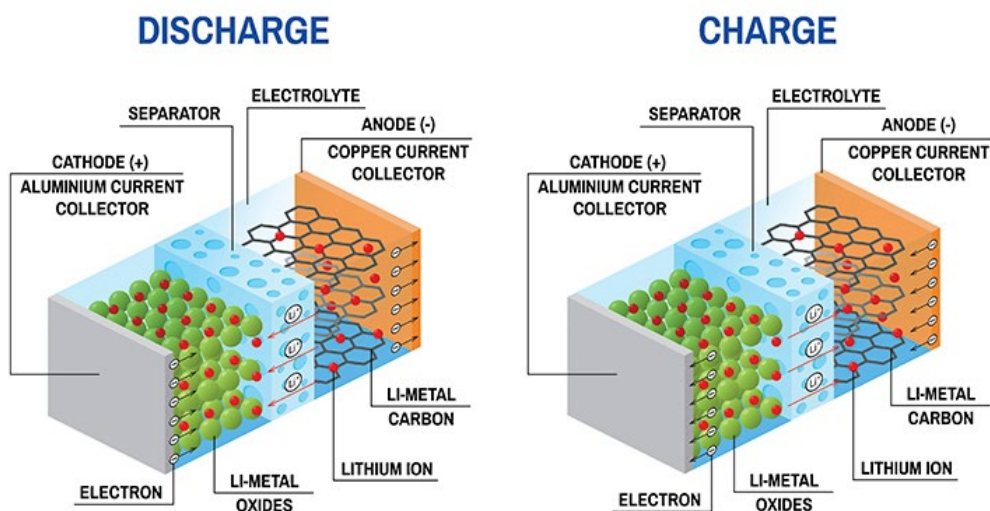
- żelowe elektrolity polimerowe,
- porowate elektrolity polimerowe,
- stałe elektrolity polimerowe.

Baterią (akumulatorem) nazywa się układ połączonych ogniw (lub pojedyncze ogniwo), posiadający kontakty służące do odbioru energii elektrycznej, które w wyniku reakcji elektrochemicznej zamieniają energię chemiczną w elektryczną. W bateriach jonowo-litowych zachodzi proces interkalacji polegający na odwracalnym wbudowaniu w strukturę ciała stałego jonów  $Li^+$ . Jony litu przemieszczają się z katody do anody poprzez elektrolit podczas ładowania. Na elektrodzie dodatniej (katodzie) zachodzi proces redukcji natomiast na elektrodzie ujemnej (anodzie) proces utleniania. Schemat działania baterii jonowo-litowej przedstawiony jest na rysunku 5.

## 2. Rynek magazynów energii

Popularyzacja samochodów elektrycznych spowodowała gwałtowny wzrost wolumenu produkcji akumulatorów litowo-jonowych, co przełożyło się na dynamiczny spadek kosztów produkcji i oferowanych cen. Obserwuje się również wzrost zainteresowania domowymi magazynami energii ze względu na rosnące ceny energii elektrycznej, obawy o bezpieczeństwo energetyczne oraz chęć bycia niezależnym. Najczęściej magazyny energii instalowane są razem z instalacją fotowoltaiczną.

## LITHIUM-ION BATTERY



Rys. 5. Zasada działania ogniwa jonowo-litowego (<https://www.istockphoto.com>)

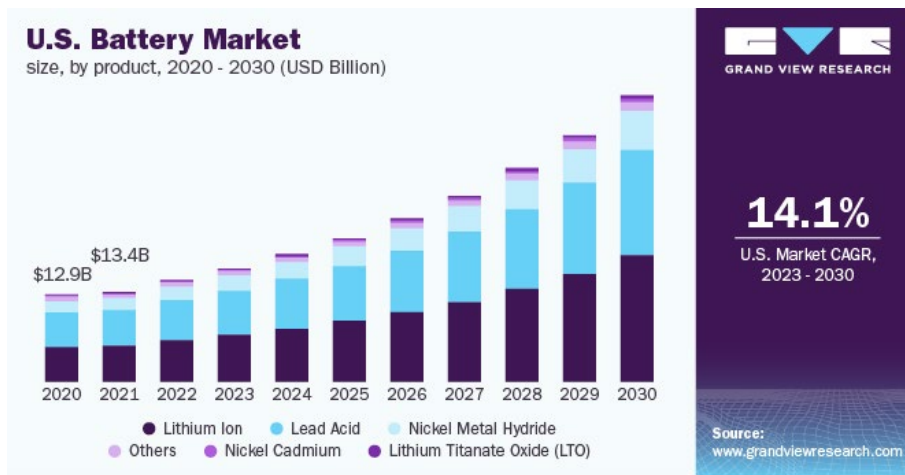
Fig. 5. The principle of operation of the lithium-ion cell

Przewidywany wzrost globalnego rynku baterii szacuje się na poziomie 14,1% w latach 2020–2030, osiągając wartość 188,68 mld USD w 2026 roku w porównaniu do 88,49 milionów USD w 2019 r. zgodnie z rysunkiem 6 przedstawiającym analizę rynku baterii w Stanach Zjednoczonych na lata 2020–2030. Pandemia COVID-19 spowodowała spadek produkcji baterii produkowanej z Chin, natomiast wzrost produkcji baterii produkowanych w Europie (wzrost 8,5% w 1 kwartale 2020 r.) Wzrost wartości tego rynku warunkowany jest coraz niższymi cenami baterii jonowo-litowych (dzięki poprawie technologii wytwarzania) oraz zwiększonemu zapotrzebowaniu na urządzenia elektroniczne (telefony, samochody elektroniczne).

Magazyn energii pozwala na zużycie energii elektrycznej w czasie innym niż wyprodukowanej w instalacji PV. Możliwe jest również magazynowanie energii wyprodukowanej w ciągu dnia w celu wykorzystania jej wieczorem. Ponadto, posiadanie magazynu energii umożliwi przechowywanie energii zakupionej w tańszej taryfie (np. w nocy) do wykorzystania, gdy energia elektryczna jest droga (rano). System ten daje nam również awaryjne zasilanie w przypadku braku prądu. Schemat wyrównania szczytów podaży prądu solarne zaprezentowano na rysunku 7.

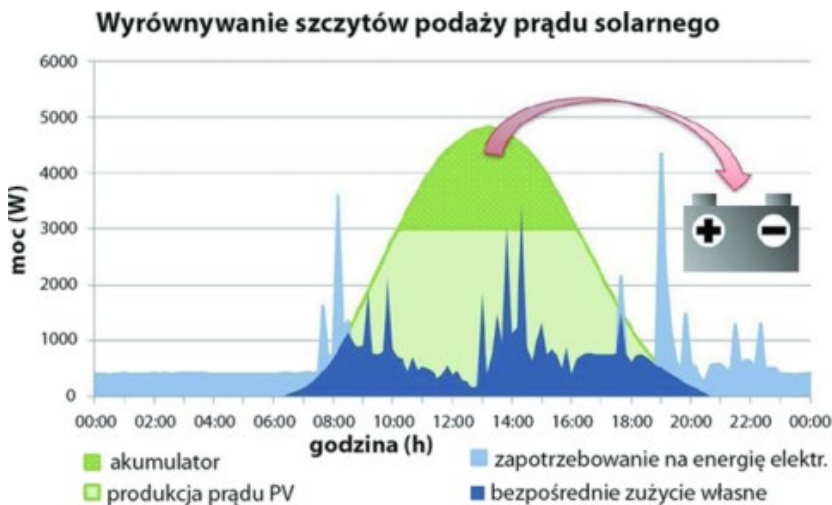
Istnieje kilka rodzajów magazynów energii:

- mobilne magazynowanie energii, w tym zastosowania domowe,
- przemysłowe magazyny energii,
- operatorskie magazyny energii.



Rys. 6. Analiza rynku baterii w Stanach Zjednoczonych na lata 2020–2030 (Battery Market Size Share & Trends Analysis Report 2021)

Fig. 6. Analysis of the battery market in the United States for the years 2020–2030



Rys. 7. Wyrównanie szczytów podaży prądu solarnego (ISEA/RWTH Aachen University 2015)

Fig. 7. Levelling the peaks of solar electricity supply

Magazynowanie energii spełnia również wiele funkcji w nowoczesnych systemach energetycznych poprzez:

- wspieranie procesu transformacji w kierunku energetyki zeroemisyjnej,
- modernizację sieci energetycznych poprzez zwiększenie odporności na zakłócenia pogodowe,



- udoskonalenie inteligentnych technologii umożliwiających cyfrowe sterowanie sieciami,
- regulację częstotliwości sieci energetycznych,
- umożliwienie stworzenia wirtualnej elektrowni z kilkudziesięciu małych magazynów,
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego,
- stabilizację sieci w miejscach gdzie przyłączonych jest dużo elektrowni OZE,

Przez wiele lat ze względu na rozwijającą się technologię magazynowania energii w ogniwach litowo-jonowych oraz wysokie ceny akumulatorów były one nadal mało popularne wśród użytkowników domowych. Wzrost zainteresowania domowymi magazynami energii w Europie związany był z dotacjami państwowymi. Pierwsze dopłaty do magazynów energii w Europie wprowadzono w Niemczech w latach 2013–2015. W celu zapewnienia, że magazyny energii będą wykorzystywane w sposób wspierający sieć, ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez beneficjenta w godzinach szczytu nie mogła przekroczyć 60% mocy zainstalowanej systemu PV. W ramach tego programu zakupiono 19 000 magazynów energii (Preparation of Graphene-Modified... FINAL REPORT 2020; Baster i in. 2012).

Według danych Instytutu Fraunhofera na koniec 2021 roku w Niemczech w instalacjach fotowoltaicznych podłączonych do sieci niskiego napięcia zainstalowanych było około 326 048 magazynów energii<sup>10</sup>. Łączna pojemność magazynów energii wyniosła 3521 MWh. Jedna trzecia z tego została dodana w samym 2021 roku. We Włoszech, które są drugim największym rynkiem magazynowania energii w Europie, według ANIE Rinnovabili, włoskiego stowarzyszenia energii odnawialnej, w 2021 roku zainstalowano 122 279 systemów magazynowania energii (www.gramwzielone.pl). Zdecydowana większość z nich (99,9%) to systemy podłączone do instalacji fotowoltaicznych. Według ANIE Rinnovabili, większość stosowanych urządzeń (98,5%) oparta jest na technologii litowo-jonowej. Reszta wykorzystuje akumulatory ołowiowe (1,1%), są to inne technologie. Zdecydowaną większość stanowią instalacje o mocy poniżej 20 kWh. Wyraźną przewagę mają systemy o pojemności od 5 do 10 kWh (40%), następnie instalacje w przedziale 10–15 kWh (926%) i trzecie – poniżej 5 kWh (21%).

Ze względu na znaczną liczbę magazynów energii w Niemczech możemy wyciągnąć wnioski z rozwoju tego rynku. Na podstawie badania przeprowadzonego w Niemczech: *Impact on use of Energy storage on large scale* – możliwe jest zmniejszenie szczytów zasilania energią słoneczną w skali całego systemu (o ok. 40%), a do 66% może być podłączone do tej samej sekcji więcej mocy zainstalowanej w systemie PV. Warunkiem uzyskania takiego efektu jest jednak zastosowanie magazynu energii w odpowiedni sposób wspierający sieć energetyczną, tzn. zapewniający, że energia elektryczna wytworzona w przydomowej instalacji PV będzie trafiała do magazynu w czasie południowych szczytów dostaw energii, a nie do sieci.

Rynek magazynów energii w Polsce wciąż się rozwija. Według szacunków Ministerstwa Klimatu i Środowiska w Polsce działa obecnie około 7000 przydomowych magazynów energii (ok. 2000 instalacji w 2021 r.) o łącznej mocy 27,5 MW współpracujących z instalacjami fotowoltaicznymi (www.gramwzielone.pl).

Nowelizacja prawa energetycznego niewątpliwie przyczyniła się do rozwoju rynku magazynów energii w Polsce, ponieważ po raz pierwszy całościowo reguluje kwestie magazynowania energii i magazynów energii. Zgodnie z nowelizacją magazynowania energii stało się



odrębnym przedmiotem działalności gospodarczej. Nastąpiła zmiana architektury systemu – magazynowanie jako wsparcie każdego obszaru systemu elektroenergetycznego. Prosument, który chce mieć magazyn energii, musi tylko zgłosić ten fakt operatorowi systemu dystrybucyjnego. Obniżono również opłatę za przyłączenie magazynu do sieci. Tylko magazyny o mocy zainstalowanej wyższej niż 50 kW, podlegają wpisowi do rejestru

### **3. Charakterystyka problemu**

Pomimo komercyjnego sukcesu technologii ogniw jonowo-litowych w magazynach energii połączonych z fotowoltaiką ogniwa wykazują szereg wad, które znacznie ograniczają możliwości ich stosowania m.in. niedostateczna gęstość zgromadzonej energii, zagrożenie dla bezpieczeństwa, toksyczność, wysokie koszty wytworzenia materiałów elektrodowych, wciąż niska sprawność paneli fotowoltaicznych oraz układu BMS (*battery management system* – system zarządzania magazynem energii) rzutuje na ogólnie niską sprawność całego układu. W celu upowszechnienia technologii magazynów energii gromadzących energię pochodzącą z paneli słonecznych niezbędne jest projektowanie nowego magazynu energii. Na podstawie dokonanego przeglądu literaturowego oraz wiedzy i doświadczenia Zespołu Projektowego dobrano metody badawcze, dzięki którym zostaną przeprowadzone poszczególne fazy badawcze prowadzące do rozwiązania problemu.

### **4. Projektowanie nowego magazynu energii**

Praca zakłada zaprojektowanie magazynu energii dla domku jednorodzinny 8 kWh z zainstalowaną instalacją fotowoltaiczną. Korzyściami jakie przyniesie montaż magazynu dla mieszkańców domu związana jest z maksymalizacją wykorzystania produkowanej energii oraz podniesieniem poziomu autokonsumpcji energii z instalacji fotowoltaicznej, a tym samym zmniejszeniem ilości energii zakupionej u operatora. Ponadto magazyn zapewni nam źródło zasilania kluczowych obwodów domowych, gdy zanika napięcie z sieci oraz pełni funkcję stabilizacji sieci. Schemat analizowanego w projekcie domu jednorodzinny, dla którego będzie produkowany magazyn energii, przedstawiono na rysunku 8.

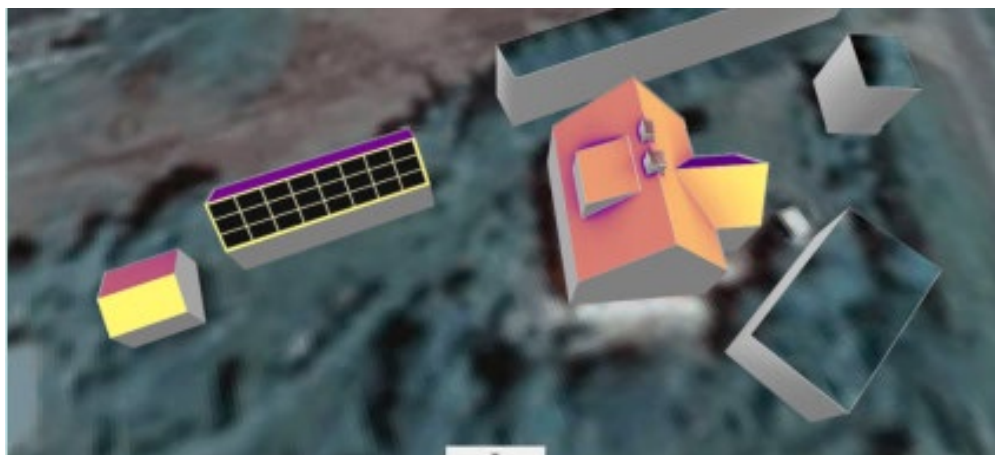
W celu wyboru zaprojektowania nowego magazynu dla danego zastosowania niezbędne jest określenie parametrów takich jak:

- gęstość energii i mocy,
- czas odpowiedzi magazynu,
- żywotność,
- rozmiar,
- stopa zwrotu z inwestycji,
- wyposażenie dodatkowe,
- sprawność magazynowania,
- profil zużycia energii,
- taryfa energetyczna.



Rys. 8. Schematyczny rysunek analizowanego w projekcie domu jednorodzinnego, dla którego będzie produkowany magazyn energii (<https://www.oze-biomar.pl/magazyn-energii>)

Fig. 8. Schematic drawing of a single-family house analyzed in the project, for which energy storage will be produced



Rys. 9. Rzut domu oraz budynku gospodarczego, na którym są zamontowane panele fotowoltaiczne

Fig. 9. Projection of the house and the outbuilding on which the photovoltaic panels are mounted

Następnie następuje analiza dostępnej technologii oraz znalezienie obszarów do udoskonalenia. Badania nad nowymi magazynami koncentrują się głównie na rozwiązaniu następujących problemów:

- obniżenie kosztów produkcji,
- zwiększenie pojemności akumulatorów przy zachowaniu tej samej masy lub zmniejszeniu masy (zwiększenie gęstości energii),

- zwiększenie żywotności baterii (zwiększenie liczby cykli ładowania i rozładowania),
- zwiększenie mocy przy zachowaniu tej samej objętości/masy lub mniejszej objętości/masy (zwiększenie gęstości mocy),
- skrócenie czasu ładowania akumulatorów,
- zmniejszenie lub wyeliminowanie ryzyka pożaru akumulatora.

Wśród wyzwań technologicznych, z którymi zmagają się naukowcy na całym świecie dotyczących projektowania nowych magazynów energii, wyróżniliśmy:

- niestabilną SEI (warstwę międzyfazową między elektrodą a elektrolitem, która jeśli jest szczelna zapewnia katodę i anodę przed bezpośrednim kontaktem z elektrolitem) (Sun i in. 2019; Moitzheim i in. 2019; Wang i in. 2018),
- zagrożenie wybuchem – spowodowane zjawiskiem *thermal runaway*, polegającym na występowaniu szeregu samonapędzających się i niekontrolowanych wydarzeń związanych z wydzieleniem energii cieplnej prowadzący do wybuchu baterii,
- toksyczność baterii – szczególnie wielu elektrolitów używanych w bateriach jonowo-litowych o właściwościach toksycznych,
- spadek pojemności baterii – oznaczający spadek zdolności ogniwa do przechowywania ładunku elektrycznego, głównie spowodowany zmianami elektrochemicznymi zachodzącymi w ogniwach, niedostateczna gęstość energii – oznacza ilość energii, jaka może być przechowywana na jednostkę akumulatora. Pomimo intensywnych badań nad nowymi substancjami chemicznymi stosowanymi w bateriach i średnim tempie wzrostu o 7% (od poziomu 80 Wh/kg w latach 90. XX wieku do 250 Wh/kg obecnie) gęstość energii baterii jonowo-litowych jest ciągle sto razy mniejszy niż benzyny (Wang i in. 2018),
- recykling – wraz z rosnącym popytem na samochody elektryczne, domowe oraz przemysłowe magazyny energii recykling baterii stanie się wyzwaniem dla przemysłu, obecnie tylko 5% baterii jonowo-litowych ulega recyklingowi, reszta się marnuje,
- wysokie koszty – rosnące ceny surowców oraz inflacja doprowadziły do wzrostu cen baterii jonowo-litowych o 7% w 2022 r. w stosunku do 2021 roku. Niezbędne jest poszukiwanie tańszych komponentów baterii, których zakup będzie mniej zależny od zmieniających się czynników geopolitycznych oraz zastępowanie w bateriach drogiego kobaltu.

Odpowiedzią na wyzwania są strategie projektowania magazynu energii są:

- zastosowanie nanometrycznej katody (Wang i in. 2018; Hornsveld 2022);
- stosowanie nanostrukturalnego materiału katodowego jest zauważalnym trendem w nowoprojektowanych bateriach jonowo-litowych. Pomimo zwiększenia mocy wyjściowej, zmniejszenie cząstek do skali nanometrycznej powoduje wzrost niepożądanych reakcji ubocznych;
- powlekanie katody;
- modyfikacja elektrolitu – rozwój nowych elektrolitów, które powinny posiadać następujące cechy: niepalność, nietoksyczność, niską prężność par, wysoką stabilność termiczną oraz szerokie okno elektrochemiczne. Obecnie trwają intensywne prace nad rozwojem cieczy jonowych jako elektrolitów do ogniw ze względu na ich cechy: dużą rozpuszczalność soli litu, wysoką temperaturę wrzenia, nietoksyczność, stabilność termiczną, niepalność oraz wysoki potencjał utlenienia;

- modyfikacja anody;
- zastosowanie nowoczesnego systemu BMS (*Battery Management System*) – systemu zwiększającego bezpieczeństwo baterii oraz zwiększającego jej sprawność połączonego do ogniw.

Podsumowanie wyzwań oraz strategii projektowania magazynu energii zaprezentowano na rysunku 10.



Rys. 10. Wyzwania technologiczne projektowania nowego magazynu energii oraz strategie na jego zaprojektowanie (opracowanie własne)

Fig. 10. Technological challenges of designing a new energy storage facility and strategies for its design

## Podsumowanie

Na podstawie powyższych paramentów wybrane zostały trzy obszary badawcze projektowania magazynu energii. Pierwszym obszarem jest zastosowanie katody zapewniającej bezpieczeństwo. Kolejną kwestią, na którą zwrócimy uwagę, będzie zastosowanie nowoczesnego

elektrolitu. Ostatnim zagadnieniem, które uważamy za wartę uwagi, to kwestie zaprojektowania nowoczesnego systemu BMS zwiększającego bezpieczeństwo baterii.

Zaprojektowanie efektywnego magazynu energii jest złożonym zagadnieniem konstrukcyjnym, ekonomicznym oraz prawnym. Przed przystąpieniem do projektowania należy rozpoznać skalę oraz przeznaczenie magazynu i wybrać odpowiednią technologię. W celu poprawy parametrów pracy magazynu energii warto wybrać przynajmniej jedną ze strategii projektowania magazynu energii przedstawioną w niniejszym opracowaniu.

## Literatura

- Baster i in. 2012 – Baster, D., Zajac, W. i Molenda, J. 2012 – Chemiczna modyfikacja powierzchni LiFePO<sub>4</sub> dla uzyskania materiału katodowego dla ogniw litowych o wysokiej pojemności. *Czasopismo Techniczne Mechanika* 9(26), s. 23–31.
- Bruce i in. 2008 – Bruce, P.G., Scrosati, B. i Tarascon, J.-M. 2008 – Nanomaterials for rechargeable lithium batteries. *Angewandte Chemie International Edition* 47, 2930–2946, DOI: 10.1002/anie.200702505.
- Gosiewska, P. 2013 – Imidazolowe ciecze jonowe, jako składniki elektrolitów polimerowych przeznaczonych do akumulatorów litowo-jonowych. Praca magisterska, Wydział Chemiczny, Politechnika Warszawska.
- Hu i in. 2013 – Hu, L.-H., Wu, F.-Y., Lin, C.-T., Khlobystov, A.N. i Li, L.-J. 2013. Graphene-modified LiFePO<sub>4</sub> cathode for lithium ion battery beyond theoretical capacity, *Nature Communication* 1, DOI: 10.1038/ncomms2705.
- Hornsveld, N. 2022 – Atomic layer deposition for Li-ion batteries: Novel chemistries, surface reactions and film properties. Praca doktorska, Eindhoven University of Technology.
- Łuka, G. 2011 – Warstwy ZnO i ZnO:Al otrzymane metodą osadzania warstw atomowych do zastosowań w organicznej elektronice. Rozprawa doktorska, Instytut Fizyki Polskiej Akademii Nauk.
- Michalski, P. – Skrypt do ćwiczenia Nanokrystaliczne materiały katodowe, Politechnika Warszawska.
- Moitzheim i in. 2019 – Moitzheim, S., Balder, J.E., Ritasalo, R., Ek, S., Poodt, P., Unnikrishnan, S., De Gendt, S. i Vereecken, P. 2019 – Toward 3D thin-film batteries: optimal current-collector design and scalable fabrication of TiO<sub>2</sub> thin-film electrodes. *ACS Applied Energy Materials* 40, s. 1774–1783, DOI: 10.1021/acsam.8b01905. [Online] <https://heatdecor.com/magazyny-energii-czyli-niezalezosc-energetyczna-u-progu/> [Dostęp: 08.12.2022].
- [Online] <https://www.muratorplus.pl/technika/elektroenergetyka/magazyny-energii-efektywne-wykorzystanie-energii-odnawialnej-aa-b8Lp-yqDe-MKVq.html> [Dostęp: 08.12.2022].
- [Online] <https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/108716/wloskie-systemy-magazynowania-energii-przekroczyly-700-mw> [Dostęp: 08.12.2022].
- [Online] <https://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/108716/wloskie-systemy-magazynowania-energii-przekroczyly-700-mw> [Dostęp: 08.12.2022].
- [Online] <https://www.oze-biomar.pl/magazyn-energii> [Dostęp: 08.12.2022].
- Preparation of Graphene-Modified LiFePO<sub>4</sub> Cathode for Li-Ion Battery, FINAL REPORT 2020 – North Dakota Department of Commerce Renewable Energy Program.
- Rudnicka, E. 2016. Kinetyka procesów w ogniwach litowo-jonowych. Praca doktorska, Politechnika Poznańska, Wydział Technologii Chemicznej.
- Sälzer i in. 2020 – Sälzer, F., Pescara, L.P., Franke, F., Müller, C., Winkler, J., Schwalm, M. i Roling, B. 2020 – Assessing the Ion Transport Properties of Highly Concentrated Non-Flammable Electrolytes in a Commercial Li-Ion Battery Cell. *Batteries & Supercaps* 3, s. 117–125, DOI: 10.1002/batt.201900111.
- Sun i in. 2019 – Sun, Y., Guan, P., Liu, Y., Xu, H., Li, S. i Chu, D. 2019 – Recent progress in lithium lanthanum titanate electrolyte towards all solid-state lithium ion secondary battery. *Critical Reviews in Solid State and Material Science* 44(78), s. 265–282, DOI: 10.1080/10408436.2018.1485551.
- Wang i in. 2018 – Wang, A., Kadam, S., Li, H. i Shi, S. 2018 – Review on modeling of the anode solid electrolyte interphase (SEI) for lithium-ion batteries. *npj Computational Materials* 4(15), DOI: 10.1038/s41524-018-0064-0.
- Wang i in. 2010 – Wang, Y., Li, H., He, P., Hosono, E. i Zhou H. 2010 – Nano active materials for lithium-ion batteries. *Nanoscale* 2, s. 1294–1305, DOI: 10.1039/C0NR00068J.

## *Praktyczne aspekty magazynowania energii*

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, magazynowanie energii, OZE, akumulatory, baterie jonowo-litowe

Streszczenie: Jednym z kluczowych problemów i wyzwań współczesnej cywilizacji jest efekt cieplarniany i bezpieczeństwo energetyczne (strategia Unii Europejskiej), konkurencyjność polskiej i europejskiej gospodarki oraz zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza w miastach. Rozwój nowoczesnych baterii litowo-jonowych i poprawa zdolności magazynowania energii w bateriach ma strategiczne znaczenie dla Europy. Wojna na Ukrainie rozpoczęta w lutym 2022 r. zwróciła uwagę Europy na kwestię dywersyfikacji źródeł energii oraz konieczność inwestowania w odnawialne źródła energii. Rozpoczęto intensywne prace nad systemem energetyki rozproszonej, która nie może istnieć bez rozproszonego magazynowania energii.

Kluczem do rozwoju rynku magazynów energii jest opracowanie rozwiązań w zakresie nowoczesnych elektrochemicznych metod magazynowania energii, ze szczególnym uwzględnieniem poniższych parametrów: wydajność, przyjazność dla środowiska, koszty, bezpieczeństwo.

Celem niniejszego opracowania jest zaprezentowanie strategii projektowania nowego magazynu energii połączonego z instalacją fotowoltaiczną na wybranym modelowym domu, opartego na bateriach jonowo-litowych na podstawie zidentyfikowanych wyzwań technologicznych. Magazyny energii produkowane w oparciu o europejskie łańcuchy dostaw oraz o lokalną myśl techniczną przyczynią się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju rozproszonej energetyki oraz uniezależnienia od komponentów dostarczanych z Azji. W rozdziale poruszono kwestie technologiczne związane z budową ogniw jonowo-litowych oraz poszczególnych elementów ogniw takich jak katoda, anoda oraz elektrolit. Ponadto zaprezentowane są również dane dotyczące rozwoju rynku baterii na rynku światowym oraz trendy na rynkach europejskich. Na podstawie wyróżnionych wyzwań technologicznych projektowania nowego magazynu energii zaprojektowano strategię zmierzającą to pokonania trudności, a co za tym idzie, zbudowania nowego magazynu charakteryzującego się: obniżonymi kosztami produkcji, zwiększoną pojemnością, zwiększoną mocą, zwiększoną żywotnością oraz wzrostem bezpieczeństwa.

## *Practical aspects of energy storage*

Keywords: renewable energy sources, energy storage, RES, accumulators, lithium-ion batteries

Abstract: One of the key problems and challenges of modern civilization is the greenhouse effect and energy security (European Union strategy), the competitiveness of the Polish and European economies and the reduction of urban air pollution. The development of modern lithium-ion batteries and the improvement of battery energy storage capacity is of strategic importance for Europe. The war in Ukraine, which began in February 2022, has drawn Europe's attention to the issue of diversification of energy sources and the need to invest in renewable energy sources. Intensive work has begun on a distributed energy system, which cannot exist without distributed energy storage. The key to the development of the energy storage market is the development of solutions for modern electrochemical methods of energy storage, with particular attention to the following parameters: efficiency, environmental friendliness, cost, safety.

The purpose of this article is to present a strategy for the design of a new energy storage combined with a photovoltaic installation on a selected model house, based on lithium ion batteries on the basis of the identified technological challenges. Energy storages produced on the basis of the European supply chain and local technical thought will contribute to increased energy security, the development of distributed energy and independence from components supplied from Asia. The article addresses technological issues related to the construction of lithium ion cells and individual cell components such as cathode, anode and electrolyte. In addition, data on the development of the battery market in the global market and trends in European markets are also presented. On the basis of the highlighted technological challenges of designing a new energy storage, strategies are designed to overcome the difficulties and thus build a new storage characterized by: reduced production costs, increased capacity, increased power, increased life and increased safety.



ISBN 978-83-67606-09-7