

ISSN 2080-0819



ZESZYTY NAUKOWE  
Instytutu Gospodarki Surowcami  
Mineralnymi i Energią  
Polskiej Akademii Nauk

110(1)

*Zagadnienia surowców energetycznych  
i energii w gospodarce krajowej.  
Energetyka krajowa a europejski Zielony Ład*

Kraków • 2022





Instytut Gospodarki  
Surowcami Mineralnymi  
i Energią  
Polskiej Akademii Nauk

ZESZYTY NAUKOWE  
Instytutu Gospodarki Surowcami  
Mineralnymi i Energią PAN

**1(110)**

*Zagadnienia surowców energetycznych i energii  
w gospodarce krajowej.  
Energetyka krajowa a europejski Zielony Ład*

Kraków 2022  
Wydawnictwo IGSMiE PAN

#### KOLEGIUM REDAKCYJNE

Redaktor naczelny:	prof. dr hab. inż. Krzysztof GALOS
Zastępca redaktora naczelnego:	dr hab. inż. Magdalena WDOVIN, 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:	Barbara Sudoł
Projekt okładki:	Beata Stankiewicz

© *Copyright by IGSMiE PAN*

*Printed in Poland*

*Kraków 2022*

ISSN 2080-0819

ISBN 978-83-964171-1-4

eISBN 978-83-964171-2-1



© 2022. 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 ( <i>Zbigniew Grudziński</i> ) .....	5
<i>Tadeusz CHMIELNIAK, Anna SKOREK-OSIKOWSKA, Łukasz BARTELA</i>	
Potencjał zastosowania wodoru w polskim systemie energetycznym .....	7
<i>Ludwik PIENKOWSKI</i>	
Realia energetyki jądrowej w Polsce .....	23
<i>Wojciech NAWORYTA</i>	
Węgiel brunatny w Polsce a religia Zielonego Ładu .....	29
<i>Zbigniew GRUDZIŃSKI</i>	
Ceny węgla energetycznego na międzynarodowym rynku .....	39
<i>Łukasz MAZANEK, Mikołaj ŚWIAT</i>	
Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku – perspektywy oraz wyzwania .....	51
<i>Katarzyna STALA-SZLUGAJ</i>	
Rynek paliw stałych dla gospodarstw domowych w Polsce .....	65
<i>Andrzej P. SIKORA, Mateusz SIKORA</i>	
Amoniak surowcem energetycznym? .....	75
<i>Radosław SZCZERBOWSKI</i>	
Niemiecka polityka energetyczna w kontekście odejścia od węgla .....	87
<i>Krzysztof WÓJCİK, Marcin ŁOJEK</i>	
Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego – schyłek czy rozkwit rynku węglowodorów w Polsce? .....	101
<i>Maciej TORA, Marcin KARBOWNICZEK, Barbara TORA</i>	
Fotowoltaika w Polsce. Stan aktualny i perspektywy .....	111
<i>Bartosz CERAN</i>	
Analiza energetyczna pracy układu instalacja fotowoltaiczna–elektrolizer przeznaczonego do produkcji wodoru .....	119
<i>Beata KŁOJZY-KARCZMARCZYK, Janusz MAZUREK, Jarosław STASZCZAK</i>	
Rtęć w odpadach wydobywczych i możliwości ich zagospodarowania w wyrobiskach odkrywkowych województwa śląskiego .....	129
<i>Piotr PASIOWIEC, Józef BROŻYNA, Klaudia BAŃCZYK, Jerzy WAJS, Barbara TORA</i>	
Kolumny ciśnieniowe w procesie technologicznym wzbogacania uranu .....	143



## Słowo wstępne

Polska energetyka stanęła przed koniecznością wpisania się w cele klimatyczne UE mające być realizowane w polityce Zielonego Ładu. Znacząca emisja gazów cieplarnianych powoduje podwyższenie temperatury Ziemi, która przyczynia się do ekstremalnych zjawisk pogodowych. Zmiana klimatu, jak również degradacja środowiska, stanowią zagrożenie dla Europy i świata. Wymusza to działania związane z ograniczeniami emisji tych gazów. W celu sprostania tym wyzwaniom Unia Europejska opracowała strategię działania – Europejski Zielony Ład. Strategia ta ma zapewnić neutralność klimatyczną, a więc zerową emisję dwutlenku węgla, zaplanowaną jako cel na 2050 rok. Komisja UE zachęca wytwórców europejskich do przejścia na gospodarkę obiegu zamkniętego, poprzez dostosowanie polityki klimatycznej, energetycznej, transportowej i podatkowej na potrzeby realizacji celu – ograniczenia emisji gazów cieplarnianych netto do 2030 roku o co najmniej 55% w odniesieniu do poziomu z 1990 roku.

W celu realizacji strategii dekarbonizacji polskiej gospodarki konieczne jest wprowadzenie nowych technologii energetycznych. Taką technologią może być wodór wykorzystywany w procesach generacji elektryczności, ciepła czy produkcji paliw. Ten kierunek działania może ułatwić osiągnięcie celów klimatycznych. Ich rozwój będzie zależny od postępu w rozwoju OZE i osiągnięcia celów ekonomiczno-efektywnościowych (więcej w rozdziale Chmielniaka i innych, *Potencjał zastosowania wodoru w polskim systemie energetycznym*). Technologią przejściową w wykorzystaniu wodoru w energetyce może być zastosowanie amoniaku jako surowca energetycznego (więcej w rozdziale Sikory, *Amoniak surowcem energetycznym?*).

Na obecnym etapie myślenia o realizacji celów klimatycznych konieczne wydaje się wdrożenie energetyki jądrowej. Rządowy program wdrożenia energetyki jądrowej zakłada wykorzystanie wielkoskalowych reaktorów do budowy sześciu bloków energetycznych. Tak nakreślony program jest trudny do zrealizowania, co widać w świetle braku sukcesów biznesowych podobnych programów w Europie (więcej w rozdziale Pieńkowskiego, *Realia energetyki jądrowej w Polsce*). W przypadku realizacji takiego programu konieczne jest maksymalne wykorzystanie możliwości uczestnictwa w realizacji polskich producentów i dostawców niezbędnych instalacji, urządzeń, czyli polskiej myśli technicznej (więcej w rozdziale Pasiowca i innych, *Kolumny ciśnieniowe w procesie technologicznym wzbogacania uranu*).

W lutym 2021 r. przyjęta została Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. zakładająca między innymi stopniowe odejście od źródeł węglowych, rozwój energetyki wiatrowej na morzu, a także budowę elektrowni jądrowych w celu pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc i energię. Ten dokument prezentuje oczekiwany kierunek rozwoju sektora energetyczno-paliwowego, który wpływa na kwestię jakości powietrza, rozwoju elektromobilności, działań z zakresu efektywności energetycznej (więcej w rozdziale Mazanka i Świata, *Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku – perspektywy oraz wyzwania*). Rozwój fotowoltaiki będzie jednym z filarów tych zmian, zwłaszcza w kierunku produkcji zielonego wodoru (więcej w rozdziałach Cerana, *Analiza energetyczna pracy układu instalacja fotowoltaiczna–elektrolizer przeznaczony do produkcji wodoru* czy Tory i innych, *Fotowoltaika w Polsce. Stan aktualny i perspektywy*).

Jednak obecnie na świecie węgiel po ropie naftowej jest najważniejszym nośnikiem energii. Widoczne jest zróżnicowanie wykorzystywania węgla do produkcji energii. W skali globalnej 27% potrzeb na energię jest pokrywane przez węgiel, gdy w UE tylko 11%. Poziom cen wszystkich nośników energii w 2021 r. bardzo wzrósł, ceny osiągnęły poziom nienotowany od ponad 10 lat.

Ceny te były wspierane przez ożywienie gospodarcze (po COVID-19). Popyt na węgiel jest duży, wzrost cen innych nośników jeszcze większy i to spowodowało, że wzrost cen w 2021 r. jest ponad dwukrotny. Natomiast wysokie ceny gazu powodują, że mimo bardzo wysokich cen uprawnień do emisji, produkcja energii z węgla jest bardziej opłacalna dla firm energetycznych od produkcji energii z gazu ziemnego (więcej w rozdziale Grudzińskiego, *Ceny węgla energetycznego na międzynarodowym rynku*). Obecna sytuacja polityczna powoduje, że jeszcze większą uwagę trzeba będzie poświęcać dywersyfikacji dostaw oraz bezpieczeństwu energetycznemu. W tym kontekście trzeba przypomnieć, że w 2022 roku odbędą się dwie rundy przetargów międzynarodowych na koncesje poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż w Polsce. Ich organizatorem jest Minister Klimatu i Środowiska. Te poszukiwania mogą być istotne dla bezpieczeństwa energetycznego kraju (więcej w rozdziale Wojcika i innych, *Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego – schylek czy rozkwit rynku węglowodorów w Polsce?*).

W przypadku węgla trzeba zwrócić uwagę na rynek paliw stałych dla gospodarstw domowych. Spośród paliw stałych zużywanych przez polskie gospodarstwa domowe istotną rolę odgrywa węgiel kamienny oraz biomasa stała. Paliwa te wykorzystywane są głównie do ogrzewania mieszkań oraz wytwarzania ciepłej wody użytkowej. Ten sektor jest niezwykle istotny w kreowaniu polityki klimatycznej (więcej w rozdziale Stali-Szlugaj, *Rynek paliw stałych dla gospodarstw domowych w Polsce*).

Trzeba jednak zwrócić uwagę na rosnący deficyt energii, który kompensowany jest importem. Zjawisko to pogłębia się z każdym rokiem. To powoduje, że produkcja energii w istniejących ośrodkach górniczo-energetycznych opartych na węglu brunatnym powinna być utrzymana przynajmniej do czasu wyeksploatowania udostępnionych złóż (więcej w rozdziale Naworyty, *Węgiel brunatny w Polsce a religia Zielonego Ładu*). Dodatkowo, w procesach likwidacji takich kopalń, pojawia się zagadnienie związane z wypełnianiem wyrobisk odkrywkowych odpadami wydobywczymi w procesie rekultywacji technicznej. Ten proces wymaga szczegółowego rozpoznania warunków środowiskowych. Zastosowanie różnego rodzaju odpadów do wypełniania wyrobisk jest zagadnieniem złożonym w zakresie jakości materiału odpadowego oraz w zakresie określenia lokalizacji miejsc przeznaczonych do takiego zagospodarowania odpadów (więcej w rozdziale Kłojzy-Karczmarczyk i innych, *Rtęć w odpadach wydobywczych i możliwości ich zagospodarowania w wyrobiskach odkrywkowych województwa śląskiego*).

Bez obecnie funkcjonujących elektrowni opartych na węglu brunatnym oraz bez intensywnych działań, mających na celu zwiększenie dynamiki rozwoju alternatywnych źródeł energii, Polska już wkrótce stanie wobec dramatycznego problemu narastającego deficytu energii elektrycznej.

Na całym świecie trwa intensywna modernizacja i przebudowa sektora energetycznego. Niemcy, które przyjęły jeden z najambitniejszych programów transformacji energetycznej spośród wszystkich krajów uprzemysłowionych, należą do liderów tych przemian. Transformacja energetyczna w Niemczech, zwana Energiewende, to wielki plan przekształcenia systemu energetycznego w bardziej efektywny, zasilany głównie przez odnawialne źródła energii. W porównaniu z rokiem bazowym 1990, główne cele zakładają redukcję emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40% do 2020 roku, 55% do 2030 roku, 70% do 2040 roku i 80–95% do 2050 roku, kiedy to kraj ma być w większości neutralny pod względem emisji gazów cieplarnianych (więcej w rozdziale Szczerbowski, *Niemiecka polityka energetyczna w kontekście odejścia od węgla*).

dr hab. inż. Zbigniew Grudziński, profesor instytutu



Tadeusz CHMIELNIAK<sup>1</sup>  
Anna SKOREK-OSIKOWSKA<sup>1</sup>  
Łukasz BARTELA<sup>1</sup>

## Potencjał zastosowania wodoru w polskim systemie energetycznym

### Wprowadzenie

Mimo różnych wahań współcześnie utrwała się przekonanie o istotnej roli wodoru w transformacji energetyki. Potwierdzeniem jest wiele przeprowadzonych studiów i analiz (IEA 2015; HC 2017a, b; Hydrogen empowers 2017; Staffell i in. 2017a, b; Staffell i in. 2019; IEA 2019; FCH 2019) oraz programów opracowanych i opracowywanych w wielu krajach. Warto w tym miejscu przytoczyć, że według scenariusza przedstawionego w *Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition* (HC 2017a) udział wodoru w końcowym zapotrzebowaniu na energię w 2050 r. będzie wynosić 18%, umożliwiając eliminację emisji 6 Gt ditlenku węgla przez zastosowanie odpowiednich technologii jego utylizacji w różnych działach gospodarki i transportu. Dynamika upowszechnienia technologii wodorowych według rozpatrywanego scenariusza jest największa w dekadzie 2040–2050. Między latami 2015 a 2050 roczne zapotrzebowanie na energię wodoru powinno wzrosnąć około dziesięciokrotnie – z 8 do 78 EJ, zaś między 2040 a 2050 przewidziano wzrost z 28 do 78 EJ (1 Eksajoul  $\cong$  277,8 TWh). Struktura technologiczna wykorzystania wodoru w 2050 r. obejmuje zużycie 10 EJ w obszarach gospodarki, w których jest wykorzystywany obecnie, 9 EJ w nowych procesach przemysłowych (CCU, bezpośrednia redukcja rudy żelaza – DRI), 11 EJ w gospodarce komunalnej i mieszkalnictwie, 16 EJ w przemysłowej gospodarce energetycznej, 22 EJ w transporcie i 9 EJ w procesach wytwarzania elektryczności (buforowanie, rezerwa strategiczna, magazynowanie). Wskazuje to na duży potencjał technologii wodorowych w dekarbonizacji transportu i doskonalenia procesów przemysłowych. Wszystkie scenariusze są optymistyczne, należy je traktować jako określenie możliwego potencjału.

---

<sup>1</sup> Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska.

Określenie zapotrzebowania na wodór w energetyce nie jest prostym zadaniem. Wyniki są bowiem zależne nie tylko od stopnia dojrzałości technologii jego wykorzystania, ale także, i to w decydującym stopniu, od polityki energetycznej danego kraju, charakterystyki ekonomicznej i ekologicznej sposobów jego wytwarzania oraz potencjału jego produkcji z wykorzystaniem OZE. Ważna jest także przyjęta polityka dekarbonizacji całej gospodarki i transportu.

W analizach i oszacowaniach, których wyniki podano w niniejszym artykule wykorzystano: PEP 2040 (PEP 2040), Polski Projekt Strategii Wodorowej 2030 z perspektywą do 2040 (PSW 2020), wybrane europejskie i światowe mapy drogowe upowszechnienia wodoru w gospodarce oraz transporcie, a także literaturę dokumentującą stan technologii wodorowych dla energetyki.

### **Potencjalna rola wodoru w zakresie bilansowania systemu elektroenergetycznego, również w związku z planowanymi inwestycjami w zakresie energetyki jądrowej**

Węglowa baza wytwórcza elektryczności w Polsce jest mocno wyeksploatowana. Czas pracy wielu bloków dawno przekroczył 200 000 h. Fakt ten, w połączeniu ze zobowiązaniami klimatycznymi, skutkuje istotną redukcją mocy węglowych w 2040 roku. W eksploatacji, według założeń PEP 2040, pozostanie około 5700 MW (bloki kondensacyjne) na węglu kamiennym i około 1100 MW na węglu brunatnym. Wśród bloków na węgiel kamienny będzie część starszych bloków rewitalizowanych z uwzględnieniem wymogów środowiskowych i elastyczności cieplnej.

Z punktu widzenia upowszechnienia wodoru w energetyce węglowej można rozpatrywać wspomaganie wodorem tylko elektrociepłowni węglowych (częściowe zastąpienie kotłów węglowych instalacjami wodorowymi). Wprowadzenie wodoru (amoniaku) do wielkoskalowej energetyki węglowej jest mało prawdopodobne.

Zgodnie z PEP ma rosnąć udział mocy jednostek gazowych (El. i EC). Ich sumaryczna moc ma osiągnąć w 2040 roku wartość 15,774 GW, co będzie stanowić ponad 26% mocy systemu (zużycie gazu ponad 12 mld m<sup>3</sup>) – tabela 1.

Przy rozwiniętej produkcji wodoru i paliw syntetycznych moce gazowe mogą być wspomagane tymi paliwami. Dotyczy to głównie indywidualnych instalacji ciepłowniczych i instalacji szczytowych.

TABELA 1. Moc gazowa w systemie energetycznym według PEP 2040

TABLE 1. Gas capacity in the energy system according to PEP 2040

Wyszczególnienie	2025	2030	2035	2040
Elektrownie gazowo-parowe (CCGT)	4 701	4 701	6 701	7 701
Elektrownie gazowe, szczytowe (OCGT)	0	0	250	3 600
Elektrociepłownie gazowe	2 205	2 107	1 667	1 530
Elektrociepłownie gazowe, nowe	480	1 374	2 048	2 943

W Polityce Energetycznej Polski 2040 (MP 2021) rozpatruje się dwa scenariusze kształtowania sektora paliwowo-energetycznego w horyzoncie do 2040 r. Pierwszy z nich (S1) powstał przy założeniu zrównoważonych wzrostów cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, zbieżnych z prognozami Międzynarodowej Agencji Energii. Drugi (S2) opracowano przy założeniu scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Dodatkowo uwzględniono koszty środowiskowe i systemowe. Różne założenia skutkują inną strukturą paliwową zainstalowanej mocy i produkcji elektryczności, a także innymi wartościami mocy zainstalowanej w 2040 r. i innymi poziomami produkcji elektryczności, co przedstawiono w tabeli 2.

Dla pierwszego scenariusza moc zainstalowana netto w 2040 r. wynosi 72,103 GW, produkcja elektryczności (brutto) zaś 225,8 TWh. Odpowiednie wartości dla drugiego scenariusza to: 60,014 GW i 204,2 TWh. Główne różnice dotyczą udziału węgla (zmiana z 27,9 w S1 do 11,2% w S2) oraz udziału gazu (zmiana z 17 w S1 do 33,1% w S2). Ponadto istotnie wzrasta udział morskiej energetyki wiatrowej w S2.

TABELA 2. Produkcja elektryczności według paliw dla dwóch scenariuszy podanych w PEP 2040

TABLE 2. Electricity production by fuel for the two scenarios in PEP2040

Produkcja elektryczności [TWh]	S1 (%)	S2 (%)
Węgiel kamienny	45,7 (20,2)	18,2 (8,9)
Węgiel brunatny	17,3 (7,7)	4,6 (2,3)
Paliwo gazowe	38,4 (17,0)	67,6 (33,1)
Energia jądrowa	30,6 (13,6)	33,4 (16,4)
Energia słoneczna	14,8 (6,6)	9,6 (4,7)
Energia wiatrowa lądowa	24,6 (10,9)	22,1 (10,8)
Energia wiatrowa morska	30,6 (13,5)	39,4 (19,3)
Biomasa i biogaz	16,1 (7,1)	7,5 (3,6)
Energia wodna	4,6 (2,1)	1,9 (0,9)
Inne (olej op. i inne)	3,0 (1,3)	–
Razem	225,8 (100)	204,2 (100)

TABELA 3. Generacja elektryczności gazu i energetyki jądrowej i czas wykorzystania mocy zainstalowanej (2040 S1)

TABLE 3. Electricity from gas and nuclear power and time of utilisation of installed capacity (2040 S1)

Wyszczególnienie	EC gazowe	UPG + TG szczytowe	En. jądrowa
Moc [MW]	5 261	3 601	3 900
Elektryczność [TWh]	38,4		30,6
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej [h]	4 333		7 846

Tabele 3–6 zawierają informacje dotyczące mocy zainstalowanej i generacji elektryczności w obu scenariuszach dla energetyki gazowej, jądrowej i technologii OZE. Z przedstawionych danych pokazanych w tabelach 6 i 7 wynika, że czasy wykorzystania mocy zainstalowanych OZE są duże, przewyższając aktualne wykorzystanie OZE. Wobec braku zaplanowanych magazynów w S2 należy założyć, że dobór mocy poszczególnych źródeł zapewnia bezpieczeństwo dostaw i systemu energetycznego. Z analizowanych dokumentów wynika, że prognozowana produkcja energii elektrycznej odpowiada zapotrzebowaniu. Powstaje więc pytanie o możliwość produkcji zielonego wodoru przy założonym miksie paliwowym. Dla pełnego wykorzystania elektryczności generowanej z wykorzystaniem OZE dla scenariusza S2 maksymalną produkcję wodoru można oszacować następująco: zakładając

TABELA 4. Generacja elektryczności gazu i energetyki jądrowej i czas wykorzystania mocy zainstalowanej (2040 S2)

TABLE 4. Electricity from gas and nuclear power and time of utilisation of installed capacity (2040 S2)

Wyszczególnienie	EC gazowe	UPG + TG szczytowe	En. jądrowa
Moc [MW]	2 943 (n) +1 530 (e)	7 701 + 3 600	4 400
Elektryczność, TWh	6,6	61	33,4
Czas wykorzystania mocy, h	–	ok. 7 219, ok. 1 500	7 590

TABELA 5. Generacja elektryczności z OZE i czas wykorzystania mocy zainstalowanej (2040 S1)

TABLE 5. Electricity from RES and time of utilisation of installed capacity (2040 S1)

Wyszczególnienie	En. wiatrowa lądowa	En. wiatrowa morska	PV	Biomasa i biogaz	Woda
Moc [MW]	9 761	7 985	16 062	2 366	2 645
Elektryczność [TWh]	24,6	30,6	14,8	16,1	4,6
Czas, h wykorzystania mocy [h]	2 520	3 932	921	6 804	1 739

TABELA 6. Generacja elektryczności ze OZE i czas wykorzystania mocy zainstalowanej (2040 S2)

TABLE 6. Electricity from RES and time of utilisation of installed capacity (2040 S2)

Wyszczególnienie	En. wiatrowa lądowa	En. wiatrowa morska	PV	Biomasa i biogaz	Woda
Moc [MW]	6 939	9 590	9 814	1 423	2 419
Elektryczność [TWh]	22,1	39,4	9,6	7,5	1,8
Czas wykorzystania mocy zainstalowanej [h]	3 184	4 108	978	5 270	747

zastosowanie elektrolizerów o energochłonności 5 kWh/Nm<sup>3</sup>, wykorzystanie 1 TWh energii elektrycznej umożliwi wyprodukowanie 200 mln Nm<sup>3</sup> wodoru, czyli 16,476 tys. ton. Wykorzystanie rocznej produkcji elektryczności z energetyki wiatrowej i słonecznej (S2) dałoby więc produkcję 1,175 mln ton wodoru. To odpowiada aktualnej produkcji wodoru w Polsce z innych źródeł.

Biorąc pod uwagę wartość opałową wodoru, łatwo obliczyć, że zastąpienie 3600 MW gazowych turbin szczytowych pracujących z 15% wykorzystaniem mocy (1316 h rocznie) turbinami wodorowymi wymagałoby, przy sprawności 40%, około 0,35 mln ton wodoru (zastąpienie 0,84 mln ton gazu ziemnego wysokometanowego, 1,26 mld Nm<sup>3</sup>). Obecnie nie ma na rynku turbin gazowych umożliwiających spalanie czystego wodoru. Takie konstrukcje większej mocy są zapowiadane po 2030 (2040) roku. Obecnie możliwe jest spalanie mieszanki wodoru z gazem ziemnym przy 30% udziale objętościowym wodoru (udział energetyczny około 13%). Zastosowanie takich jednostek wymagałoby dla powyżej określonych danych około 46 tys. ton wodoru rocznie.

Konkurencyjność elektrowni wodorowych z wytwarzaniem energii na gaz ziemny dla równoważenia obciążenia i generowania obciążenia szczytowego zależy od ceny gazu i potencjalnego poziomu cen emisji dwutlenku węgla (IEA 2019). Dla 15% współczynnika obciążenia i ceny gazu ziemnego wynoszącej 7 USD/MBtu (MBtu = 1,0551GJ) cena CO<sub>2</sub> musiałaby wynosić 100 USD/Mg CO<sub>2</sub>, aby generacja wodorowa przy cenie wodoru 1,5 USD/kg H<sub>2</sub> była konkurencyjna w stosunku do gazu ziemnego. Dla ceny wodoru 2 USD/kg H<sub>2</sub>, dla konkurencyjnej generacji cena CO<sub>2</sub> musiałaby wynosić 175 USD/Mg CO<sub>2</sub>.

Zastąpienie gazu ziemnego w UGP (7700 MW – 2040 r.) eksploatowanych przez 5600 h rocznie (sprawność 0,6) wodorem wymagałoby 2,16 mln ton wodoru lub 8,83 mln ton amoniaku (zastąpienie 5,184 mln ton gazu ziemnego, 7,77 mld Nm<sup>3</sup>). Praktycznie rzecz biorąc taka transformacja paliwowa do 2040 r. jest niemożliwa do realizacji. Można natomiast wziąć pod uwagę zastąpienie częściowe gazu, kierując się możliwościami wytwarzania wodoru i strukturą jego zastosowania. Oba aspekty mają istotne znaczenie dla oceny zapotrzebowania na wodór w energetyce i w konsekwencji na efektywność dekarbonizacji. Realne możliwości wytwarzania wodoru z OZE w Polsce zostaną omówione poniżej.

## Ogólna charakterystyka technologicznych strategii wytwarzania wodoru

Istnieje kilka ścieżek wytwarzania wodoru, które charakteryzuje zróżnicowana wielkość emisji (w zależności od źródła energii i wykorzystanej technologii), ekonomia oraz różne wymagania materiałowe. Najważniejsze to:

- ➔ Wodór elektrolityczny – wodór wytwarzany w procesie elektrolizy wody w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną, niezależny od rodzaju źródła energii elektrycznej. Emisja CO<sub>2</sub> w ujęciu całego cyklu życia zależy od sposobu wytwarzania energii elektrycznej zasilającej elektrolizer (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020; Komunikat KE... 2020).
- ➔ Wodór odnawialny – wodór produkowany w drodze elektrolizy wody w elektrolizerze zasilanym energią elektryczną, gdzie energia ta pochodzi ze źródeł odnawialnych.

Emisja gazów szklarniowych w ujęciu całego cyklu życia dla wodoru odnawialnego jest bliska zeru. Istnieje również możliwość wytwarzania wodoru odnawialnego w procesie biochemicznego przekształcenia biomasy lub w procesie reformingu biogazu. Dużą zaletą tej technologii jest sposobność osiągania bardzo wysokiej czystości wygenerowanego gazu (przynajmniej 99,999%, tzw. wodór 5,0). Dyrektywa RED II promuje zastosowanie takiego wodoru zamiast wodoru otrzymywanego z reformingu parowego gazu ziemnego w rafineriach (PSW 2020).

- ➔ Wodór niskoemisyjny – wodór powstający z konwencjonalnych źródeł energii z wychwytywaniem dwutlenku węgla (np. zgazowanie biomasy z CCS, zgazowanie węgla z CCS, reforming parowy węglowodorów z CCS, elektroliza z wykorzystaniem energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych z CCS) lub z odnawialnych źródeł energii (np. elektroliza z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE) ze znacznym ograniczeniem emisji CO<sub>2</sub> w całym cyklu życia w porównaniu z obecną produkcją wodoru (poniżej 5,8 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>) (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020; Komunikat KE... 2020).
- ➔ Wodór z paliw kopalnych – wodór generowany na bazie różnych procesów (w których jako surowce wykorzystuje się paliwa kopalne), takich jak: zgazowanie węgla czy reforming gazu ziemnego. Emisja CO<sub>2</sub> w ujęciu całego cyklu życia dla wodoru z paliw kopalnych jest wysoka. Przy wykorzystaniu gazu ziemnego wynosi powyżej 5,8 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> i ponad 10 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub> w przypadku kiedy źródłem energii jest węgiel. Wodór z paliw kopalnych stanowi obecnie przeważającą część wytwarzanego wodoru na świecie (aż 76%) (PSW 2020; Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020).

Obecnie ani wodór odnawialny, ani wodór niskoemisyjny, a szczególnie wodór z paliw kopalnych z sekwestracją CO<sub>2</sub>, nie stanowią dużej konkurencji dla wodoru z paliw kopalnych z uwagi na koszty. Obecna cena wodoru z paliw kopalnych w Unii Europejskiej (w tym w Polsce) kształtuje się na poziomie około 1,5 EUR/kg. Cena ta nie uwzględnia kosztów emisji dwutlenku węgla i w dużym stopniu zależy od ceny gazu ziemnego. Dla porównania cena wodoru z paliw kopalnych z sekwestracją CO<sub>2</sub> i jego składowaniem oscyluje w okolicy 2 EUR/kg, natomiast cena wodoru odnawialnego wynosi około 2,5–5,5 EUR/kg. Wzrost ceny emisji dwutlenku węgla do poziomu 55–90 EUR/Mg (obecna cena około 42 EUR/Mg) umożliwiłby wzrost konkurencyjności ceny wodoru z paliw kopalnych z wychwytem CO<sub>2</sub>. Warto zaznaczyć, że koszty wytwarzania wodoru odnawialnego szybko się obniżają. Od 2010 roku ceny elektrolizerów obniżyły się średnio o 60%, a w perspektywie 2030 roku prawdopodobnie będą dwukrotnie niższe niż obecnie dzięki korzyściom efektu skali. Przewiduje się, że po 2030 roku na obszarach, gdzie cena energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest niska, elektrolizery będą stanowić dużą konkurencję dla wodoru z paliw kopalnych. Będzie to stanowić główną siłę napędzającą rozwój technologii wodorowych, także w Polsce (PSW 2020; Komunikat... 2020).

Analiza strategii wodorowych różnych państw wskazuje na poważny globalny potencjał wodoru w 2050 r. nawet do 9000 TWh lub około 270 mln ton wodoru rocznie w 2050 r. (WEC Germany 2020). Jest to ilość równa rocznej energii pierwotnej dostarczanej obecnie na całym świecie ze źródeł odnawialnych. I tak np. przewiduje się, że roczne maksymalne

zużycie wodoru (TWh/rok) w 2050 będzie równe: Niemcy – 380, Wielka Brytania – 270, Australia – 261, Holandia – 215, Kanada – 143.

Rozważane dla UE strategie dotyczące produkcji wodoru identyfikują dwa scenariusze (FCH 2019). Pierwszy z nich opracowano przyjmując założenia:

- nastąpi istotny spadek kosztów produkcji elektrolitycznej i kosztów elektryczności generowanej z OZE,
- występuje istotny potencjał OZE,
- możliwy jest import ciekłego wodoru z regionów o dużym potencjale OZE,
- występuje niska akceptacja technologii CCS z procesów generacji wodoru z paliw kopalnych,
- istnieją korzystne warunki do produkcji lokalnej i świadczenia usług w sieci.

Zgodnie z tym scenariuszem w 2040 r. udział wodoru wytworzonego w procesach elektrolizy (instalacje centralne i regionalne) przekracza 50% zakładanego zapotrzebowania, a w 2050 r. sięga wartości 80%. Pozostałe technologie to reforming parowy (SMR) i reforming autotermiczny metanu (ATR) bez zastosowania CCS (2040 r.: około 10%, 2050 r.: 0%), SMR/ATR z zastosowaniem CCS (2050 r.: około 12%), SMR/ATR biogazu (około 3%) i inne.

W drugim przyjęto następujące założenia:

- w wytwarzaniu wodoru dominować będą technologie reformingu parowego oraz autotermicznego gazu, jako najbardziej efektywne ekonomicznie,
- występuje wysoka akceptacja (polityczna i społeczna) technologii CCS z procesów generacji wodoru z paliw kopalnych,
- elektrolityczna produkcja wodoru to głównie instalacje lokalne sprzęgnięte bezpośrednio z wyciami OZE.

Dla tego scenariusza w 2040 r. zakładany udział wodoru wytworzonego w procesach elektrolizy (instalacje centralne i regionalne) jest rzędu 10%, a w 2050 r. ma wynosić ponad 15%. Główne technologie to: SMR/ATR bez CCS (2040 r.: około 35%, 2050 r.: 0%), SMR/ATR z CCS (2040 r.: 35%, 2050 r.: około 80%).

Ważne jest pytanie, który scenariusz jest najprawdopodobniejszy w Polsce. Biorąc pod uwagę obecny potencjał OZE oraz przewidywany ich rozwój do 2040 r., wydaje się, że elektrolityczna produkcja wodoru w Polsce będzie bliższa scenariuszowi 2. Trudno natomiast przesądzić, jakie będzie upowszechnienie innych technologii wytwarzania, zwłaszcza trudno ocenić udział CCS. Taki wniosek wydaje się spójny z danymi zawartymi w (HC 2017a; FCH 2019). Wynika z nich zależność między udziałem OZE w wytwarzaniu elektryczności w systemie elektroenergetycznym a tą jej częścią, która może być przeznaczoną do produkcji wodoru. I tak przy 70% udziale OZE w systemie wytwarzania średnio 5% stanowić może energię napędową elektrolizy i odpowiednio dla 80% – 10%, 90% – 15%. Polskim scenariuszom miksu energetycznego w 2030 r. (S1 – 32% wytwarzania elektryczności z OZE, S2 – 29%), 2040 r. (S1 – 40%, S2 – 36%) odpowiada zgodnie z tą analizą 1–1,2% wyprodukowanej elektryczności, czyli około 2–3 TWh, na produkcję wodoru. Tej wartości energii napędowej odpowiada produkcja 35–50 tys. ton wodoru rocznie. W Polskiej Strategii Wodorowej założono, że w 2030 r. moc zainstalowanych elektrolizerów będzie wynosić 2 GW. Jeśli przyjąć w 2030 roku produkcję wodoru z OZE na poziomie 35 tys. Mg, to zainstalowana moc 2 GW będzie wykorzystywana w granicach 1000 h w ciągu roku. Fakt ten zwraca uwagę

na konieczność koordynacji zamierzeń dotyczących wytwarzania wodoru z możliwościami pozyskania energii napędowej z OZE.

Przewidywany zakres wykorzystania wodoru w całej gospodarce UE zarysowano w dwóch scenariuszach (FCH 2019). W pierwszym z nich, opracowanym przy założeniu *Business as usual*, przewiduje się 4% udział wodoru w końcowym zużyciu energii w 2030 r. (481 TWh) oraz 8% w 2050 r. (780 TWh). Drugi określany jako ambitny zakłada odpowiednio 6% (665 TWh) i 24% (2251 TWh).

Zakładając że w 2040 r. będziemy produkować 50 tys. Mg wodoru zielonego i kierując się scenariuszem ambitnym scharakteryzowanym wyżej, w sektorze 1 do wykorzystania jest  $0,05 \times 50$  tys. Mg, czyli 2,5 tys. Mg (około 30 mln Nm<sup>3</sup>) wodoru. To niewielka ilość wodoru. Moc ogniów paliwowych pracujących przez 1000 h rocznie odpowiadająca tej ilości wodoru to około 40 MW.

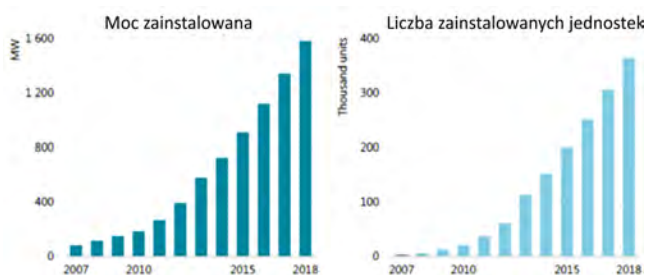
### Uwagi dotyczące stanu technologii wykorzystania wodoru w energetyce

Wodór może być wykorzystywany nie tylko w ogniach paliwowych, spalany (współspalany) w silnikach tłokowych, ale także wykorzystywany jako paliwo podstawowe w turbinach gazowych. Badania procesów spalania paliw o zwiększonym udziale wodoru prowadzone są głównie w związku z przygotowaniem nowej klasy turbin gazowych w układach gazowo-parowych zintegrowanych ze zgazowaniem węgla. Program Departamentu Energii (DOE) USA *Advanced Hydrogen Turbine Development Program* (AHTD 2009; Bradley i Fadok 2009; Bradley i Marra 2012) zakłada osiągnięcie wzrostu sprawności układu gazowo-parowego o 3–5%, zmniejszenie kosztów inwestycyjnych o 20–30% oraz zmniejszenie poziomu emisji NO<sub>x</sub> do 2 ppm (15% O<sub>2</sub>). W realizacji projektu uzyskano stabilność spalania (technologia wstępnej homogenizacji mieszanki) paliwa z 70% zawartością objętościową wodoru. Ważnym celem projektu jest opracowanie nowych konstrukcji układu łopatkowego o zwiększonej sprawności, intensywności chłodzenia oraz wytrzymałości termicznej. Osiągnięcie zakładanego poziomu emisji tlenków azotu wymaga zastosowania katalitycznej technologii ich redukcji w spalinach. W gazie ze zgazowania węgla zawartość wodoru mieści się zazwyczaj w przedziale 25–25–35% objętościowo. Dla tego poziomu udziału dostępne są konstrukcje dużych mocy (Siemens, MHPS). W przypadku instalacji zgazowania węgla z wychwytem ditlenku węgla, udział wodoru w paliwie przekracza 80%. Opanowanie spalania dla takiego poziomu stężeń wymaga dalszych prac. Obecnie nie ma na rynku turbin gazowych umożliwiających spalanie czystego wodoru. Takie konstrukcje większej mocy są zapowiadane po 2030 (2040) roku. Firma MHPS zapowiada generacje turbin gazowych zasilanych czystym wodorem na 2025 r. Siemens zapowiada osiągnięcie dojrzałości rynkowej przez turbiny dużej mocy spalające czysty wodór w latach 2025–2030 (Thermann 2019). Dyskusję złożonych układów turbin gazowych ze spalaniem tlenowym można znaleźć w (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020). Przedmiotem badań są także zagadnienia spalania wodoru (lub jego mieszanin z gazem ziemnym) w komorach spalania turbin małej mocy. Mają one charakter analiz teoretycznych i eksperymentalnych.



## Ogniwa paliwowe

Ogniwa paliwowe – to technologia będąca w ciągłym rozwoju (rys. 1). Dynamicznie wzrasta liczba instalacji i moc zainstalowana (ponad 1,6 GW, w tym tylko około 90 MW na wodorzec). Moce jednostkowe zależą od typów ogniw. Zakres zastosowania obejmuje: instalacje energetyki rozproszonej, instalacje rezerwujące, kogenerację małej mocy oraz transport. Udział w generacji elektryczności wynosi około 0,02%. Przykłady szerszych zastosowań: 59 MW Gyeonggi Green Energy Fuel Cell Park in Hwasung City, South Korea (rys. 2), ENE – Farm (Japonia: 300 tys. instalacji w 2020 r. do 5,3 mln w 2050 r.).



Rys. 1. Wartość mocy zainstalowanej w ogniwach paliwowych i liczba instalacji (IEA 2019)

Fig. 1. Installed capacity and number of installations (IEA 2019)



Rys. 2. Park ogniw paliwowych Gyeonggi Green Energy o mocy 59 MW w mieście Hwasung w Korei Południowej

Fig. 2. 59 MW Gyeonggi Green Energy fuel cell park in Hwasung City, South Korea

Wybrane dane dotyczące obecnego stanu rozwoju ogniw paliwowych zawiera tabela 7 (DOE 2015, 2016). Zarys programu i koniecznych badań rozwojowych podano w tabeli 8 (na podstawie (IEA 2019; DOE 2015, 2016)). Wszystkie prognozy wskazują, że główny rozwój nastąpi w obszarze ogniw polimerowych dla transportu i energetyki oraz ogniw tlenkowych dla energetyki. Rozwój tych technologii jest ściśle uwarunkowany postępowaniem technologicznym

TABELA 7. Obecny stan rozwoju technologii stacjonarnych ogniw paliwowych (DOE 2015, 2016)

TABLE 7. Current state of development of stationary fuel cell technology (DOE 2015, 2016)

Technologia	Moc	Sprawność	Początkowe nakłady inwestycyjne	Żywotność (trwałość)	Stan rozwoju technologii
Alkaliczne ogniwa paliwowe	do 250 kW	około 50% (HHV)	200–700 USD/kW	5–8 tys. h	wstępne stadium rynkowe
Polimerowe ogniwa stacjonarne	0,5–400 kW	32–49% (HHV)	3 000–4 000 USD/kW	60 tys. h	wstępne stadium rynkowe
Ogniwa tlenkowe	do 200 kW	50–70% (HHV)	3 000–4 000 USD/kW	do 90 tys. h	instalacje demonstracyjne
Ogniwa fosforanowe	do 11 MW	30–40% (HHV)	4 000–5 000 USD/kW	30–60 tys. h	dojrzały do wdrożenia
Ogniwa węglanowe	kW– szeregu MW	ponad 60% (HHV)	4 000–6 000 USD/kW	20–30 tys. h	wstępne stadium rynkowe
Polimerowe ogniwa transportowe	80–100 kW	do 60% (HHV)	około 500 USD/kW	do 5 tys. h	wstępne stadium rynkowe

TABELA 8. Zakres koniecznych badań ogniw paliwowych (IEA 2015, DOE 2015, 2016)

TABLE 8. Scope of fuel cell testing needed (IEA 2015, DOE 2015, 2016)

Rodzaj ognia	Zakres i rodzaj badań	Okres realizacji
Ogniwa paliwowe – zagadnienia ogólne	Optymalizacja zarówno kosztów inwestycyjnych jak i sprawności. Sprawność jest kluczowym parametrem dla zastosowań stacjonarnych.	do 2025 r.
Ogniwa polimerowe do zastosowań transportowych	Zmniejszenie rzeczywistych kosztów produkcji do poziomu poniżej 500 USD za kW poprzez optymalizację produkcji i zmniejszenie zapotrzebowania na metale szlachetne, zachowując żywotność co najmniej 5 000 godzin. Zmniejszenie wrażliwość na zanieczyszczenia wodoru.	do 2025 r.
Ogniwa polimerowe do zastosowań stacjonarnych	Zmniejszenie nakładów inwestycyjnych do poziomu poniżej 800 USD za kW, redukując jednocześnie koszty stosu i koszt całej instalacji. Zwiększenie sprawności systemu, do co najmniej 50%. Zwiększenie żywotności do ponad 80 000 godzin. Zmniejszenie wrażliwości na zanieczyszczenia wodoru. Sprawdzenie budowy dużych stosów. Osiągnięcie skali megawatów.	2025–2030
Ogniwa alkaliczne	Zwiększenie żywotności technicznej do ponad 10 000 godzin	2025–2030
Ogniwa tlenkowe	Zwiększenie żywotności modułów w rzeczywistych warunkach na pracy przy akceptowalnej degradacji do ponad 50 000 godzin. Poprawa elastyczności operacyjnej. Zmniejszenie kosztów inwestycyjnych do poziomu poniżej 2 000 USD za kW.	2025–2035

nym w procesach wytwarzania wodoru, szczególnie zaś z wykorzystaniem OZE. Dane dotyczące instalacji demonstracyjnych i programów rozwojowych w różnych obszarach zastosowań ogniw zawierają między innymi opracowania i dane firmowe (Kupecki 2018; DOE 2014; Popov i Baldynov 2018; Bischoff 2006, BPS 2015; Hydrogenics 2014).

Należy zaznaczyć, że istnieje możliwość produkcji stosów według krajowych koncepcji konstrukcyjnych.

### Układy kogeneracyjne z ogniwami paliwowymi

Głównym kryterium podziału instalacji kogeneracyjnych (CHP) wykorzystujących ogniwa paliwowe jest moc elektryczna ogniwa. Wyróżnia się (FCH 2015):

- Micro-CHP: Zastosowanie: domy jednorodzinne,
- Mini-CHP: Zastosowanie: domy wielomieszkaniowe,
- CHP<sub>bup</sub>: Zastosowanie: budynki użyteczności publicznej,
- CHP<sub>gen.rozp</sub>: Zastosowanie: generacja rozproszona,
- CHP<sub>przem</sub>:
  - 1. Paliwo – gaz ziemny: Zastosowanie w różnych gałęziach przemysłu;
  - 2. Paliwo – gaz ziemny/biogaz: Zastosowanie – przemysł spożywczy (np. browary), oczyszczanie ścieków i inne.

Zakłada się, że w procesie doskonalenia uzyska się parametry:

- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 88% (95%), B. Sprawność elektryczna: 36% (42%), C. Trwałość – dwukrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 10 lat (jedna zmiana w ciągu 15 lat);
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 87% (98%), B. Sprawność elektryczna: 50% (60%), C. Trwałość – jednokrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 10 lat (jedna zmiana w ciągu 17 lat);
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 85% (99%), B. Sprawność elektryczna: 53% (65%), C. Trwałość – dwukrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 10 lat (jedna zmiana w ciągu 20 lat);
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 76% (85%), B. Sprawność elektryczna: 46% (55%), C. Trwałość – bez danych
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 80% (83%), B. Sprawność elektryczna: 49% (52%), C. Trwałość – trzykrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 16 lat (trzykrotna zmiana w ciągu 17 lat);
- A. Sprawność ogólna (stopień wykorzystania paliwa): 81% (85%), B. Sprawność elektryczna: 46% (50%), C. Trwałość – trzykrotna zmiana ogniwa paliwowego w ciągu 17 lat (trzykrotna zmiana w ciągu 18 lat).

Na rynku dostępne są dla mieszkalnictwa jednorodzinnego instalacje mikrokogeneracyjne (Micro-CHP) o mocach (parametry dotyczą modułu ogniwa, nie obejmują dodatkowych urządzeń np. kotłów gazowych do pokrywania obciążeń szczytowych):

- instalacje firmy HEXIS, sprawność ogólna 90%, sprawność elektryczna: 30–35% – ogniwo SOFC;

- instalacje firmy Buderus (FC 10), sprawność ogólna 90%, sprawność elektryczna: 45% – ogniwo SOFC;
- instalacje firmy Viessmann (Vitovalor 300 – P), sprawność ogólna 90%, sprawność elektryczna: 37% – ogniwo PEM;
- instalacje firmy Vaillant, sprawność ogólna 90%, sprawność elektryczna: 31% – ogniwo PEM;
- instalacje firmy CFCL, sprawność ogólna 80%, sprawność elektryczna: 60% – ogniwo SOFC.

Podobne zróżnicowanie dotyczyć może Mini – CHP: instalacje firmy Vaillant, sprawność ogólna 88%, sprawność elektryczna: 30% – ogniwo PEM; instalacje firmy Bosch, sprawność ogólna 80%, sprawność elektryczna: 29% – ogniwo PEM).

Wszystkie przedstawione instalacje są zasilane gazem ziemnym. Konieczna jest adaptacja dla wprowadzenia wodoru.

### Układy hybrydowe małej mocy

Przez układy hybrydowe należy rozumieć głównie instalacje turbin gazowych sprzężonych z ogniwami paliwowymi (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020; Chmielniak 2021). Należy oczekiwać, że w najbliższym czasie dostępne będą typoszeregi układów hybrydowych: ogniwo-mikroturbina gazowa o mocach w zakresie 250 kW do 1 MW (np. System *Megamie* firmy Mitsubishi Power System). Szersze upowszechnienie może nastąpić w okresie 2030–2040. Do tej klasy technologii zaliczamy także instalacje zintegrowane ze zgazowaniem biomasy i odpadów z separacją wodoru (Chmielniak T. i Chmielniak T.M. 2020; Primus i in. 2021).

### Technologie metanizacji

Proces metanizacji, prowadzący do produkcji syntetycznego gazu ziemnego z CO<sub>2</sub> i CO przy wykorzystaniu wodoru, jest znany od ponad 100 lat i powszechnie wykorzystywany w przemyśle chemicznym (np. przy produkcji amoniaku), czy też w procesach rafineryjnych (do usuwania śladowych ilości CO). Jednakże, odkąd wzrosło zainteresowanie produkcją SNG proces metanizacji istotnie zyskała na znaczeniu.

Przykładem komercyjnie dostępnego reaktora metanizacji jest technologia TREMP<sup>TM</sup> (*Topsoe Recycle Energy-efficient Methanation Process*) (Kopyscinski i in. 2010). Do innych technologii wykorzystujących reaktory ze złożem stałym należą np. proces Lurgi, HICOM, Linde, RMP czy ICI/Koppers. Reaktory fluidalne w praktyce były do tej pory rzadziej wykorzystywane, przede wszystkim w projektach badawczych, takich jak Bureau de Mines, Bi-Gas czy Comflux (Kopyscinski i in. 2010; Sudiro i Bertucco 2007).

W istniejących instalacjach SNG jest najczęściej produkowany z biogazu (będącego produktem fermentacji metanowej biomasy), rzadziej niż z gazu syntezowego (będącego produktem zgazowania biomasy). Większość projektów dotyczących procesu metanizacji CO<sub>2</sub> to stosunkowo nowe układy. Duża ich część to projekty realizowane w Niemczech.

Jedną z największych pracujących obecnie instalacji metanizacji CO<sub>2</sub> i wodoru z procesu elektrolizy jest projekt Audi e-gas w Werlte. Instalacja produkuje rocznie około 1000 ton syntetycznego gazu, który jest zatłaczany do sieci gazowej. Największym obecnie układem do produkcji biometanu jest instalacja powstała w ramach projektu GOBI-GAS, realizowanego w Goteborgu (Szwecja) (Thunman red. 2018), która wykorzystuje układ zgazowania biomasy i proces metanizacji, produkując 20 MW biometanu. Inny projekt, w którym z gazu pochodzącego ze zgazowania produkowany jest syntetyczny gaz ziemny, realizowany jest w ramach istniejącego układu zgazowania biomasy w Gussing w Austrii. Do istniejącego układu dobudowano instalację metanizacji produkującą RNG o mocy 1 MW.

Warto zwrócić również uwagę na krajowy projekt metanizacji realizowany w grupie Tauron, polegający na metanizacji wodoru wytworzonego w procesie elektrolizy oraz dwutlenku węgla wychwyconego ze spalin bloku węglowego elektrowni Łaziska (Chwoła i in. 2020). Wybrane realizowane projekty wykorzystujące proces metanizacji CO<sub>2</sub> przedstawiono w (Bailera i in. 2017; Rönsch i in. 2016).

### Uwagi końcowe

- Struktura pozyskiwania w Polsce zarówno energii elektrycznej, jak i pierwotnej, istotnie różni się od struktury charakterystycznej dla UE. Istnieje znaczny potencjał jej dywersyfikacji.
- We wszystkich działach energetyki zastosowanie wodoru może ułatwić uzyskanie celów klimatycznych i ekonomicznych (efektywnościowych).
- Ostateczne scenariusze technologiczne wytwarzania wodoru będą zależeć od stanu rozwoju OZE i ekonomiczności poszczególnych rozwiązań. Dwa główne podejścia to: a. technologie wykorzystujące tylko OZE, b. technologie wykorzystujące paliwa kopalne przy zastosowaniu przedsięwzięć separujących ditlenek węgla w tych procesach. W przyjętych strategiach w krajach o mocnej gospodarce dominują OZE wspomagane technologiami wykorzystującymi paliwa kopalne z CCS.
- Ważne jest pytanie, który scenariusz jest najprawdopodobniejszy w Polsce. Biorąc pod uwagę aktualny potencjał OZE oraz przewidywany ich rozwój do 2040 r., wydaje się, że elektrolityczna produkcja wodoru w Polsce z wykorzystaniem OZE nie będzie zbyt wysoka. Założenie 2 GW mocy elektrolizerów w 2030 r. w Polskiej strategii wodorowej jest bardzo (zbyt) optymistyczne (Niemcy 5 GW, Hiszpania 4 GW). Trudno natomiast przesądzić jakie będzie upowszechnienie innych technologii wytwarzania, zwłaszcza trudno ocenić udział CCS.
- W najbardziej optymistycznym scenariuszu sformułowanym dla UE udział wodoru w 2050 w końcowym zużyciu energii wynosi 24% (2251 TWh). Przewidywana struktura jego zużycia to:
  - 112 TWh (około 5%) – wytwarzanie elektryczności, bilansowanie systemu (*power generation, buffering*, sektor 1);
  - 675 TWh (30%) – transport (sektor 2);

- 579 TWh (25,7%) – ogrzewanie i energia dla mieszkalnictwa (*heating, power for buldings*, sektor 3);
- 237 TWh (10,5%) – energia dla procesów przemysłowych (*industry energy*, sektor 4);
- 257 TWh (11,4%) – nowe zastosowania przemysłowe (*new industry feedstock*, sektor 5);
- 391 TWh (17,4%, sektor 6) – istniejące obszary zastosowań przemysłowych (*existing industry feedstock*).

Ten procentowy udział w zakresie sektorów 1 i 3 przeniesiony na grunt Polski można uznać za rozsądny. Aczkolwiek bardzo szkodliwa z ekologicznego punktu widzenia struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych w Polsce w chwili obecnej, podpowiada zwiększenie udziału wodoru w tym sektorze.

Ogólnie rzecz biorąc, w energetyce i ciepłownictwie należy rozpatrywać zastosowanie wodoru w następujących obszarach:

- Energetyka średniej i dużej mocy:
  - węglowa: brak uzasadnienia,
  - gazowa średniej mocy: wodór dla mocy szczytowych,
  - gazowa – układy kombinowane: wodór domieszkowy, paliwo syntetyczne, głównie po 2040 r.
- Ciepłownictwo dużej i średniej mocy:
  - elektrociepłownie węglowe: zastąpienie kotłów węglowych kotłami wodorowymi – wymagana analiza ekonomiczna, zakres wykorzystania wodoru ograniczony,
  - elektrociepłownie gazowo-parowe – wodór domieszkowy, paliwo syntetyczne, głównie po 2030 r.
- Układy kogeneracyjne małej mocy, w tym układy hybrydowe:
  - ogniwa paliwowe: wodór (współcześnie możliwa szersza implementacja),
  - układy hybrydowe: turbina gazowa sprzężona z ogniwem paliwowym: wodór – po upowszechnieniu komercyjnych instalacji (2030–2040).
- Inne potrzeby w mieszkalnictwie: częściowe zastąpienie gazu wodorem w przygotowaniu posiłków (wykorzystanie infrastruktury gazowej w mieszkalnictwie) – analiza ekonomiczna i bezpieczeństwa

Stan rozwoju poszczególnych technologii wykorzystania wodoru w energetyce jest zróżnicowany. Stały postęp obserwujemy w rozwoju ogniw paliwowych, turbin gazowych na wodór oraz układów hybrydowych małej mocy. Godne uwagi są postępy w zakresie technologii metanizacji wodoru. Mogą one mieć istotne znaczenie dla upowszechniania technologii wodorowych także w Polsce i spełniać ważną rolę w dekarbonizacji energetyki i całej gospodarki.

## Literatura

- AHTD 2015 – ADVANCED HYDROGEN TURBINE DEVELOPMENT. Final Technical Report. Project Director: John Marra. Report Date: September 30.
- Bailera i in. 2017 – Bailera, M., Lisbona, P., Romeo, L.M. i Espotolero, S. 2017. Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO<sub>2</sub>. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69, s. 292–312.

- Bischoff M. 2006. Large stationary fuel cell systems: Status and dynamic requirements. *Journal of Power Sources* 154(2), s. 461–466, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.10.027.
- BPS 2015. ClearGen. Ballard Power Systems. 23. Hydrogenics 2014. Fuel Cell Megawatt Power Generation Platform. Hydrogenics.
- Bradley, T. i Fadok, J. 2009. Advanced Hydrogen Turbine Development Update. *ASME Paper GT2009-59105*.
- Bradley, T. i Marra, J. 2012. Advanced Hydrogen Turbine Development Update. *ASME Paper GT2012-68169*.
- Chwoła i in. 2020 – Chwoła, T., Spietz, T., Więclaw-Solny, L., Tatarczuk, A., Krótki, A., Dobras, S., Wilk, A., Tchórz, J., Stec, M. i Zdeb, J. 2020. Pilot plant initial results for the methanation process using CO<sub>2</sub> from amine scrubbing at the Łaziska power plant in Poland. *Fuel* 263, 116804.
- Chmielniak, T. 2021. *Technologie Energetyczne*. Warszawa: PWN.
- Chmielniak, T. i Chmielniak, T.M. 2020. *Energetyka wodorowa*. Warszawa: PWN.
- DOE 2014 – Fuel Cell Technologies Market Report. Fuel Cell Technologies Office, U.S. DOE.20. Popov S.i Baldynov O. 2018. The Hydrogen Energy Infrastructure Development I Japan. E3S Web of Conferences 69, 02001 (2018) Green Energy and Smart Grids.
- DOE 2015, 2016 – Hydrogen and Fuel Cell Technologies Program Record.
- FCH 2015 – Advancing Europe’s energy systems: Stationary fuel cells in distributed generation. A study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, DOI: 10.2843/088142.
- FCH 2019 – Hydrogen Roadmap Europe. A Sustainable Pathway for The European Energy transition. Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking 2019, fh.europa.eu
- HC 2017a – Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Hydrogen Council, Nov.
- HC 2017b – How hydrogen empowers the energy transition. Hydrogen Council.
- IEA 2015 – Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. International Energy Agency, Paris.
- IEA 2019 – The Future of Hydrogen. International Energy Agency, Paris, June.
- Komunikat KE 2020 – 17 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu. Bruksela, dnia 8.7.2020 r. [Online] <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-9390-2020-INIT/pl/pdf> [Dostęp: 24.06.2021].
- Kopyscinski i in. 2010. – Kopyscinski, J., Schildhauer, T.J. i Biollaz, S.M.A. 2010. Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009. *Fuel* 89, s. 1763–1783.
- Kupeccki, J. 2018. *Wybrane zagadnienia modelowania matematycznego stosów stałotlenkowych ogniw paliwowych podczas pracy w stanach niestabilnych*. Warszawa: Wyd. Instytutu Technologii Eksploatacji.
- MP 2021 – Polityka Energetyczna Polski do 2040 (PEP2040). *Monitor Polski*, 10 03 2021, poz. 264.
- Primus i in. 2021 – Primus, A., Chmielniak, T. i Rosik-Dulewska, C. 2021. Concepts of energy use of municipal solid waste. *Archives of Environmental Protection* 47(2), s. 70–80.
- PSW 2020 – Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. Projekt. [Online] <https://www.teraz-srodowisko.pl/media/pdf/aktualnosci/9801-Projekt-Polskiej-Strategii-Wodorowej-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r.pdf> [Dostęp: 24.06.2021].
- Rönsch i in. 2016 – Rönsch, S., Schneider, J., Matthischke, S., Schlüter, M., Götz, M. i in. 2016. Review on methanation – From fundamentals to current projects. *Fuel* 166, s. 276–296, DOI: 10.1016/j.fuel.2015.10.111.
- Sudiro, M. i Bertucco, A. 2010. Synthetic Natural Gas (SNG) from Coal and Biomass: a Survey of Existing Process Technologies, Open Issues and Perspectives. Chapter 5 in *Natural Gas*, book Edited by Primoz Potocnik, ISBN 978-953-307-112-1.
- Staffell i in. 2017 – Staffell, I., Dodds, P., Scamman, D., Velazquez, A., Dowell, N.M., Ward, K., Agnolucci, P., Papatgeorgiou, L., Shah, N. i Ekins, P. 2017. *The Role of Hydrogen and Fuel Cells in Future Energy Systems*. H2FC Supergen.
- Staffell i in. 2019 – Staffell, I., Scamman, D., Velazquez, A., Balcombe, P., Dodds, P.E., Ekins, P., Shahd, N. i Warda, K.R. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science* 2, DOI: 10.1039/c8ee01157e.
- Thermann, H. 2019. The Contribution of the Siemens HL-Class Gas Turbine to the Energy Transition. *Conference on Research & Development in Power Engineering*, Warszawa.
- Thunman, H. (red.) 2018. Chalmers University of Technology. GoBiGas demonstration – a vital step for a large-scale transition from fossil fuels to advanced biofuels and electrofuels. [Online] [https://www.chalmers.se/SiteCollectionDocuments/SEE/News/Popularreport GoBiGas results highres.pdf](https://www.chalmers.se/SiteCollectionDocuments/SEE/News/Popularreport%20GoBiGas%20results%20highres.pdf) [Dostęp: 02.03.2021].
- WEC Germany 2020 – INTERNATIONAL HYDROGEN STRATEGIES. A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council – Germany. September 2020. [Online] [https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC\\_H2\\_Strategies\\_finalreport\\_200922.pdf](https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC_H2_Strategies_finalreport_200922.pdf) [Dostęp: 02.03.2021].

## Potencjał zastosowania wodoru w polskim systemie energetycznym

Słowa kluczowe: zielony wodór, potencjał produkcji zielonego wodoru w Polsce, technologie wodorowe w energetyce

Streszczenie: Realizacja strategii dekarbonizacji polskiej gospodarki wymaga wprowadzenia do eksploatacji nowych technologii energetycznych, w tym technologii wodorowych. W rozdziale zawarto informacje o potencjalnych możliwościach wykorzystania wodoru w procesach generacji elektryczności i ciepła. Struktura pozyskiwania w Polsce zarówno energii elektrycznej, jak i pierwotnej, istotnie różni się od struktury charakterystycznej dla UE. Istnieje znaczny potencjał jej dywersyfikacji. We wszystkich działach energetyki zastosowanie wodoru może ułatwić uzyskanie celów klimatycznych i ekonomicznych (efektywnościowych). Ostateczne scenariusze technologiczne wytwarzania wodoru będą zależeć od stanu rozwoju OZE i ekonomiczności poszczególnych rozwiązań. Ważne jest pytanie, który scenariusz jest najprawdopodobniejszy w Polsce. Biorąc pod uwagę aktualny potencjał OZE oraz przewidywany ich rozwój do 2040 r., wydaje się, że elektrolityczna produkcja wodoru w Polsce z wykorzystaniem OZE nie będzie zbyt wysoka. Założenie 2 GW mocy elektrolizerów w 2030 r. w Polskiej strategii wodorowej jest bardzo (zbyt) optymistyczne (Niemcy 5 GW, Hiszpania 4 GW). Trudno natomiast przesądzić, jakie będzie upowszechnienie innych technologii wytwarzania, zwłaszcza trudno ocenić udział CCS. W najbardziej optymistycznym scenariuszu sformułowanym dla UE udział wodoru w 2050 r. w końcowym zużyciu energii wynosi 24% (2251 TWh) (Hydrogen... 2019). Przewidywana struktura jego zużycia to: 112 TWh (około 5%) – wytwarzanie elektryczności, bilansowanie systemu (*power generation, buffering*, sektor 1); 675 TWh (30%) – transport (sektor 2); 579 TWh (25,7%) – ogrzewanie i energia dla mieszkalnictwa (*heating, power for buildings*, sektor 3); 237 TWh (10,5%) – energia dla procesów przemysłowych (*industry energy*, sektor 4); 257 TWh (11,4%) – nowe zastosowania przemysłowe (*new industry feedstock*, sektor 5); 391 TWh (17,4%, sektor 6) – istniejące obszary zastosowań przemysłowych (*existing industry feedstock*). Ten procentowy udział w zakresie sektorów 1 i 3 przeniesiony na grunt Polski można uznać za rozsądny. Aczkolwiek bardzo szkodliwa z ekologicznego punktu widzenia struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych w Polsce w chwili obecnej, podpowiada zwiększenie udziału wodoru w tym sektorze.

## The potential of using hydrogen in the Polish energy system

Keywords: green hydrogen, potential of hydrogen production in Poland, hydrogen technologies in the energy sector

Abstract: The implementation of the strategy of decarbonising the Polish economy requires the introduction of new energy technologies, including hydrogen technologies. This chapter provides information on the potential possibilities of using hydrogen in electricity and heat generation processes. The structure of obtaining both electricity and primary energy in Poland differs significantly from the structure typical for the EU. There is considerable potential for its diversification. In all sectors of the power industry, the use of hydrogen may facilitate the achievement of climate and economic (efficiency) goals. The final technological scenarios for the production of hydrogen will depend on the state of development of renewable energy sources and the cost-effectiveness of individual solutions. The important question is which scenario is most likely in Poland. Taking into account the current potential of renewable energy sources and their expected development until 2040, it seems that electrolytic hydrogen production in Poland using renewable energy sources will not be too high. The assumption of 2 GW of electrolyser capacity in 2030 in the Polish hydrogen strategy is very (too) optimistic (Germany 5 GW, Spain 4 GW). On the other hand, it is difficult to determine what the dissemination of other generation technologies will be, especially it is difficult to assess the share of CCS. In the most optimistic scenario formulated for the EU, the share of hydrogen in 2050 in final energy consumption is 24% (2.251 TWh) (Hydrogen... 2019). The expected structure of its consumption is: 112 TWh (approx. 5%) – electricity generation, system balancing (*power generation, buffering*, sector 1); 675 TWh (30%) – transport (sector 2); 579 TWh (25.7%) – heating and power for buildings (sector 3); 237 TWh (10.5%) – energy for industrial processes (*industry energy*, sector 4); 257 TWh (11.4%) – new industrial applications (*new industry feedstock*, sector 5); 391 TWh (17.4%, sector 6) – existing areas of industrial applications (*existing industry feedstock*). This percentage share in sectors 1 and 3 transferred to Poland can be considered reasonable. Although the structure of energy consumption in households in Poland, which is very harmful from the ecological point of view, suggests an increase in the share of hydrogen in this sector.



Ludwik PIEŃKOWSKI<sup>1</sup>

## **Realia energetyki jądrowej w Polsce**

### **Reaktory dużej mocy**

Jedynie Rosja i Chiny odnoszą dziś sukcesy, budując nowe, wielkoskalowe, lekkowodne reaktory energetyczne. Ich programy oparte są na dużym rynku nabywców sięgającym kilkudziesięciu gigawatów, ale w niniejszej publikacji oferty z tych krajów nie będą przedmiotem analizy. Natomiast kilkadziesiąt lat temu rynki o dużej głębokości były otwarte dla energetyki jądrowej w krajach z naszego obszaru gospodarczego takich jak: USA, Francja, Japonia, czy Kanada. Niedawne próby w USA i we Francji realizacji małych programów w oparciu o duże reaktory poniosły porażki biznesowe. Najdotkliwszą było porzucenie w USA budowy dwóch reaktorów AP1000 w elektrowni V.C. Summer (Nukegate scandal). Analizując przyczyny porażek, widać, że dla małych programów z dużymi reaktorami trudno zbudować optymalny system finansowania i łańcuch dostaw. Dlatego też Francja kiedyś odniosła sukces, budując czterdzieści reaktorów dużej mocy w piętnaście lat, a obecnie ponosi biznesową porażkę budując przez kilkanaście lat dwa reaktory EPR, jeden u siebie i drugi w Finlandii.

### **AP1000, EPR, APR1400 – reaktory dużej mocy**

Program budowy w Polsce sześciu reaktorów takich jak AP1000, EPR, APR1400 jest programem małym, a zatem jeśli nie będzie on częścią większego programu, to będzie narażony na duże ryzyko porażki. Jak dotąd najsilniejszą umowę Polska zawarła ze Stanami Zjednoczonymi (Umowa... 2021), co stawia reaktor AP1000 w wyróżnionej pozycji w stosunku do reaktorów EPR i APR1400. Umowę zawarto zaraz po tym gdy w USA ogłoszono strategiczny plan wzmocnienia przemysłu jądrowego mającego istotne znaczenie dla bezpieczeństwa kraju. Postawiono sobie za cel odzyskanie rynków energetyki jądrowej, na których dominują

---

<sup>1</sup> Wydział Energetyki i Paliw, Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie; e-mail: pienkows@agh.edu.pl.

Rosja i Chiny, ale bez budowania nowych elektrowni jądrowych takich jak AP1000 w USA (Strategy... 2020). Administracja prezydenta Donalda Trumpa z całych sił dążyła do zawarcia kontraktów zagranicznych na budowę ponad dwudziestu reaktorów AP1000, ale żadnego kontraktu nie zawarto. W lutym 2019 roku spodziewano się podpisania umowy na budowę sześciu reaktorów AP1000 w Indiach, co jednak nie nastąpiło. Prywatna amerykańska firma IP3 (IP3) przy bardzo silnym, ale i mało transparentnym wsparciu administracji prezydenta Donalda Trumpa dążyła do sprzedaży nawet kilkunastu reaktorów AP1000 w Arabii Saudyjskiej. Działania te zablokował Kongres, który w tej transakcji widział zagrożenie bezpieczeństwa USA (New... 2019). W 2020 roku doszło do zawarcia wstępnej umowy z Polską. Obecnie za prezydentury Joe Bidena amerykańska strategia w energetyce jądrowej nie uległa istotnej zmianie, ale wydaje się, że jest rozważana możliwość budowy w USA nowych elektrowni jądrowych z wykorzystaniem mniejszych reaktorów i bankowalnych programów (DOE... 2021). Nastąpiło też znaczne ożywienie wokół budowy demonstracyjnego reaktora Natrium, który jest reaktorem prędkim chłodzonym sodem. Projekt ten wspierają miliarderzy Bill Gates i Warren Buffett, firma General Electric Hitachi (GEH), administracja federalna USA i władze stanu Wyoming (TerraPower 2021). Co ważne, tworzone są wizje kolejnych inwestycji, tak aby stan Wyoming po zamknięciu elektrowni węglowych pozostał dużym producentem energii elektrycznej. Na energetykę, w tym jądrową, duży wpływ ma nie tylko troska o klimat, ale również proces wychodzenia z kryzysu COVID-19 poprzez uruchamianie programów inwestycyjnych wielkiej wartości we wszystkich krajach, w tym w USA. Tym niemniej administracja prezydenta Joe Bidena kontynuuje starania o pozyskanie zagranicznych kontraktów na budowę reaktorów AP1000, o czym świadczy niedawne wstępne porozumienie z Ukrainą o budowie czterech reaktorów AP1000 (Wetinghouse... 2021).

Zarówno francuski EPR, jak i Koreański APR1400 przewijają się incydentalnie w dyskusjach o polskiej energetyce jądrowej, ale od co najmniej roku nic istotnego na tym polu nie zostało odnotowane. Padły jedynie zapowiedzi złożenia ofert oraz odbyły się spotkania o dużym wymiarze politycznym, ale wiążących umów nie zawarto.

### **NuScale – najbardziej zaawansowany lekkowodny SMR (Small Modular Reactor)**

Od niemal dekady spore nadzieje wiązane są z modularnymi reaktorami lekkowodnymi małej mocy ze względu na bankowalność procesu ich budowy, który ma modularną strukturę. Modularne bloki energetyczne o elastycznym zakresie mocy sięgającej jednego gigawata lub więcej z jednej strony mogą zastępować dzisiejsze wielkoskalowe elektrownie, a z drugiej dają możliwość wykorzystania do zasilania przemysłu energochłonnego.

W euroatlantyckiej przestrzeni gospodarczej najbardziej zaawansowany jest projekt firmy NuScale Power (NuScale Power 1). Jako jedyny posiada on licencję amerykańskiego regulatora NRC, wydaną w sierpniu 2020 roku. Operator energetyczny UAMPS zrzeszający kilkadziesiąt wspólnot mieszkańców ma zbudować pierwszy blok w Idaho o mocy 462 MW składający się z sześciu modułów (UAMPS). Na jego budowę przyznane jest wsparcie federalne w wysokości niemal 1,4 miliarda dolarów. Program ten ma już zbudowane zręby

łańcucha dostaw kluczowych układów, w tym ciężkich elementów takich jak zbiorniki reaktorów. W 2021 roku zgromadzono też około 200 mln dolarów od prywatnych firm (NuScale Power 2). Decyzja o rozpoczęciu budowy w Idaho jest już niemal przesądzona, a formalne jej uruchomienie spodziewane jest za dwa lata (15<sup>th</sup> Edition... 2021). We wrześniu 2021 r. polski koncern miedziowy, KGHM, zawarł wstępne porozumienie z NuScale w celu zbadania możliwości uruchomienia w Polsce pierwszej modularnej elektrowni jeszcze w tej dekadzie (NuScale Power 3). Miesiąc później rumuński operator energetyczny Nuclearelectrica zawarł umowę z NuScale, której celem jest budowa modularnej elektrowni i jej uruchomienie już w 2028 roku (NuScale Power 4). Nadal jednak niewiadome jest, jak przyjmą te zapowiedzi globalne rynki, inwestorzy z najmocniejszych gospodarek. Należy jednak podkreślić, że NuScale jest reaktorem ciśnieniowym, lekkowodnym i dlatego ryzyka technologiczne, inżynierskie oraz w obszarze bezpieczeństwa jądrowego są niewielkie. Największą niewiadomą jest koszt inwestycji i koszt generowanej energii elektrycznej. Jeśli inwestor (UAMPS) i oferent (NuScale Power) zgodnie z planem uruchomią pierwszy modularny blok energetyczny składający się z sześciu modułów o łącznej mocy 462 MW w 2030 roku oraz dotrzymają obietnicy, że koszt energii elektrycznej (LCOE) będzie poniżej 60 dolarów za megawatogodzinę, to zapewne reaktory NuScale znajdą licznych nabywców. Wydaje się, że już najbliższe lata pokażą potencjał (lub jego brak) reaktora NuScale na zbudowanie dużego portfela zamówień. Oprócz wymienionych umów z Polską i Rumunią NuScale Power podpisał umowy wstępne z operatorami energetycznymi w takich krajach jak: Kanada, Jordania, Czechy, Bułgaria i Ukraina.

### **BWRX-300 – drugi obecny w Polsce projekt lekkowodnego SMR-a**

Inne projekty lekkowodnych SMR-ów są znacznie mniej zaawansowane niż NuScale, ale przy odpowiednio dużym finansowaniu mogą w kilka lat nadrobić zaległości. W szczególności wiadomo, że licencja którą otrzymał NuScale wymaga kilku lat intensywnej współpracy z doświadczonym regulatorem i wydatkowania około pół miliarda dolarów. Na razie żaden inny oferent lekkowodnych SMR-ów nie rozpoczął w USA procesu licencjonowania, a licencja u renomowanego regulatora takiego jak amerykański NRC daje niemal pewność uzyskania licencji od innych krajowych regulatorów. Projekt BWRX-300 jest jednym z najbardziej zaawansowanych, ale podobnie jak kilka innych jest na etapie prac przedlicencyjnych i GEH poszukuje środków potrzebnych na sfinansowanie prac licencyjnych (BWRX-300). W tej sytuacji można jedynie kreślić mgliste wizje gdzie i kiedy zostanie zbudowany pierwszy reaktor, ale niedawna decyzja kanadyjskiego operatora Ontario Power Generation o wyborze BWRX-300 (GE Hitachi... 2021) pokazuje, że projekt ten może wkrótce nabrać znacznej dynamiki. Należy podkreślić, że dwóch silnych, prywatnych inwestorów w Polsce od ponad dwóch lat deklaruje zainteresowanie tym projektem. W grudniu 2021 r. został on mocno wsparty przez firmę ORLEN, co zaowocowało utworzeniem dedykowanej spółki celowej (Orlen 2021).

## **UK-SMR – lekkowodny reaktor brytyjski**

UK-SMR (UK) to projekt lekkowodnego reaktora SMR o mocy 470 MW firmy Rolls-Royce, który jest postrzegany jako brytyjski, narodowy projekt. Jest on na podobnym stopniu zaawansowaniu co reaktor BWRX-300, ale niedawno uzyskał znaczne wsparcie rządu (Rolls-Royce... 2021), które uruchomiło finansowanie w wysokości przekraczającej czterysta milionów funtów, co umożliwiło podjęcie bardzo intensywnych działań. Firma Rolls-Royce planuje budowę w Wielkiej Brytanii szesnastu reaktorów w kilkanaście lat.

## **NUWARD – lekkowodny reaktor francuski**

NUWARD to francuski, narodowy projekt lekkowodnego reaktora SMR o mocy pomiędzy 300 i 400 MW, którego wstępne dane po raz pierwszy zostały pokazane w 2019 roku (CEA... 2019). Niedawno ogłoszony francuski duży program inwestycyjny wskazał, że NUWARD to kluczowy projekt dla Francji i dlatego na jego realizację w najbliższych latach przewiduje się miliard euro (Presentation... 2021). Ogłoszenie tak dużego finansowania całkowicie zmieniło status projektu NUWARD, który z dnia na dzień stał się projektem niemal równorzędnym z takimi projektami jak UK-SMR, BWRX-300 i NuScale.

## **Inne niż lekkowodne reaktory małej mocy**

Ze względu na słabe zaawansowanie projekty reaktorów w technologiach innych niż lekkowodne, w tym wspomniany projekt Natrium, nie powinny leżeć w obszarze inwestycyjnego zainteresowania operatorów energetycznych i przemysłu energochłonnego w Polsce.

## **Podsumowanie**

Z perspektywy programu wdrożenia w Polsce energetyki jądrowej z największą uwagą należy obserwować procesy zachodzące wokół projektów reaktorów wielkoskalowych: AP1000, EPR, APR1400 oraz lekkowodnych SMRów: NuScale, BWRX-300, UK-SMR oraz NUWARD.

## **Literatura**

- BWRX-300 – Strona internetowa reaktora BWRX-300 firmy GEH: [Online] <https://nuclear.gepower.com/build-a-plant/products/nuclear-power-plants-overview/bwrx-300> [Dostęp: 18.12.2021].
- CEA... 2019 – CEA, EDF, Naval Group and TechnicAtome unveil NUWARD: jointly developed Small Modular Reactor (SMR) project, 17 September 2019 [Online] <https://www.cea.fr/english/Pages/News/Nuward-SMR-CEA.aspx> [Dostęp: 18.12.2021].
- DOE... 2021 – DOE building a bridge to bankability for nuclear, 10 September 2021 [Online] <https://world-nuclear-news.org/Articles/DOE-building-a-bridge-to-bankability-of-nuclear> [Dostęp: 18.12.2021].

- GE Hitachi ... 2021 – GE Hitachi Nuclear Energy Selected by Ontario Power Generation as Technology Partner for Darlington New Nuclear Project, December 02, 2021 [Online] <https://www.ge.com/news/press-releases/ge-hitachi-nuclear-energy-selected-by-ontario-power-generation-as-technology-partner> [Dostęp: 18.12.2021].
- IP3 – IP3 The mission of IP3 is to be the lead U.S. integrator for the development and operations of peaceful and secure nuclear power in the global marketplace [Online] <http://ip3international.com/about/> [Dostęp: 18.12.2021].
- New... 2019 – New Documents Show Corporate and Foreign Interests Seek to Influence U.S. Nuclear Policy, Jul 29, 2019 [Online] <https://oversight.house.gov/news/press-releases/new-documents-show-corporate-and-foreign-interests-seek-to-influence-us-nuclear> [Dostęp: 18.12.2021].
- Nukegate scandal. [Online] [https://en.wikipedia.org/wiki/Nukegate\\_scandal](https://en.wikipedia.org/wiki/Nukegate_scandal) [Dostęp: 18.12.2021].
- NuScale Power 1 – NuScale Power [Online] <https://www.nuscalepower.com/> [Dostęp: 18.12.2021].
- NuScale Power 2 – NuScale Power Secures Nearly \$200 Million in Strategic Investments, 08/03/2021 [Online] <https://newsroom.nuscalepower.com/press-releases/news-details/2021/NuScale-Power-Secures-Nearly-200-Million-in-Strategic-Investments/default.aspx> [Dostęp: 18.12.2021].
- NuScale Power 3 – NuScale Power Signs Memorandum of Understanding with KGHM and PBE to Explore SMR Deployment in Poland [Online] <https://www.businesswire.com/news/home/20210923005575/en/NuScale-Power-Signs-Memorandum-of-Understanding-with-KGHM-and-PBE-to-Explore-SMR-Deployment-in-Poland> [Dostęp: 18.12.2021].
- NuScale Power 4 – NuScale and Nuclearelectrica Team Up to Advance Clean Nuclear Technology in Romania [Online] <https://www.businesswire.com/news/home/20211102006199/en/NuScale-and-Nuclearelectrica-Team-Up-to-Advance-Clean-Nuclear-Technology-in-Romania> [Dostęp: 18.12.2021].
- ORLEN 2021 – ORLEN rozwija technologię małego atomu SMR, 07.12.2021 [Online] <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2021/orlen-rozwija-technologie-malego-atomu-SMR> [Dostęp: 18.12.2021].
- Pieńkowski, L. 2021. Realia i mity energetyki jądrowej. *ACADEMIA – magazyn PAN* 1(65). [Online] [https://journals.pan.pl/Content/119708/79-83\\_Pienkowski\\_pol.pdf](https://journals.pan.pl/Content/119708/79-83_Pienkowski_pol.pdf) [Dostęp: 18.12.2021].
- Presentation... 2021 – Presentation of the “France 2030” plan, October 15, 2021 [Online] <https://www.businessfrance.fr/discover-france-news-presentation-of-the-france-2030-plan> France 2030: quel avenir industriel pour les SMR, ces “petits” réacteurs nucléaires vantés par Emmanuel Macron? 13/10/2021 [Online] [https://www.francetvinfo.fr/economie/industrie/france-2030-quel-avenir-industriel-pour-les-smr-ces-petits-reacteurs-nucleaires-vantes-par-emmanuel-macron\\_4803423.html](https://www.francetvinfo.fr/economie/industrie/france-2030-quel-avenir-industriel-pour-les-smr-ces-petits-reacteurs-nucleaires-vantes-par-emmanuel-macron_4803423.html) France to Build Small Nuclear Reactors by 2030 in Export Push, 12-OCT-2021 [Online] <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-10-12/france-to-build-small-nuclear-reactors-by-2030-in-export-push> France’s nuclear drive offers chance of redemption for EDF [Online] <https://www.ft.com/content/a1c95212-c122-4a29-8952-14a346381b91> [Dostęp: 18.12.2021].
- Rolls-Royce... 2021 – Rolls-Royce announces funding secured for Small Modular Reactors, 08 Nov 2021 [Online] <https://www.rolls-royce.com/media/press-releases/2021/08-11-2021-rr-announces-funding-secured-for-small-modular-reactors.aspx> [Dostęp: 18.12.2021].
- Umowa... 2021 – Umowa między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Stanów Zjednoczonych Ameryki w sprawie współpracy w celu rozwoju programu energetyki jądrowej wykorzystywanej do celów cywilnych oraz cywilnego przemysłu jądrowego w Rzeczypospolitej Polskiej. Monitor Polski, (Dz.U. z p) Warszawa. [Online] <https://traktaty.ms.gov.pl/> [Dostęp: 18.12.2021].
- Strategy... 2020 – Strategy to Restore American Nuclear Energy Leadership. [Online] <https://www.energy.gov/strategy-restore-american-nuclear-energy-leadership> Strategy ... 2020 [Dostęp: 18.12.2021]. Restoring America’s Competitive Nuclear Energy Advantage, April 22, 2020 [Online] <https://www.energy.gov/downloads/restoring-americas-competitive-nuclear-energy-advantage> [Dostęp: 18.12.2021]. Fragment: *U.S. Government will move into markets currently dominated by Russian and Chinese State Owned Enterprises and recover our position as the world leader in exporting best-in-class nuclear energy technology.*
- Terra Power 2021 – TerraPower selects Kemmerer, Wyoming as the preferred site for advanced reactor demonstration plant, November 16, 2021 [Online] <https://www.terrapower.com/natrium-demo-kemmerer-wyoming/> [Dostęp: 18.12.2021].
- UAMPS – UAMPS [Online] <https://www.uamps.com/> Carbon Free Power Project [Online] <https://www.uamps.com/Carbon-Free> [Dostęp: 18.12.2021].
- UK – UK small modular reactor: pioneering intelligent power [Online] <https://www.rolls-royce.com/innovation/small-modular-reactors.aspx#/> [Dostęp: 18.12.2021].
- Westinghouse... 2021 – Westinghouse signs initial contract for Ukrainian AP1000s, 22 November 2021 [Online] <https://world-nuclear-news.org/Articles/Westinghouse-signs-initial-contract-for-Ukrainian> [Dostęp: 18.12.2021].

15<sup>th</sup> Edition – Member Conference, 15<sup>th</sup> Edition, July 30, 2021. [Online] <https://www.uamps.com/file/0cac940c-85d-c-43e2-9d84-c35d97ae3b0f> The Carbon Free Power Project [Online] <https://www.nuscalepower.com/projects/carbon-free-power-project> [Dostęp: 18.12.2021].

## *Realia energetyki jądrowej w Polsce*

Słowa kluczowe: energetyka jądrowa, modułarne reaktory jądrowe SMR

Streszczenie: Rządowy program wdrożenia energetyki jądrowej zakłada wykorzystanie wielkoskalowych reaktorów do budowy sześciu bloków energetycznych o łącznej mocy 6–9 GW. Pierwszy blok ma zostać uruchomiony w 2033 roku, a ostatni w 2043 roku. Tak nakreślony program jest trudny do zrealizowania, co widać w świetle braku sukcesów biznesowych podobnych programów w Europie i w USA w ostatnim ćwierćwieczu. Co więcej wiadomo, że kilkadziesiąt lat temu takie kraje jak: USA, Francja, Japonia, Kanada potrafiły z sukcesami budować po kilkadziesiąt reaktorów dużej mocy w kilkanaście lat. Dziś podobne sukcesy odnoszą Chiny i Rosja. Ten stan rzeczy ożywił programy wykorzystania reaktorów mniejszych oraz wdrożenia zaawansowanych technologii reaktorowych. Niedawna publikacja autora (Pieńkowski 2021) kreśli próbę zrozumienia zachodzących procesów, a obecna jest jej kontynuacją. W szczególności historia pokazuje, że uzyskanie zamówień na budowę dwudziestu i więcej reaktorów AP1000, EPR, lub APR1400 zapewne byłoby punktem zwrotnym dla polskiego programu. Kluczowe zagadnienia zostaną też omówione dla takich projektów jak BWRX-300 i NuScale oraz Natrium z reaktorem chłodzonym sodem.

## *The Realities of Nuclear Power in Poland*

Keywords: nuclear power, small modular reactor SMR

Abstract: The government's nuclear power implementation program is based solely on large-scale reactors and the construction of six power units with a total capacity of 6–9 GW is planned. The first block is to start in 2033 and the last one in 2043. Already in the face of the lack of business successes in the last 25 years of similar programs in Europe and the USA, such a program is difficult to implement. Moreover, it is known that several dozen years ago such countries as USA, France, Japan and Canada were able to successfully build several dozen large-scale nuclear reactors in a dozen or so years. Today, only China and Russia have similar successes in nuclear energy. This state of the art has sparked renewed interest in programs to use smaller reactors and implement advanced reactor technologies. The author's recent publication (Pieńkowski 2021) outlines an attempt to understand these processes, and the current one is its continuation. In particular, history shows that winning orders to build 20 or more AP1000, EPR or APR1400 reactors would likely be a turning point for this project. Key points will also be discussed for projects such as the BWRX-300, NuScale, and the Natrium with a sodium-cooled reactor.

Wojciech NAWORYTA<sup>1</sup>

## Węgiel brunatny w Polsce a religia Zielonego Ładu

### Wprowadzenie

Dlaczego religia? Bo religie nie opierają się na faktach ani na racjonalnych argumentach. Polegają na wierze, a fundamentami wiary są dogmaty. Ktoś, kto poddaje dogmaty w wątpliwość, zasługuje na miano heretyka. Współczesna narracja odnosząca się do zmian klimatu przypomina mi religię. Tu przyjęte są dogmaty i jakakolwiek wątpliwość budzi zdumienie, a nawet oburzenie. Nie jest w dobrym tonie wątpić w prawdy szerzone przez współczesnych kapłanów Zielonego Ładu. Jednym z elementów wiary tej nowej światowej religii jest tzw. zeroemisyjność, do której można dojść przez najlepiej natychmiastowe odejście od paliw kopalnych, bez względu na koszty (ekonomiczne, społeczne, a nawet ekologiczne). Ratunek przyniesie nam „coalexit”. Dogmatyczne podejście do jednego z ważniejszych filarów współczesnej cywilizacji jakim jest bezpieczeństwo energetyczne budzi mój sprzeciw.

Obowiązkiem naukowca jest wątpić, wbrew utartym i obowiązującym opiniom. Gdyby nie to wątpienie to Ziemia do dzisiaj byłaby uważana za centrum wszechświata. Dzisiaj głośne wyrażanie zdania odrębnego wciąż jeszcze nie naraża na stos, niemniej atmosfera dyskusji o zmianach klimatycznych oraz towarzyszące temu święte oburzenie, gdy się nie chcący wspomni o roli węgla, przywołuje na myśl czasy kopernikańskie. Nie zgadzam się na taki dyskurs.

Nie poddaję w wątpliwość tego, że dwutlenek węgla i metan to gazy cieplarniane i ich nieograniczony przyrost może prowadzić do ocieplenia. Nie zgadzam się jednak z metodami i tempem, jakie Unia Europejska narzuca państwom członkowskim, aby tę emisję ograniczać. Europa w swoim dążeniu do mitycznej zeroemisyjności, która według mnie jest pojęciem utopijnym, zdaje się zapominać, że problem zmian klimatu ma charakter globalny. Śmiem głośno twierdzić, że obecne metody walki z ociepleniem klimatu ograniczone wyłącznie do terytorium UE nie są skuteczne, są wręcz przeciwnie skuteczne. Na podstawie prostej dedukcji

---

<sup>1</sup> Wydział Inżynierii Ładowej i Gospodarki Zasobami, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie; e-mail: naworyta@agh.edu.pl.

można dojść do wniosku, że drakońskie ograniczanie emisji w europejskim przemyśle wpływa na zwiększenie stężenia CO<sub>2</sub> w atmosferze naszego globu. Brzmi jak herezja? Owszem, tak jak przed pięcioma wiekami to, że Ziemia nie jest jednak centrum wszechświata.

Od czasów powojennych węgiel brunatny jest podstawą bezpieczeństwa energetycznego Polski. Od kilku dekad w dobrym tonie jest jednak twierdzić, że surowiec ten jest najbardziej szkodliwym źródłem energii, gorszym nawet niż atom. Zrzuca się nań odpowiedzialność za wszelkie możliwe katastrofy ekologiczne. W reportażach o kopalniach odkrywkowych przywołuje się dramaty ludzi zmuszonych do opuszczenia swoich domów w pośpiesznej ucieczce przed wielkimi koparkami. Ilustracje towarzyszące tym opowieściom wypełniają czarne chmury gryzącego dymu unoszące się z pękających chłodni kominowych. Jeżeli tę narrację podleje się dodatkowo gęstym sosem katastrofy klimatycznej, to skutek jest oczywisty. Społeczeństwo jest przekonane, że węgiel brunatny odpowiedzialny jest za wszystko co złe, należy natychmiast zamknąć kopalnie i elektrownie, tylko wtedy będziemy uratowani. Nie zgadzam się na takie dictum, nie podoba mi się również manipulacja, jakiej dopuszczają się autorzy tekstów publikowanych cyklicznie w opiniotwórczych periodykach.

W niniejszym rozdziale, obok krótkiej charakterystyki branży w kontekście zapotrzebowania na prąd, autor spróbuje odpowiedzieć na pytanie – czy w obecnej sytuacji odejście od węgla w polskiej energetyce jest w ogóle możliwe. Jeżeli tak, to czy efekt takiego działania będzie zbieżny z oczekiwanym. Czy likwidacja polskich i europejskich źródeł emisji (elektrowni, cementowni i in.) rzeczywiście wpłynie na obniżenie globalnej emisji gazów cieplarnianych?

## Wydobycie węgla brunatnego w Polsce na tle europejskim

Wydobycie węgla w Europie, co najmniej od dekady, wykazuje tendencję spadkową. Obecnie produkcja węgla brunatnego przekracza znacznie wydobycie węgla kamiennego wraz z jego importem. Węgiel kamienny wydobywany jest już głównie w Polsce. Szczątkowe ilości eksploatuje się w Czechach (2,7 mln Mg w 2020 r.) i Wielkiej Brytanii (1,7 mln Mg w 2020 r.) (Euracoal 2021). Wielkość importu węgla kamiennego do Europy, przewyższająca jego europejskie wydobycie, wskazuje, że paliwo to nadal pełni ważną rolę w produkcji energii elektrycznej. Należy przy tym zauważyć, że węgiel importowany obciąża atmosferę dodatkową emisją CO<sub>2</sub>, co wynika z konieczności transportu, często z bardzo odległych miejsc na świecie. W przeciwieństwie do kamiennego, węgiel brunatny spala się w miejscu jego wydobycia, nie generując dodatkowej emisji związanej z transportem.

W UE największym producentem węgla brunatnego pozostają Niemcy. Wydobycie w ilości 107,4 mln Mg w 2020 r. to 44% europejskiej produkcji tego surowca (244 mln Mg). Na przestrzeni 8 lat niemieckie wydobycie zanotowało spadek o 42%. Eksploatacja w Polsce na poziomie 46 mln Mg w roku 2020 to również wieloletnie minimum. W porównaniu do 64,2 mln Mg w roku 2012 to spadek o 28% (Euracoal 2021). Szczególnie wyraźne obniżenie wydobycia w latach 2018–2020 wynika w dużej mierze z pandemii i spadku produkcji energii elektrycznej na całym świecie z wyjątkiem Chin. Pomijając wpływ koronawirusa, wydobycie i produkcja energii na bazie węgla, przynajmniej w Europie, w ostatnim dziesięcioleciu widocznie spada i trudno sobie wyobrazić, aby trend ten w obecnych warunkach miał się odwrócić.



W UE poza Niemcami i Polską węgiel brunatny wydobywa się w Czechach, na Węgrzech, na Słowacji, w Rumunii, Bułgarii i Słowenii. Poza Unią eksploatowany jest jeszcze w krajach bałkańskich i w Turcji. Ta ostatnia z wydobyciem 69,9 mln Mg (2020) jest drugim producentem węgla brunatnego w Europie (Euracoal 2021).

Węgiel brunatny jest obecny w polskiej gospodarce od wieków, jednak charakterystykę wydobycia tej kopaliny na masową skalę dla potrzeb produkcji energii elektrycznej należałoby właściwie zacząć od okresu powojennego. Co prawda kopalnie w rejonie Konina, jak i w Bogatyni (Reichenau) funkcjonowały jeszcze w okresie wojny, jednak dopiero po jej zakończeniu nastąpił znaczący rozwój i zwiększenie wydobycia. Bezpośrednio przy kopalniach budowano elektrownie. Ważnym etapem w rozwoju górnictwa węgla brunatnego w Polsce była budowa kompleksu górnictwo-energetycznego Bełchatów, który od początku lat osiemdziesiątych XX w. zasila krajowy system energetyczny (KSE). Udział tej kopalni i elektrowni w produkcji prądu od lat oscyluje wokół 20%. Reasumując – ośrodki górnictwo-energetyczne w rejonie Konina, Adamowa i Bogatyni funkcjonują od ponad 75 lat; zespół kopalni i elektrowni Bełchatów od 44 lat, zasilając polskie gospodarstwa domowe i przemysł nieprzerwanie od zakończenia II wojny światowej. Udział tej branży w produkcji prądu długo kształtował się na poziomie 30–35%, będąc obok węgla kamiennego głównym surowcem energetycznym. Dzisiaj, ze względu na wiele czynników zewnętrznych, branża górnictwa węgla brunatnego stoi pod silną presją polityczną, społeczną oraz ekonomiczną. Prąd z węgla brunatnego zawsze należał do najtańszych, to jednak w ostatnim czasie uległo zmianie. O malejącej rentowności kompleksów górnictwo-energetycznych decydują rosnące ustawicznie ceny coraz bardziej deficytowych certyfikatów za emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery. Te napędzają wzrost cen energii u odbiorców, a to w oczywisty sposób wpływa na inflację. W opisie tego zjawiska coraz częściej używa się terminu „Zielona Inflacja” (Goral 2021). Rosnące koszty emisji wyniszczają europejską energetykę konwencjonalną oraz przemysł (np. cementownie), nie wywierając jednocześnie adekwatnego wpływu na rozwój energetyki alternatywnej.

### **Stan obecny i przyszłość branży węgla brunatnego**

Sytuacja na rynku produkcji energii w Polsce zmienia się tak dynamicznie, że stosowanie słów: obecny, aktualny, teraźniejszy jest ryzykowne. Dane niżej publikowane mogą bardzo szybko stracić na aktualności. Obecnie w Polsce funkcjonują trzy zespoły górnictwo-energetyczne oparte na węglu brunatnym. Są to – Kopalnia Węgla Brunatnego Konin SA w ramach ZE PAK, kopalnia i elektrownia Bełchatów oraz kopalnia i elektrownia Turów w strukturach PGE GiEK SA. Charakterystykę liczbową tych ośrodków zestawiono w tabeli 1.

Warto zwrócić uwagę na inwestycje, jakie dokonały się we wszystkich trzech zespołach, szczególnie w odniesieniu do budowy nowych bloków. Elektrownia Pątnów II o mocy 474 MW (2008 r.), blok o mocy 833 MW w elektrowni Bełchatów (2011 r.) oraz najnowszy blok o mocy 496 MW (2021 r.) w elektrowni Turów to nowoczesne wysoko sprawne jednostki wyposażone we wszystkie dostępne technologie minimalizowania oddziaływania elektrowni na środowisko, takie jak systemy odpylania, odsiarczania i odazotowania spalin. Pozostałe, starsze bloki energetyczne, były na bieżąco modernizowane w celu podniesienia

TABELA 1. Charakterystyka zespołów górniczo-energetycznych opartych na węglu brunatnym w Polsce

TABLE 1. Characteristics of mining and energy units based on lignite in Poland

Spółka	Kopalnia węgla brunatnego	Wydobycie [mln ton/rok]	Elektrownia [MW]	Możliwe zakończenie eksploatacji
PGE GiEK SA	Bełchatów	30–35	Bełchatów 5102 MW (w tym 833 MW, 2011 r.)	2038
	Turów	6–10	Turów 1981 MW (w tym 496 MW, 2021 r.)	2044
ZE PAK	Konin	3–4	Pątnów (644 MW) Pątnów II (474 MW, 2008 r.)	2030

Źródło: opracowanie własne na podstawie informacji publikowanych przez spółki oraz treści koncesji na wydobywanie węgla z eksploatowanych złóż.

sprawności i ograniczenia szkodliwych emisji. Obok budowy nowych bloków oraz modernizacji starszych prowadzono również planowy proces likwidacji jednostek przestarzałych, nie nadających się do modernizacji. W roku 2018 zamknięto elektrownię Adamów (600 MW), a kopalnia Adamów po półwieczu działalności przechodzi właśnie do historii.

Wobec kurczących się zasobów węgla w obecnie eksploatowanych złożach oraz braku koncesji na eksploatację nowych złóż perspektywy branży wydają się przesądzone. Polska posiada bogate złoża węgla brunatnego i gdyby eksploatować je w obecnej ilości, to ich zasoby wystarczyłyby do produkcji energii przez jeszcze co najmniej dwa wieki, jednak wobec braku akceptacji społecznej udostępnienie nowych złóż wydaje się raczej nierealne. Jeszcze przed dekadą w sferze zainteresowania polskich i zagranicznych spółek górniczo-energetycznych było uruchomienie kopalni na złożu Gubin wraz z budową nowej elektrowni, budowa kopalni na złożu Ościsłowo przy KWB Konin oraz na złożu Złoczew w sąsiedztwie KWB Bełchatów. Obecnie wszystkie te plany to już historia. Pytanie o rozwój branży, mimo że niepozbawione sensu, traktowane jest jako duże nieporozumienie. Dzisiaj pytanie brzmi – czy uda się doprowadzić wydobywanie do końca, czyli do wyczerpania zasobów w eksploatowanych obecnie złożach, zgodnie z warunkami ważnych koncesji. Z tabeli 1 wynika, że historia kopalni Konin zakończy się już w najbliższej dekadzie, w kopalni Bełchatów za siedemnaście lat, a w kopalni Turów za około dwie dekady. Jeżeli w najbliższym czasie nie nastąpi udostępnienie nowych złóż, to historia wydobywania tej kopaliny w Polsce znajdzie swój kres najpóźniej w przeciągu dwóch najbliższych dekad.

### **Polska energetyka na tle UE i wybranych państw świata**

Dyskutując o znaczeniu węgla w polskiej energetyce, warto przyjrzeć się, jak wygląda polski sektor energetyczny na tle niektórych państw europejskich i wybranych państw świata. W tabeli 2 zestawiono produkcję energii elektrycznej per capita w wybranych krajach UE oraz w Chinach i w Indiach.

TABELA 2. Produkcja energii per capita w wybranych krajach UE oraz w Indiach i w Chinach [TWh/mln mieszkańców]

TABLE 2. Energy production per capita in selected UE countries as well as in India and China [TWh/million residents]

Kraj	Produkcja energii [TWh] (2020)	Liczba mieszkańców [mln] (2020)	Energia per capita [TWh/mln mk]
Szwecja	164	10,38	15,80
Francja	533	67,43	7,90
Czechy	81	10,70	7,57
Niemcy	572	83,15	6,88
Hiszpania	264	47,39	5,57
<b>Polska</b>	<b>158</b>	<b>37,84</b>	<b>4,18</b>
Rumunia	56	19,18	2,92
Chiny	7 788	1 396,55	5,58
Indie	1 557	1 383,20	1,13

Źródło: Europa 2021; Global Energy Statistical Yearbook 2021.

Polska pod względem ilości energii wyprodukowanej na głowę mieszkańca plasuje się w przysłowiowym „ogonie” zjednoczonej Europy. Liderem jest Szwecja, gdzie produkuje się niemal cztery razy tyle prądu co w Polsce, Czesi i Niemcy produkują prawie dwukrotnie więcej prądu niż kraj nad Wisłą. Za Polską, spośród krajów UE, znajdują się tylko Rumunia i Chorwacja.

Warto spojrzeć na liczby reprezentujące najludniejsze kraje świata – Chiny i Indie. Państwo Środka pod względem produkcji energii per capita dorównuje Hiszpanii i produkuje znacznie więcej energii niż Polska. Mimo pandemii w 2020 r. Chiny zanotowały wzrost produkcji energii o 3,7%. Indie, drugi najludniejszy kraj świata, w kontekście energetycznym wykazują ogromne zacofanie. Do tych danych wróci się w dalszej części publikacji.

Z zestawienia wynika, że Polska na tle innych krajów UE jawi się jako państwo energetycznie ubogie. Mimo pewnych inwestycji, jakie miały miejsce w ciągu ostatnich 20 lat, nasze miejsce na tle państw UE nie ulega znaczącym zmianom. Wniosek, jaki nasuwa się z analizy danych z tabeli 2, jest dość oczywisty. Zamiast likwidować elektrownie i pomniejszać istniejący potencjał wytwórczy, Polska powinna intensywnie rozwijać i dywersyfikować ten potencjał przez budowanie nowych jednostek na podstawie różnych źródeł. Na likwidację istniejących bloków z pewnością nas nie stać.

### Rozwój energetyki opartej na OZE w Polsce

Alternatywą dla paliw kopalnych jest energetyka oparta na OZE, czyli przede wszystkim wiatrakami i panelami fotowoltaicznymi (PV). Fotowoltaiczna eksplozja, która miała miejsce w ostat-

nich kilku latach, zostanie wkrótce wyhamowana, bo w 2022 roku przestaną obowiązywać dotychczasowe korzystne zasady dla prosumentów. Panele na domach, czyli tzw. mikroinstalacje, nie są też rozwiązaniem na większą skalę, nie są rozwiązaniem systemowym. Sieci energetyczne są zaprojektowane na dostawę prądu, a nie na odbiór nadwyżek energii. Nie ma też magazynów, które mogłyby tę nadwyżkę gromadzić.

Należy uczciwie zauważyć, że w okresie ostatnich 20 lat w krajowej energetyce wystąpiła wyraźna zmiana. Obok dominujących dotychczas źródeł opartych na paliwach kopalnych wyrosły liczne elektrownie oparte na OZE (Raport 2020).

W roku 2020 moc zainstalowana OZE (10 229 MW) przekroczyła już znacznie wielkość mocy zainstalowanej w blokach opartych na węglu brunatnym (8478 MW). Nie należy jednak na tej podstawie wyciągać pochopnych wniosków. Gdy się spojrzy na dane o produkcji prądu, to relacje wyglądają zgoła inaczej. W ostatnich trzech latach obserwuje się spadek produkcji krajowej wynikający z ograniczenia produkcji prądu w oparciu o węgle. Ten spadek nie jest jednak dostatecznie kompensowany przez produkcję energii w oparciu o inne źródła, w tym OZE. Oznacza to, że mimo dynamicznego przyrostu potencjału wytwórczego OZE nie notuje się adekwatnego przyrostu produkcji energii (Raport 2020).

Analizując ten problem tylko w 2020 roku, widzimy wyraźny dysonans między potencjałem zainstalowanych źródeł wytwórczych a produkcją. Mimo że udział potencjału wytwórczego węgla brunatnego w KSE wynosi zaledwie 17,16%, to udział w produkcji energii w 2020 r. wyniósł aż 24,9%. Odwrotnie w przypadku OZE. W roku 2020 potencjał wytwórczy wyniósł 20,7%, podczas gdy produkcja zaledwie 10,7% (Raport 2020). To pokazuje, że pożegnanie z paliwami kopalnymi przez zastąpienie ich wiatrakami i panelami PV wcale nie będzie takie łatwe. Elektrownie oparte na OZE zależą od zmiennych na przestrzeni doby i roku warunków naturalnych. Co więcej, panele przy wysokich temperaturach, czyli w okresie letnim, gdy insolacja jest największa, tracą swoją wydajność. Są to źródła niestabilne, nie można na nich oprzeć bezpieczeństwa energetycznego kraju. Odporność polskiego systemu energetycznego na warunki pogodowe została wystawiona w dniu 18 stycznia 2021 r., kiedy w Polsce wystąpiło najwyższe w historii chwilowe zapotrzebowanie na prąd (27 380 GW), czego jednym z powodów była wyjątkowo niska temperatura dochodząca do  $-20^{\circ}\text{C}$ . Poprzedni rekord padł nieco ponad miesiąc wcześniej, bo 10 grudnia 2020 r., kiedy zapotrzebowanie wyniosło 26 817 GW. Należy dodać, że w miesiącach zimowych zawodzą zarówno panele PV, jak i siłownie wiatrowe. Jak się okazuje, mimo wyjątkowo wysokiego zapotrzebowania polski KSE, w którym większy udział mają elektrownie węglowe działał stabilnie. Czy system wytrzymałby tak wysokie zapotrzebowanie, gdyby oparty był w większości na OZE? Odpowiedź na to pytanie przychodzi z innych państw europejskich. Na początku stycznia 2021 r. problemy z prądem mieli Niemcy, musieli importować energię z Włoch i z Francji. Problemy wystąpiły również w Wielkiej Brytanii. W okresie zimowego wzmożonego zapotrzebowania nawet w Szwecji wystąpił deficyt, który musiał być kompensowany importem prądu m.in. z Polski. Po wyłączeniu reaktora jądrowego w elektrowni Ringhals 1 Szwedzi mierzą się z niedoborem prądu zwłaszcza w zimie.

## **Rosnący deficyt i wzrost zależności Polski od importu energii**

Odporność na chwilowe zwiększone zapotrzebowanie wynikające z warunków pogodowych wcale nie oznacza, że krajowy system energetyczny jest wydolny. W Polsce mimo pewnych oscylacji na przestrzeni ostatnich 30 lat rośnie zapotrzebowanie na prąd. Niepokojące i całkiem nowe zjawisko pojawiło się w ostatnich kilku latach, tj. w okresie 2014–2020. O ile do tego czasu rodzima produkcja energii elektrycznej przewyższała jej krajowe zużycie, to począwszy od roku 2014 pojawił się wyraźny trend odwrotny. Zużycie energii przeważa nad produkcją. Deficyt rośnie z każdym rokiem. Polskie elektrownie nie są w stanie pokryć krajowego zapotrzebowania. Biorąc pod uwagę konieczność likwidacji niektórych wysłużonych jednostek wytwórczych w elektrowniach konwencjonalnych oraz brak inwestycji w tym zakresie, już teraz wiadomo, że proces uzależnienia Polski od energii z importu będzie przybierał na sile, przynajmniej przez najbliższą dekadę. W tym kontekście nie stać nas na przyspieszoną likwidację sprawnych źródeł energii opartych na węglu brunatnym.

## **Rola paliw kopalnych w krajach UE oraz w innych krajach i regionach świata**

W oparciu o informacje z portalu carbonbrief.org wynika, że świat nie dość, że nie odchodzi od paliw kopalnych, ale wręcz rozwija i zwiększa potencjał wytwórczy oparty na węglach. Spadek widoczny jest wyłącznie w UE oraz w USA. Aktualny potencjał w światowych elektrowniach węglowych wynosi 1 790 GW, obecnie w budowie są nowe źródła o łącznej mocy 199,5 GW a w planach jest budowa kolejnych bloków o łącznej mocy 297,8 GW (Carbonbrief 2021). W znakomitej większości rozwój energetyki węglowej ma miejsce w Chinach, Indiach i pozostałych krajach azjatyckich. Nowe pojawiają się również w krajach europejskich poza UE np. w krajach bałkańskich i w Turcji. Łączna moc obecnie budowanych bloków (199,5 GW) znacznie przewyższa aktualny potencjał elektrowni konwencjonalnych w Unii Europejskiej (143,3 GW). Spadek potencjału wytwórczego w UE i USA osiągnięty w latach 2000–2019 (126,9 GW) jest znacząco niższy niż potencjał budowanych obecnie elektrowni węglowych (199,5 GW), nie mówiąc już o dalszym rozwoju tej branży w świecie o kolejne 297,8 GW. Tak, elektrownie węglowe wciąż się buduje i wciąż planuje się ich budowę. W zdecydowanej większości w państwach najbardziej ludnych – w Chinach i w Indiach. Wróćmy do danych z tabeli 2. Chiny jako jedno z nielicznych państw świata w okresie pandemii zwiększyły produkcję energii o 3,7%. Państwo Środka rozwija się dynamicznie, stąd zapotrzebowanie na energię nie maleje, należy się liczyć z utrzymaniem trendu wzrostowego. Inny obraz jest w Indiach. Tu widoczna jest wyraźna przepaść dzieląca Indie od krajów rozwiniętych. Nie ma tam pola do redukcji potencjału wytwórczego, jest ogromny energetyczny ugor, który państwo nad Gangesem musi zagospodarować. Do pełnego obrazu sytuacji należy dodać, że dynamika przyrostu ludności w Indiach przewyższa przyrost w Chinach. Wkrótce będzie to najbardziej ludne państwo świata. Indie, jako kraj w którym występują bogate złoża węgla, będą rozwijać energetykę opartą na tym surowcu.

## Podsumowanie i nieoczywiste wnioski

Polska pod względem ilości produkowanej energii per capita plasuje się wśród najuboższych krajów Unii Europejskiej. Wraz z rozwojem gospodarczym, mimo przejściowego, związanego z pandemią spadku, wzrasta zapotrzebowanie na energię. Przy stopniowym ograniczaniu produkcji energii w elektrowniach konwencjonalnych i niedostatecznym wzroście potencjału wytwórczego opartego na OZE rośnie deficyt, który kompensowany jest importem. Ten trend widoczny dopiero w ostatnich latach z roku na rok przybiera na sile. Zagroza to polskiej niezależności i stawia bezpieczeństwo energetyczne kraju pod znakiem zapytania.

Tylko niektóre państwa świata podejmują widoczne działania w kierunku obniżenia emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Są to kraje UE oraz USA. Realny wpływ tych działań wobec zwiększającej się ustawicznie produkcji energii z węgla jest jednak nikły, wręcz niezauważalny wobec przyrostu potencjału wytwórczego w największych państwach azjatyckich.

We wstępie stwierdzono, że działania mające na celu redukcję emisji CO<sub>2</sub> w krajach UE są przeciwskuteczne. Czas na dowód. Sama UE odpowiedzialna jest za około 10% światowej emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Likwidacja źródeł emisji w Europie nie przekłada się na zmniejszenie emisji globalnej, wręcz przeciwnie. Likwidacja przemysłu ciężkiego w krajach europejskich nie oznacza przecież likwidacji tego przemysłu w świecie. Europejska konsumpcja dóbr materialnych, głównie pochodzących z importu, nie maleje, rośnie z roku na rok. To w oczywisty sposób wpływa na zwiększenie zapotrzebowania na energię w krajach, gdzie produkcja ma miejsce, czyli w Azji, głównie w Chinach. Tamtejsze zakłady przemysłowe emitują więcej spalin do atmosfery niż ich likwidowane europejskie odpowiedniki, bo w krajach azjatyckich nie obowiązują radykalne ograniczenia wynikające z polityki ochrony środowiska. Odpowiedzialność za ten stan ponosi nie tylko kraj, w którym ma miejsce produkcja i emisja, ale również kraje, które generują popyt na produkty przemysłowe. Ten popyt od kilku dekad generują najbogatsze kraje świata, czyli właśnie UE i USA. Do emisji związanej z produkcją należy dodać niemałą emisję związaną z transportem produktów importowanych.

Likwidacja rodzimych źródeł energii, w tym elektrowni na węgiel, sprawia, że gospodarki europejskie stają się coraz mniej konkurencyjne. To również dlatego zdani jesteśmy na ustawicznie rosnący import produktów z krajów azjatyckich. Chiny, będące niechlubnym liderem emisji CO<sub>2</sub>, nawet nie obiecują, że będą redukować emisję w najbliższych latach. Nie mogą, bo gospodarka napędzana eksportem do bogatych krajów nie będzie funkcjonować bez podaży taniej energii, czyli pochodzącej ze spalania paliw kopalnych. Maksimum emisji w Chinach zapowiedziano na rok 2035. Potem może nastąpić powolna jej redukcja. Według portalu [globalcarbonatlas.org](http://globalcarbonatlas.org) polska emisja CO<sub>2</sub> w roku 2019 wyniosła 0,32 mld ton, wobec 10,17 mld ton w Chinach i 5,28 mld ton w USA. W samej Europie więcej od Polski emitują Francja, Włochy, Wielka Brytania i Niemcy ([Globalcarbonatlas](http://Globalcarbonatlas) 2021).

Jak wobec tych liczb i dat należy traktować nerwowe nawoływania kapłanów Zielonego Ładu, że Polska ma jeszcze 9 lat na rezygnację z energetyki węglowej, w przeciwnym razie dojdzie do katastrofy. Pomijając to, czy transformacja energetyczna w tak krótkim czasie jest w ogóle możliwa, w jaki sposób redukcja emisji europejskiej wpłynie na emisję globalną wobec zapowiedzianego maksimum chińskiej emisji na 2035 rok?

Czy wobec drakońskiej europejskiej polityki energetycznej możemy czuć się lepsi od Chińczyków, którzy przez najbliższe lata będą konsekwentnie rozwijać potencjał energetyczny oparty na węglach? W żadnym wypadku, Przecież to my, Europejczycy sami jesteśmy winni za eksplozję przemysłową Państwa Środka. Problem klimatu nie jest problemem europejskim, tylko problemem globalnym. My co prawda ograniczamy emisję tu, ale zwiększamy ją tam. To jednak wciąż ta sama planeta. Poza tym jako konsumenci dóbr importowanych odpowiedzialni jesteśmy za „bonus emisyjny” wynikający z transportu.

Polityka europejska ukierunkowana na likwidację rodzimych jednostek wytwórczych opartych na paliwach kopalnych, w tym na węglu brunatnym, przez zmniejszenie konkurencyjności europejskich gospodarek i wpływ na wzrost zależności od importu dóbr, powoduje zwiększenie światowej emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery.

Polska, jako kraj rozwinięty i będący członkiem europejskiej wspólnoty, powinna stwarzać warunki dla rozwoju energetyki opartej na źródłach odnawialnych. Produkcji energii z OZE musi jednak towarzyszyć produkcja oparta na stabilnych i niezależnych od pogody źródłach, tj. węgiel, atom lub inne źródła energii. Te stanowią zabezpieczenie na czas, kiedy wiatraki i panele PV z oczywistych powodów nie produkują prądu.

Wobec powyższego produkcja energii w istniejących ośrodkach górniczo-energetycznych opartych na węglu brunatnym powinna być utrzymana przynajmniej do czasu wyeksploatowania udostępnionych złóż. Przy obecnym potencjale wytwórczym nie stać nas na przyśpieszenie procesu likwidacji kopalń i elektrowni opartych na węglu brunatnym. Dwie dekady pozostałe do zakończenia eksploatacji złóż węgla brunatnego w kopalniach Bełchatów, Turów i Konin to w energetyce bardzo niewiele dla przeprowadzenia gruntownych i systemowych zmian. Bez obecnie funkcjonujących elektrowni opartych na węglu brunatnym oraz bez konkretnych działań, mających na celu zwiększenie dynamiki rozwoju alternatywnych źródeł energii, Polska już wkrótce stanie wobec dramatycznego problemu narastającego deficytu energii elektrycznej.

## Literatura

- Carbonbrief 2021. [Online] <https://www.carbonbrief.org/>, CarbonBrief, Clear on Climate [Dostęp: 12.10.2021].
- Eurocoal 2021. [Online] <https://euracoal.eu/>, The voice of coal in Europe [Dostęp: 12.10.2021].
- Europa 2021. [Online] <https://european-union.europa.eu>, Oficjalna strona internetowa Unii Europejskiej [Dostęp: 12.10.2021].
- Global Energy Statistical Yearbook, 2021.
- Globalcarbonatlas 2021. [Online] <http://globalcarbonatlas.org> [Dostęp: 12.10.2021].
- Goral, K. 2021. Jak uciec przed zieloną inflacją. *Forum Polskiej Gospodarki* 9(16).
- Raport 2020 – Raport 2020 Krajowe Sieci Energetyczne. [Online] <https://www.pse.pl> [Dostęp: 12.10.2021].

## Węgiel brunatny w Polsce a religia Zielonego Ładu

Słowa kluczowe: węgiel brunatny, zielony ład, deficyt energii, ocieplenie klimatu, eksport emisji

**Streszczenie:** Scharakteryzowano aktualny stan energetyki opartej na węglu brunatnym w Polsce na tle produkcji energii w wybranych państwach UE i niektórych państwach świata. Przedstawiono plany rozwoju energetyki węglowej w państwach azjatyckich i w konsekwencji wzrost globalnej emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery co najmniej do 2035 r. Z przedstawionych danych wynika, że na tle działania oraz deklarowanych planów państw emitujących najwięcej CO<sub>2</sub> do atmosfery polityka europejska zmierzająca do osiągnięcia tzw. zeroemisyjności nie przynosi globalnych skutków. Postawiono tezę, że obecna polityka UE w sferze walki ze zmianami klimatycznymi ukierunkowana na działania regionalne nie jest skuteczna, a wręcz prowadzi do zwiększenia globalnej emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Wskazano na niskie tempo rozwoju energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii (OZE) w Polsce. Naturalne (pogodowe, dobowe) ograniczenia produkcji prądu ze źródeł odnawialnych sprawiają, że przy obecnym stanie rozwoju technicznego nie można wyłącznie na tych źródłach oprzeć bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zwrócono uwagę na nowe w polskiej energetyce zjawisko – rosnący deficyt energii, który kompensowany jest importem.

Postawiono pytanie, czy wobec stanu polskiej energetyki oraz rosnącego zapotrzebowania na prąd należy ograniczać produkcję energii z rodzimych źródeł, w tym z paliw kopalnych, tak jak to wynika z założeń Zielonego Ładu. W konkluzji stwierdzono, że produkcja energii w istniejących ośrodkach górniczo-energetycznych opartych na węglu brunatnym powinna być utrzymana przynajmniej do czasu wyeksploatowania udostępnionych złóż. Dwie dekady pozostałe do zakończenia eksploatacji złóż węgla brunatnego w polskich kopalniach odkrywkowych to niewiele czasu dla przeprowadzenia gruntownych i systemowych zmian. Bez obecnie funkcjonujących elektrowni opartych na węglu brunatnym oraz bez intensywnych działań, mających na celu zwiększenie dynamiki rozwoju alternatywnych źródeł energii, Polska już wkrótce stanie wobec dramatycznego problemu narastającego deficytu energii elektrycznej.

## Lignite in Poland and the religion of the Green Deal

Keywords: lignite, Green Deal, energy deficit, global warming, export of emissions

**Abstract:** The current state of lignite-based energy in Poland was characterized against the background of energy production in selected EU countries and some countries of the world. The plans for the development of coal-based energy in Asian countries were presented and, as a consequence, the increase in global CO<sub>2</sub> emissions into the atmosphere at least until 2035. The presented data show that against the background of the actions and the declared plans of the countries emitting the most CO<sub>2</sub> into the atmosphere, the European policy aimed at achieving the so-called being zeroemission does not have a global impact. A thesis has been put forward that the current EU policy in the field of combating climate change aimed at regional actions is not effective, and even leads to an increase in global CO<sub>2</sub> emissions to the atmosphere.

The low pace of development of energy based on renewable energy sources in Poland was indicated. Due to the natural (weather, daily) limitations of electricity production from renewable sources, with the current state of technological development, the country's energy security cannot be based solely on these sources.

Attention was paid to a new phenomenon in the Polish energy sector – the growing energy deficit, which is compensated by imports.

The question was asked whether, in view of the condition of the Polish energy sector and the growing demand for electricity, the production of energy from domestic sources, including fossil fuels, should be limited, as it results from the assumptions of the Green Deal.

The conclusion was that the production of energy in the existing mining and energy centers based on lignite should be maintained at least until the available deposits are exhausted. The two decades remaining until the end of the exploitation of lignite deposits in Polish opencast mines is not much time for thorough and systemic changes. Without the currently operating lignite-based power plants and without intensive actions aimed at increasing the dynamics of the development of alternative energy sources, Poland will soon face the dramatic problem of the growing electricity deficit.



Zbigniew GRUDZIŃSKI<sup>1</sup>

## Ceny węgla energetycznego na międzynarodowym rynku

### Wprowadzenie

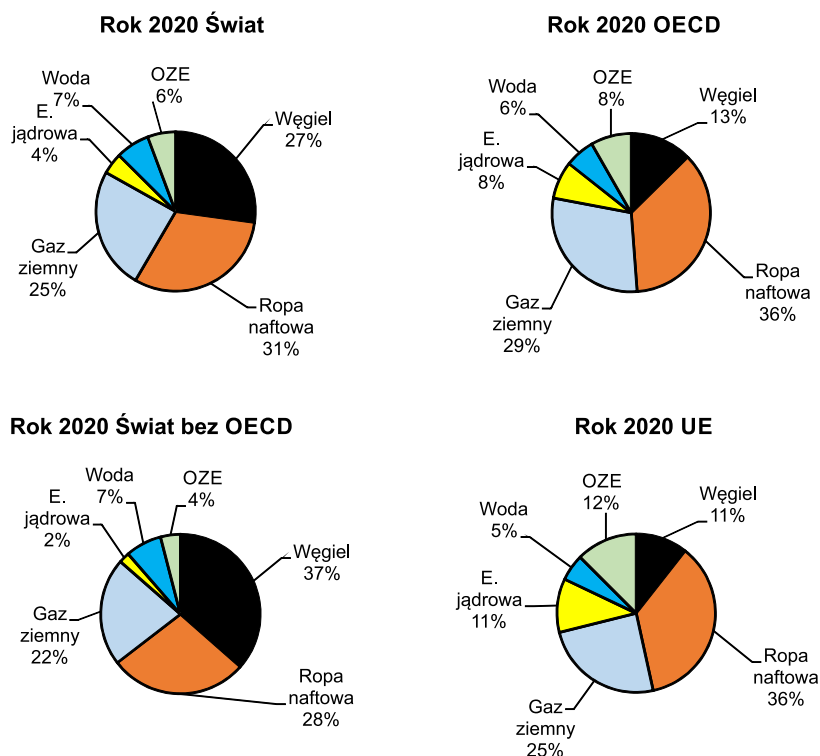
Węgiel nadal pozostaje ważnym nośnikiem energii pokrywającym znaczne ilości zapotrzebowania na energię w wielu częściach świata, choć widoczne jest zróżnicowanie wykorzystywania węgla do produkcji energii (rys. 1). W świecie 27% potrzeb na energię jest pokrywane przez węgiel, podczas gdy w UE tylko 11%. Największe zużycie węgla jest w krajach poza OECD: tu udział węgla wyniósł 37% w 2020 roku. W porównaniu z 2010 rokiem zużycie energii w skali globalnej wzrosło 10,7%, a wykorzystanie węgla spadło o 1,7%, natomiast w UE spadło o 23,2% a w krajach poza OECD wzrosło o 26%. Udział krajów spoza OECD w zużyciu energii w 2010 r. wyniósł 54%, a w 2020 roku wzrósł do 61%. Te przedstawione liczby pokazują rolę węgla w zaspokajaniu potrzeb energetycznych na świecie. To powoduje, że handel tym surowcem jest istotnym czynnikiem zaspokajającym potrzeby energetyczne.

### Rynek węgla energetycznego

Międzynarodowy handel węglem energetycznym obejmuje głównie dwa regiony – Pacyfik i Atlantyck. Te dwa rynki swoim udziałem obejmują około 90% całości światowej wymiany handlowej. Około 95% handlu węglem energetycznym odbywa się drogą morską, pozostała ilość to wymiana drogą lądową głównie między Rosją i krajami europejskimi oraz między USA i Kanadą. Handel drogą morską w ostatnich latach kształtował się na poziomie około 1 mld ton (1,03 w 2019 r., 0,91 mln Mg w 2020 r.). Spadek obrotów handlowych w 2020 roku wywołany był głównie pandemią COVID-19. Spowolnienie gospodarcze spowodowało mniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną, a to obniżyło zapotrzebowanie na węgiel. Na najbliższe lata prognozowany (DIIS 2011) jest powrót do wolumenów na poziomie około 1 mld ton.

---

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



Rys. 1. Struktura zużycia energii w świecie na różnych rynkach

Źródło: BP 2021

Fig. 1. Structure of world energy consumption in different markets

Na region Pacyfiku przypada 75% całości obrotów węglem energetycznym na świecie. Największymi odbiorcami węgla w Azji są: Chiny (241 mln ton w 2019 r. i 208 mln ton w 2020 r.), Japonia (odpowiednio: 135 i 133 mln ton), Korea Płd. (99 i 84 mln ton), Tajwan (58 i 53 mln ton). Do tego regionu zaliczają się także Indie, które są drugim najważniejszym importerem (211 mln ton w 2019 r. i 157 mln ton w 2020 r.), a wkrótce mogą zostać największym światowym importerem węgla. Obecnie największymi dostawcami węgla w tym regionie są takie kraje, jak: Indonezja, Australia, Rosja i RPA. Niewielkie dostawy pojawiają się także z Kolumbii i USA. Sytuacja ta wynika głównie z restrykcji importowych Chin w stosunku do węgla australijskiego. W efekcie konfliktu politycznego związanego z COVID-19 Chiny od ponad roku przestały importować węgiel z Australii. Przed tymi wydarzeniami Australia była największym dostawcą węgla do Chin. W tabeli 1 przedstawiono obroty na rynku międzynarodowym w latach 2019 i 2020 oraz prognozę na lata 2021–2023.

W skali światowej największym eksporterem węgla energetycznego jest Indonezja (466 mln ton w 2019 r. i 400 mln ton w 2020 r.). Kolejne pozycje zajmują: Australia (odpowiednio: 212 mln ton i 200 mln ton), Rosja (181 mln ton i 177 mln ton), RPA (77 mln ton i 74 mln ton) oraz Kolumbia (73 mln ton i 55 mln ton). Rosja jest krajem, w którym wystąpił w 2020 r. najniższy spadek eksportu.

TABELA 1. Obroty na międzynarodowym rynku węgla energetycznego oraz średnioterminowa prognoza rozwoju tego rynku [mln ton/rok]

TABLE 1. Turnover on the international steam coal market and medium-term forecast for the development of this market [Mt/y]

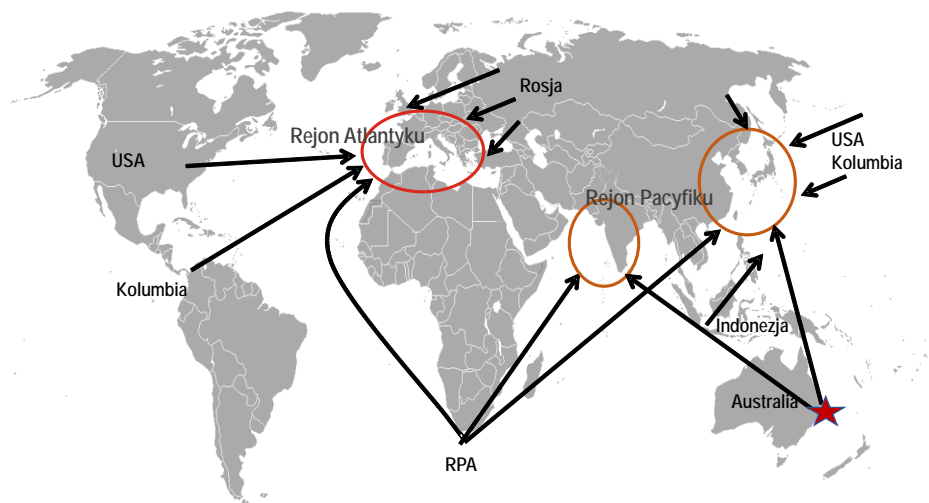
Wyszczególnienie	2019	2020	2021 p	2022 p	2023 p
Światowy handel węglem	1 143	987	1 048	1 077	1 079
Eksport					
Indonezja	466	400	480	482	472
Australia	212	200	198	210	213
Rosja	181	177	162	171	166
RPA	77	74	80	83	80
Kolumbia	75	55	56	57	57
USA	34	21	32	32	34
Pozostali eksporterzy	98	61	40	42	-56
Import					
Azja	908	797	842	874	876
Chiny	241	208	216	215	205
Indie	211	157	200	206	212
Japonia	135	133	120	120	120
Korea Płd.	99	84	83	90	90
Tajwan	58	53	55	54	54
Inne kraje azjatyckie	164	162	168	189	196
Europa	124	100	99	96	96
UE 27	87	65	63	60	59

p – prognoza.

Źródło: DIIS 2021.

Drugim regionem handlu węglem jest rejon Atlantyku. UE zaimportowało w 2019 r. 87 mln ton, a w 2020 r. wyniósł on tylko 65 mln ton. W prognozie (DIIS 2021) przewiduje się, że ten poziom zostanie utrzymany.

Głównymi odbiorcami węgla energetycznego na tym rynku są: Niemcy (26 mln ton w 2019 r. i 18 mln ton w 2020 r.) i Polska (odpowiednio: 13 mln ton i 11 mln ton). Największymi dostawcami są takie kraje, jak: Rosja, Kolumbia i RPA. Do tego regionu można także zaliczyć obszar Morza Śródziemnego. Wśród największych odbiorców należy wymienić: Turcję, Egipt i inne kraje Afryki Północnej. Dla tego obszaru głównymi dostawcami są: Rosja, USA i Kolumbia.



Rys. 2. Dostawcy i odbiorcy węgla energetycznego na świecie

Fig. 2. Suppliers and consumers of steam coal in the world

Sześć krajów: Indonezja, Australia, Rosja RPA, Kolumbia, USA odpowiadają za 96% światowego handlu węglem energetycznym. Udział największego producenta węgla Indonezji wynosi 40% (400 mln ton) i w najbliższych latach ma wzrosnąć do 46%. Udział Australii w światowym handlu powinien utrzymać się na poziomie około 20% (200–213 mln ton). Na rysunku 2 przedstawiono głównych dostawców i regiony odbiorców węgla energetycznego na rynku międzynarodowym.

Obroty na rynku międzynarodowym poprawiły się w 2021 r. po kryzysie z 2019 roku: handel wzrósł o 61 mln ton tj. o 6,2%. Jednak jak się przewiduje w prognozie (DIIS 2021) w 2023 r. obroty nie osiągną wyniku z 2019 r., czyli sprzed pandemii. Długoterminowe problemy strukturalne na rynku węgla związane są z niewystarczającymi inwestycjami w tej branży. Coraz większe ograniczenia związane z zaostrzeniem polityk klimatycznych przyczyniły się do obecnej sytuacji. Do tego doszły duże problemy z finansowaniem inwestycji związanych z węglem. Producenci węgla będą musieli zmierzyć się z zobowiązaniami klimatycznymi podjętymi przez największych odbiorców węgla. Zobowiązanie do zerowej emisji netto przyjęły takie państwa jak: kraje UE, Japonia, Korea Południowa i Tajwan (do 2050 r.) i Chiny (również do 2050 r.). Jednak bieżąca sytuacja pokazuje, że istnieje szybsze ryzyko spadku podaży węgla niż popytu, co może spowodować presję na wzrost cen.

### Ceny węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych

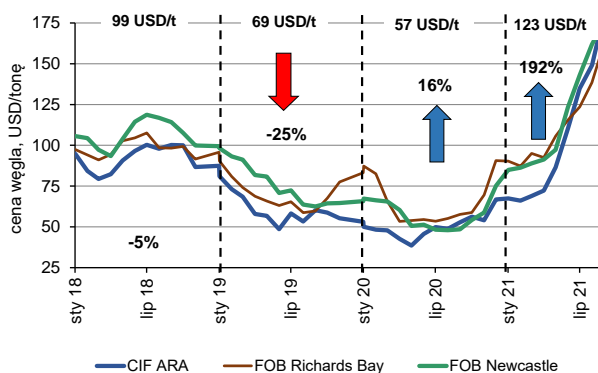
W handlu międzynarodowym bardzo ważne są indeksy cen, czyli ceny odniesione do konkretnych warunków jakościowych. Takim najważniejszym standardem jest węgiel o wartości opałowej 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg), 12% popiołu i poniżej 1% siarki. Parametry jakościowe

węgla w przypadku indeksów typu CIF są na ogół określane w stanie roboczym (NAR – *Net As Received*), a dla indeksów typu FOB także brutto w stanie roboczym (GAR – *Gross As Received*) (Grudziński 2019; Stala-Szlugaj 2018).

Przedstawione w tym artykule ceny węgla są cenami spotowymi. Ceny spotowe odnoszą się do transakcji natychmiastowych, dla których przyjmuje się 25–90-dniowy termin dostawy.

Indeksy są opracowywane dla wszystkich głównych producentów węgla (Australia, RPA, Indonezja, Rosja, Kolumbia, Chiny) oraz rynków odbiorców (Europa, Azja). Indeksy są określane w głównych portach producentów i są określane na warunkach FOB. Natomiast indeksy po stronie importerów (u największych odbiorców) są określane na warunkach CIF lub CFR (FOB – *Free On Board* – *franco* statek w porcie załadowania – statek załadowany w porcie eksporter, CIF – *Cost, Insurance and Freight* – koszt, ubezpieczenie i fracht do portu przeznaczenia CFR – *Cost and Freight* – koszt i fracht do portu przeznaczenia). Indeksy są opracowywane przez takie między innymi firmy, jak: Argus, Platts, globalCoal (Stala-Szlugaj i Grudziński 2020, 2021).

Wykres na rysunku 3 przedstawia zmiany cen na rynkach węglowych w poszczególnych miesiącach lat 2018–2021 (październik) na przykładzie trzech najważniejszych indeksów cen węgla na rynkach międzynarodowych (FOB Newcastle (Australia), FOB Richards Bay (RPA) oraz CIF ARA (porty Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia) wraz z dynamiką tych zmian w danym roku (grudzień do stycznia danego roku). Natomiast w tabeli 2 zamieszczono średnie roczne głównych indeksów cenowych wyrażone w USD/tonę oraz przeliczone na jednostkę energii.



Rys. 3. Porównanie głównych wskaźników cen *spot* węgla energetycznego – FOB Newcastle, CIF ARA oraz FOB Richards Bay (6000 kcal/kg – 25,1 MJ/kg)

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Platts ICR, Platts CTI, Argus, globalCoal

Fig. 3. Comparison of major steam coal spot price indices – FOB Newcastle, CIF ARA and FOB Richards Bay (6,000 kcal/kg – 25.1 MJ/kg)

### Ceny *spot* węgla energetycznego – CIF ARA

Na rysunku 4 przedstawiono zmiany cen *spot* indeksu CIF ARA w notowaniach dziennych w 2021 r. Ceny węgla energetycznego na rynku atlantyckim osiągnęły niebywały poziom na

TABELA 2. Średnie roczne głównych indeksów cenowych w USD/tonę oraz w zł/GJ

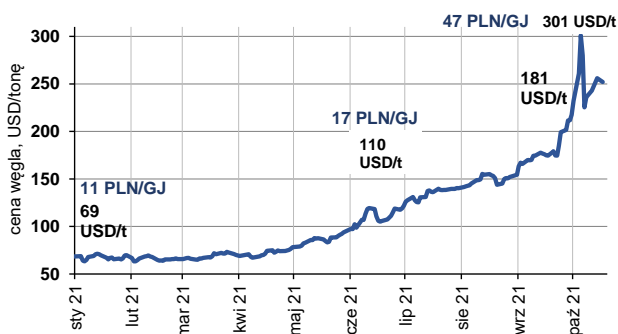
TABLE 2. Annual averages of the major price indices in USD/tonne and PLN/GJ

Wyszczególnienie	2018	2019	2020	2021*
cena w USD/tonę				
FOB Newcastle	106	76	58	126
CIF ARA	92	60	50	119
FOB Richards Bay	98	71	65	124
FOB Rosja	86	56	47	104
cena w zł/GJ				
FOB Newcastle	15,3	11,6	9,0	19,1
CIF ARA	13,2	9,2	7,8	18,0
FOB Richards Bay	14,1	10,9	10,1	18,8
FOB Rosja	12,4	8,6	7,4	15,7

\* Dane do 30.09.2021.

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Platts ICR, Platts CTI, Argus, globalCoalCeny węgla w 2021 r. są znacznie powyżej cen z 2020 r. Ceny wielu gatunków osiągnęły poziom nienotowany od ponad 10 lat. Ceny te były wspierane przez ożywienie gospodarcze (po COVID-19) oraz uzupełnianiami zasobów po mroźnej zimie. Popyt na węgiel był duży, wzrost cen innych nośników jeszcze większy i to spowodowało, że wzrost cen po dziewięciu miesiącach 2021 r. był na poziomie ponad 100% w ujęciu cen średnich rocznych.

początku października 2021 r. Był to jeden z najbardziej niezwykłych tygodni w całej historii cen węgla. Ceny gwałtownie wzrosły do 301 USD/tonę (5.11.2021). Wzrost cen w tym dniu wyniósł 340% w stosunku do końca 2020 roku. W przeliczeniu na jednostkę energii ceny osiągnęły wartość 47 zł/GJ, czyli najwyższą w historii cen notowanych w ARA. Po tym dniu ceny równie szybko skorygowały się w dół, ponieważ globalny niedobór dostaw i trudności



Rys. 4. Ceny węgla energetycznego spot CIF ARA w 2021 r. w notowaniach dziennych (do 11 października 2021 r.)

Źródło: Platts ICR, Platts CTI, Argus

Fig. 4. CIF ARA spot steam coal prices in 2021 in daily quotations (until 11 October 2021)

energetyczne w Europie sprawiły, że uczestnicy rynku spodziewali się dalszej dużej zmienności w nadchodzących tygodniach.

Ceny węgla energetycznego nie poruszały się jednak niezależnie, ponieważ europejskie ceny gazu ziemnego i energii odnotowały podobne ruchy i osiągały rekordowe poziomy.

Na rysunku 5 i w tabeli 3 przedstawiono kształtowanie się zmian cen miesięcznych w ujęciu historycznych na rynku europejskim (ceny spot CIF ARA) od 2000 r. Obecne poziomy cen są porównywalne z cenami w 2008 r. W 2008 roku ceny roczne osiągnęły poziom 147 USD/tonę, a ceny miesięczne 208 USD/tonę (lipiec 2008 r.). Obecny wzrost cen jest splotem wielu niekorzystnych czynników. Należy się spodziewać dużych wahań cen w najbliższym okresie.



Rys. 5. Ceny węgla energetycznego spot CIF ARA w ujęciu miesięcznym

Źródło: Platts ICR, Platts CTI, Argus

Fig. 5. CIF ARA spot steam coal prices on a monthly basis

TABELA 3. Okresy zmian cen spot Indeksu CIF ARA od 2005 roku

TABLE 3. Periods of spot price movements for the CIF ARA Index since 2005

Okres	Liczba miesięcy zmian	Cena na końcu okresu	Tendencja	Zmiana ceny	
		USD/tonę		USD/tonę	%
grudzień 2005–lipiec 2008	32	210,3	↑	158,1	303
lipiec 2008–marzec 2009	8	61,5	↓	-148,8	-71
marzec 2009–kwiecień 2011	25	128,2	↑	66,7	108
kwiecień ,11–luty 2016	58	43,7	↓	-84,4	-66
luty 2016–wrzesień 2018	31	100,2	↑	56,5	129
wrzesień 2018–maj 2020	20	38,6	↓	-61,6	-61
maj 2020–wrzesień 2021	15	181,3	↑	142,8	370

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Platts ICR, Platts CTI, Argus, globalCoal.

Wysokie ceny gazu powodują, że mimo bardzo wysokich cen uprawnień do emisji (75–90 EUR/tonę CO<sub>2</sub>) produkcja energii z węgla jest bardziej opłacalna dla firm energetycznych od produkcji energii z gazu ziemnego. Ta sytuacja powoduje, że w takich krajach jak: Niemcy, Włochy, Hiszpania uruchamiane są elektrownie węglowe, które muszą kupować węgiel na rynku spot. Zwiększony popyt przy niewystarczającej podaży na rynkach międzynarodowych powoduje, że ceny rosną do bardzo wysokich poziomów i są bardzo zmienne.

### Porównanie poziomu cen indeksów z rynku polskiego z rynkiem międzynarodowym

Najważniejszymi cenami dla Polski z rynku międzynarodowego są ceny notowane w portach ARA (Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia) oraz w portach bałtyckich, do których węgiel dostarcza Rosja.

Poziom cen węgla w ARA nie ma bezpośredniego wpływu na relacje cenowe krajowych producentów węgla z energetyką, które ustalane są w długoterminowych umowach bilateralnych, to jednak ceny w obrocie międzynarodowym stanowią stały punkt odniesienia dla rynku krajowego. Trzeba wspomnieć, że ceny te znane pod nazwą indeks CIF ARA czy FOB Rosja to ceny z rynku spot. Informacja o tych cenach jest prawie natychmiastowa, gdyż ceny te są dostępne w notowaniach codziennych.

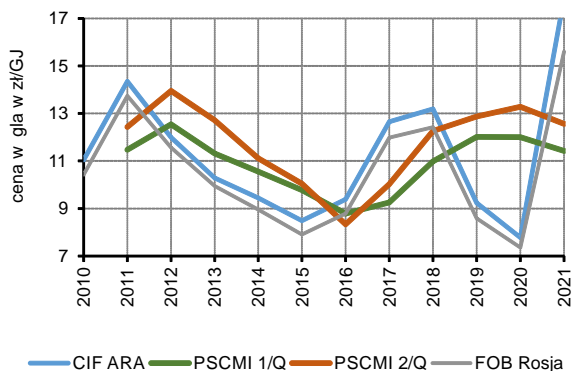
Krajowe ceny węgla monitoruje katowicki oddział Agencji Rozwoju Przemysłu, który co miesiąc publikuje wyliczane wspólnie z Towarową Giełdą Energii indeksy cenowe (miesięczne, kwartalne, roczne). Publikowane są dwa indeksy:

- ➔ Indeks PSCMI 1 pokazuje poziom cen (*loco* kopalnia) miałów energetycznych klasy 20–23 MJ/kg w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej; obliczany jako średnia ważona z miesięcznych dostaw;
- ➔ Indeks PSCMI 2: pokazuje poziom cen (*loco* kopalnia) miałów energetycznych klasy 23–26 MJ/kg w sprzedaży do ciepłowni przemysłowych i komunalnych, innych odbiorców przemysłowych i pozostałych odbiorców krajowych; obliczany jako średnia ważona z miesięcznych dostaw.

Na rysunku 6 przedstawiono porównanie średnich rocznych cen polskich indeksów węglowych (indeks dla elektrowni i elektrociepłowni) z cenami węgla CIF ARA oraz cenami FOB Rosja (porty bałtyckie). Natomiast na rysunku 7 zaprezentowano ceny węgla z rynku polskiego z przesunięciem o rok do tyłu. Rysunek ten pokazuje stosunkowo dużą zbieżność cen węgla w Polsce z cenami na rynku międzynarodowym. Można stwierdzić, że ceny (średnioroczne) na rynku krajowym podążają za rynkiem światowym, reprezentowanym przez ceny CIF ARA z opóźnieniem rocznym. Jest to wynik sposobu zawierania umów między producentami i odbiorcami węgla. Ten wykres pokazuje także, że na polskim rynku zdecydowanie przeważają kontrakty, w których cena jest ustalana w cyklu rocznym.

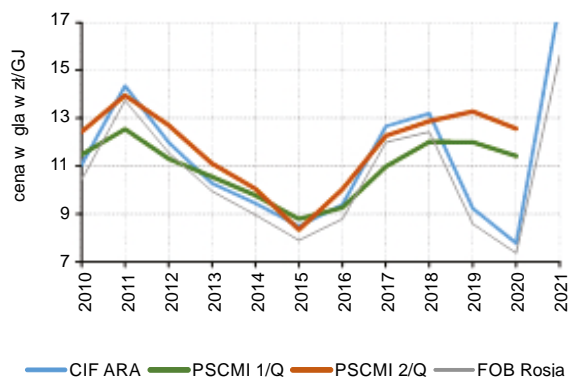
Takie zależności można było obserwować do 2018 r. Od 2019 r. ceny z rynku polskiego znacznie odbiegają od zmian wynikających z uwarunkowań międzynarodowych. Tę rozbieżność notowań pogłębiła sytuacja cenowa w 2021 r. (rys. 8).





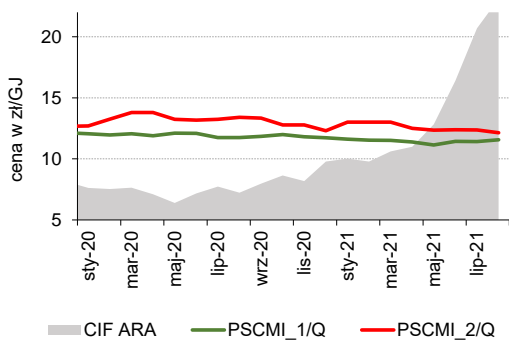
Rys. 6. Porównanie cen indeksów – średnie roczne  
Źródło: ARP, Platts ICR, Platts CTI, Argus

Fig. 6. Comparison of index prices – annual averages



Rys. 7. Porównanie cen indeksów – średnie roczne Indeksy PSCMI – notowania przesunięte o rok do tyłu  
Źródło: ARP, Platts ICR, Platts CTI, Argus

Fig. 7. Comparison of index prices – annual averages PSCMI indices – quotations shifted one year backwards



Rys. 8. Porównanie cen indeksów – średnie miesięczne w 2021 r.  
Źródło: ARP, Platts ICR, Platts CTI, Argus

Fig. 8. Comparison of index prices – monthly averages 2021

Tendencje zmian i poziomy cen w ostatnim roku są bardzo rozbieżne. Jednak analiza wszystkich zależności prowadzi do wniosku, że te tendencje w cyklu wieloletnim powinny być zgodne – zwłaszcza w przypadku dużego importu węgla.

## Podsumowanie

Wśród czynników kształtujących zmiany cen węgla energetycznego na rynku międzynarodowym należy w ostatnim okresie wymienić m.in.:

- Ceny węgla energetycznego szybko rosną w związku z globalnym niedoborem podaży, a uczestnicy rynku przygotowują się na dalsze duże wahania w przyszłości. Tutaj kluczowe znaczenie ma realizacja polityki surowcowej w Chinach i Indiach, czyli w krajach będących największymi importerami węgla.
- Chiny są kluczowym krajem wpływającym na popyt, który z tygodnia na tydzień silnie rośnie ze względu na utrzymującą się nierównowagę podaży. Ceny krajowe węgla w Chinach osiągnęły wysokie poziomy, a oferty na węgiel Qinhuangdao 5500 kcal/kg NAR były notowane na poziomie około 2000 juanów/tonę FOB (310,7 USD/tonę). Wysokie ceny powodują występowanie niedoboru węgla. Chińskie prowincje racjonują energię elektryczną, aby oszczędzać zapasy paliw przed zimowym sezonem grzewczym. Sezon grzewczy w Chinach trwa zwykle od 15 listopada do 15 marca w regionach północnych, przy czym głównymi paliwami są: węgiel, energia elektryczna i gaz ziemny. Dodatkowo w ostatnich tygodniach ulewne deszcze i powódzie w chińskiej prowincji Shanxi wymusiły zamknięcie około 60 kopalń węgla, jeszcze bardziej zwiększając niepewność dostaw energii (Platts – CTI, DIIS 2021).
- Większość elektrowni w Indiach, które były uzależnione od importowanego węgla, jest zamykana lub pracowała znacznie poniżej mocy produkcyjnych. Jest to wynikiem tego, że producenci energii nie mogą przerzucić wyższych kosztów produkcji, związanym ze wzrostem cen paliwa, na odbiorców końcowych. Inne elektrownie bazowały na krajowym węglu i podpisanych wcześniej kontraktach długoterminowych. To powoduje, że w wielu prowincjach wyłączane są dostawy energii elektrycznej.
- Niektórzy importerzy z takich krajów, jak: Filipiny, Wietnam, Tajlandia, zniechęceni wysokimi cenami z importu, starają się maksymalnie ograniczyć zakupy.
- W Indonezji pogoda deszczowa, silne wiatry i fale na morzu znacznie utrudnią sprawny eksport węgla. Dodatkowo, występują niedobory ciężkiego sprzętu (dźwigi pływające), problemy z siłą roboczą z powodu COVID-19 itp. wpływają na ograniczenia w produkcji. We wrześniu i październiku 2021 r. na Kalimantanie deszcze obniżyły produkcję o około 30–40%. Indonezja także zawiesiła 34 firmy w eksporcie węgla z powodu niewywiązania się z dostaw na rynek krajowy. Indonezyjskie Ministerstwo Energii i Zasobów Mineralnych (ESDM) nałożyło tymczasowy zakaz eksportu na firmy, które nie wypełniły swoich zobowiązań na rynku krajowym (DMO) w okresie od 1 stycznia do 31 lipca 2021 r. Niektóre z firm zawieszonych w eksporcie nie wywiązały się nawet z 60% swoich zobowiązań.

- ➔ Ceny węgla energetycznego w Europie w nadchodzącym okresie pozostaną wysokie, biorąc pod uwagę, że rosnące ceny gazu ziemnego sprawiły, że energetyka węglowa stała się jeszcze bardziej konkurencyjna niż wcześniej. Notowanie dzienne węgla CIF ARA (Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia NAR 6000 kcal/kg) wzrosło do 301 USD/tonę w dniu 5 października 2021 r., rosnąc o 40 USD/Mg w ciągu jednego dnia. Podstawy popytu na węgiel w Europie pozostają mocne, a marże dla spalania węgla utrzymują się na rekordowym poziomie. Wzrost cen na europejskim rynku węgla fizycznego od połowy września był spowodowany załamaniem podaży na rynku energii elektrycznej.
- ➔ Pomimo przekroczenia 300 USD/tonę CIF ARA, ceny węgla pozostają bardzo konkurencyjne dla wytwarzania energii w Europie. W oparciu o ceny węgla z 5 października 2021 r., elektrownia węglowa niemiecka o sprawności 42% przyniosłaby oszałamiający zysk krańcowy 118 euro/MWh z produkcji w podstawie w następnym miesiącu. Bazując na cenach z 5 października 2021 r., europejski rynek węgla musiałby przekroczyć 700 USD/tonę, zanim niemiecka elektrownia węglowa o sprawności 42% nie będzie miała szans na osiągnięcie rentowności na rynku energii elektrycznej w podstawie. Obecny rekordowy wzrost cen węgla różni się zatem od ostatniego dużego wzrostu w 2008 roku. Rosnące ceny węgla w 2008 roku sprawiły, że paliwo stało się mniej konkurencyjne dla produkcji energii (Platts – CTI, DIIS 2021).
- ➔ Obecnie rynek węgla kamiennego energetycznego zmienia się zbyt szybko, a nabywcy mają problem z prawidłowym funkcjonowaniem na nim.
- ➔ Jednak jak oceniają analitycy, wciąż jest miejsce na dalszy wzrost cen.

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

## Literatura

- Grudziński, Z. 2019. Międzynarodowe rynki węgla energetycznego – podaż, popyt, ceny. *International steam coal markets – supply, demand, prices. Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* Nr 108, s. 5–19, DOI: 10.24425/znigsme.2019.128675.
- Stala-Szlugaj K., 2018 – Międzynarodowy rynek węgla energetycznego – stan aktualny i perspektywy. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* nr 105, s. 25–40. DOI: 10.24425/12438.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2020a. International steam coal market and the price situation in Poland, part I. *Inżynieria Mineralna* 2(46), s. 203–207, DOI: 10.29227/IM-2020-02-63.
- Stala-Szlugaj, K. i Grudziński, Z. 2020b. International steam coal market and the price situation in Poland, part II. *Inżynieria Mineralna* 2(46), s. 209–214, DOI: 10.29227/IM-2020-02-64.
- 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.
- ARP 2015–2021 – Sygnalna informacja o sytuacji na rynku węgla energetycznego w Polsce Agencja Rozwoju Przemysłu SA/O Katowice, biuletyny miesięczne z lat 2015–2021.
- Argus – Argus Coal Daily International. Wyd. Argus Media Ltd, 2015–2021.
- BP 2021 – BP Statistical Review of World Energy 2021. [Online] [www.bp.com](http://www.bp.com).
- DIIS 2021 – Department of Industry, Innovation and Science (DIIS) –Resources and energy quarterly. June, November quarter 2021.
- GlobalCoal 2021 – globalCoal. [Online] <https://www.globalcoal.com/>.
- Platts – CTI 2015–2021 – Coal Trader International. Wyd. Platts-McGraw Hill Financial, England, 2015–2021.
- Platts – ICR 2021 – Platts – ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England, 2021.

## *Ceny węgla energetyczne na międzynarodowym rynku*

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

Streszczenie: W świecie w 2020 r. węgiel po ropie naftowej jest najważniejszym nośnikiem energii. Widoczne jest zróżnicowanie wykorzystywania węgla do produkcji energii. W skali globalnej 27% potrzeb na energię jest pokrywana przez węgiel, gdy w UE tylko 11%. Największe zużycie węgla jest w krajach poza krajami OECD. Międzynarodowy handel węglem energetycznym odbywa się głównie w dwóch regionach – Pacyfiku i Atlantyku. Te dwa rynki swoim udziałem obejmują około 90% całości światowej wymiany handlowej. Około 95% handlu węglem energetycznym odbywa się drogą morską. Na region Pacyfiku przypada 75% całości obrotów węglem energetycznym. W skali światowej największym eksporterem węgla energetycznego jest Indonezja i Australia. Ceny węgla w 2021 r. są znacznie powyżej cen z 2020 r. Ceny wielu gatunków węgla osiągnęły poziom nienotowany od ponad 10 lat. Ceny te były wspierane przez ożywienie gospodarcze (po COVID-19) oraz były skutkiem uzupełniania zapasów po mroźnej zimie. Popyt na węgiel jest duży, wzrost cen innych nośników jeszcze większy i to spowodowało, że wzrost cen po dziesięciu miesiącach 2021 r. jest na poziomie ponad 100% w ujęciu średnich rocznych. Wysokie ceny gazu powodują, że mimo bardzo wysokich cen uprawnień do emisji (80–90 EUR/tonę CO<sub>2</sub>) produkcja energii z węgla jest bardziej opłacalna dla firm energetycznych od produkcji energii z gazu ziemnego. Ceny węgla energetycznego szybko rosną w związku z globalnym niedoborem podaży, a uczestnicy rynku szykują się na dalsze duże wahania w przyszłości.

## *Steam coal prices on the international market*

Keywords: Steam Coal Trade; Coal Prices; CIF ARA Prices

Abstract: In 2020, coal is the most important energy carrier in the world after crude oil. Diversity in the use of coal for energy production is evident. Worldwide, 27% of energy needs are covered by coal, while in the EU it is only 11%. The highest coal consumption is in non-OECD countries. International trade in steam coal takes place mainly in two regions – the Pacific and the Atlantic. These two markets account for about 90% of total world trade. About 95% of trade in steam coal takes place by sea. The Pacific region accounts for 75% of all steam coal trade. Globally, Indonesia and Australia are the largest exporters of steam coal. Coal prices in 2021 are well above 2020 prices. Prices for many grades have reached levels not seen for over 10 years. These prices have been supported by the economic recovery (post COVID-19) and the effect of restocking after the cold winter. Demand for coal is high, the increase in prices of other carriers is even higher and this has resulted in a price increase after ten months of 2021 of more than 100% in terms of annual averages. High gas prices mean that, despite very high prices for emission allowances (EUR 80–90/tonne of CO<sub>2</sub>), power generation from coal is more profitable for energy companies than power generation from natural gas. Steam coal prices are rising rapidly due to a global supply shortage, and market participants are bracing for further large fluctuations in the future.

Łukasz MAZANEK<sup>1</sup>  
Mikołaj ŚWIAT<sup>1</sup>

## **Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku – perspektywy oraz wyzwania**

### **Wprowadzenie**

Sektor energetyczno-paliwowy każdego kraju stanowi podstawę funkcjonowania gospodarki, zaopatrując w nośniki ciepła i energii niezbędne do produkcji przemysłowej, sektora logistycznego, a także szeroko rozumianego ciepłownictwa.

Od momentu akcesji Polski do Unii Europejskiej, realizacja polityki energetycznej uzależniona jest od wytycznych oraz regulacji ustalanych dla wszystkich krajów wspólnotowych. W ostatnich latach szczególnie istotne znaczenie w prawodawstwie unijnym zajmowały dokumenty w obszarze ochrony klimatu, dekarbonizacji i neutralności klimatycznej. Najnowszym i najistotniejszym dokumentem, określającym ramy dla kolejnych zmian w dyrektywach, jest ogłoszony w lipcu 2021 roku pakiet „Fit for 55”, który usprawnić ma działania prowadzące do uzyskania znaczącej redukcji emisji gazów cieplarnianych, wynoszącej 55% do roku 2030 (EC Europa 2021).

Konsekwencją ustalanych na poziomie europejskim celów w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej są wprowadzane na szczeblu krajowym ustawy i rozporządzenia mające na celu wsparcie rozwoju inwestycji w odnawialne źródła energii, podnoszenie efektywności energetycznej budynków i procesów, jak również wyzwalanie nowych inwestycji w niskoemisyjne lub mniej emisyjne źródła energii i ciepła. Jednocześnie brane są również pod uwagę historyczne uwarunkowania Polski, posiadane zasoby paliw kopalnych, a także ograniczenia związane z nakładami inwestycyjnymi i czasem zastępowania istniejących mocy wytwórczych.

W rezultacie zmian w prawodawstwie oraz otoczeniu rynkowym, Polityka Energetyczna Polski powinna być poddawana okresowej aktualizacji. Tego typu dostosowania do aktualnych uwarunkowań wymagają także dokumenty dopełniające, takie jak np. Plan rozwoju w zakresie

---

<sup>1</sup> Polska Grupa Górnicza SA, Katowice; e-mail: l.mazanek@pgg.pl; m.swiat@pgg.pl.

zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną (Plan... 2020). Dokumenty te określają perspektywę rozwoju z wyznaczeniem wyzwań i koniecznych do podjęcia działań pozwalających na zachowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

## **Założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku**

Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040), przyjęta 2 lutego 2021 roku, stanowi wizję strategii kraju w zakresie transformacji energetycznej i jest jedną z dziewięciu strategii zintegrowanych wynikających ze „Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju” (Polityka... 2021). Podstawowym celem tego dokumentu jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, przy zachowaniu konkurencyjności gospodarki, zwiększeniu efektywności energetycznej i zmniejszeniu oddziaływania sektora energetycznego na środowisko naturalne. Istotnym założeniem polityki jest optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych, przy uwzględnieniu uwarunkowań polityki energetycznej Unii Europejskiej, z długoterminową wizją jej dążenia do osiągnięcia neutralności klimatycznej.

Dokument oparty został na trzech filarach, jakimi są:

- ➔ Sprawiedliwa transformacja – w ramach której przewiduje się transformację regionów węglowych, ograniczenie ubóstwa energetycznego i rozwój nowych gałęzi przemysłu związanych z OZE i energetyką jądrową.
- ➔ Zeroemisyjny system energetyczny – rozwój morskiej energetyki wiatrowej, jądrowej, a także lokalnej i obywatelskiej.
- ➔ Dobra jakość powietrza – transformacja ciepłownictwa, wraz z elektryfikacją transportu i działaniami w zakresie efektywności energetycznej budynków mieszkalnych i wykorzystywania w nich niskoemisyjnych źródeł energii.

Istotną część dokumentu stanowi załącznik numer 2, w którym zawarte zostały wnioski z analiz prognostycznych wykorzystania źródeł energii do 2040 roku, w tym ścieżka wzrostu PKB, projekcja demograficzna, dochody gospodarstw domowych, a także prognozy cen paliw, uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i parametrów techniczno-ekonomicznych wybranych technologii energetycznych. Na tej podstawie możliwe było określenie prognoz zużycia energii pierwotnej i finalnej, przedstawionych w tabelach 1, 2, 3, w podziale na sektory, paliwa i nośniki.

## **Analizy prognostyczne przedstawione w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku**

### **Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>**

Przedstawiane w dokumencie prognozy zużycia paliw i nośników energii oparte zostały na dwóch różnych ścieżkach cenowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które zakładały ich zrównoważony oraz wysoki wzrost. Ścieżki przedstawione zostały na wykresie poniżej, wraz z zamieszczoną wartością średnich cen uprawnień w 2020 roku.

TABELA 1. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

TABLE 1. Forecast of total primary and final energy consumption [ktoe]

Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii pierwotnej	87 952	96 589	90 104	96 423	93 509	90 682	88 613	87 647
Zużycie energii pierwotnej (wg PRIMES 2007)	89 581	95 611	104 804	109 829	115 057	118 583	119 774	119 826
Finalne zużycie energii	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112
Finalne zużycie energii (wg PRIMES 2007)	57 169	63 712	71 246	77 448	82 174	85 467	86 117	86 767

Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040, dane ARE S.A. i Eurostat.

TABELA 2. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na sektory [ktoe]

TABLE 2. Forecast of final energy consumption by sector [ktoe]

Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Przemysł	14 616	13 498	14 096	15 316	14 902	14 763	14 664	14 596
Transport, w tym:	12 221	17 187	16 559	22 546	22 075	21 049	20 827	20 492
→ pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	10 118	9 434	8 598	8 745	8 957
→ towarowy	b.d.	b.d.	7 494	12 346	12 557	12 364	11 995	11 449
→ pojazdy spec. przeznaczenia	b.d.	b.d.	79	82	84	86	87	87
Gospodarstwa domowe	19 467	21 981	18 948	19 772	18 506	17 513	17 505	17 657
Usługi	6 730	8 833	7 842	8 343	8 586	8 700	8 853	9 079
Rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 743	3 613	3 485	3 379	3 287
<b>Razem</b>	<b>57 472</b>	<b>65 230</b>	<b>60 775</b>	<b>69 720</b>	<b>67 682</b>	<b>65 509</b>	<b>65 229</b>	<b>65 112</b>

Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040, dane ARE S.A. i Eurostat.

TABELA 3. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]  
 TABLE 3. Forecast of final energy consumption by fuel and carrier [ktoe]

Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	9 028	10 206	10 990	12 152	13 041	14 202	15 349	16 520
Ciepło sieciowe	6 634	6 547	5 462	5 748	5 436	5 090	5 080	5 132
Węgiel	12 340	13 733	11 218	9 917	7 117	4 899	3 735	2 842
Produkty naftowe	17 563	20 213	18 646	23 822	22 602	20 911	20 063	19 124
Gaz ziemny	7 917	8 884	8 487	10 144	10 353	10 327	10 277	10 108
Biogaz	40	48	78	97	131	165	201	237
Biomasa stała	3 755	4 306	4 639	5 295	5 916	6 439	6 681	7 036
Biopaliwa	46	867	653	1 490	1 531	1 413	1 364	1 317
Odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	785	871	891	905	919
Kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne	12	48	116	270	685	1 172	1 574	1 876
<b>Razem</b>	<b>57 472</b>	<b>65 230</b>	<b>60 775</b>	<b>69 720</b>	<b>67 682</b>	<b>65 509</b>	<b>65 229</b>	<b>65 112</b>

Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040, dane ARE S.A. i Eurostat.

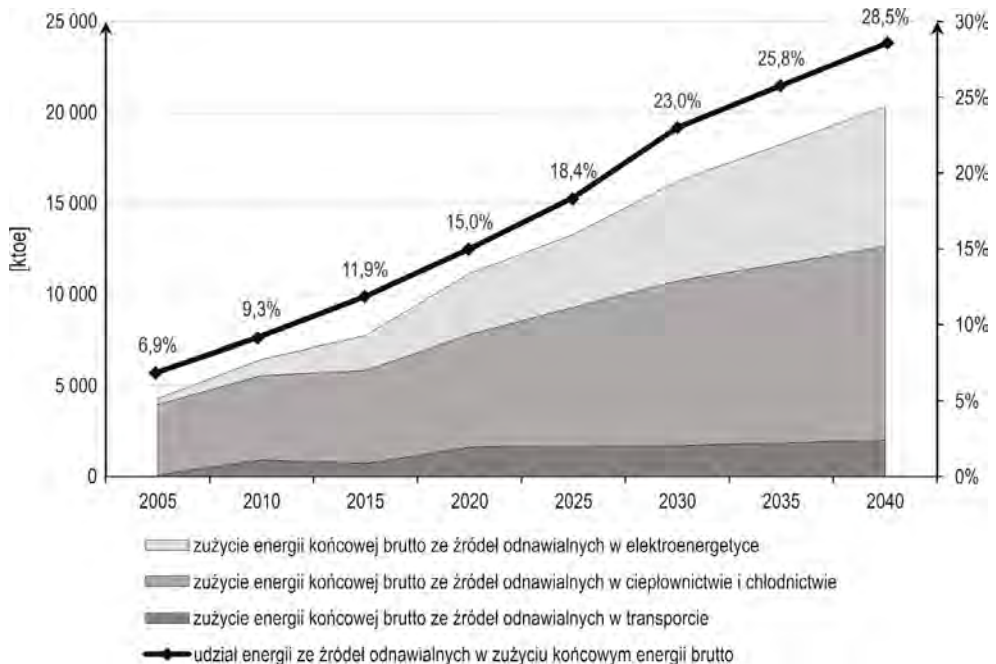




Rys. 1. Ścieżki cenowej uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> zawarte w PEP2040

Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040

Fig. 1. CO<sub>2</sub> emission allowance price paths included in PEP2040



Rys. 2. Prognoza zużycia energii końcowej brutto z OZE w trzech podsektorach [ktoe]

oraz udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto

Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040

Fig. 2. Gross final energy consumption forecast from RES in the three sub-sectors [ktoe]

and RES share in final gross energy consumption

Biorąc pod uwagę tylko średni poziom cen uprawnień w roku 2020, wynoszący 24,72 euro/tonę CO<sub>2</sub>, można oczekiwać materializacji prognozy wysokiego wzrostu cen EUA. Równocześnie prawdopodobieństwo przekroczenia wzrostów wynikających z tej ścieżki cenowej można oceniać jako wysokie, gdyż obecnie obserwowane wzrosty notowań tego instrumentu, do poziomów ponad 60 euro/tonę CO<sub>2</sub>, przy średniej cenie od początku 2021 r. wynoszącej około 49 euro/tonę CO<sub>2</sub> (do dnia 14.10.2021 r.), były prognozowane w PEP2040 dopiero na lata 2030–2035.

### *Udział odnawialnych źródeł energii*

Z punktu widzenia realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej i wyznaczonego celu neutralności klimatycznej, konieczne jest przeanalizowanie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w zużyciu energii końcowej. W PEP2040 założono budowę morskiej energetyki wiatrowej, dalszy rozwój energetyki słonecznej, wzrost energetyki wiatrowej na lądzie, jak również wykorzystania odnawialnych źródeł energii w sektorze transportu, budownictwa czy ciepłownictwie.

W sektorze elektroenergetycznym udział OZE prognozowany jest na 22,1% w roku 2020, 31,8% w roku 2030 oraz 39,7% w roku 2040. W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa następuje wzrost udziału OZE, zgodny z dyrektywą OZE o 1,1 pkt. proc. średniorocznie, a w transporcie nieznaczny wzrost o 1–2% w perspektywie najbliższych 20 lat.

### *Prognoza źródeł produkcji energii elektrycznej*

Rozwój krajowego sektora elektroenergetycznego związanego z wyłączeniem z eksploatacji źródeł wytwórczych opartych na węglu w najbliższych latach, a także inwestycjach w nowe źródła gazowe i OZE, wskazuje na dynamiczne zmiany po roku 2030. Prognozy zakładają, że import netto energii elektrycznej do kraju będzie zerowy z uwagi na założenie, że nie powinno się opierać bezpieczeństwa dostaw energii na energii wytwarzanej poza granicami Polski.

Według analiz przedstawionych w PEP2040 założono spadek udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do poziomu 56% w roku 2030 oraz do 28% w roku 2040, według scenariusza zrównoważonego wzrostu cen uprawnień do emisji. Według drugiego scenariusza, spadek ten będzie następował szybciej i przełoży się na zmniejszenie udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do poziomu, odpowiednio, 37 oraz 11%. Produkcja energii elektrycznej w jednostkach gazowych w strukturze wytwarzania wzrośnie z 3,9% w roku 2015, do około 10% w roku 2030 i do 17% w roku 2040. Krajowa polityka energetyczna zakłada również powstanie elektrowni jądrowych, które w roku 2035 generować mogą nawet 20,4 TWh energii elektrycznej.

TABELA 4. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto wg paliw [TWh] – według scenariusza zrównoważonych cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

TABLE 4. Gross electricity generation forecast by fuel [TWh] – according to CO<sub>2</sub> emission allowances balanced price scenario

Wyszczególnienie	2025	2030	2035	2040
Węgiel brunatny	50,4	49,9	27,5	17,3
Węgiel kamienny*	72,3	63,1	53,2	45,7
Paliwa gazowe**	15,3	20,7	31,3	38,4
Olej opałowy	1,9	1,9	1,8	1,7
Energia jądrowa	0,0	0,0	20,4	30,6
Energia słoneczna	4,5	6,8	10,8	14,8
Energia wiatru na lądzie	23,7	23,8	24,2	24,6
Energia wiatru na morzu	2,7	14,5	21,7	30,6
Biomasa	9,7	11,6	11,4	10,3
Biogaz	2,7	3,9	5,0	5,8
Energia wodna	2,9	3,0	3,0	3,1
Energia z wody przepompowanej	0,8	0,9	1,2	1,5
Pozostałe***	0,9	1,1	1,2	1,3
Razem	187,9	201,2	212,7	225,8

\* Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym.

\*\* Gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany, gaz z odmetanowania kopalń, gaz towarzyszący ropie naftowej.

\*\*\* Nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne.

Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040.

TABELA 5. Prognoza produkcji energii elektrycznej netto [TWh] – według scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

TABLE 5. Net electricity generation forecast [TWh] – according to CO<sub>2</sub> emission allowances high price scenario

Wyszczególnienie	2025	2030	2035	2040
Biomasa i biogaz	6,6	7,4	8,0	7,5
Węgiel kamienny	35,9	26,9	21,8	18,2
Węgiel brunatny	50,6	41,0	18,1	4,6
Energia jądrowa	0,0	0,0	16,7	33,4
Gaz ziemny	45,1	52,6	67,5	67,6
Energia wodna	1,8	1,8	1,9	1,8
Energia wiatrowa, lądowa	25,4	23,1	14,5	22,1
Energia wiatrowa, morska	0,0	24,0	39,2	39,4
Energia słoneczna	4,6	4,4	4,3	9,6
Razem	170,1	181,1	191,9	204,2

Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP2040.

## *Prognozy produkcji energii z odnawialnych źródeł*

W PEP2040 założono znaczący rozwój biogazu (4-krotny wzrost pomiędzy 2020 a 2040 rokiem), energetyki słonecznej (7-krotny wzrost pomiędzy 2020 a 2040 rokiem), ale także energetyki wiatrowej, w tym budowę od podstaw morskich farm wiatrowych. Docelowe poziomy produkcji energii elektrycznej z OZE, a także pozostałych paliw, dla scenariusza zrównoważonych cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, zostały przedstawione w tabelach 4, 5.

## *Wyzwania wynikające z realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku*

### *Zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną*

W PEP2040 założono stopniowy wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, od zakładanych około 160 TWh w roku 2020, do około 204 TWh w roku 2040, co oznacza wzrost nawet o 44 TWh, a więc blisko o 28% na przestrzeni 21 lat. W horyzoncie 2040 roku podstawa zapotrzebowania ma zwiększyć się o ponad 33 TWh, a więc o około 21%, natomiast za pozostałą część wzrostu odpowiadać ma rozwój rynku pojazdów elektrycznych oraz pomp ciepła, które w roku 2020 odpowiadały jedynie w 0,2% za zużycie energii elektrycznej w Polsce.

Dane PSE wskazują, że zużycie energii elektrycznej w Polsce w roku 2020 ukształtowało się na poziomie niespełna 166 TWh, a więc zbliżonym do wielkości ujętej w PEP2040 (PSE 2021). Prognozowane w PEP2040 tempo wzrostu podstawy zapotrzebowania na energię elektryczną do 2040 roku, przyjęte na poziomie około 1% rocznie, koreluje z historycznym tempem wzrostu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Niewątpliwie największym wyzwaniem w tej materii jest prawidłowe oszacowanie wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, które będzie pochodną rozwoju elektromobilności oraz ogrzewnictwa, głównie indywidualnego, w formie pomp ciepła. Wydaje się, iż zakładane na poziomie około 20% w ujęciu średniorocznym, tempo przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, wynikające z tych czynników, nie znajduje silnego umocowania w danych historycznych, co zostało wykazane poniżej.

Według Polskiej Organizacji Rozwoju Technologii Pomp Ciepła, w roku 2020 sprzedano w Polsce blisko 5-krotnie więcej pomp ciepła typu powietrze-woda niż w roku 2017, a w stosunku do poziomu sprzedaży z roku 2011, nawet 32-krotnie więcej, co oznacza średnie tempo wzrostu na poziomie 90% rocznie na przestrzeni poprzedniej dekady (Globenergia 2021). Jeszcze większe wyzwanie w kontekście wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną może przynieść gwałtowny rozwój elektromobilności. W świetle przyjętego przez Komisję Europejską pakietu „Fit for 55”, wszystkie nowe samochody rejestrowane od 2035 roku mają być bezemisyjne. Przypomnijmy, że tylko w roku 2020 ponad 5% nowych samochodów osobowych zarejestrowanych w UE stanowiły pojazdy w pełni elektryczne, co oznacza, że względem roku 2019, ich sprzedaż zwiększyła się blisko 3-krotnie. Sprzedaż samochodów

osobowych w Polsce kształtuje się na poziomie około 0,5 mln sztuk rocznie, natomiast odsetek sprzedaży samochodów elektrycznych jest znacząco niższy od średniej UE. Szacuje się, że na obecny moment w Polsce zarejestrowanych jest mniej niż 30 tys. samochodów elektrycznych, wliczając w to hybrydy typu plug-in, co z czasem przełoży się na intensyfikację zakupów tego typu pojazdów w kraju (300gospodarka 2021). Zakładając roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną dla jednego samochodu osobowego o napędzie w pełni elektrycznym na poziomie około 3 MWh oraz intensyfikację tempa sprzedaży samochodów elektrycznych w Polsce, w perspektywie roku 2040 roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną ze strony samochodów osobowych może kształtować się na poziomie 10–15 TWh.

Gwałtowny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do zasilania samochodów elektrycznych będzie wymuszał konieczność dostosowania infrastruktury sieciowej, umożliwiającej instalację setek tysięcy stacji ładowania tego typu pojazdów oraz zabezpieczenie produkcji i przesyłu znacznych ilości energii elektrycznej, szczególnie na obszarach wysoko zurbanizowanych.

### *Terminowa realizacja nowych mocy wytwórczych w energetyce jądrowej oraz wiatrowej*

PEP2040 zakłada, że w roku 2035 dostępne będzie 2,2 GW mocy wytwórczych w energetyce jądrowej, natomiast w roku 2040 moc ta zwiększy się do 4,4 GW. Koszty budowy energetyki jądrowej w perspektywie roku 2040 zostały wycenione na ponad 79 mld PLN. Jednocześnie PEP2040 zakłada, że w Polsce również od podstaw zostanie wybudowana morska energetyka wiatrowa, w której w roku 2033 łączna zainstalowana moc elektryczna będzie kształtowała się na poziomie 9,6 GW. Koszty realizacji tego przedsięwzięcia zostały oszacowane na ponad 112 mld PLN.

Warto zauważyć, że aktualnie realizowane projekty jądrowe w różnych częściach świata nierzadko cechują się istotnymi opóźnieniami względem zakładanego terminu ich ukończenia, jak również przekroczeniem planowanych budżetów inwestycyjnych. Jaskrawym przykładem może być budowa bloku energetycznego z reaktorem jądrowym Olkiluoto 3 w Finlandii, która została rozpoczęta w roku 2005, a jej ukończenie planowane było pierwotnie na rok 2009. Tymczasem termin ukończenia budowy tej elektrowni przesunął się na rok 2021, natomiast szacuje się, że przekroczenie budżetu inwestycyjnego osiągnęło poziom 10 mld euro. O tym jak bardzo ambitna może okazać się założona w PEP2040 strategia budowy mocy wytwórczych w energetyce jądrowej, może świadczyć także stanowisko Koalicji Klimatycznej, z którego wynika, że niezbędny czas na wybudowanie pierwszego bloku jądrowego w Polsce to co najmniej 15–20 lat.

Jeśli chodzi o plany budowy morskiej energetyki wiatrowej, również można uznać je za ambitne, szczególnie w kontekście niektórych ograniczeń, które mogą wpłynąć na konieczność modyfikacji ich zakresu i/lub korekty harmonogramu. Zważywszy, że pierwsze farmy mają powstać w wyłącznej strefie ekonomicznej, czyli powyżej 12 mil morskich od brzegu, a więc w relatywnie dużej odległości od lądu oraz na stosunkowo dużej głębokości, można zakładać, że zarówno koszty, jak i poziom komplikacji tego przedsięwzięcia, będzie

odbiegał in plus od większości obecnie realizowanych tego typu projektów. Ponadto, jak podkreśla Instytut Energetyki Odnawialnej, istnieje szereg ograniczeń lokalizacyjnych dla projektów typu off-shore, związanych np. z obszarami Natura 2000, trasami nawigacyjnymi, koncesjami geologicznymi czy obszarami militarnymi. Nie bez znaczenia jest również fakt, że do budowy i późniejszej obsługi morskich farm wiatrowych potrzebne będzie odpowiednie zaplecze, głównie po stronie infrastruktury portowej, jak również rynku pracy (zapewnienie wystarczającego zaplecza specjalistów do budowy, a następnie utrzymania morskich farm wiatrowych). W końcu należy uwzględnić konieczność budowy odpowiedniej infrastruktury sieciowej, która umożliwi przesył znacznych ilości energii elektrycznej z północnych obszarów kraju w szczególności w kierunku południowym. Wyzwanie to uwidacznia się między innymi w planach Polskich Sieci Energetycznych, które zakładają, że do roku 2030 roku powinien nastąpić przyrost długości torów nowych linii 400 kV na poziomie 4,3 tys. km.

W kontekście przedstawionych argumentów plany budowy nowych mocy wytwórczych w energetyce jądrowej oraz morskiej energetyce wiatrowej można określić jako ambitne. Licząc się z możliwymi opóźnieniami ich realizacji, należałoby zagwarantować dostępność w krajowym systemie elektroenergetycznym odpowiednich ilości konwencjonalnych mocy wytwórczych.

### *Zapewnienie dostatecznych zdolności wytwórczych w energetyce konwencjonalnej*

Jednym z podstawowych założeń PEP2040 jest konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, które przekłada się na potrzebę pokrycia zapotrzebowania na moce wytwórcze z własnych źródeł. Niewystarczająca ilość dostępnych mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Energetycznym istotnie zwiększa ryzyko blackoutów oraz wymusza pozyskanie części energii z importu, praktycznie bez względu na koszty takiej operacji. Wyzwania związane z terminowym przyłączeniem do sieci nowych mocy wytwórczych w morskiej energetyce wiatrowej, a także bloków jądrowych, wymaga zarezerwowania odpowiednich mocy w źródłach konwencjonalnych, a więc głównie węglowych.

Tymczasem, według PEP2040, w latach 2021–2035 zakłada się trwałe odstawienie około 16,5 GW mocy, co oznacza, że z zainstalowanych na koniec roku 2020 52 GW (Informacja... 2021), w roku 2035 pozostanie jedynie około 35,5 GW. Warto zauważyć, że w samych tylko latach 2030–2035 prawie 10 GW mocy wytwórczych zostanie na stałe odłączonych z Krajowego Systemu Energetycznego. Prawie 80% z wyłączonych mocy mają stanowić źródła węglowe, w tym około 4,5 GW wykorzystujące węgiel brunatny oraz około 3,3 GW zasilane węglem kamiennym. Jednocześnie zakłada się oddanie do dyspozycji pierwszej elektrowni jądrowej, której moc będzie odpowiadała około 1/5 mocy trwale odstawionych w tym okresie.

W tym samym dokumencie szacunek zapotrzebowania na moc w 2035 roku został określony na poziomie 63 GW, co oznacza konieczność odtworzenia blisko 27,5 GW nowych mocy wytwórczych. Ryzyko wcześniejszego odstawienia starszych bloków węglowych oraz

opóźnień w rozpoczęciu budowy nowych jednostek, głównie gazowych, ale także jądrowych oraz morskich farm wiatrowych, może spowodować braki w dostępności mocy w Krajowym Systemie Energetycznym już z początkiem lat trzydziestych bieżącego stulecia. W tym kontekście, uwzględniając także szczypanie się krajowych złóż węgla brunatnego, wydaje się, iż należałoby dokonać ponownej analizy planów odstawień konwencjonalnych jednostek wytwórczych, szczególnie tych zasilanych węglem kamiennym.

### *Zagwarantowanie stabilności pracy sieci elektroenergetycznych w kontekście dynamicznego rozwoju mikroinstalacji PV*

W połowie 2021 roku stan mocy elektrycznej zainstalowanej w PV osiągnął poziom 5,4 GWp, co oznacza, że przyjęte w PEP2040 założenie o dysponowaniu w roku 2030 mocą zainstalowaną netto w fotowoltaice na poziomie 5,1 GWp zostało zrealizowane już na samym początku bieżącej dekady. Programy dotacyjne oraz spadające koszty instalacji PV spowodowały bardzo dynamiczny przyrost mikroinstalacji PV w latach 2020–2021. Pomimo zakładanego spadku ekonomicznej efektywności projektów inwestycyjnych polegających na budowie nowych mikroinstalacji PV w roku 2022 (zmiany w modelu prosumenckim), za bardziej prawdopodobny należy uznać scenariusz dalszego wzrostu ilości tego typu źródeł wytwórczych. Głównym czynnikiem wspierającym rozwój nowych projektów PV będzie wzrost cen energii elektrycznej, w tym cen dla gospodarstw domowych.

Nie powinno być obciążone istotnym błędem założenie, zgodnie z którym moc zainstalowana w PV w roku 2025 przekroczy poziom zakładany w PEP2040 dla roku 2040, to jest 9,8 GWp. Naturalnie dalszy rozwój tego rynku będzie uzależniony od szeregu czynników, w tym zarówno od przyszłych cen energii elektrycznej, warunków przyłączenia nowych instalacji PV do sieci, stanu infrastruktury sieciowej, ale także rozwoju technologii PV składających się na końcowy koszt zainstalowania kolejnego kWp.

Kierując się przesłanką konieczności zapewnienia stabilnej pracy sieci elektroenergetycznych, należałoby wdrożyć mechanizmy poprawiające przestrzenny rozkład tego typu inwestycji na terenie kraju, tak by w naturalny sposób wykorzystać rezerwy drzemące w systemie, jednocześnie nie doprowadzając do przeciążenia sieci na obszarach z relatywnie dużym zagęszczeniem instalacji PV. Niewątpliwie wsparcie inwestycji polegających na budowie magazynów energii elektrycznej zmniejszyłoby wykorzystanie sieci w charakterze magazynu energii, co również byłoby korzystne z punktu widzenia poprawy stabilności jej funkcjonowania.

### **Podsumowanie**

W rozdziale ujęto opis najistotniejszego dokumentu strategicznego w zakresie polityki energetycznej kraju, wraz z przedstawieniem prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną, a także wyzwaniami, jakie będą związane z tak przyjętą ścieżką wykorzystania poszczególnych paliw i nośników energii.

Konieczność wykorzystywania niskoemisyjnych źródeł energii, a także znalezienie źródeł przejściowych dla procesu transformacji energetycznej wymuszać będzie realizację kilku scenariuszy działań w każdym sektorze, różniących się dostępnością oraz rodzajem zastosowanych technologii, zmianami w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną, jak również koniecznością dokonania inwestycji w źródła energii dotąd nie funkcjonujące w naszym kraju.

Istotne jest również zwrócenie uwagi na zmiany zachodzące w zachowaniu i dochodach konsumentów, które implikować będą wzrost znaczenia energetyki prosumenckiej, zmiany w podejściu do wykorzystywania środków transportu, rozwoju elektromobilności, a także sytuacji epidemiologicznej wpływającej chociażby na zmianę trybu pracy w różnych sektorach gospodarki.

Wszystkie te procesy będą łącznie przekładały się na ewolucję Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w świadomie obranym kierunku, który co do zasady powinien korzystnie wpływać na jego rozwój. Warto mieć jednak na uwadze szereg wyzwań, którym po drodze będzie trzeba sprostać, by dążąc do osiągnięcia zamierzonych celów, nie doprowadzić do niepożądanych sytuacji, w tym w szczególności do incydentów zagrażających szeroko rozumianemu bezpieczeństwu energetycznemu kraju.

Do tego typu wyzwań z pewnością można zaliczyć zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną z własnych źródeł, a co się z tym wiąże, terminową realizację inwestycji polegających na budowie nowych mocy wytwórczych w energetyce jądrowej, wiatrowej oraz gazowej, które w przyszłości mają stanowić podstawę funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Do czasu uruchomienia nowych mocy wytwórczych w tych technologiach konieczne będzie zapewnienie wystarczających mocy w energetyce konwencjonalnej, a więc w jednostkach opartych głównie na węglu kamiennym. Równie istotne wydaje się być zagwarantowanie stabilności pracy sieci elektroenergetycznych oraz rozwój infrastruktury przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, z uwzględnieniem lokalizacji projektowanych jednostek wytwórczych.

## Literatura

- EC Europa 2021. [Online] [https://ec.europa.eu/poland/news/210618\\_fit\\_55\\_pl](https://ec.europa.eu/poland/news/210618_fit_55_pl) [Dostęp: 02.10.2021].
- Globenergia 2021. [Online] <https://globenergia.pl/rekordowy-rok-108-wzrostu-sprzedazy-powietrznych-pomp-ciepla-42-tys-sprzedanych-urzadzen/> [Dostęp: 02.10.2021].
- Informacja... 2021 – *Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej*. Grudzień 2020, Praca zbiorowa Agencji Rynku Energii SA, Warszawa, 2021.
- Plan... 2021 – *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030*, Praca zbiorowa Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Konstancin-Jeziorna, 2020.
- Polityka... 2021 – *Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku*, załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r.
- PSE 2021. [Online] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-rb/raporty-miesieczne> [Dostęp: 02.10.2021].
- 300gospodarka 2021. [Online] <https://300gospodarka.pl/news/liczba-samochodow-elektrycznych-w-polsce-dane> [Dostęp: 02.10.2021].



## *Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku – perspektywy oraz wyzwania*

Słowa kluczowe: Polityka Energetyczna Polski, PEP2040, energetyka, energia elektryczna, surowce energetyczne, węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny, odnawialne źródła energii

Streszczenie: Polityka energetyczna państwa stanowi kierunek rozwoju sektora energetyczno-paliwowego, a także wpływa na kwestię jakości powietrza, rozwoju elektromobilności, działań z zakresu efektywności energetycznej procesów przemysłowych i budynków, jak również – w sposób pośredni – stanowi podstawę do przewidywań rozwoju gospodarczego danego obszaru. W lutym 2021 r. przyjęta została Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. zakładająca między innymi stopniowe odejście od źródeł węglowych, rozwój energetyki wiatrowej na morzu, a także budowę elektrowni jądrowych w celu pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc i energię. W międzyczasie przedstawione zostały projekcje w ramach Sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a także Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego do 2030 roku. Jednocześnie rynkiem energetycznym zachwiała najpierw pandemia koronawirusa COVID-19, a następnie proces odbudowy gospodarek światowych po niej. W rezultacie nieco wyraźniej zarysowały się wyzwania oraz perspektywy dla sektora energetycznego Polski, które zostały opisane w niniejszym artykule

## *Polish Energy Policy until 2040 – prospects and challenges*

Keywords: Polish Energy Policy, PEP2040, energetics, electricity, energy resources, hard coal, lignite, natural gas, renewables

Abstract: The state's energy policy is the direction of the development of the energy and fuel sector, and also affects the issue of air quality, the development of electromobility, activities in the field of energy efficiency of industrial processes and buildings, and indirectly forms the basis for forecasting the economic development of a given area. In February 2021, the Polish Energy Policy until 2040 was adopted, assuming, among others, a gradual departure from coal sources, the development of offshore wind energy, as well as the construction of nuclear power plants to cover the domestic demand for power and energy. In the meantime, the projections were presented as part of the Report on the results of monitoring the security of electricity supply, as well as the Transmission System Development Plan until 2030. At the same time, the energy market was first shaken by the COVID-19 coronavirus pandemic, and then the process of rebuilding global economies after it. As a result, the challenges and prospects for the Polish energy sector, described in this article, have outlined a little more clearly.

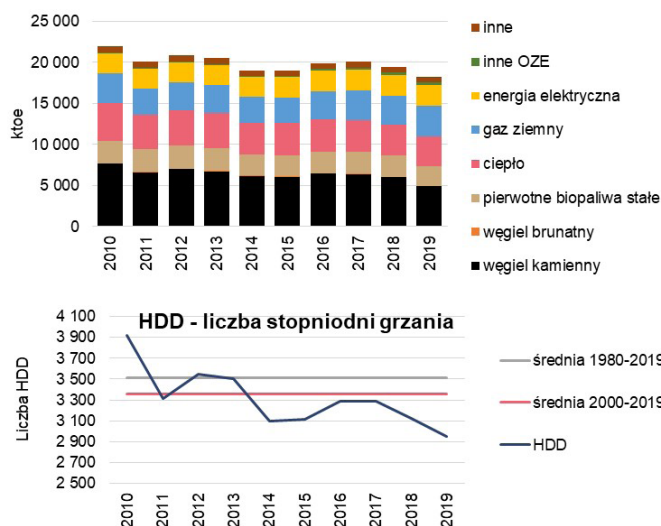


Katarzyna STALA-SZLUGAJ<sup>1</sup>

## Rynek paliw stałych dla gospodarstw domowych w Polsce

### Wprowadzenie

Jednym z ważniejszych pierwotnych oraz pochodnych nośników energii wykorzystywanych przez polskie gospodarstwa domowe jest węgiel kamienny (rys. 1). Do 2018 r. roczne



Rys. 1. Zużycie pierwotnych oraz pochodnych nośników energii przez gospodarstwa domowe w Polsce na tle liczby stopniodni grzania, lata 2010–2019

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (Eurostat 2021)

Fig. 1. Consumption of primary and derived energy carriers by households in Poland in relation to the number of heating degree days, 2010–2019

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

zużycie tego nośnika energii wynosiło około 6 mln toe, a w 2019 r. zmniejszyło się (w stosunku rocznym) o 1 mln toe. W przypadku pierwotnych biopaliw stałych do 2018 r. wynosiło ono około 2,6–2,8 mln toe a w 2019 spadło do 2,5 mln toe.

Zarówno pierwotne, jak i pochodne nośniki energii zużywane są przez gospodarstwa domowe głównie do ogrzewania, a także do wytwarzania ciepłej wody użytkowej. Ich łączne zużycie koreluje się z przebiegiem liczby stopniodni grzania HDD (HDD – *Heating Degree Days*) (patrz: rys. 1). Do roku 2018 łączne zużycie tych nośników energii zmieniało się w zakresie około 19–20 mln toe, by w 2019 spaść do 18 mln toe. W 2019 r. liczba HDD (wg danych Eurostat 2021) wyniosła zaledwie 2952. Była to najniższa wartość zanotowana w drugiej dekadzie XXI wieku.

Według danych (Eurostat 2021) w strukturze paliw zużywanych do celów grzewczych przez polskie gospodarstwa domowe można zauważyć, że dominują stałe paliwa kopalne (ujmowane łącznie z torfem, produktami torfowymi, łupkami bitumicznymi i piaskami ropoносnymi). W latach 2015–2019 ich udział stanowił 40–44% wszystkich nośników energii wykorzystywanych do ogrzewania mieszkań. Kolejnymi istotnymi nośnikami były: ciepło sieciowe (20–22%), biopaliwa stałe pierwotne (18–19%) i gaz ziemny (13–17%).

W związku z tym, że zarówno użytkowanie ciepła sieciowego, jak i gazu ziemnego uzależnione jest od dostępności do sieci dystrybuującej dany nośnik energii do gospodarstwa domowego, celem postawionym w niniejszym rozdziale będzie analiza rynku paliw stałych (węgla kamiennego oraz biomasy – pelletów drzewnych) na przestrzeni lat 2010–1H2021 (1H – pierwsza połowa danego roku).

## Charakterystyka gospodarstw domowych

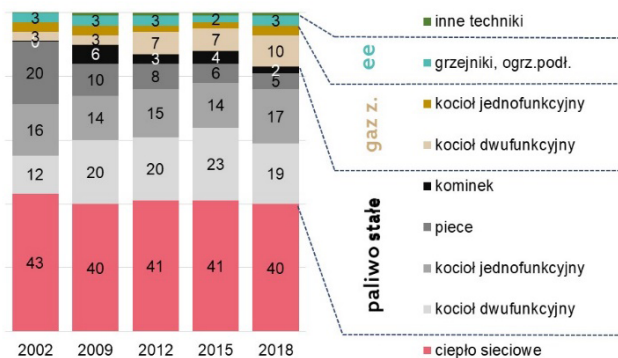
Jak wspomiano już wcześniej, analizowane nośniki energii głównie wykorzystywane są przez krajowe gospodarstwa domowe do ogrzewania mieszkań, dlatego kolejnym istotnym elementem wpływającym na wielkość ich zużycia jest charakterystyka budownictwa mieszkalnego. Budownictwo to w Polsce zróżnicowane jest na obszarach miejskich, jak również wiejskich. W miastach dominuje zwarta zabudowa oraz budownictwo wielomieszkaniowe, natomiast na wsi – budownictwo rozproszone i jednorodzinne (Stala-Szlugaj 2017). W celu pełniejszej charakterystyki gospodarstw domowych posłużono się statystykami (GUS 2017, 2020), które opisują gospodarstwa domowe nie tylko na poziomie całego kraju, ale również w podziale na obszary wiejskie i miejskie. Statystyki te ukazują się w cyklu trzyletnim. Ostatnia dostępna publikacja (GUS 2020) odnosi się do statystyk za rok 2018.

Analizując dane (GUS 2017, 2020), można zauważyć wzrost liczby gospodarstw domowych położonych zarówno na obszarach miejskich, jak i wiejskich. W stosunku do roku 2015 ich liczba wzrosła po 0,4 mln gospodarstw i w 2018 r. w mieście wyniosła 9,5 mln sztuk, a na wsi 4,8 mln gospodarstw. Zarówno w mieście, jak i na wsi wzrósł udział budynków ocieplonych (w 2018 r. do: 52% w mieście i 72% na wsi) oraz średnia powierzchnia użytkowa mieszkania (w 2018 r. odpowiednio do: 72 i 108 m<sup>2</sup>).

Biorąc pod uwagę analizowane w niniejszym artykule nośniki energii (węgiel kamienny i pellety), należy zauważyć, że głównie zużywane są one w budynkach jednorodzinnych.

W związku z tym, że tego typu budownictwo przeważa na obszarach wiejskich, zatem właśnie odbiorcy z tych obszarów są dominującymi ich użytkownikami. Obowiązujące w coraz większej liczbie województw uchwały antysmogowe przyczyniły się do zmniejszenia liczby gospodarstw domowych wykorzystujących węgiel kamienny oraz drewno opałowe. (Według metodyki GUS (GUS 2017, 2020) drewno opałowe rozumiane jest jako biopaliwo stałe pochodzące z biomasy i występujące w postaci: polan, okrąglaków, zrębków, brykietów i pelletów). W 2018 r. liczba gospodarstw użytkujących węgiel kamienny wyniosła 3,1 mln sztuk (spadek w stosunku do 2015 r. o 0,3 mln), a drewna opałowego spadła do 2,7 mln gospodarstw (zmniejszenie o 1 mln gospodarstw) (GUS 2017, 2020). W celach grzewczych nadal użytkowanie węgla kamiennego oraz drewna opałowego przeważa na obszarach wiejskich. W 2018 r. odsetek gospodarstw użytkujących węgiel wyniósł 71% (spadek o 7 punktów procentowych w stosunku do 2015 r.), a drewna 60% (spadek o 24 punkty procentowe w stosunku do 2015 r.). Jednakże wzrostowi z 0,7% (w 2015 r.) do 0,9% (w 2018 r.) uległ odsetek wszystkich gospodarstw domowych zużywających w Polsce pellety.

Na przestrzeni lat 2002–2018 zmianie uległa struktura technik grzewczych stosowanych w krajowych gospodarstwach domowych (patrz: rys. 2). Patrząc na kotły spalające paliwa stałe, można zauważyć dwie tendencje. Do roku 2015 (włącznie) wzrastał udział kotłów dwufunkcyjnych (do 23% w 2015 r.), kosztem zmniejszenia udziału kotłów jednofunkcyjnych i pieców (łącznie do 20% w 2015 r.). Wiązało się to z wymianą starych niskosprawnych, pozaklasowych kotłów na nowoczesne i niskoemisyjne. W roku 2018 choć kotły dwufunkcyjne nadal dominowały (19%), to udział jednofunkcyjnych wzrósł do 17%. Sytuację tę można powiązać z tym, że część gospodarstw domowych do wytwarzania ciepłej wody użytkowej zaczęła wykorzystywać inny nośnik energii (np. kolektory słoneczne czy pompy ciepła). Wprowadzanie uchwał antysmogowych przyczyniło się do spadku udziału kominek do 2% (w 2018 r.).



Rys. 2. Struktura technik grzewczych stosowanych w krajowych gospodarstwach domowych  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (GUS 2017, 2020)

Fig. 2. Structure of heating techniques used in domestic households

## Podaż i popyt

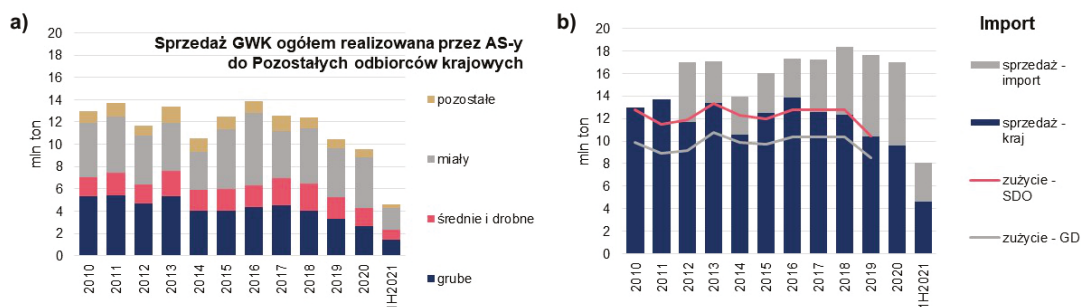
W kolejnym kroku zostanie omówiona podaż oraz popyt węgla kamiennego oraz pelletów drzewnych.

### Podaż

Podaż węgla kamiennego zapewniają zarówno krajowi producenci, jak również import. W przypadku węgla kamiennego gospodarstwa domowe zużywają węgiel kamienny do celów energetycznych (w skrócie: węgiel energetyczny). Gospodarstwa domowe mogą nabyć to paliwo bezpośrednio u producenta, u Autoryzowanego Sprzedawcy (tzw. AS-a), na składzie opałowym czy w sklepie internetowym. Ta ostatnia forma jest w ostatnich latach analizy (a zwłaszcza w dobie pandemii Covid-19) najbardziej popularna.

Wielkość sprzedaży krajowego węgla energetycznego w ostatnich latach uległa zmniejszeniu (patrz: rys. 3a). Przyczyniła się do tego nie tylko zmniejszająca się liczba czynnych kopalń, ale również dostosowywanie krajowej produkcji do zapotrzebowania. Od roku 2016 widoczny jest trend spadkowy sprzedaży do pozostałej grupy odbiorców (jest to grupa statystyczna, w której m.in. znajdują się także gospodarstwa domowe). Sprzedaż ta zmniejszyła się o 4,3 mln ton i spadła do poziomu 9,6 mln ton.

Dostosowanie produkcji przedsiębiorstw górniczych wiąże się także ze zmianą udziału struktury sortymentowej. Zmniejszyła się udział sortymentów grubych, a zwiększa udział sortymentów średnich i drobnych (patrz: rys. 3a). W 2010 r. udział sprzedaży sortymentów grubych wynosił 41%, a w 2020 r. zmniejszył się o 13 punktów procentowych. W 2010 r. odsetek sprzedaży sortymentów średnich i drobnych wynosił 13%, a w latach 2017–2019 było już 19–20%.



Rys. 3. Porównanie krajowej sprzedaży realizowanej przez AS-y (a) oraz importu węgla energetycznego (b) do Polski w latach 2010–1H2021

GWK ogółem – Górnictwo węgla kamiennego ogółem, AS-y – Autoryzowani Sprzedawcy węgla, SDO – Sektor drobnych odbiorców, GD – Gospodarstw domowe

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: (ARP 2010–2021; ARP 2012–2021; GUS 2011–2020)

Fig. 3. Comparison of domestic production (a) and imports of steam coal (b) to Poland in 2010–1H2021

Zmianę struktury sortymentowej można powiązać z funkcjonowaniem uchwał antysmogowych oraz wymianą starych, pozaklasowych pieców na nowe, wysokosprawne kotły węglowe. Według analiz przeprowadzanych przez agencję Kantar TNS (Kantar 2021) w latach 2017–2020 udział zużycia sortymentów grubych przez krajowe gospodarstwa domowe spadł z 65 do 60%. Natomiast udział zużycia sortymentów średnich (w tym: ekogroszków) wzrósł z 25 do 32%.

Produkcja ekogroszków przez krajowe górnictwo węgla kamiennego (w skrócie: GWK) w latach 2010–2020 wg danych (MAP 2021) zmieniała się w zakresie 0,4–1,1 mln ton/rok. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (w skrócie: PEP2040) (PEP 2021) zakłada, że w 2025 r. produkcja GWK osiągnie poziom 2 mln ton, a w 2030 r. – 1,8 mln ton.

Uzupełnieniem niewystarczającej krajowej produkcji węgla jest jego import. Ilustruje to wzrastający w ostatnich latach wolumen sprzedaży węgla z importu do pozostałej grupy odbiorców (patrz: rys. 3b). W latach 2018–2020 sprzedaż do pozostałej grupy odbiorców (w której statystycznie ujmowane są także gospodarstwa domowe) przekroczyła 7 mln ton/rok (ARP 2012–2021).

W przypadku pelletów drzewnych krajowa produkcja w latach 2017–2019 zmieniała się w zakresie 0,7–1,4 mln ton (GUS 2017–2020; dane GUS dotyczące tego nośnika energii dostępne są od 2017 r). Statystyki (ENplus 2021) pokazują, że według stanu na: 12 października 2021 r. w Polsce znajdowało się:

- 52 producentów posiadających międzynarodowy certyfikat ENplus,
- 42 traderów dysponujących tym certyfikatem,
- 30 podmiotów dysponujących certyfikatem DINplus,
- 5 podmiotów oczekiwało na przyznanie numeru certyfikatu.

Biorąc pod uwagę import pelletów drzewnych, międzynarodowe statystyki (Eurostat 2021) nie wykazują, by Polska je sprowadzała. Certyfikaty: ENplus oraz DINplus są certyfikatami odnoszącymi się do pelletów drzewnych skierowanych do klienta detalicznego (Olsztyńska 2016). Certyfikat ENplus (ENplus 2021) jest międzynarodowym systemem certyfikującym pellet od produkcji do jego dostawy. Certyfikat DINplus (ENplus 2021) odnosi się do niemieckich norm jakościowych dla pelletu drzewnego.

## Popyt

Jeszcze do 2018 roku roczne zużycie węgla kamiennego przez gospodarstwa domowe wynosiło około 10 mln ton, a w 2019 r. spadło do 8,5 mln ton (patrz: rys. 3b). Do spadku tego przyczynił się nie tylko ciepły sezon grzewczy, ale również wpływ uchwał antysmogowych, które nie obowiązują tylko w woj. podlaskim i warmińsko-mazurskim. W efekcie obowiązywania tych uchwał antysmogowych wiele gospodarstw domowych wymieniło pozaklasowe kotły węglowe albo na nowoczesne, wysokosprawne kotły również opalane tym paliwem, albo przeszły na inny nośnik energii.

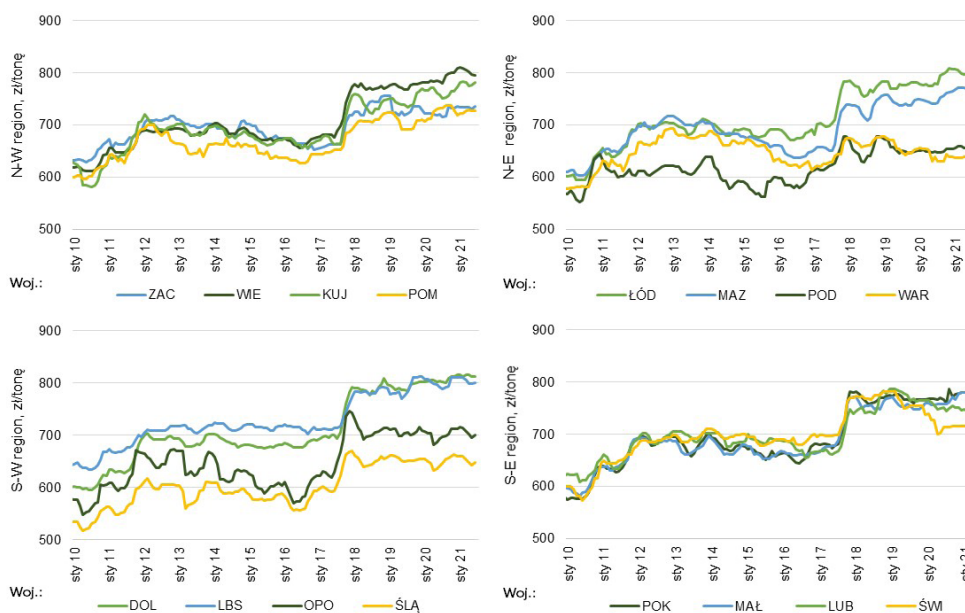
Analizując liczbę gospodarstw zużywających węgiel kamienny (dane GUS 2017, 2020), można zauważyć, że pomiędzy rokiem 2015 a 2018 zmalała ona zarówno w obszarze wiejskim, jak i miejskim. W mieście spadła do 1,8 mln gospodarstw (spadek o 0,2 mln sztuk),

a na wsi zmniejszyła się o 0,3 mln gospodarstw domowych do 3,1 mln sztuk. Udział gospodarstw domowych ogrzewających mieszkania węglem uległ korekcie (dane GUS 2017, 2020): w mieście spadł o 2 punkty procentowe do 20%, na wsi zmniejszył się o 7 punktów procentowych do 71%. Średnie zużycie węgla kamiennego na 1 gospodarstwo domowe uległo zarówno na wsi, jak i w mieście zwiększeniu po 0,2 tony (dane GUS 2017, 2020) i wzrosło do: 3,1 tony na wsi i 2,9 tony w mieście.

W przypadku pelletów drzewnych (*sensu stricto*) dostępne statystyki GUS (GUS 2017, 2020) odnoszą się tylko do poziomu całego kraju (nie wyróżniają obszarów wiejskich oraz miejskich). Według danych GUS pomiędzy rokiem 2015 a 2018 odsetek gospodarstw domowych zużywających to paliwo w celach grzewczych wzrósł z 0,7 do 0,9%. Można więc oszacować, że liczba gospodarstw domowych wykorzystujących pellety drzewne wzrosła z 0,09 do 0,13 mln sztuk.

## Ceny

Przebieg zmienności cen węgla kamiennego (netto, bez podatku akcyzowego) sprzedawanego na składach opałowych w poszczególnych województwach prezentuje rysunek 4. Ceny te pochodzą z publikacji (ARE 2011–2021), odnoszą się do sortymentu kostki, jednakże



Rys. 4. Przebieg zmienności cen (netto, bez akcyzy) węgla kamiennego sprzedawanego na składach opałowych w poszczególnych województwach w Polsce, I 2010–VI 2021

Źródło: opracowanie własne na podstawie (ARE 2011–2021)

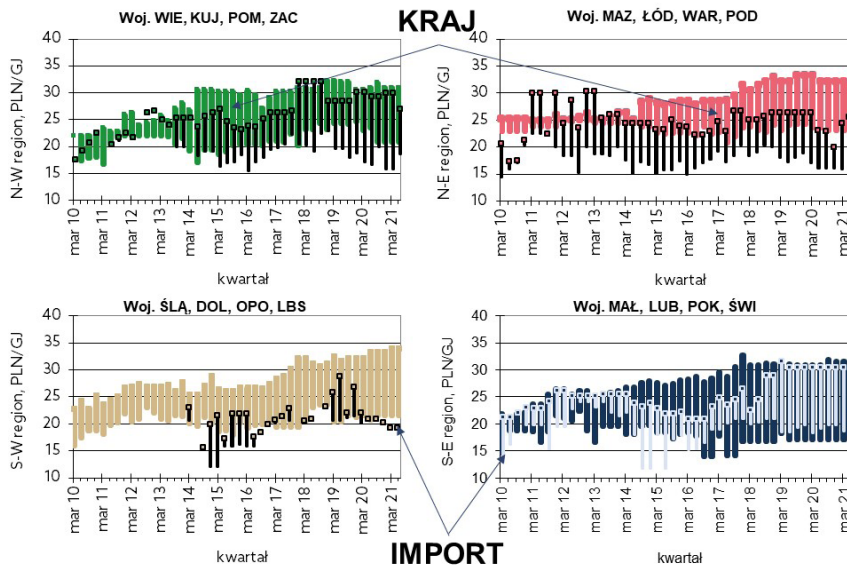
Fig. 4. Price fluctuations of hard coal (net, excluding excise duty) sold at fuel depots in voivodships in Poland, I 2010–VI 2021



nic awienie mówią o źródle jego pochodzenia. Przedstawione na rysunku 4 statystyki zaprezentowano w układzie regionalnym zaproponowanym przez autorkę niniejszego rozdziału w (Stala-Szulągaj 2014).

Analizując ceny sprzedaży węgla kamiennego w poszczególnych województwach, można zauważyć, że wykorzystywana jest renta geograficzna. Od stycznia 2010 r. do czerwca 2021 r. ceny węgla kamiennego – sortyment kostka (netto, bez akcyzy), sprzedawanego na składach opałowych zmieniały się w zakresie 517–815 zł/tonę (patrz rys. 4). Największe rozbieżności między województwami zaszeregowanymi do danego regionu obserwuje się w regionie grupującym woj.: lubuskie, dolnośląskie, opolskie i śląskie (regionie S-W) oraz w regionie grupującym woj.: warmińsko-mazurskie, podlaskie, mazowieckie i łódzkie (regionie N-E).

W ostatnich miesiącach analizy różnice między województwem o najwyższej i najniższej cenie sprzedaży wynosiły dla regionu S-W około 150 zł/tonę, a dla regionu N-E około 160 zł/tonę. Na rozbieżności w cenach sprzedaży w województwach z regionu S-W wpłynęła bliskość śląskich kopalń węgla. Natomiast w przypadku regionu N-E wpłynął większy udział sprzedaży węgla pochodzącego z importu. Dobrze ilustruje to wykres przedstawiony na rysunku 5, na którym widać, że ceny sprzedaży kostki oferowanej na składach opałowych w regionie N-E (grupującym woj.: warmińsko-mazurskie, podlaskie, mazowieckie i łódzkie) są niższe o około 7–9 zł/GJ od oferty krajowej. Ceny kostki, ze względu na różną jakość oferowanego węgla, prezentowane na rysunku 5 zostały wyrażone w jednostkach energii. Odnoszą się one do oferty luzem.

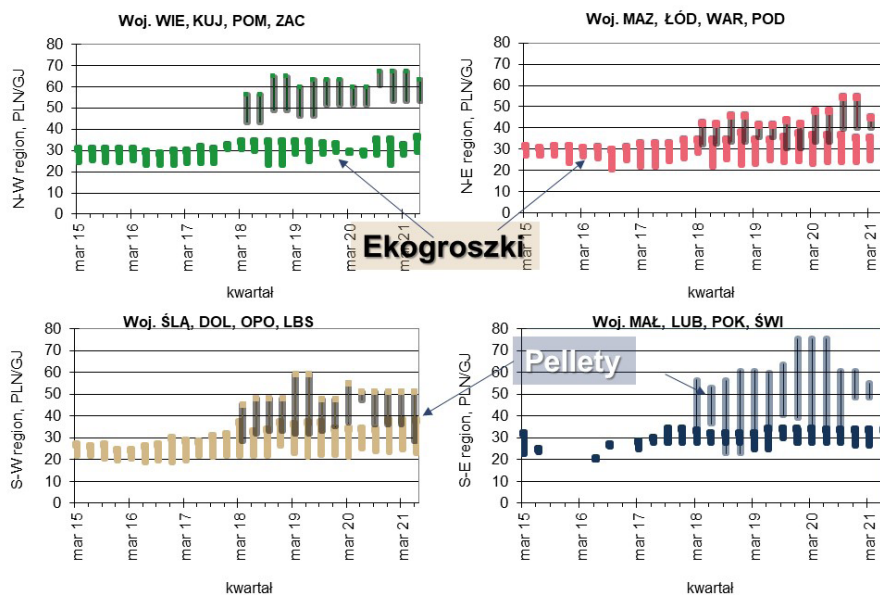


Rys. 5. Przebieg zmienności cen (netto, bez akcyzy) kostki sprzedawanej na składach opałowych w podziale na źródło pochodzenia, dane kwartalne

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych składów opałowych

Fig. 5. Price fluctuation (net, without excise duty) of cobble sold at fuel depots, by source of origin, quarterly data

Ze względu na fakt, że w kraju coraz popularniejszym paliwem są ekogroszki, ich ceny zestawiono z ceną pelletu drzewnego, a wyniki zaprezentowano na rysunku 6. Prezentowane na tym rysunku ceny również są cenami (netto, bez akcyzy) ekogroszku oraz pelletów drzewnych, sprzedawanych w workach na składach opałowych. Ze względu na różną jakość oferowanych paliw, ceny przeliczono na jednostkę energii.



Rys. 6. Przebieg zmienności cen (netto, bez akcyzy) ekogroszek i pelletów drzewnych sprzedawanych w workach, dane kwartalne

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych składów opałowych

Fig. 6. Price fluctuations of eco-peas and wood pellets sold in bags (net, without excise duty), quarterly data

Od stycznia 2015 r. do czerwca 2021 r. ceny ekogroszków (netto, bez akcyzy) zmieniły się w zakresie 20–38 zł/GJ, a pelletów w zakresie 22–75 zł/GJ. Porównując ceny ekogroszków i pelletów drzewnych, można zauważyć, że generalnie ceny pelletów są wyższe od ofert ekogroszków najczęściej o około 20–30 zł/GJ. Największe rozbieżności w ofercie pelletów występują w województwach z regionu S-W (woj.: małopolskie, podkarpackie, lubelskie i świętokrzyskie). Natomiast najmniejsze różnice w pomiędzy ofertą minimalną a maksymalną występują w ofercie cen pelletów pochodzących z województw przyporządkowanych do regionów północnych (region N-W i N-E). Wpływ na to ma położenie obszarów leśnych w kraju oraz lokalizacja producentów i traderów posiadających międzynarodowy certyfikat ENplus czy też DINplus.

## Podsumowanie i wnioski końcowe

W najbliższych latach spodziewana jest dalsza zmiana struktury sortymentowej zużycia węgla kamiennego. Oczekuje się wzrostu udziału sortymentów średnich (w tym: ekogroszków) oraz spadku udziału sortymentów grubych. Może do tego przyczynić się zbliżająca się data graniczna wymiany pozaklasowych kotłów węglowych (na kotły spełniające normy emisji) podyktowane datami zawartymi w uchwałach antysmogowych w poszczególnych województwach. Analizując te daty można zauważyć (na przykład prezentowane na stronach internetowych Programu Czyste Powietrze ([Czyste Powietrze 2021](#))), że takie istotne zmiany wpływające na wielkość zużycia węgla kamiennego w Polsce przez gospodarstwa domowe mogą nastąpić w latach 2023–2024.

Należy jednak pamiętać, że węgiel kamienny w analizowanych latach był jednym z tańszych nośników energii wykorzystywanych przez gospodarstwa domowe do celów grzewczych. Ze względu na ten czynnik ekonomiczny wiele gospodarstw domowych decydowało się na wybór właśnie tego paliwa.

Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. ([PEP 2021](#)) zakłada, że do roku 2030 węgiel przestanie być użytkowany w miastach, a w 2040 r. zakończy się jego użytkowanie w obszarach wiejskich. Zwiększenie udziału kotłów węglowych dedykowanych na ekogroszki kosztem kotłów na sortymenty grube, przyczyni się do zmiany struktury zużycia nośników energii przez polskie gospodarstwa domowe. Należy jednak pamiętać, że zmiany te uzależnione są także od celów redukcji emisji przyjmowanych przez Unię Europejską, dlatego w najbliższych latach należy się spodziewać korekty przyjętej Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego każdego kraju na świecie, rodzimy surowiec stanowi zawsze lepsze zabezpieczenie dostaw energii dla gospodarstw domowych niż surowiec importowany, którego sprowadzenie uzależnione jest od ryzyka ekonomicznego, politycznego czy też pandemicznego.

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

## Literatura

ARP 2010–2021 – Podstawowe informacje o rynku oraz sektorze węgla kamiennego w Polsce. Agencja Rozwoju Przemysłu SA oddział w Katowicach, dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego”, prowadzonego przez Ministra Aktywów Państwowych i realizowanego przez ARP SA o/Katowice, Katowice, publikacje za lata 2010–2020.

ARP 2012–2021 – Import i przywóz (nabycie wewnątrzunijne) węgla kamiennego. Agencja Rozwoju Przemysłu SA Oddział w Katowicach, dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego”, prowadzonego przez Ministra Aktywów Państwowych i realizowanego przez ARP SA o/Katowice, Katowice, publikacje za lata 2012–2020.

Czyste Powietrze 2021 – Program Czyste Powietrze [Online] <https://czystepowietrze.gov.pl/> [Dostęp: 12.08.2021].

EnPlus 2021 – [Online] <https://www.enplus-pellets.eu> [Dostęp: 12.10.2021].

Eurostat 2021 – Eurostat [Online] <https://ec.europa.eu/eurostat> [Dostęp: 12.08.2021].

GUS 2017 – *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2015 r.* Warszawa: GUS, s. 166.

GUS 2020 – *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r.* Warszawa: GUS, s. 206.

- GUS 2011–2020 – *Gospodarka paliwowo-energetyczna*. Warszawa: GUS, wydania z lat 2011–2020.
- GUS 2018–2020 – *Produkcja wyrobów przemysłowych*. Warszawa: GUS, wydania z lat 2018–2020.
- KANTAR TNS 2021 – *Wydatki na zakup węgla w gospodarstwach domowych z lat 2017–2021*. [W:] Izba Gospodarcza Sprzedawców Polskiego Węgla. [Online] <http://www.polski-wegiel.pl> [Dostęp: 12.08.2021].
- MAP 2021 – Ministerstwo Aktywów Państwowych [Online] <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/gornictwo> [Dostęp: 12.08.2021].
- Olsztyńska, I. 2016. Pellety drzewne i ich certyfikacja. *Rynek pelletu*, wrzesień 2016, s. 20–23.
- PEP 2021 – *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.* [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 12.08.2021].
- Stala-Szlugaj, K. 2014. Konkurencja cenowa w aspekcie regionalnego zapotrzebowania na węgiel z importu w sektorze drobnych odbiorców. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 17(4), s. 65–76.
- Stala-Szlugaj, K. 2017. Ocena perspektyw zapotrzebowania drobnych odbiorców węgla w Polsce. *Studia, Rozprawy, Monografie* Nr 203, Kraków: IGSMiE PAN, s. 216.

## Rynek paliw stałych dla gospodarstw domowych w Polsce

Słowa kluczowe: gospodarstwa domowe, węgiel, biomasa stała

Streszczenie: W rozdziale omówiono rynek paliw stałych dla gospodarstw domowych w Polsce. Spośród paliw stałych zużywanych przez polskie gospodarstwa domowe istotną rolę odgrywa węgiel kamienny oraz biomasa stała. Paliwa te wykorzystywane są głównie do ogrzewania mieszkań oraz wytwarzania ciepłej wody użytkowej, dlatego łączne ich zużycie koreluje się z przebiegiem liczby HDD. W artykule omówiono zmiany, jakie zaszły na przestrzeni ostatnich lat w ogólnej charakterystyce gospodarstw domowym. Skupiono się także na omówieniu podaży oraz cen węgla kamiennego oraz biomasy stałej reprezentowanej przez pellety drzewne. W przypadku węgla kamiennego wzięto pod uwagę ceny (netto, bez akcyzy) sortymentów grubych oraz ekogroszku. Ceny węgla dla gospodarstw domowych zaprezentowano na poziomie krajowych producentów, jak również importu. Średnie ceny sprzedaży kostki oferowanej na składach opałowych w regionie grupującym woj.: warmińsko-mazurskie, podlaskie, mazowieckie i łódzkie (tzw. regionie N-E) są niższe o około 7–9 zł/GJ od oferty kostki pochodzącej z krajowej produkcji. Porównując ceny ekogroszków i pelletów drzewnych, można zauważyć, że ceny pelletów są wyższe od ofert ekogroszków przeciętnie o około 20–30 zł/GJ.

## Solid fuel market for households in Poland

Keywords: households, coal, solid biomass

Abstract: The chapter discusses the solid fuel market for households in Poland. Among solid fuels consumed by Polish households, hard coal and solid biomass play an important role. These fuels are mainly used for heating flats and producing domestic hot water, therefore their total consumption correlates with the HDD number. This paper discusses the changes that have taken place in the general characteristics of households over the last few years. It also focuses on a discussion of the supply and prices of hard coal and solid biomass, represented by wood pellets. In the case of hard coal, prices (net, without excise duty) of coarse (cobble coal) and eco-pea coal were taken into account. Coal prices for households are presented at the level of domestic producers as well as imports. Average sales prices of cobble coal offered at fuel stores in the region grouping warmińsko-mazurskie, podlaskie, mazowieckie and łódzkie voivodships (the so-called N-E region) are lower by about 7–9 PLN/GJ than the offer of cobble coal originating from domestic production. Comparing the prices of eco-pea coal and wood pellets, it may be noticed that the prices of pellets are higher than those of eco-pea coal by approx. 20–30 PLN/GJ on average.

Andrzej P. SIKORA<sup>1</sup>

Mateusz SIKORA<sup>1</sup>

## Amoniak surowcem energetycznym?

Kto by się spodziewał? Amoniak w energetyce? Niewielu dopuszcza taką myśl ale pokora i holistyczne podejście do nauki natychmiast podpowiedzą, że tak, bo to prosty związek, gdzie znajdują się aż 3 atomy wodoru.

Zwyczajowa nazwa zaczęła się od salmiaku, chlorku amonu ( $\text{NH}_4\text{Cl}$ ). Amoniak – nazwa – pochodzi od miejsca świątyni Amona w oazie Siwa na terenach dzisiejszego Egiptu. To tam około 322 r. p.n.e. z odchodów wielbłądów otrzymano i opisano właśnie salmiak. Uważa się, że to stąd pochodzi nazwa „amoniak” używana w różnych formach, w większości języków świata (Wayne i Felty 1982). Amoniak (nazwy systematyczne: azan, trihydrodoazot Neil 2005)  $\text{NH}_3$  to nieorganiczny związek chemiczny azotu i wodoru, który wraz z helem jest głównym budulcem znanego nam otoczenia. Należy tu na moment wejść w obszar kosmologii, budowy Wszechświata i uzmysłwić sobie, że 95% otaczającego nas właśnie Wszechświata to ciemna energia i ciemna materia, a pozostałe 5% to neutrina, galaktyki z Drogą Mleczną, gwiazdy, międzygalaktyczny gaz i nasz Układ Słoneczny (a w nim Ziemia, która wydaje się być z tego punktu widzenia oczywistym ewenementem, szczególnym przypadkiem, aby nie powiedzieć wybrykiem – „anomalią”). Znana nam materia, w tym neutrina, stanowią tylko 1% masy Wszechświata, bo pozostałe 4% to właśnie wodór i hel. Czysty wodór i czysty hel – a właśnie to ma ogromne energetyczne znaczenie. Ta „anomalia”, w odniesieniu do ostatnich badań Marsa, nie jest taka oczywista, jak oczywisty już nie jest brak wody w stanie ciekłym nawet w naszym Układzie Słonecznym poza Ziemią.

Chcielibyśmy mieć szansę napisać kolejny artykuł opisujący właśnie neutrina jako źródła energii. Neutrina nie oddziałują za pomocą oddziaływań silnych i elektromagnetycznych, a jedynie za pośrednictwem oddziaływań słabych (i grawitacyjnych). Są tak przenikliwe, że obiekt wielkości Wenus czy Ziemi nie stanowi dla nich prawie żadnej przeszkody – przez jeden centymetr kwadratowy Ziemi zwrócony prostopadle do Słońca, co sekundę przelatuje 60,5 miliardów neutrin. Co ciekawe, Ziemia ciągle jeszcze nie potrafią z tego korzystać, choć Wolfgang Pauli teoretycznie już w 1930 r. przewidział ich istnienie. Jak to pięknie

---

<sup>1</sup> Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o. Warszawa; e-mail: andrzej.sikora@ise.com.pl.

brzmi – „energia z oddziaływań grawitacyjnych”. Pewnie Kopernik, Newton czuli się tak samo jak my teraz, myśląc: oni o energii elektrycznej, a my o neutronach.

Rachunek prawdopodobieństwa podpowie, że nasz Układ Słoneczny, Ziemia, jest wielokrotnie powtarzalną, ale jednak w bezmiarze Wszechświata „anomalią”. Może bardziej niż „anomalią” lepiej pisać szczególnym przypadkiem, gdyż wodór na Ziemi jest uwięziony w związkach węglowodorowych, azotowych (amoniak –  $\text{NH}_3$  czyli azan) i wodzie.

Amoniak – znany jest przede wszystkim jako nawóz w rolnictwie. Może jednak pełnić również funkcję wysokiej jakości nośnika energii, mając znaczną przewagę nad wodorem. Wodór należy bowiem przechowywać w temperaturze 20,15 K ( $-253^\circ\text{C}$ ) w postaci cieczy lub pod ciśnieniem około 70 MPa (700 barów) – w postaci gazu. Ciekły amoniak można przechowywać w rozsądnej temperaturze 240,15 K ( $-33^\circ\text{C}$ ) przy standardowym ciśnieniu i 293,15 K ( $+20^\circ\text{C}$ ) pod ciśnieniem 0,9 MPa (9 barów). To sprawia, że przechowywanie i transport tego nośnika energii jest znacznie łatwiejsze i prostsze.

W przeciwieństwie do Kosmosu w przyrodzie ziemskiej, wodór praktycznie nie występuje samodzielnie.

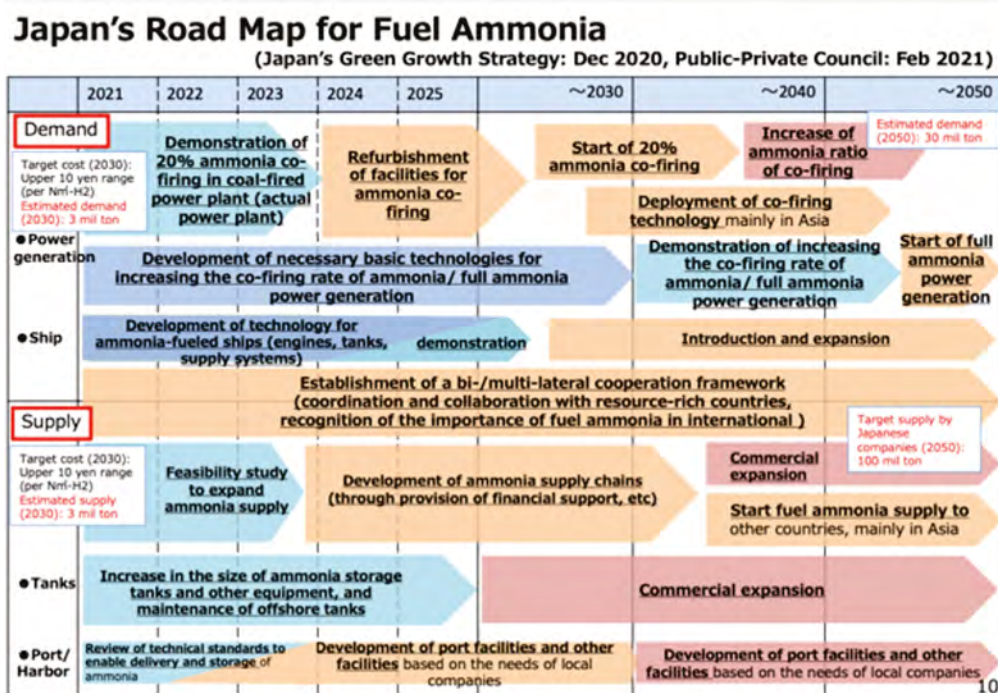
Wodór to nośnik, magazyn energii także w związkach chemicznych – węglowodory z metanem na czele. Staje się dostawcą energii, kiedy w procesach syntezy jądrowej (procesy na przykład zachodzące na Słońcu) w wyniku połączenia atomów wodoru w olbrzymich temperaturach staje się budulcem helu, wydając jednocześnie olbrzymie kwanty energii i właśnie wolnych neutron. Reakcja termojądrowa jest głównym, poza energią grawitacyjną, źródłem energii Słońca – energii gwiazd. Ziemianom daleko do możliwości sterowania tym procesem, na razie opanowaliśmy jedynie destrukcję w postaci bomby wodorowej, a proces syntezy w laboratoriach osiągnął rekordowy sukces 18 sekund (poprzednio 4,6 s). Mamy go na Ziemi związanej także z azotem. I można go wykorzystać w sposób pokojowy.

Kiedy tworzony jest ten tekst, trwają Igrzyska Olimpijskie w Tokio, w czasie których Japonia stale podkreśla wykorzystanie wodoru, dostarczanego w postaci azanu. Pierwszy raz Japonia była gospodarzem IO w 1964 r. i wtedy do znicza olimpijskiego używany był propan. W 2021 r. mamy mieszaninę wodoru i propanu. Ponadto wodór jest używany w 500 pojazdach na ogniwa paliwowe do przewozu urzędników oraz w 100 autobusach na ogniwa paliwowe do przewozu sportowców. Wodór z ogniw paliwowych zasila również część Wioski Olimpijskiej Harumi Flag. Wodór używany na Igrzyskach Olimpijskich Tokio 2020 jest produkowany przy użyciu energii słonecznej wytwarzanej w prefekturze Fukushima, gdzie znajduje się obecnie wyłączona elektrownia jądrowa Fukushima Daiichi (to swoistego rodzaju paradoks, bo właśnie do wybuchu wodoru – tylko wiadomo, że powstałego z innej przyczyny doszło w 2 blokach elektrowni w Fukushima w 2011 r.).

Japonia chce, aby wodór był tak konkurencyjny cenowo, jak wytwarzanie energii elektrycznej z LNG. Częścią planów Japonii jest zmniejszenie kosztów wytwarzania, transportu i przechowywania wodoru za pomocą amoniaku. Transport amoniaku jest znacznie tańszy, ponieważ można go upłynniać i transportować w podobnych warunkach jak propan. Amoniak można następnie wykorzystać bezpośrednio jako paliwo, np. w turbinach energetycznych. W maju 2021 r. japońska firma energetyczna JERA rozpoczęła stosowanie amoniaku jako paliwa w komercyjnej elektrowni węglowej na dużą skalę w ramach czteroletniego projektu testowego. Alternatywnie, amoniak można ponownie przekształcić w wodór. Niebieski

amoniak, który jest wytwarzany z gazu ziemnego z wykorzystaniem wychwytywania i sekwencjalnej dwutlenku węgla w celu uniknięcia emisji gazów cieplarnianych, jest już importowany przez Japonię z Arabii Saudyjskiej. Docelowo Japonia planuje importować zielony amoniak, który byłby wytwarzany z wodoru pozyskiwanego w wyniku elektrolizy wody przy użyciu odnawialnej energii elektrycznej. Japonia jest głównym importerem energii, dysponującym niewielką ilością zasobów konwencjonalnych. W 2020 roku Japonia importowała blisko 90% swojego zapotrzebowania na energię. Import do Japonii wzrósł po trzęsieniu ziemi w 2011 roku i towarzyszącym mu tsunami, które doprowadziło do wypadku w elektrowni jądrowej Fukushima Daiichi. Ten wypadek tymczasowo spowodował wyłączenie większości japońskiej floty reaktorów jądrowych. Od czasu awarii udział energii jądrowej w całkowitej produkcji energii elektrycznej wzrósł jedynie do 4% w 2020 r. z 25% w 2010 r. przed awarią. Wzrost produkcji z węgla, gazu ziemnego i OZE równoważy zmniejszenie produkcji energii jądrowej. Udział całkowitej produkcji energii elektrycznej z tych paliw wzrósł odpowiednio o 3, 7 i 9% w latach 2010–2020.

W lutym 2021 r. Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI) rozpoczęło promocję zaktualizowanej mapy drogowej dla amoniaku paliwowego (por. Lu i in 2018 – bardzo ciekawe opracowanie – model pokazujący zapotrzebowanie na amoniak w Japonii), skupiającej się na wykorzystaniu amoniaku w elektrowniach ciepłych i jako paliwie żegludowym.



Rys. 1. Japońska mapa drogowa dla amoniaku jako paliwa.

Źródło: METI February 2021; Mapa drogowa 2021

Fig. 1. Japan's Road Map for Fuel Ammonia

TABELA 1. Rola wodoru i produktów wodorowych w wytwarzaniu energii  
TABLE 1. The role of hydrogen in energy generation

	Obecna rola	Perspektywy popytu	Przyszłe wdrożenie	
			możliwości	wyzwania
Współspalanie amoniaku w elektrowniach węglowych	Dotychczas brak wdrażania; współspalanie zostało zademonstrowane w komercyjnej elektrowni węglowej w Japonii	20% udziału we współspalaniu w światowej flocie elektrowni węglowych może do 2030 r. doprowadzić do wzrostu zapotrzebowania na amoniak na poziomie 670 Mt lub odpowiadającego zapotrzebowaniu na wodór w ilości 120 Mt	Zmniejszenie wpływu węgla w istniejących elektrowniach w najbliższym czasie	Koszty ograniczania emisji CO <sub>2</sub> mogą być niskie, ale polegać na tanich dostawach amoniaku. Należy zwrócić uwagę na emisje NO <sub>x</sub> ; konieczna może być dalsza obróbka NO <sub>x</sub> . Z uwagi na nadal znaczną pozostającą emisję CO <sub>2</sub> , należy tę metodę traktować jako środek przejściowy
Elastyczne wytwarzanie energii	Obecnie działa niewiele komercyjnych turbin gazowych wykorzystujących gazy bogate w wodór. Zainstalowano 363 000 takich jednostek ogniw paliwowych (1600 MW)	Zakładając, że 1% światowej mocy opalanej gazem będzie zasilana wodorem do 2030 r., dąłoby to moc 25 GW, generując 90 TWh energii elektrycznej przy użyciu 4,5 Mt wodoru	Wspieranie integracji VRE* z systemem elektroenergetycznym. Niektóre projekty turbin gazowych mogą już pracować na dużych udziałach wodoru	Dostępność taniego i niskoemisyjnego wodoru i amoniaku. Konkurencja z innymi elastycznymi opcjami generacji, a także innymi opcjami elastyczności (np. reakcja popytu, przechowywanie)
Zasilanie rezerwowe i sieciowe	Projekty demonstracyjne w zakresie elektryfikacji małych miast i wiosek. Systemy ogniw paliwowych w połączeniu z zasobnikami	Wraz ze wzrostem telekomunikacji rośnie także zapotrzebowanie na niezawodne zasilanie	Systemy ogniw paliwowych w połączeniu z magazynowaniem jako opłacalna i mniej zanieczyszczająca alternatywa dla generatorów diesla. Są bardziej wytrzymałe od systemów akumulatorowych	Często wyższe potrzeby w zakresie inwestycji początkowych w porównaniu z generatorami diesla
Długoterminowe i wielkoskalowe magazynowanie energii	Obecnie działają trzy miejsca do przechowywania wodoru w jaskiniach solnych w Stanach Zjednoczonych oraz trzy w Wielkiej Brytanii	W perspektywie długoterminowej, przy bardzo wysokich udziałach VRE, konieczne będzie magazynowanie na dużą skalę dla zabezpieczenia sezonowych zakłóceń równowagi lub dłuższych okresów bez generowania VRE. W połączeniu z handlem na duże odległości, będzie możliwe wykorzystanie zapasów w przypadku sezonowych różnic w globalnej podaży VRE	Ze względu na bardzo wysokie wartości energetyczne wodoru, stosunkowo niskie koszty CAPEX dla jego magazynowania obecnie jest niewiele alternatywnych technologii przechowywania długoterminowego i na dużą skalę. Straty konwersji można zmniejszyć, jeżeli zmagazynowany wodór lub amoniak można bezpośrednio wykorzystać w zastosowaniach końcowych	Wysokie straty konwersji. Geologiczna dostępność kavern solnych do przechowywania wodoru w zależności od regionu. Niewielkie doświadczenie ze zubożonymi polami naftowymi i gazowymi lub wodonośnymi warstwami do magazynowania wodoru (np. problemy z zanieczyszczeniem)

\* VRE – *Variable Renewable Energy* – zmienna energia odnawialna.  
Źródło: IEA 2019.



Do 2030 r. Japonia spodziewa się importu 3 mln ton czystego amoniaku, a do 2050 r. popyt wzrośnie do 30–100 mln Mg czystego amoniaku rocznie.

Dziś powszechnie pojawia się pytanie, kiedy nastąpi „wybuch ery wodoru”. W naszej opinii ten okres rozpoczął się w drugiej dekadzie XXI wieku. Setki artykułów dotyczących możliwości wykorzystania pojazdów mechanicznych napędzanych wodorem, planowanych stacji tankowania wodoru czy budowy podziemnych magazynów  $H_2$  w kawernach solnych to podstawowa przesłanka. Natomiast, aby uzyskać odpowiednie efekty ekonomiczne, należy nastawić się na optymalizację procesów produkcji, magazynowania i przesyłu wodoru na skalę przemysłową. Stąd także popularny amoniak  $NH_3$  (azan), i to dlatego pragmatyczni Japończycy już na szczycie G-7 w 2019 r. razem z Międzynarodową Agencją Energetyczną (IEA) przygotowali publikację *The Future of Hydrogen* (IEA 2019), gdzie szczegółowo zebrano dane o kosztach, technologiach – przygotowano kompendium wiedzy o wodorze.

Prawdopodobnie w najbliższych latach światowe zużycie gazu (z pewnością), ropy naftowej (prawdopodobnie) i węgla (mniej prawdopodobnie, znacznie mniej niż dla ropy) będzie nadal rosło w wartościach bezwzględnych. Biorąc pod uwagę tę rzeczywistość, niezwykle trudne (i mało prawdopodobne) będzie osiągnięcie światowych celów w zakresie emisji  $CO_2$  i światowego wzrostu temperatury, jeśli nie zwiększy się znacząco produkcja energii elektrycznej z OZE. Dalsze spalanie dużych ilości paliw kopalnych będzie musiało być połączone z szeroko zakrojonym wdrażaniem nowoczesnych niskoemisyjnych technologii, aby zrównoważyć domniemany wzrost emisji, a wraz z rozwojem odnawialnych źródeł energii i innych źródeł energii ropa i gaz będą podążać za węglem i będą coraz częściej zmuszane do konkurencji cenami z innymi źródłami, aby utrzymać swoje role w światowym miksie energetycznym.

Węgiel zachował dużą rolę w systemie energetycznym w drugiej połowie XX wieku i na początku XXI wieku, będąc niestety tańszy od alternatyw (mowa tu jednak o innej niż aktualnie świadomości ekologicznej). Ropa i gaz prawdopodobnie podążą tą samą trajektorią. Wraz z rozwojem alternatyw, takich jak odnawialne źródła energii, ropa i gaz będą musiały pozostać stosunkowo tanie, aby utrzymać swoje rynki, szczególnie wraz ze wzrostem nacisku politycznego na odchodzenie od paliw kopalnych.

Wodór na Ziemi to przede wszystkim woda – dwa atomy wodoru i jeden atom tlenu, silnie ze sobą związane. Wodór w dwóch atomach – tak nazwany, bo „rodzi wodę”. Związany w cząsteczkę wodoru na Ziemi mamy jeszcze w postaci opisanego wyżej amoniaku, mocznika  $CO(NH_2)_2$ , ale także w metanie (najprostszy węglowodór –  $CH_4$ ) i innych węglowodorach, które w ostatnim stuleciu zmieniły historię ludzkości. Jednak to powszechnie na Ziemi występująca woda wydaje się być łatwiejszym źródłem pozyskania wodoru. Oczywiście, dzisiaj większość wykorzystywanego w procesach technologicznych wodoru w europejskim przemyśle rafineryjnym, chemicznym i petrochemicznym wytwarzamy z metanu, ale to dlatego, że mamy tam lokalnie elektrociepłownie i energię w postaci pary wodnej o odpowiednich ciśnieniach i temperaturze, że mamy tam w dyspozycji drogie katalizatory, które reakcję pozyskania wodoru praktycznie umożliwiają. Drugim i ciągle niestety największym (bo reakcja ta to tworzenie tzw. gazu syntezowego, która daje duże emisje tlenku i ditlenku węgla) źródłem wodoru przemysłowego na Ziemi jest reakcja węgla z wodą – podobnie jak z metanu do gazu syntezowego.

Objętość i zakres niniejszego tekstu nie pozawala na dalsze i głębsze skupienie się na kwestiach energetycznych i technologicznych. Autorzy odsyłają zainteresowanych m.in. do „*Leading The Energy Transition Factbook. Hydrogen-based Energy Conversion*”. *More than storage – System Flexibility*”. *SBC Energy Institute Luty 2012*. Fantastycznie i wizjonersko na temat wodoru pisze w swoich książkach „Wizje”i „Fizyka Przyszłości” Michio Kaku.

## Przyszłość w wodrze

Światowa polityka energetyczno-klimatyczna zmusza do szukania alternatywnych rozwiązań i źródeł taniej energii elektrycznej. O ile wdrażanie polityki OZE i idących za nią regulacji prawnych przebiega żmudnie, o tyle rewolucja wodorowa (choć ciągle nieefektywna) rozwija się dynamicznie i daje szansę na ustabilizowanie sytuacji magazynowania energii m.in. w Polsce oraz urzeczywistni działania proekologiczne. Wciąż wzrastający udział wodoru w sektorze energetycznym, szczególnie w ujęciu światowym, zmusza czołowych producentów energii elektrycznej do zwiększenia dofinansowania tych sektorów badawczych.

Najintensywniejsze badania nad właściwościami wodoru są realizowane przede wszystkim w Stanach Zjednoczonych, Niemczech i Francji. Osiągnięciami w tej dziedzinie może również poszczycić się Polska, na czele z projektami firmy Grupa PGNiG\*; PKN Orlen/Lotos, PGE\*\*, GAZ-SYSTEMSA\*\*\*, we współpracy z uczelniami m.in. Akademią Górniczo-

---

\* PGNiG program wodorowy ogłosił w maju 2020 roku. Składa się na niego pięć projektów z budżetem 40 mln złotych. Jest to jednak program rozwijający się i kolejne projekty są w trakcie inicjowania i planowania. Kluczowy jest projekt „InGrid – Power to Gas”, którego celem jest zbadanie możliwości przesyłu i magazynowania wodoru w sieciach gazowniczych. Na terenie oddziału w Odolanowie ma być budowana kompleksowa instalacja wytwarzania wodoru z energetyki odnawialnej, przede wszystkim w celu pozyskania paliwa, które będzie zatłaczane do zamkniętej, badawczej sieci gazowej. Gazoprojekt SA wykonał studium wykonalności, określony został również harmonogram tego przedsięwzięcia, który zakłada, że instalacja demonstracyjna zostanie wybudowana do końca 2022 roku. Inwestycja w Odolanowie ma pozwolić określić, np. jakie ilości wodoru można mieszać z gazem i bezpiecznie transportować w sieci. PGNiG w strategii wodorowej ma też projekt związany z transportem, który został uruchomiony w 2019 roku, a w kwietniu 2020 roku podpisano umowę z konsorcjum polsko-brytyjskim, które zbuduje stacje tankowania pojazdów wodorowych. Źródło: opracowanie własne na podstawie danych dostępnych publicznie.

\*\* BiznesAlert/Cire: Prezes PGE Wojciech Dąbrowski powiedział, że spółka przygląda się technologii wodorowej, jednak nie zamierza obecnie w nią inwestować, ponieważ wciąż jest zbyt droga. Prezes został zapytany o zastosowanie wodoru w energetyce. Powiedział, że „... ta technologia jest wciąż bardzo droga. – Jest wciąż wiele pracy, wysiłku, aby obniżyć cenę do poziomu akceptowalnego przez naszych klientów. Zastosowanie wodoru w ciepłownictwie, energetyce byłoby dla nich nieopłacalne. My dążymy do tego, aby zdjąć obciążenia z naszych klientów. Dąbrowski nie wykluczył jednak, że w przyszłości ta technologia znajdzie zastosowanie w energetyce. – „Nasze turbiny w budowanych blokach gazowych w Elektrowni Dolna Odra będą dostosowane do spalania gazu z domieszką wodoru. Obecnie jednak nie widać końca tej drogi, aby to paliwo było powszechne i dostępne po akceptowalnej cenie. To wciąż wiąże się z dużymi kosztami”.

\*\*\* 14 września 2020 r. pojawiła się informacja, że Komisja Europejska zaakceptowała wniosek o przystąpienie Gaz-System do Europejskiego Sojuszu na rzecz Czystego Wodoru (European Clean Hydrogen Alliance – ECH2A). Jest to kolejna inicjatywa, po podpisaniu w lipcu tego roku listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz

-Hutniczą w Krakowie, Politechniką Warszawską i Politechniką Śląską. Szerokie rozpowszechnienie tegoż pierwiastka we wszechświecie oraz proste, choć bardzo drogie, sposoby jego pozyskiwania, skutkują rozwojem w kierunku energetyki i nadania mu miana paliwa ekologicznego. Czym zatem proces zastępowania wszechobecnie stosowanej ropy naftowej czy gazu ziemnego dotychczas był hamowany? Czy będzie hamowany? Dotychczasowe koszty pozyskania wodoru były wyższe niż energia uzyskana z jego spalania, co decydowało o nieopłacalności procesu. Zwróćmy zatem uwagę na zalety przemawiające za zwiększeniem udziału wodoru w światowej i krajowej produkcji energii elektrycznej. Jego ekologicznego charakteru, związanego z produkcją wody (pary wodnej) w procesie spalania trudno nie skonfrontować z ditlenkiem siarki i ditlenkiem węgla będącymi produktami ubocznymi spalania paliw kopalnych. Wodór ponadto posiada niską temperaturę zapłonu oraz relatywnie bardzo wysokie ciepło spalania w odniesieniu do masy tego pierwiastka. Coraz większą popularnością cieszą się samochody napędzane wodorem, uzyskiwana przez nie wysoka wydajność i zastosowanie „czystego paliwa” przekonuje użytkowników do ponoszenia większych wydatków i pokonywania trudności związanej z brakiem stacji tankowania\*.

Priorytetowe wydają się aspekty magazynowania i przesyłu wodoru na skalę przemysłową oraz optymalizacja procesu jego produkcji.

---

budowy gospodarki wodorowej w Polsce, w którą zaangażowana jest Spółka Gaz-System. Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru został powołany przez Komisję Europejską, aby wesprzeć realizację inwestycji i tworzenie gospodarki wodorowej w Unii Europejskiej zgodnie z założeniami Europejskiej Strategii Wodorowej opublikowanej w lipcu 2021 r. Sojusz ma odegrać zasadniczą rolę we wsparciu działań inwestycyjnych prowadzonych w ramach całego łańcucha wartości, obejmującego produkcję, transport, magazynowanie oraz wykorzystanie wodoru w poszczególnych sektorach gospodarki (np. transport, przemysł, energetyka, ciepłownictwo). W razie potrzeby Sojusz na rzecz Czystego Wodoru będzie podejmował działania mające na celu wsparcie rynku pracy i dostosowanie go do potrzeb gospodarki wodorowej. W skład sojuszu wejdą przedstawiciele przemysłu, władz krajowych, regionalnych i lokalnych oraz przedstawiciele społeczeństwa obywatelskiego. „Gaz-System bierze aktywny udział w kształtowaniu dialogu nt. wdrażania założeń Europejskiego Zielonego Ładu. Poprzez członkostwo w Sojuszu pragniemy wskazywać, jak gaz ziemny może pełnić istotną rolę w transformacji energetycznej w Polsce i w całej UE. Gaz-System jako operator systemu przesyłowego podejmuje działania, które mają umożliwić wykorzystanie gazu ziemnego jako niskoemisyjnego źródła energii, wspierającego realizację celów polityki klimatycznej Unii Europejskiej w perspektywie długoterminowej. Ponadto, Gaz-System jest również silnie zaangażowany w projekty badawczo-rozwojowe, mające na celu wdrożenie nowych sposobów eksploatacji infrastruktury gazowej. Działania te obejmują m.in. dostosowanie aktywów na potrzeby odbioru i transportu gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych, w tym wodoru”. – cytat za Tomasz Stepień, Prezes Zarządu Gaz-System. Więcej informacji na temat Europejskiego sojuszu na rzecz czystego wodoru jest dostępna na stronie internetowej <https://www.ech2a.eu/>.

\* „Instytut Transportu Samochodowego (ITS) przygotował plan projektu zbudowania w Polsce sieci kilku stacji, na których będzie można zatankować wodorem pojazdy (autobusy i auta osobowe) zasilane ogniwami paliwowymi. – ITS jest jedną z instytucji realizujących europejski projekt Hit-2-Corridors, którego celem jest stworzenie oraz późniejsza integracja europejskiej sieci infrastrukturalnej służącej wykorzystaniu wodoru jako paliwa w transporcie drogowym – wyjaśnia Wojciech Gis. Jednym z efektów prac nad projektem jest plan zbudowania stacji w Polsce. Głównie w ciągach europejskich korytarzy transportowych TEN-T. Jednak odpowiedź na pytanie kiedy to się stanie, nie jest taka łatwa. ITS zakłada powstanie 9 takich obiektów do 2030 roku, w zależności od zainteresowania (PB 2015).

## Jaką rolę w „wodorowej rewolucji” odegrać może grafen?

Grafen to atomy węgla ułożone w przestrzennie płaską strukturę, formą przypominającą cieniutki (grubość to zaledwie jeden atom) plaster węzy (węza to używany w pszczelarstwie szablon z wytłoczonymi kształtami komórek plastra pszczelego umieszczany w ramce). Jedną z jego sztandarowych cech jest przewodnictwo cieplne (przewodność cieplna wynosi od 4840 do 5300 W/mK), która to jest intensywnie wykorzystywana w różnych gałęziach przemysłu. Jako materiał bardzo wytrzymały (100 razy twardszy od stali) poddaje się rozciągnięciu nawet o 25%. Grafen może pełnić funkcję bardzo czułego detektora gazu, a związane jest to z jego właściwościami sorpcyjnymi, w których udział bierze cała powierzchnia materiału. Możliwość zastosowania go jako izolacji/zapory dla najmniejszych atomów m.in. helu czy wodoru, stanowi istotę procesu magazynowania energii, a jego obojętność chemiczna na działanie wody pozwala zrealizować ideę katalizy procesu hydrolizy wody. Grafen jest podatny na modyfikacje, a w dalszym toku rozumowania, wpływaniu na właściwości fizyko-chemiczne grafenu (tworzenie materiałów do konstrukcji elektrod organicznych, ogniw fotowoltaicznych czy budowy warstw kolektorów słonecznych).

## Brak wystarczającej infrastruktury wodorowej

Niestety rozwój infrastruktury wodorowej jest powolny. Hamuje go brak potrzeby (czyli ciągle zbyt niski popyt), a ceny wodoru dla konsumentów końcowych są wysoce zależne od liczby tankowań. Łączna długość gazociągów wodorowych w Europie to około 1500 km. Na-



Rys. 2. System gazociągów wodorowych w Zagłębiu Rury

Źródło: Air Liquide [www.airliquide.com](http://www.airliquide.com)

Fig. 2. Germany Ruhr's hydrogen pipeline system

leży podkreślić, że to bardzo efektywna droga transportu energii – straty na przesyłanie wodoru są co najmniej dwukrotnie niższe niż te, jakie mamy na przesyłanie energii sieciami przesyłowymi. Gazociągi budowane ze specjalnej stali (wodór wypiera węgiel) o średnicy 25–30 cm pozwalają na tłoczenie wodoru pod ciśnieniem 10–20 bar. Najstarsza w Europie sieć wodorkowa znajduje się w Zagłębiu Ruhry, gdzie pięćdziesięcioletni gazociąg o długości 210 km łączy 18 dostawców i odbiorców bez jakiegokolwiek awarii. Najdłuższa – 400 km – sieć łączy zakłady we Francji i Belgii.

Kluczowym zagadnieniem stojącym przed badaczami jest wykorzystanie technologii kawernowych do magazynowania wodoru jako energii i wykonanie kawern solnych, spełniających wymogi bezpieczeństwa odnośnie do szczelności i stabilności. Powinny być one lokalizowane w rejonach umożliwiających zagospodarowanie solanki z ługowania i odbiór energii do sieci wysokich napięć. Instalacje magazynowe wodoru winny być ulokowane w pobliżu potencjalnych miejsc jego wykorzystania. W lipcu 2020 r. pojawił się sponsorowany przez kilku operatorów systemów przesyłowych (Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga) raport *European Hydrogen Backbone (Backbone Report 2020)*, gdzie zarysowano wstępnie sieć przesyłową wodoru w Europie.

Obecnie, jak podaje IEA, wodór na świecie w przeciwieństwie do Europy jest prawie całkowicie (hydroliza wody jest znacznie bardziej kosztowna i wymaga jej destylacji) otrzymywany z gazu ziemnego i z węgla (*The Future of Hydrogen*) (produkcja tzw. gazu syntezowego), a jego produkcja – około 70 mln ton rocznie w formie czystej i dalsze 45 mln ton bez uprzedniej separacji – jest odpowiedzialna za łączną roczną emisję CO<sub>2</sub> szacowaną na 830 mln Mg. IEA dalej podaje, że istnieją ogromne regionalne różnice w kosztach produkcji wodoru. Gaz ziemny bez CCUS (CCUS – *Carbon Capture Utilization and Storage* – wychwytywanie, zużywanie i magazynowanie dwutlenku węgla) jest obecnie najbardziej ekonomicznym źródłem produkcji wodoru w większości części świata, przy tak niskich kosztach jak np. 1 USD/kg H<sub>2</sub> na Bliskim Wschodzie. Wśród opcji niskoemisyjnych elektroliza wymaga ceny energii elektrycznej 10–40 USD/MWh, aby stać się konkurencyjnym kosztowo dla gazu ziemnego z CCUS (w zależności od lokalnych cen gazu).

„W dostępnej literaturze można odnaleźć informacje, że koszt wytworzenia 1 kg H<sub>2</sub> z paliw kopalnianych, połączony z emisją CO<sub>2</sub> do atmosfery, wynosi około 1,5 €. Dla porównania koszt wytworzenia 1 kg H<sub>2</sub> z paliw kopalnianych w połączeniu z sekwestracją CO<sub>2</sub> to blisko 2,0 €. W takiej sytuacji mogą zastanawiać plany Komisji Europejskiej dotyczące promowania budowy i rozwoju rynku wodoru odnawialnego – zielonego, którego koszty produkcji szacuje się w zależności od ceny energii elektrycznej na poziomie 2,5–5,5 €/kg” (EC Europa 2020).

Na przełomie maja i czerwca 2020 roku do konsultacji społecznych w UE przekazano mapę drogową, która miała na celu pozyskanie wkładu społecznego dla opracowywanej unijnej strategii wodorowej. W przywołanym dokumencie opisano ogólnikowo szanse i wyzwania stojące przed rozwojem transgranicznego rynku „zielonego” wodoru w UE. Dokument ten wpisuje się w politykę osiągnięcia neutralności klimatycznej Europy do 2050, której główne cele to brak emisji netto gazów cieplarnianych do atmosfery oraz doprowadzenie do oddzielenia wzrostu ekonomicznego od zasobów. Rola wodoru w założeniach tej polityki

klimatycznej wydaje się nie do przecenienia. Ma on przede wszystkim zastąpić paliwa kopalne w tych sektorach, których nie da się w pełni zelektryfikować oraz pozwolić na magazynowanie energii elektrycznej wytworzonej z OZE w okresie nadpodaży. Celem konsultacji było przedstawienie informacji na temat barier i wyzwań, które w opinii strony społecznej nie pozwalają na utworzenia opłacalnego i konkurencyjnego rynku wodoru w Europie w perspektywie krótko- i długoterminowej. Dotyczyły one pełnego cyklu życia „zielonego” wodoru począwszy od etapu tworzenia ram prawnych i unifikacji nomenklatury, zagadnień związanych z szeroko pojętą produkcją i integracją z siecią elektryczną, przesyłem i magazynowaniem wodoru, skończywszy na wymaganiach związanych z koniecznością dostosowania urządzeń odbiorców końcowych, niezbędnym rozwojem nowych technologii wodorowych, koniecznością zapewnienia odpowiedniej środków finansowych i propozycji, na jakich warunkach powinny być one przyznawane.

W ramach cytowanej pracy przeanalizowano przesłane uwagi w kontekście wyzwań stojących przed europejskim przemysłem chemicznym związanych z planami dekarbonizacji.

## Podsumowanie

Wodór, szczególnie w postaci amoniaku, ma aktualnie zasadnicze znaczenie w dekarbonizacji Japonii i wpisany jest mapę drogową odchodzenia od paliw kopalnych. Infrastruktura dla przesyłu i magazynowania wodoru jest bardziej kosztowna i energochłonna niż dla amoniaku. Ciągłe jeszcze jest czas i miejsce na znalezienie miejsca dla grafenu, ze szczególnym uwzględnieniem magazynowania wodoru. Ludzkość stoi przed wielkim wyzwaniem jakim jest znalezienie efektywnych energetycznie nowych technologii dla wodorowych źródeł energii.

## Literatura

- EC Europa 2020 – European Commission, A hydrogen strategy for climate-neutral Europe, COM(2020) 301 final, 8.7.2020, Brussels. [Online] [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy) [Dostęp: 14.09.2020].
- IEA 2019 – *The Future of Hydrogen*. [Online] <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> [Dostęp: 3.08.2021].
- Lu i in. 2018 – Lu, Z., Kawakami, Y. i Hirai, H. 2018. A Study on the Utilization of Ammonia as Energy in Japan. *IEEJ*. [Online] <https://eneken.ieej.or.jp/data/7923.pdf> [Dostęp: 3.08.2021].
- Connelly i in. 2005 – Connelly, N.G., Damhus, T., Hartshorn, R.M. i Hutton, A.T. 2005. *Nomenclature of Inorganic Chemistry. IUPAC Recommendations 2005* (Red Book), International Union of Pure and Applied Chemistry, RSC Publishing, s. 314.
- Backbone Report 2020. [Online] [https://www.fluxys.com/en/news/fluxys-belgium/2020/200717\\_news\\_european\\_hydrogen\\_backbone](https://www.fluxys.com/en/news/fluxys-belgium/2020/200717_news_european_hydrogen_backbone) [Dostęp 3.08.2021].
- Wayne, L. i Felty, G.C. 1982. Miller From camel dung. *Journal of Chemical Education* 59(2), s. 170, DOI: 10.1021/ed059p170.3.

## *Amoniak surowcem energetycznym?*

Słowa kluczowe: amoniak, wodór, gaz ziemny, skroplony gaz ziemny (LNG)

Streszczenie: W rozdziale opisano podjęte próby wykorzystania amoniaku jako surowca energetycznego. Podano genezę nazwy amoniak. Opisano jego strukturę i dotychczasowe sposoby wykorzystania, wskazując na znaczącą rolę wodoru – także w cząsteczkach wody, metanu czy innych węglowodorów. Autorzy nawiązują do zmienionej japońskiej polityki energetycznej oraz mapy drogowej „w której wodór, ale przede wszystkim amoniak, mają podstawową do spełnienia rolę. Pokazują rolę wodoru i produktów wodoropochodnych w wytwarzaniu energii. Japońska Mapa drogowa określa drogę dojścia do zero emisyjności gospodarki w perspektywie 2050 r. Wskazano także na bolączki infrastruktury przesyłowej i magazynowania wodoru wobec znacznie łatwiejszej logistyce dla amoniaku. Zaznaczono możliwość do wypełnienia rolę grafenu jako materiału do magazynowania wodoru. Opisano szanse i wyzwania stojące przed rozwojem transgranicznego rynku „zielonego” wodoru w UE. Jednocześnie pokazano podobieństwo w celu osiągnięcia neutralności klimatycznej Europy do 2050, której główne cele to brak emisji netto gazów cieplarnianych do atmosfery oraz doprowadzenie do oddzielenia wzrostu ekonomicznego od zasobów. Rola wodoru w założeniach tej polityki klimatycznej wydaje się nie do przecenienia. Ma on przede wszystkim zastąpić paliwa kopalne w tych sektorach, których nie da się w pełni elektryfikować oraz pozwolić na magazynowanie energii elektrycznej wytworzonej z OZE w okresie nadpodaży.

## *Amonia as an energy resource?*

Keywords: ammonia, hydrogen, natural gas, liquefied natural gas (LNG)

Abstract: The chapter describes the attempts to use ammonia as an energy raw material. The origin of the name ammonia is given. Its structure and current methods of use have been described, indicating the significant role of hydrogen – also in water, methane and other hydrocarbons. The authors refer to the revised Japanese energy policy and the roadmap in which hydrogen, but above all ammonia, have a fundamental role to play. They show the role of hydrogen and hydrocarbon products in energy production. The Japanese roadmap outlines the path to a zero-carbon economy by 2050. It also points to the disadvantages of hydrogen transmission and storage infrastructure in the face of much easier logistics for ammonia. The possible role of graphene as a material for hydrogen storage is marked. The opportunities and challenges facing the development of the cross-border „green” hydrogen market in the EU are described. And the similarity is shown with the aim of achieving Europe’s climate neutrality by 2050, the main goals of which are no net emissions of greenhouse gases to the atmosphere and a decoupling of economic growth from resources. The role of hydrogen in the assumptions of this climate policy cannot be overestimated. It is primarily intended to replace fossil fuels in those sectors that cannot be fully electrified and allow the storage of electricity generated from RES in the period of oversupply.





Radosław SZCZERBOWSKI<sup>1</sup>

## Niemiecka polityka energetyczna w kontekście odejścia od węgla

### Wprowadzenie

Europejski Zielony Ład (ang. *European Green Deal*) 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 grudniu 2019 roku. Europa do 2050 roku 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 gospodarki oraz gospodarka obiegu zamkniętego. Zielony Ład jest w założeniu całościową odpowiedzią Unii na największy globalny kryzys naszych czasów, jakim są zmiany klimatyczne. W stosunku do 1990 roku, który został przyjęty jako rok bazowy, emisje gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej mają się zmniejszyć o 55% już w 2030 roku (EGD 2021). 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, dbaniem o zasoby naturalne oraz zasadami sprawiedliwości i solidarności (Ananicz i in. 2021).

Pod koniec 2016 roku Komisja Europejska przedstawiła zestaw regulacji dotyczących konkurencyjności Unii Europejskiej w zakresie transformacji rynków energetycznych w kierunku czystej energii, tzw. Pakiet Zimowy (Clean 2016). Proponowane w pakiecie zapisy regulacji wprowadzają kluczowy limit emisji CO<sub>2</sub> dla wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 550 g CO<sub>2</sub>/kWh. Kolejnym dokumentem, który spowodował znaczące zmiany

---

<sup>1</sup> Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Poznański; e-mail: szczerbowski@poczta.fm.

w europejskim systemie energetycznym, są ustalenia 21 Konferencji Stron Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21 2015). Ustalenia 21 Konferencji w Paryżu z 2015 roku zakładają kilka ważnych celów, których spełnienie ma na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz spowolnienie globalnych zmian klimatu. Kluczowe punkty zawarte w umowie podpisanej przez blisko 200 krajów z całego świata, to przede wszystkim jak najszybsze ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

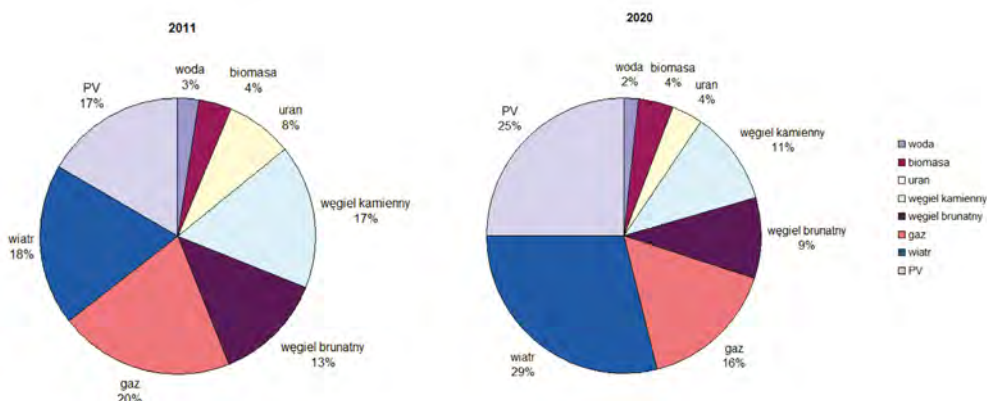
Wydaje się, że krajem, który wywiera zdecydowanie największy wpływ na politykę energetyczną krajów Unii Europejskiej, są Niemcy. Zainicjowana w 2011 roku niemiecka transformacja energetyczna *Energiewende* (Energiewende 2012), zaproponowana przez rząd, ze względu na narzucone tempo zmian, stanowi nową jakość w strategii energetycznej Niemiec. *Energiewende* stanowi przełom energetyczny w Niemczech, który jest przede wszystkim związany z dynamicznym rozwojem odnawialnych źródeł energii i planem wyłączenia z eksploatacji elektrowni jądrowych, a w dalszej perspektywie również węglowych.

### Polityka energetyczna Niemiec

Historia rozwoju niemieckiej polityki energetycznej *Energiewende* wywodzi się z drobnych, lokalnych inicjatyw, które pojawiły się na początku lat dziewięćdziesiątych XX w. Momentem przełomowym było uchwalenie ustawy o odnawialnych źródłach energii w 2000 roku. 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. *Energiewende* zakorzeniło się w świadomości Niemców, o czym świadczą kilka faktów. Po pierwsze już ponad 60% mocy zainstalowanej w niemieckim systemie elektroenergetycznym to źródła odnawialne, które produkują ponad 50% energii elektrycznej. W 2011 roku, czyli w momencie tworzenia zapisów *Energiewende*, udział mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych wynosił 42%, a produkowana z nich energia elektryczna stanowiła 24% wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej (rys. 1 i 2). Po drugie ponad 40% instalacji produkujących czystą energię jest własnością rolników oraz osób prywatnych. Ponadto niemiecka polityka energetyczna cieszy się ponad 90% poparciem mieszkańców, a w sektorze energii odnawialnej pracuje ponad 340 tys. osób (Obserwator 2020).

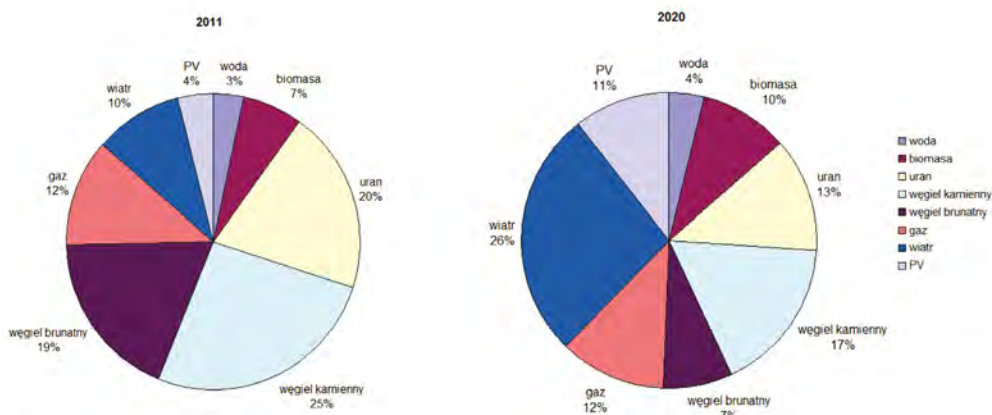
Analizując politykę energetyczną Niemiec, można stwierdzić, że *Energiewende* jest jedną z najbardziej kluczowych inicjatyw w polityce Niemiec realizowaną z konsekwencją od co najmniej dwóch dekad. Akceptacji wybranego kierunku zmian w polityce energetycznej Niemiec przez inne wysoko uprzemysłowane państwa Europy Zachodniej sprzyjał również podpisany w 1997 r. Protokół z Kito, którego jednym z głównych orędowników były Niemcy.

W 2019 roku 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 roku Niemcy osiągną neutralność emisyjną. W praktyce oznacza to, że do 2050 roku powinno dojść do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 95%, w odniesieniu do poziomu z roku 1990 (BMU 2019). Osiągnięcie tego ambitnego zamierzenia zdecydowanie



Rys. 1. Procentowe udziały mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych w roku 2011 i 2020 w Niemczech  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 1. Percentages of installed generation capacity in 2011 and 2020 in Germany



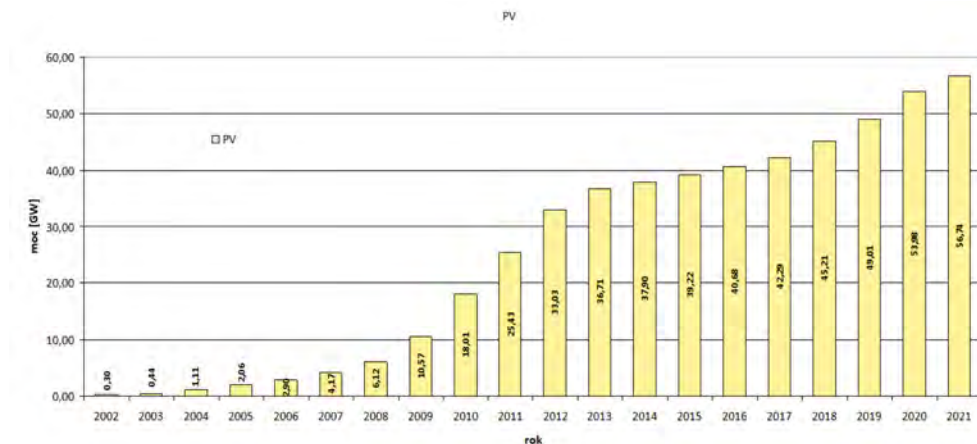
Rys. 2. Procentowe udziały źródeł wytwórczych w produkcji energii elektrycznej w roku 2011 i 2020 w Niemczech  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 2. Percentage shares of generation sources in electricity production in 2011 and 2020 in Germany

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.

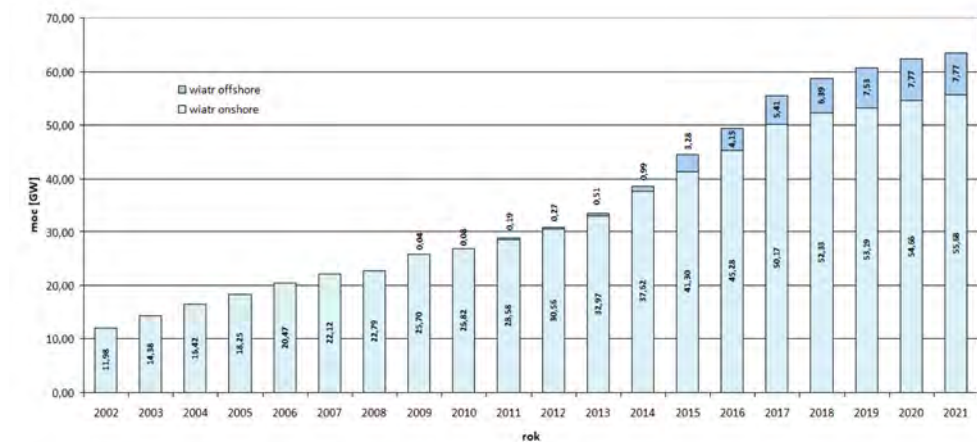
## 2. Niemiecki system energetyczny

Od 2000 roku, kiedy rząd niemiecki wprowadził ustawę o źródłach energii odnawialnej (EEG 2000), można zauważyć znaczny wzrost instalowanej mocy w źródłach wytwórczych, szczególnie odnawialnych, które uzyskały znaczne wsparcie w rozwoju (rys. 3 i 4). Dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej nie poskutkowało wzrostem produkcji i zużycia energii elektrycznej (rys. 5 i 6). Ponieważ w systemie energetycznym pojawiła się duża ilość źródeł odnawialnych o zdecydowanie krótszym czasie pracy, a wycofane zostały źródła systemowe



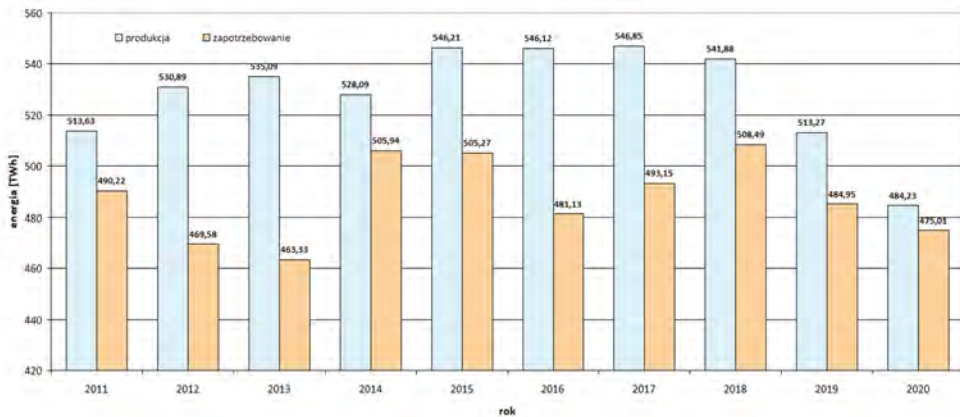
Rys. 3. Moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych w Niemczech  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 3. The installed power of photovoltaic sources in Germany



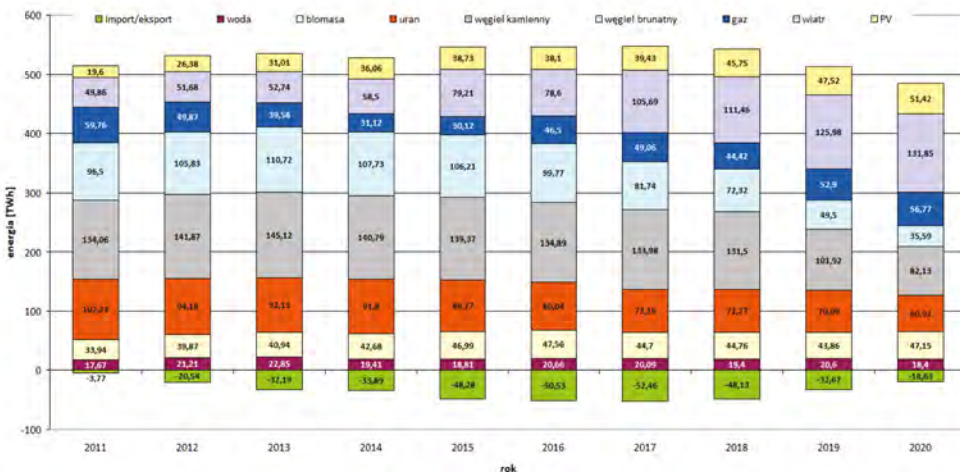
Rys. 4. Moc zainstalowana w źródłach wiatrowych w Niemczech  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 4. The installed power of wind sources in Germany



Rys. 5. Produkcja i zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2011–2020 w Niemczech  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 5. Electricity production and demand from 2011 to 2020 in Germany



Rys. 6. Produkcja energii elektrycznej w latach 2011–2020 w Niemczech  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 6. Electricity production from 2011 to 2020 in Germany

oparte na węglu i energetyce jądrowej. Ponadto jednym z założeń polityki energetycznej jest także wzrost efektywności energetycznej i ambitny plan zmniejszenia zużycia energii.

Od 2003 roku, w związku ze znacznym wzrostem mocy zainstalowanej i przewymiarowaniem mocy w systemie elektroenergetycznym, Niemcy eksportują swoją energię do krajów sąsiednich. W 2017 roku Niemcy wyeksportowały ponad 52 TWh energii elektrycznej (rys. 6). Największymi odbiorcami były: Szwajcaria, Austria i Holandia. Często była to energia,

której kraje sąsiednie nie zamówiły. Dlatego też istnieje obawa, że dalsze nieplanowane przepływy energii z Niemiec do krajów sąsiednich mogą doprowadzić w przyszłości do poważnych perturbacji w funkcjonowaniu systemu energetycznego.

Niemiecki system energetyczny to ponad 219 GW mocy zainstalowanej (rys. 7) oraz roczna produkcja energii na poziomie około 550 TWh (rys. 6). Produkcja energii znacznie przewyższa zapotrzebowanie na energię w Niemczech, które w latach 2016–2018 wynosiło około 600 TWh. Od roku 2019 można zauważyć wyraźny spadek produkowanej energii, zapotrzebowania na energię elektryczną (rys. 5) i związanego z tym eksportu energii do krajów sąsiednich. Analizując te dane, można zauważyć, że niemiecki system energetyczny charakteryzuje się dużym stopniem dywersyfikacji źródeł wytwórczych.

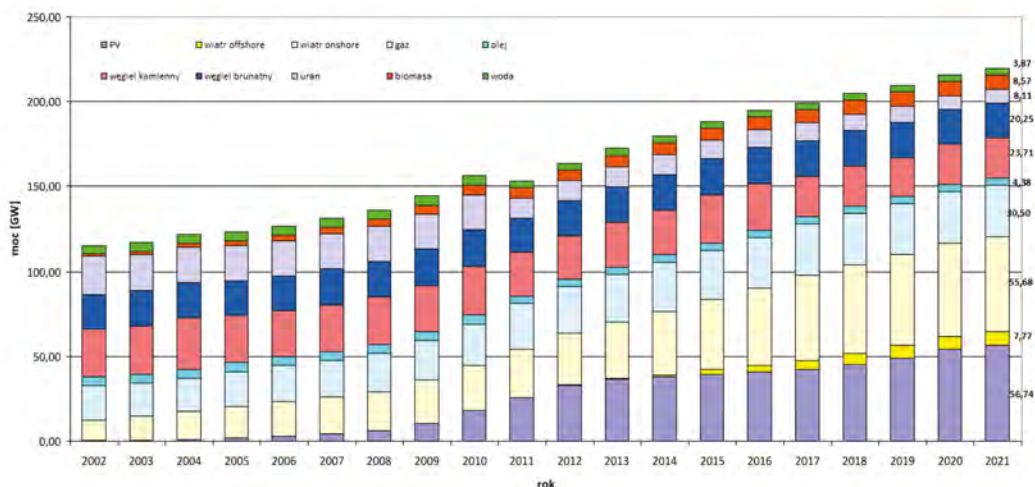
Mimo negatywnego nastawienia Niemiec do energetyki węglowej udział obu rodzajów węgla w niemieckim bilansie energetycznym wynosi 21% mocy zainstalowanej i odpowiada za 24% produkowanej energii elektrycznej. W niemieckim miksie energetycznym energia jądrowa nadal zapewnia około 13% zapotrzebowania na energię, przy tylko 4% udziale w mocy zainstalowanej. Zgodnie z decyzjami rządu i parlamentu Niemiec, ostatnie 8 czynnych elektrowni jądrowych zostanie wyłączonych do 2022 roku. Od 2005 roku wycofane zostało z niemieckiego systemu ponad 14 GW mocy w elektrowniach węglowych. Pomimo tego, niemiecki system energetyczny dysponuje największą mocą zainstalowaną w elektrowniach węglowych w Europie, moc ta wynosi prawie 44 GW (tab. 1 i rys. 7).

TABELA 1. Liczba i moc działających elektrowni opalanych węglem brunatnym i kamiennym

TABLE 1. Number and capacity of operating lignite and hard coal-fired power plants

Razem			Małe elektrownie do 100 MW		Duże elektrownie pow. 100 MW		
	liczba	moc [GW]	liczba	moc [GW]	liczba	moc [GW]	
Węgiel kamienny			12	0,8	55	23,0	
Czynne elektrownie	Uruchomione przed 1990 r.	40	11,3	10	0,6	30	10,7
	Uruchomione po 1990 r.	15	8,6	1	0,1	14	8,6
W rezerwie			1	0,1	6	2,2	
Zaplanowane do zamknięcia			0	0	5	1,5	
Węgiel brunatny			6	0,5	38	20,0	
Czynne elektrownie	Uruchomione przed 1990 r.	21	8,7	2	0,1	19	8,6
	Uruchomione po 1990 r.	15	9,0	4	0,3	11	8,7
Rezerwa	Już przeniesione	3	0,9	0	0	3	0,9
	Do przeniesienia	5	1,8	0	0	5	1,8
Razem węgiel brunatny i kamienny			18	1,3	93	43,0	

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Phasing 2019.



Rys. 7. Sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wytwórczych w Niemczech

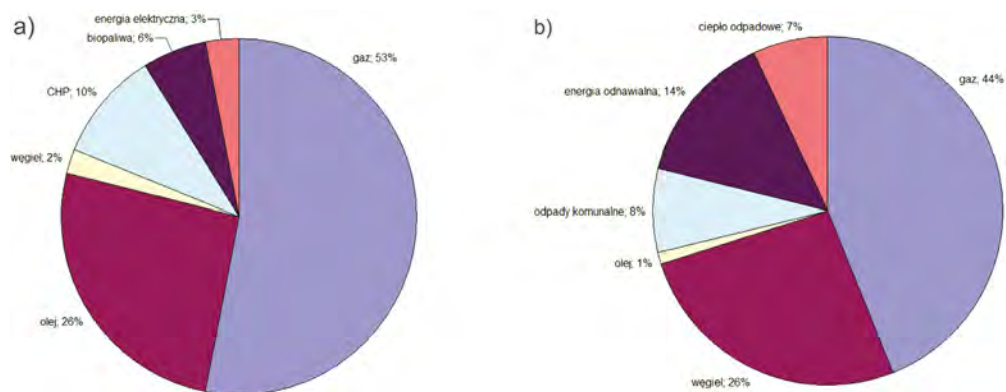
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 7. 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 roku postanowiono najpóźniej do 2038 roku 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. Duże elektrownie opalane węglem zostaną wyłączone zgodnie z indywidualnymi terminami ustalonymi na mocy ustawodawstwa i umowy między operatorami elektrowni a rządem.

Według Ministerstwa Energii około 10 milionów systemów grzewczych (głównie mieszkalnych i komercyjnych) w całym kraju ma ponad 15 lat i często jest wysoce nieefektywnych. Około 26% systemów grzewczych jest nadal opartych na oleju (choć nie wyposaża się nowych budynków w kotły olejowe). Zakłada się, że z czasem, w miarę przebudowy budynków, wykorzystanie kotłów olejowych będzie spadać. Ponadto wiele gospodarstw domowych (zwłaszcza na obszarach wiejskich) nie jest podłączonych do sieci gazowej ani do miejskich systemów ciepłowniczych. Z kolei zaledwie 3% budynków wykorzystuje pompy ciepła do ogrzewania, choć ich ilość w nowych budynkach wzrasta. Niemiecki sektor ciepłowniczy jest w dużym stopniu uzależniony od paliw kopalnych i odpowiada za 81% dostaw ciepła w ogrzewaniu pomieszczeń mieszkalnych w 2017 roku (rys. 8). Wykorzystanie ciepła sieciowego w Niemczech jest stosunkowo niewielkie w porównaniu z kilkoma innymi krajami europejskimi (BMU 2019).

Paliwa kopalne dominują w produkcji ciepła sieciowego w Niemczech, w 2017 roku gaz ziemny stanowił 44% całkowitej produkcji, węgiel 26%, a paliwa ciekłe 1%. Odpady komunalne odpowiadały za kolejne 8%, energia odnawialna stanowiła 14%, głównie biopaliwa



Rys. 8. Procentowy udział źródeł w produkcji ciepła do ogrzewania budynków (a) oraz procentowy udział źródeł w produkcji ciepła w kogeneracji (b) w Niemczech  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: IEA 2020

Fig. 8. Percentage share of sources in heat production for building heating (a) and percentage share of sources in heat production in cogeneration (b) in Germany

i odpady odnawialne oraz niewielki udział ciepła słonecznego i geotermalnego. Pozostałe 7% ciepła sieciowego dostarczane jest z procesów przemysłowych. Strategia Niemiec w zakresie dekarbonizacji sektora ciepłowniczego polega na maksymalizacji korzyści z wprowadzania efektywności energetycznej przy jednoczesnym zwiększeniu roli odnawialnych źródeł energii. Rząd stawia sobie za cel zmniejszenie zużycia energii w budynkach o połowę oraz zwiększenie udziału źródeł odnawialnych do 60–70% zużycia do 2030 roku.

Fundamentalne pytanie brzmi, czy Niemcy będą w stanie zaspokoić swoje zapotrzebowanie na energię elektryczną w sytuacji, gdy od 2022 roku nastąpi wycofanie energetyki jądrowej, do 2035 roku wycofanie bloków elektrowni węglowych, przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania na energię, związanym chociażby ze wzrostem elektromobilności i coraz większym wykorzystaniem energii elektrycznej w systemach grzewczych. Ze względu na rosnący udział źródeł energii odnawialnej, które charakteryzują się zmienną produkcją, w niemieckim miksie energetycznym wzrosną wymagania dotyczące elastyczności przyszłego systemu elektroenergetycznego. Przejście na zasilanie energią elektryczną oparte głównie na odnawialnych źródłach energii oznacza zasadniczą zmianę struktury sektora energetycznego. W dłuższej perspektywie czasowej nie będą już funkcjonować w trybie ciągłym żadne elektrownie pracujące w podstawie obciążenia, wykorzystujące kopalne źródła energii lub uran.

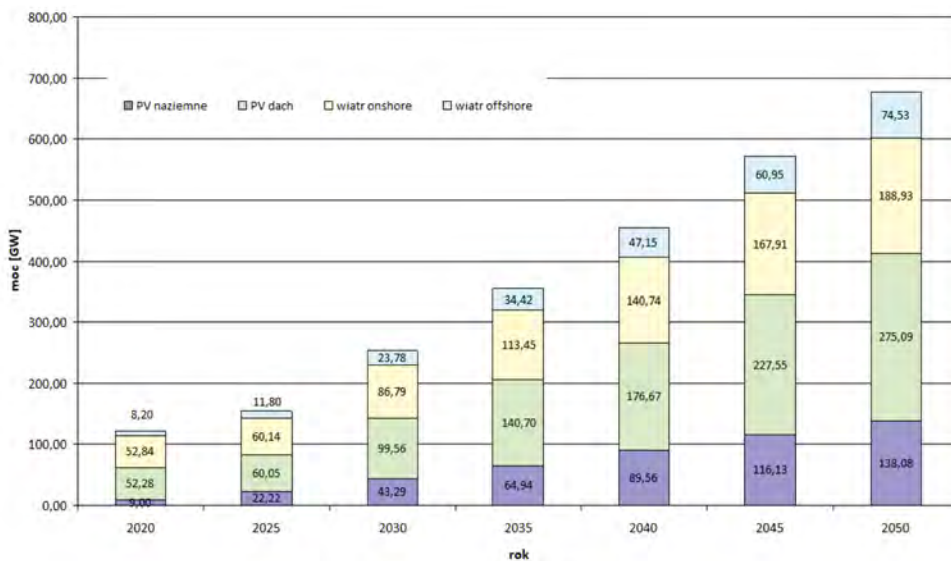
## 2. Niemiecki system energetyczny w 2050 roku

Podstawowym problemem przy realizacji nowej polityki energetycznej Energiewende jest zapewnienie ciągłości dostaw energii po stopniowym wyłączaniu kolejnych elektrowni jądrowych. Obecnie Niemcy starają się wykorzystać w tym celu energetykę węglową oraz gaz ziemny, który jest surowcem niskoemisyjnym i pozwala na zachowanie celów redukcji emisji



dwutlenku węgla. Wydaje się zatem, że dokonujące się obecnie zmiany w bilansie energetycznym Niemiec wpływają na ograniczenie bezpieczeństwa energetycznego tego kraju. Dzieje się tak na skutek zwiększenia się uzależnienia od dostaw importowanych surowców energetycznych, szczególnie gazu. Istotnym zagrożeniem dla bezpieczeństwa energetycznego Niemiec jest także niestabilność dostaw energii z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych. Mocno nasycony źródłami o stochastycznym charakterze pracy, znacznie przewymiarowany system energetyczny będzie z pewnością potrzebował znacznych ilości nowej mocy wytwórczych, ale już nie systemowych, a rezerwowych, zdolnych elastycznie reagować na zmiany produkcji ze źródeł odnawialnych.

Pomimo tego, istnieje w Niemczech szeroki konsensus naukowy co do tego, że z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia opłacalne będzie zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną głównie za pomocą krajowej energii odnawialnej w perspektywie 2050 roku. Stanie się tak nawet wtedy, gdy nastąpi w perspektywie średnio- i długoterminowej wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną z powodu wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w związku z większym wykorzystaniem energii elektrycznej związanej z rozwojem elektromobilności i wykorzystaniem pomp ciepła w ogrzewnictwie. Produkcja energii elektrycznej ze wszystkich źródeł energii w Niemczech wyniosła w 2020 roku ponad 500 TWh, w roku 2017 było to prawie 600 TWh. Według różnych opracowań, roczna produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii może zostać zwiększona do co najmniej 800 TWh, przy czym największy potencjał rozwoju ma lądowa i morska energetyka wiatrowa oraz fotowoltaika (Phasing 2019). Według scenariusza referencyjnego „55/95”, który służy jako podstawa do porównania z innymi scenariuszami, w 2050 roku sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wiatrowych i fotowoltaice ma wynosić ponad 670 GW (rys. 9).



Rys. 9. Prognozowany wzrost mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych w Niemczech do 2050 roku  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 9. Projected growth of installed renewable capacity in Germany up to 2050



Rys. 10. Prognozowany udział mocy zainstalowanej w źródłach konwencjonalnych w Niemczech do 2050 roku  
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 10. Projected share of installed conventional capacity in Germany by 2050

Scenariusz ten stanowi zoptymalizowany wariant z celami redukcji emisji wynoszącymi 55% w 2030 r. i 95% w 2050 r. Zgodnie z tymi założeniami w niemieckim systemie elektroenergetycznym zainstalowanych będzie ponadto prawie 160 GW (rys. 10) mocy w elektrowniach z turbinami gazowymi zasilanymi metanem lub wodorem oraz elektrowniach i elektrociepłowniach gazowo-parowych.

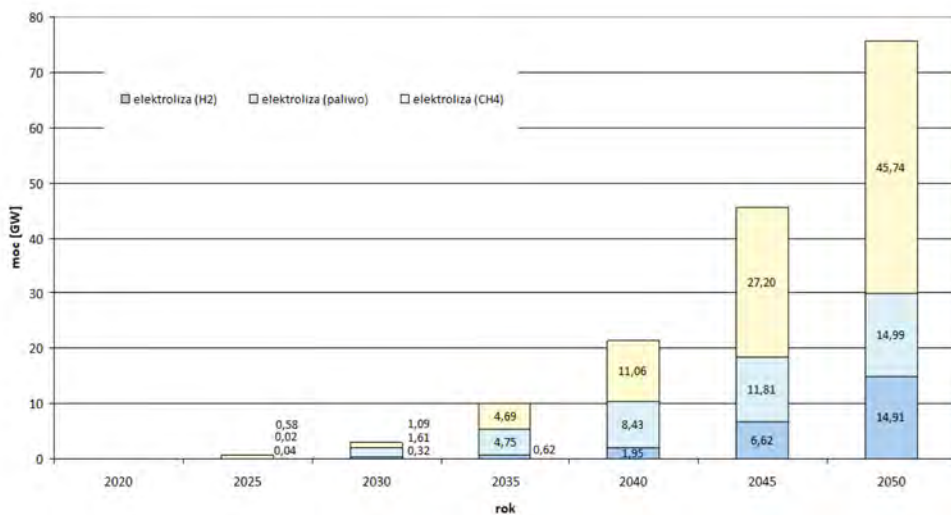
W Niemczech gaz ziemny jest obecnie wykorzystywany przede wszystkim do ogrzewania pomieszczeń i procesów technologicznych oraz do wytwarzania energii elektrycznej. Produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem gazu ziemnego zaspokaja około 12% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Niemczech. Moc zainstalowana w elektrowniach na gaz ziemny w Niemczech, która wynosi ponad 30 GW, jest większa od mocy zainstalowanej w elektrowniach na węgiel kamienny. Zatem do 2050 roku zakładany jest ponad pięciokrotny wzrost mocy zainstalowanej w paliwie gazowym. Z ekologicznego punktu widzenia gaz ziemny jest znacznie mniej szkodliwy niż węgiel. Emisja CO<sub>2</sub> z jednej kilowatogodziny energii elektrycznej z elektrowni opalanych gazem ziemnym jest o połowę mniejsza niż z elektrowni opalanych węglem kamiennym i stanowi tylko około jednej trzeciej emisji z elektrowni opalanych węglem brunatnym. Zatem eliminacja węgla z energetyki i zastąpienie go gazem pozwoli w perspektywie 2050 roku na znaczną redukcję emisji gazów cieplarnianych.

Elektrownie gazowe posiadają wiele właściwości, które sprawiają, że nadają się do świadczenia różnorodnych usług na rzecz systemu energetycznego. W związku z tym są one dobrze przystosowane do kompensowania zmian energii elektrycznej generowanej przez elektrownie wiatrowe i słoneczne, a zatem mogą wnieść istotny wkład w bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Elektrownie gazowe są technicznie lepiej przystosowane do szybkiego reago-

wania na zmiany w zapotrzebowaniu na energię elektryczną w porównaniu z elektrowniami węglowymi. Również jednostkowe koszty inwestycyjne są niższe niż w przypadku elektrowni węglowych. W efekcie elektrownie gazowe są bardziej ekonomiczne również przy niskim poziomie wykorzystania mocy. Oznacza to, że z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia elektrownie gazowe są dobrze przygotowane do przejścia odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej (Phasing 2019).

W perspektywie długoterminowej, mniej więcej od 2040 r., coraz bardziej znaczący w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie udział gazu syntetycznego zamiast gazu ziemnego. Gaz ten będzie wytwarzany w oparciu o wodór produkowany z energii odnawialnej z wykorzystaniem technologii *Power to Gas*. Można również zauważyć, że technologia *Power to Gas* będzie miała swoje znaczące miejsce w sektorze energetycznym przyszłości, w szczególności ze względu na możliwość magazynowania wodoru. Według scenariusza referencyjnego „55/95” w 2050 roku sumaryczna moc elektrolizerów w niemieckim systemie energetycznym wyniesie ponad 75 GW (rys. 11). Obecnie energia elektryczna magazynowana jest głównie w elektrowniach wodnych szczytowo-pompowych, których zdolności magazynowania mocy są w granicach 6–11 GW co pozwala na wytworzenie około 40 GWh energii elektrycznej (Phasing 2019).

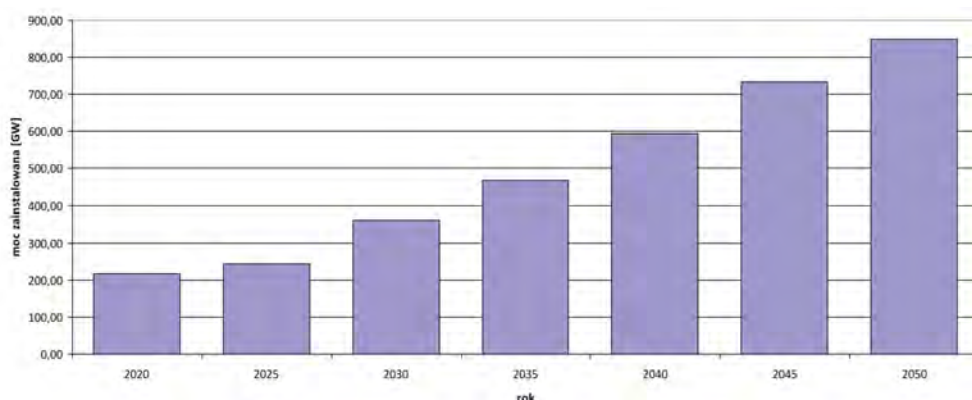
Biorąc pod uwagę obecnie duże uzależnienie Niemiec od paliw kopalnych w ciepłownictwie oraz szybki wzrost produkowanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, istnieje możliwość zarówno zwiększenia bezpośredniej roli źródeł odnawialnych w produkcji ciepła, jak i dążenia do sprzężenia sektorowego, aby w większym stopniu wykorzystywać energię elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł energii. Ogrzewanie elektryczne może być dostarczane lokalnie przez pompy ciepła w budynkach lub poprzez wielkoskalową produkcję



Rys. 11. Prognozowany wzrost mocy zainstalowanej w elektrolizerach do 2050 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 11. Projected growth of installed capacity in electrolyzers to 2050



Rys. 12. Sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wytwórczych w Niemczech do 2050 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych: Energy 2021

Fig. 12. Total installed generation capacity in Germany by 2050

energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania w lokalnych systemach ciepłowniczych. Wydaje się to tym bardziej możliwe, że łączna sumaryczna moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym w 2050 roku przekroczy 800 GW (rys. 12), w tym ponad 410 GW będzie zainstalowane w fotowoltaice, a ponad 260 GW w elektrowniach wiatrowych.

Zatem nadwyżki produkowanej energii będzie można przeznaczyć do produkcji ciepła. Duża skala elektryfikacji sektora ogrzewnictwa może stanowić wyzwanie dla sieci elektroenergetycznej poprzez przesunięcie zapotrzebowania na energię do sektora ciepłowniczego, ale poprzez sprzężenie sektorowe może również przynieść możliwość poprawy efektywności całego systemu energetycznego.

## Podsumowanie

Rząd Niemiec wyznaczył długoterminowy cel w zakresie rozwoju energii odnawialnej, której udział w końcowym zużyciu energii powinien osiągnąć 60% w 2050 roku, a ponad 80% zużywanej energii elektrycznej będzie generowane przez źródła odnawialne. Jeśli Niemcy rzeczywiście osiągną swój cel w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii, niezależność energetyczna Niemiec będzie bardzo stabilna.

Jednoczesne wyłączenie ostatnich elektrowni jądrowych oraz stopniowe wygaszanie bloków węglowych przy prognozowanym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną wymaga znacznego przyspieszenia rozbudowy mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych. Osiągnięcie założonego celu stoi pod znakiem zapytania ze względu m.in. na wciąż nierozwiązany kryzys branży wiatrowej, będącej lokomotywą Energiewende. Niewystarczający rozwój źródeł odnawialnych, który nie zostanie zrekompensowany przez nowe bloki gazowe, może wydłużyć proces wygaszania elektrowni węglowych.

Polityka Energiewende stanowi jednocześnie skuteczne narzędzie realizacji ekonomicznych i politycznych interesów Niemiec. Zarówno w wymiarze wewnętrznym, jak i zewnętrznym

nym. 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 go realizować, obciążając opłatami przede wszystkim niemieckie społeczeństwo. Element ten stanowi jednocześnie powód do wielu dyskusji. Istnieje wiele opinii, że niemiecki eksperyment dotyczący energii odnawialnej jest skazany na niepowodzenie, bowiem koszty transformacji energetycznej rosną do rozmiarów już obecnie trudnych do udźwignięcia. Budowa nowych źródeł wytwórczych, koszty rekompensat za wcześniejsze wyłączenie bloków jądrowych czy elektrowni węglowych, wymagana modernizacja i rozwój sieci elektroenergetycznych, poprawa efektywności energetycznej to tylko kilka z przykładów, na które konieczne będą znaczne nakłady. Od czasu nowelizacji z 2017 roku poziom wsparcia dla rozwoju źródeł odnawialnych nie jest już ustalany przez państwo, lecz w drodze aukcji. Tylko małe instalacje nadal korzystają z gwarantowanych taryf. Ponadto dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii został zsynchronizowany i uzależniony od stanu modernizacji sieci elektroenergetycznej. Dla każdej technologii, farm wiatrowych (lądowych i morskich), fotowoltaiki, biomasy, określono roczne wolumeny nowych mocy dostosowane do tempa rozwoju sieci.

## Literatura

- Ananicz i in. 2021 – Ananicz, S., Buras, P. i Smoleńska, A. 2021. *Nowy rozdział, Transformacja Unii Europejskiej a Polska*. Warszawa: Fundacja im. Stefana Batorego. [Online] [https://www.batory.org.pl/wp-content/uploads/2021/04/Nowy-rozdzial\\_Transformacja-UE-a-Polska.pdf](https://www.batory.org.pl/wp-content/uploads/2021/04/Nowy-rozdzial_Transformacja-UE-a-Polska.pdf) [Dostęp: 01.09.2021].
- 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: 07.09.2021].
- Clean 2016 – Clean Energy For All Europeans. COM(2016) 860 final, Brussels, 30.11.2016.
- COP21 2015 – United Nations Framework Convention on Climate Change, 21st Conference of the Parties, FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1, Paris, 2015.
- EEG 2000 – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. [Online] <https://www.clearingstelle-ee-gkwg.de/gesetz/275> [Dostęp: 01.09.2021].
- Energiewende 2012 – Die Energiewende in Deutschland. Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Berlin.
- Energy 2021. [Online] <https://www.energy-charts.de> [Dostęp: 07.09.2021].
- EGD 2021. [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: 01.09.2021].
- IEA 2020 – Germany 2020, Energy Policy Review, International Energy Agency. [Online] [www.iea.org](http://www.iea.org) [Dostęp: 08.09.2021].
- 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: 01.09.2021].
- Klimaschutzplan 2019. [Online] [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/-klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/-klimaschutzplan_2050_bf.pdf) [Dostęp: 01.09.2021].
- Obserwator 2020. [Online] <https://www.obserwatorfinansowy.pl/bez-kategorii/rotator/energiewende-czyli-jak-niemcy-nawarzyli-sobie-piwa/> [Dostęp: 03.09.2021].
- Phasing 2019 – Phasing Out Coal in the German Energy Sector, Interdependencies, Challenges and Potential Solutions, German Institute for Economic Research (DIW Berlin). [Online] [https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/2019/3537-kohlereader\\_englisch-final.pdf](https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/2019/3537-kohlereader_englisch-final.pdf) [Dostęp: 28.08.2021].

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

Słowa kluczowe: Energiewende, bezpieczeństwo energetyczne, polityka energetyczna, system elektroenergetyczny

Streszczenie: Na całym świecie trwa intensywna modernizacja i przebudowa sektora energetycznego. Niemcy, które przyjęły jeden z najambitniejszych programów transformacji energetycznej spośród wszystkich krajów uprzemysłowionych, należą do liderów tych przemian. Transformacja energetyczna w Niemczech, zwana Energiewende, to wielki plan przekształcenia systemu energetycznego w bardziej efektywny, zasilany głównie przez odnawialne źródła energii. Dzięki tej długoterminowej strategii, która jest realizowana już od wielu lat, planują zasadniczą transformację swojego sektora energetycznego. Niemiecka transformacja energetyczna opiera się w głównej mierze na energetyce wiatrowej i słonecznej. Niemcy są piątą potęgą ekonomiczną na świecie i największą gospodarką w Europie. Narodowa strategia klimatyczna Niemiec została określona również w „Planie działań na rzecz klimatu do 2050 roku” (Klimaschutzplan 2019), który wyznacza długoterminową ścieżkę redukcji emisji w poszczególnych sektorach w ramach Energiewende. W porównaniu z rokiem bazowym 1990 główne cele zakładają redukcję emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 40% do 2020 roku, 55% do 2030 roku, 70% do 2040 roku i 80–95% do 2050 roku, kiedy to kraj ma być w większości neutralny pod względem emisji gazów cieplarnianych. Cele te są uzupełnione krótko- i średnioterminowymi celami w zakresie zużycia energii i efektywności energetycznej oraz dostaw energii ze źródeł odnawialnych. Strategię transformacji energetycznej można podsumować trzema celami: redukcja zużycia energii we wszystkich sektorach, wykorzystanie energii odnawialnej wszędzie tam, gdzie ma to sens ekonomiczny i ekologiczny oraz pokrycie pozostałego zapotrzebowania na energię za pomocą energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł.

## *Germany's energy policy in the context of the phase-out of coal*

Keywords: Energiewende, Energy Safety, Energy Policy, Power System

Abstract: The energy sector is undergoing intensive modernization and reconstruction all over the world. Germany, which has adopted one of the most ambitious programs for the Energiewende of all the industrialized countries, is one of the leaders in this transition. Germany's energy transition, called the Energiewende, is a major plan for transforming the energy system into a more efficient one supplied mainly by renewable energy sources. Thanks to this long-term strategy, which has been implemented for many years, they are planning a fundamental transformation of their energy sector. The German energy transformation is based mainly on wind and solar energy. Germany is the fifth largest economic power in the world and the largest economy in Europe. Germany's national climate change strategy is defined in the Climate Action Plan 2050, which sets out a longer-term pathway for sector-specific emissions reductions, as part of the Energiewende. Compared with the base year of 1990, the key goals are to achieve at least a 40% cut in greenhouse gas (GHG) emissions by 2020, 55% by 2030, 70% by 2040 and 80–95% by 2050, at which point the country expects to be mostly GHG-neutral. These targets are complemented with short- and medium-term targets for energy consumption and energy efficiency, and renewable energy supply. The energy transition strategy can be summarised by three objectives: reduce energy consumption in all sectors, use renewable energy directly wherever it makes economic and ecological sense and cover the remaining need for energy by renewables-based electricity.

Krystian WÓJCIK<sup>1</sup>  
Marcin ŁOJEK<sup>1</sup>

## **Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego – schyłek czy rozkwit rynku węglowodorów w Polsce?**

### **Wprowadzenie**

Głównym celem polityki energetycznej państwa jest zachowanie bezpieczeństwa energetycznego, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora produkcji energii na środowisko, przy optymalnym i racjonalnym wykorzystaniu własnych zasobów energetycznych (Polityka energetyczna Polski do 2040 r.). Choć w przypadku ropy naftowej i gazu ziemnego głównym źródłem tych surowców nadal będzie import, poszukiwanie nowych rodzimych złóż jest konieczne w celu utrzymania krajowej podaży i ceny surowców na poziomie zbliżonym do obecnego oraz bezpieczeństwa państwa w przypadku zakłócenia dostaw.

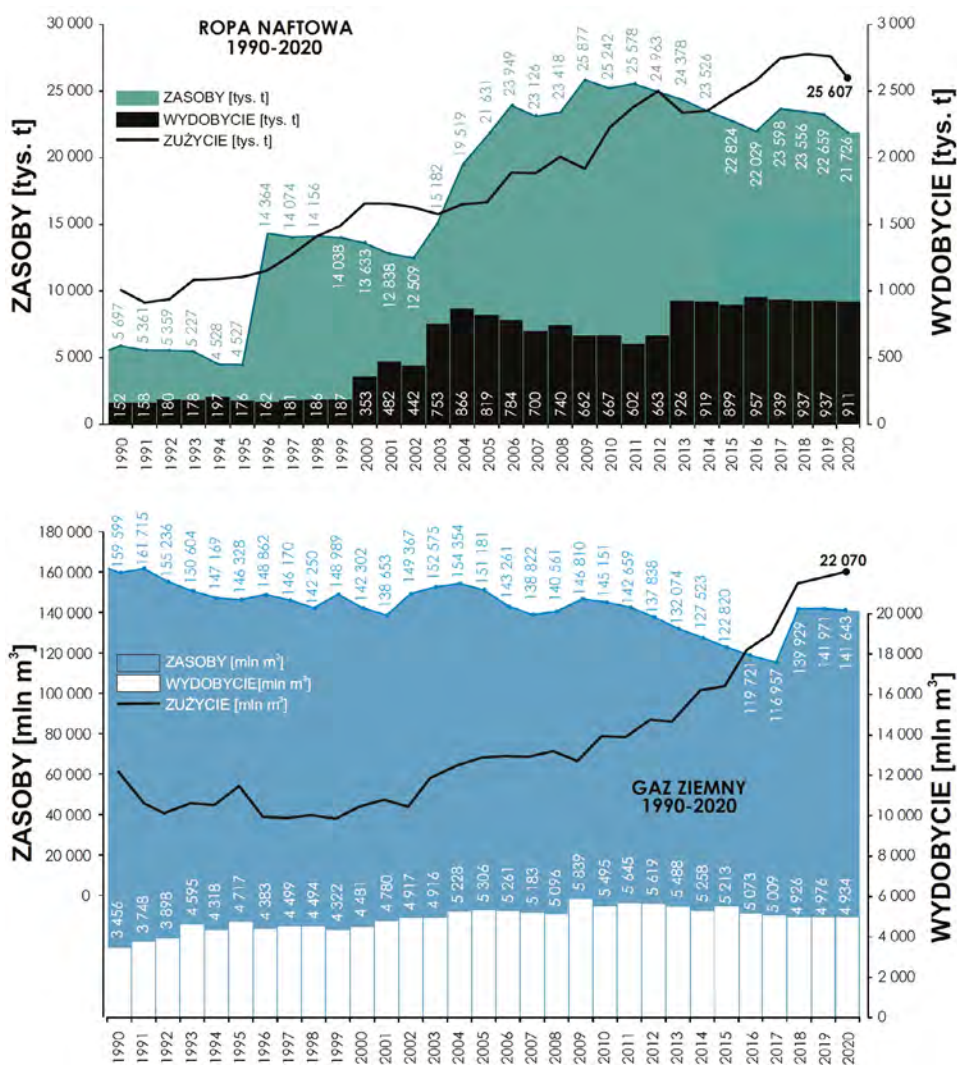
Według najnowszego Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce, wydawanego corocznie przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy ([Bilans 2021](#)), w Polsce w 2020 r. było udokumentowanych 306 złóż gazu ziemnego o łącznych zasobach wydobywalnych bilansowych 141 643 mln m<sup>3</sup>, spośród których było zagospodarowanych 200 złóż. Wydobycie gazu ziemnego w Polsce w 2020 r. wyniosło 4 934 mln m<sup>3</sup>, a zużycie – według Rocznika Statystycznego RP ([GUS 2021](#)) – w 2020 r. przekroczyło 22 000 mln m<sup>3</sup> (rys. 1). Tym samym produkcja gazu ziemnego ze złóż krajowych pokrywa około 22% zapotrzebowania. W przypadku ropy naftowej – 87 udokumentowanych złóż posiada zasoby wydobywalne bilansowe 21 726 tys. t, z czego tylko 57 złóż było zagospodarowanych. Roczne wydobycie ze złóż krajowych wyniosło w 2020 r. 911 tys. t, a zużycie w 2020 r. – prawie

---

<sup>1</sup> Zakład Geologii Złóżowej i Gospodarczej, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa.

26 000 tys. t (rys. 1). Produkcja ropy naftowej ze źródeł krajowych pokrywa więc nieco ponad 3,5% zapotrzebowania.

Utrzymanie krajowej podaży tych dwóch surowców na dotychczasowym poziomie procentowym wymaga poszukiwania i zagospodarowania nowych złóż węglowodorów nie tylko w celu zastąpienia złóż wyczerpywanych i odtworzenia/utrzymania bazy surowcowej. Nietrudno przewidzieć znaczący wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w ciągu następnej dekady, który w transformacji energetycznej jest traktowany jako paliwo przejściowe do czystej energii. Niezbędne jest zatem sprawne zarządzanie sektorem poszukiwawczo-wydobywczym w Polsce, a zwłaszcza inicjowanie inwestycji w kraju poprzez szybki proces udzielania koncesji.



Rys. 1. Zasoby, wydobycie i zużycie ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce w latach 1990–2020

Fig. 1. Oil and gas resources, production and demand in Poland in 1990–2020



## Proces udzielania koncesji

Ustawa Prawo geologiczne i górnicze (Ustawa 2011; art. 49e) przewiduje dwie drogi udzielania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż lub koncesji na wydobywanie węglowodorów ze złóż w Polsce. Pierwszą drogą jest przetarg międzynarodowy organizowany corocznie przez organ koncesyjny – Ministerstwo Klimatu i Środowiska, w której minister, we współpracy z państwową służbą geologiczną, wskazuje obszary, dla których zamierza udzielić koncesji. Drugą drogą jest przetarg inwestorski (*open door*), w którym podmiot sam wskazuje przestrzeń, w granicach której zamierza prowadzić działalność poszukiwawczo-wydobywczą lub wydobywczą.

Obecnie (styczeń 2022 r.) trwają przygotowania do piątej rundy przetargów na koncesje węglowodorowe w Polsce. Jej przedmiotem będą cztery obszary: Gorzów Wielkopolski S, Gryfice, Kartuzy i Siedlce W. Rozpoczęcie przetargu zaplanowano w pierwszej połowie 2022 roku. Zachowując ciągłość procesu udzielania koncesji węglowodorowych, na drugą połowę 2022 r. zaplanowano kolejną – szóstą rundę przetargów na koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż w Polsce. Jej przedmiotem ma być pięć obszarów: Cybinka – Torzym, Zielona Góra Zachód, Koło, Blok 208 i Blok 413–414, których granice organ koncesyjny ogłosił 30 czerwca 2021 r. (zobacz również zmiany z dnia 20 sierpnia 2021 r.) w BIP Ministerstwa Klimatu i Środowiska (BIP MOS 2021).

Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż są udzielane na czas oznaczony nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż 30 lat, przy czym czas ten podzielony jest na fazę poszukiwania i rozpoznawania oraz fazę wydobywania.

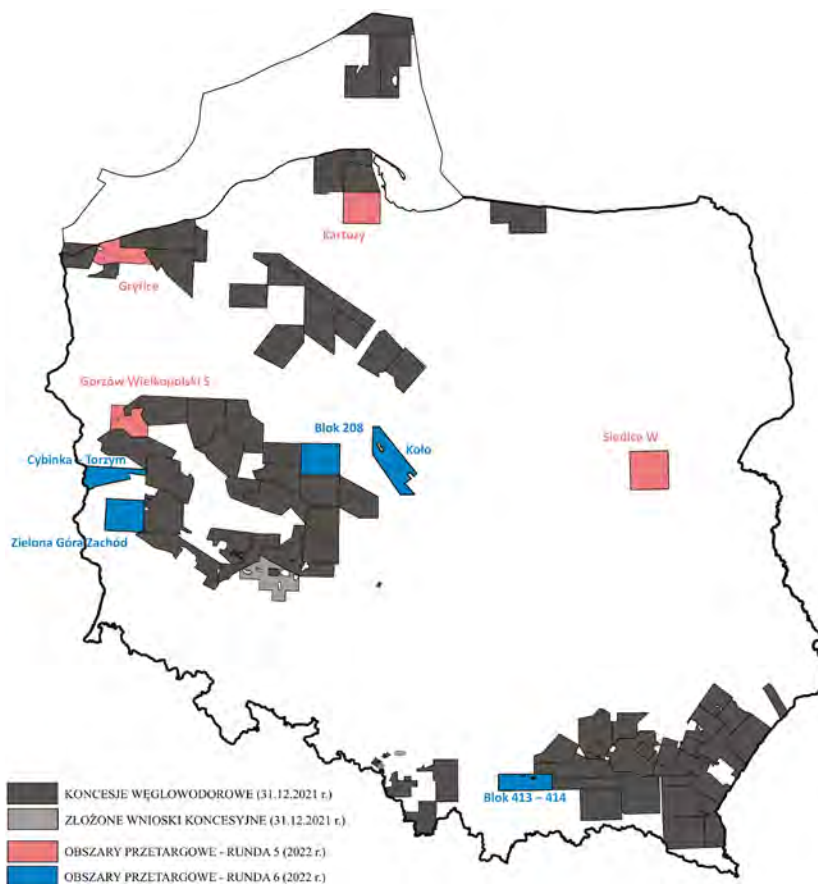
Szczegółowe informacje na temat procedur udzielania koncesji można znaleźć w artykułach Jagielskiego i in. (Jagielskiego i in. 2018, 2019a, 2019b, 2020) oraz Feldman-Olszewskiej i in. (Feldman-Olszewskiej i in. 2019), a także (PGI 2021; BIP MOS 2021).

## Obszary oferowane do przetargów

Obszary oferowane do piątej i szóstej rundy przetargów na koncesje węglowodorowe zostały zilustrowane na rysunku 2 oraz pokrótce scharakteryzowane w tabeli 1. W przypadku obszarów rundy piątej – Gorzów Wielkopolski S, Gryfice, Kartuzy i Siedlce W – ich ogólną charakterystykę można znaleźć w artykule Jagielskiego i in. (Jagielskiego i in. 2020). Pierwsze dwa obszary – Gorzów Wielkopolski S i Gryfice – są dedykowane poszukiwaniom konwencjonalnych złóż węglowodorów w permie – dolomicie głównym, czerwonym spągowcu i w karbonie. Kartuzy i Siedlce W to z kolei najbardziej perspektywiczne obszary występowania gazu łupkowego na lądzie w niższym paleozoiku. Szczegółowe opisy budowy geologicznej, systemów naftowych, złóż węglowodorów, otworów wiertniczych, badań geofizycznych (w tym sejsmiki) oraz uwarunkowań środowiskowych mogących ograniczać działalność koncesyjną dla obszarów dedykowanych do piątej rundy przetargowej, znajdują się w pakietach danych geologicznych przygotowanych przez państwową służbę geologiczną, które zostaną udostępnione w dniu rozpoczęcia przetargu na wymienionych stronach internet-

towych. Dane źródłowe, będące własnością Skarbu Państwa, zostaną udostępnione do wglądu w ramach data roomu zorganizowanego w Czytelni Narodowego Archiwum Geologicznego w Warszawie w trakcie trwania przetargu.

Obszary dedykowane do rundy szóstej – Cybinka–Torzym, Zielona Góra Zachód, Koło, Blok 208 i Blok 413–414 – zostały wyłonione przez organ koncesyjny spośród propozycji zgłoszonych przez państwową służbę geologiczną w ramach corocznej „Oceny perspektywiczności geologicznej Polski pod względem możliwości udokumentowania nowych złóż węglowodorów” (Wójcik i in. 2021), realizowanej jako obowiązek ustawowy (Ustawa 2011; art. 49f). Głównym celem poszukiwawczym na obszarach Cybinka – Torzym i Zielona Góra Zachód są konwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w dolomicie głównym. Celem drugorzędnym jest gaz ziemny w czerwonym spągowcu. Niekonwencjonalne złoża gazu zamkniętego w czerwonym spągowcu i w utworach kulmu, ewentualnie konwencjonalne złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w dolomicie głównym są z kolei spodziewane na obszarze Bloku 208. Na obszarze Koło perspektywy naftowe są związane z utworami mezozoiku – głównie łupkami i piaskowcami jury środkowej i górnej. Poza Niżem



Rys. 2. Obszary oferowane do piątej i szóstej rundy przetargów na koncesje węglowodorowe w Polsce

Fig. 2. Areas offered to the 5<sup>th</sup> and 6<sup>th</sup> tender rounds for hydrocarbon concessions in Poland

Polskim, ostatni obszar przetargowy – Blok 413–414 – jest dedykowany poszukiwaniom konwencjonalnych złóż węglowodorów w podłożu Karpat, ale także w utworach miocenu autochtonicznego zapadliska przedkarpackiego i Karpat zewnętrznych (jednostka śląska).

TABELA 1. Podstawowe informacje o obszarach oferowanych do piątej i szóstej rundy przetargów na koncesje węglowodorowe w Polsce

TABLE 1. Basic information on the areas offered to the 5th and 6th tender rounds for hydrocarbon concessions in Poland

Runda przetargów (rok)	Nazwa obszaru przetargowego	Powierzchnia [km <sup>2</sup> ]	Cel poszukiwawczy	Kluczowe otwory wiertnicze (głębokość)	Sejsmika	Złóża węglowodorów rozpoznane w pobliżu obszaru przetargowego – analogii dla poszukiwań
1	2	3	4	5	6	7
5 (2021)	Gorzów Wielkopolski S	691,38	konwencjonalny (dolomit główny)	Baczyna-2 (3167,0 m), Ciecierzycze 1/1K (3092,0/3017,0 m), Dzierzów 1K/1K-BIS (3130,0/3040,0 m), Jeniniec 4 (3290,0 m), Stanowice 3 (3261,0 m), Wędrzyn 1 (3170,0 m)	137 linii 2D o długości 1552,74 km; 6 zdjęć 3D o powierzchni 417,21 km <sup>2</sup>	Jeniniec, Stanowice, Dzieduszyce, Krobielewko
	Gryfice	747,96	konwencjonalny (karbon, perm – czerwony spągowiec, perm – dolomit główny)	Benice 1 (3247,0 m), Brojce IG-1 (4252,0 m), Dobropole 1 (2883,0 m), Dusin 1 (2662,5 m), Gostyń 2 (3447,0 m), Gryfice 1 (3367,0 m), Jarszewo 1 (2998,7 m), Kamień Pomorski 3 (2405,0 m), Laska 2 (3583,0 m), Rekowo 1 (2667,0 m), Skarchowo 1 (2667,0 m), Strzeżewo 1 (4521,0 m), Świerzno 1 (3103,0 m), Wrzosowo 1 (3305,0 m)	138 linii 2D o długości 1487,66 km; 3 zdjęcia 3D o powierzchni 313,12 km <sup>2</sup>	Rekowo, Wrzosowo, Dargosław, Gorzysław N, Gorzysław S, Kamień Pomorski, Trzebusz, Wysoka Kamińska
	Kartuzy	900,35	niekonwencjonalny i konwencjonalny w kambrze, ordowiku i sylurze	Borczy-1 (3760,0 m), Lewino-1G2 (3600,38 m), Niestępowo-1 (3632,9 m), Gapowo B-1/B-1A (4303,0/6058,0 m), Miłowo-1 (3856,0 m), Tępcz-1 (3428,0 m)	35 linii 2D o długości 624,48 km	Żarnowiec, Dębki, Białogóra
	Siedlce W	1200,00	niekonwencjonalny i konwencjonalny w kambrze, ordowiku i sylurze	Polaki 1 (2780,7 m), SOK-Grębków-01 (2243,0 m), Sokołów Podlaski 1 (1171,0 m), Dobre 1 (2841,9 m), Rówce (2067,0 m), Tuszczy IG-1 (2953,8 m), Żebrak IG-1 (2472,2 m)	58 linii 2D o długości 752,61 km	brak

1	2	3	4	5	6	7
6 (2022)	Cybinka – Torzym	668,50	konwencjonalny (perm – dolomit główny)	Bytomiec 1 (2240,0 m), Chlebów 1 (2135,0 m), Cybinka 1 (2586,0 m), Grzmiąca 1 (2155,0 m), Kłopot 1 (2125,0 m), Kosarzyn-8 (1828,0 m), Kosobudz 1 (2974,0 m), Koziczyn 1 (3208,0 m), Miłów 1 (2401,0 m), Radomicko 1 (2138,0 m), Rapice 1A (2402,0 m), Rybaki 5 (1988,0 m), Sosna-1 (2455,0 m), Świebodzin 3 (2804,0 m)	229 linii 2D, 3 zdjęcia 3D	Kosarzyn N, Kosarzyn E, Gryżyna, Ołobok
	Zielona Góra Zachód	954,57	konwencjonalny (perm – dolomit główny, czerwony spągowiec)	Chojnowo 1 (1530,1 m), Dachów 1 (1508,0 m), Dęby 1 (1370,5 m), Drzonów 1 (1303,0 m), Dychów M-26 (1930,0 m), Jeleniów-1 (1492,3 m), Kosierz 1 (1415,0 m), Lubiatów 1 (1451,4 m), Niwiska 1 (1700,0 m), Nowa sól 7 (1113,2 m), Pajęczno 1 (1203,0 m), Piaski 1 (2021,8 m), Stary Zagór 1 (1984,6 m), Strużka 1 (1492,4 m), Świdnica-1 (1391,0 m), Trzebule 1 (2666,7 m), Urzuty (1250,0 m), Wysoka 1 (1440,7 m), Żarków 1 (1363,6 m),	35 linii 2D	Nowa Sól, Lelechów, Czeklin, Gryżyna
	Blok 208	946,10	niekonwencjonalny ( <i>tight gas</i> w permie – górnym czerwonym spągowcu i karbonie/kulmie); konwencjonalny (perm – dolomit główny)	Otoczna 1 (3521,4 m), Września IG-1 (5904,2 m)	116 linii 2D, 1 zdjęcie 3D	Miłosław E, Komorze, Miłosław
	Koło	1035,32	niekonwencjonalny ( <i>shale gas</i> w dolnej i środkowej jurze); konwencjonalny (mezozoik)	Augustynowo 1 (630,0 m), Banachów IG-1 (3403,0 m), Bierzwienna K-31 (1020,4 m), Bolesław-1 (1550,0 m), Izbica 2 (1200,0 m), Koło GT-1 (3905,0 m), Koło IG-3 (3156,2 m), Pagórki IG-1 (1562,1 m), Ponętów 1 (3007,0 m), Przybyłów 1 (3857,0 m), Rdutów 3/XX (634,0 m), Wrząca IGH-1 (2934,8 m)	46 linii 2D	brak

1	2	3	4	5	6	7
6 (2022)	Blok 413–414	666,20	konwencjonalny (podłoże jednostek karpackich, miocen autochtoniczny zapadliska przedkarpackiego, Karpaty zewnętrzne – jednostka śląska)	Czchów 1 (3216,0 m), Dobczyce 5 (1912,0 m), Iwkowa 1 (3228,0 m), Jaworzna 1 (3214,1 m), Kamionna 1 (2566,9 m), Leszczyna 1 (2410,0 m), Lipnica Górna 1 (2710,0 m), Łapanów 2/2K (2050,0 m), Łąka 4 (2438,8 m), Muchówka 1 (2620,0 m), Połom Duży 2 (2630,0 m), Raciechowice 1 (2424,0 m), Rajbrot 1 (4948,0 m), Tarnawa 1 (5510,0 m), Tymowa 1 (3740,0 m), Wiśniowa IG-1 (2931,2 m), Wolica 1 (3177,5 m), Żegocina 1 (3509,0 m)	183 linie 2D, 1 zdjęcie 3D	Łąka, Łapanów

## Wnioski

W 2022 roku organ koncesyjny – Minister Klimatu i Środowiska – zaplanował dwie rundy przetargów na koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż w Polsce. Ich przedmiotem będzie łącznie 9 obszarów dedykowanych poszukiwaniom zarówno konwencjonalnych, jak i niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego: Gorzów Wielkopolski S, Gryfice, Kartuzy, Siedlce W, Cybinka–Torzym, Zielona Góra Zachód, Koło, Blok 208 i Blok 413–414. Przetarg organizowany przez administrację rządową pozostawia w rękach państwa możliwość ukierunkowania i stymulowania poszukiwań naftowych w Polsce. Równolegle, przedsiębiorcy mogą składać wnioski o udzielenie koncesji węglowodorowych w ramach przetargu inwestorskiego. Wskazane przestrzenie muszą być wolne od innych koncesji węglowodorowych, obszarów przetargowych i nie mogą przekraczać 1200 km<sup>2</sup> powierzchni. Ta forma pozostawia przedsiębiorcom swobodę i inicjatywę w podejmowaniu inwestycji.

Transformacja energetyczna Polski, regulacje na szczeblu Unii Europejskiej, jak też własna inicjatywa koncernów przemysłowych, jasno wskazują stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych jako źródeł energii w perspektywie następnych dwóch – trzech dekad. Mając na uwadze, że poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów jest procesem długotrwałym, wymagającym znacznych nakładów inwestycyjnych i trwającym co najmniej 5 lat (faza poszukiwawczo-rozpoznawcza), etap zagospodarowania złoża – tj. do odciążenia optymalnego poziomu produkcji – trwa następnych kilka lat, a faza wydobywcza – nawet 25 lat, czas na podjęcie decyzji inwestycyjnych wyraźnie się zawęża. Piąta i szósta runda przetargów na koncesje węglowodorowe mogą okazać się ostatnią szansą zarówno dla rodzimych, jak i międzynarodowych koncernów naftowych na inwestycje na polskim rynku ropy naftowej i gazu

ziemnego. To również ostatnia szansa na zagospodarowanie ponad 100 złóż gazu ziemnego i 30 złóż ropy naftowej, które, pozostając udokumentowane, nie są obecnie przedmiotem eksploatacji.

Prace sfinansowano ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach umowy nr 307/2021/Wn-07/FG-sm-dn/D z dnia 21.04.2021 r. na realizację zadania PSG pt. „Ocena perspektywiczności geologicznej Polski pod względem możliwości odkrycia nowych złóż węglowodorów oraz przygotowanie materiałów na potrzeby postępowań prowadzonych w celu udzielenia koncesji węglowodorowych – etap IV” (22.5004.2101.00.1). Autorzy składają serdeczne podziękowania Recenzentowi za cenne uwagi i komentarz artykułu.

## Literatura

- Bilans 2020. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31.12.2020 r.* Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy.
- BIP MOS 2021. [Online:] <https://bip.mos.gov.pl/koncesje-geologiczne/przetargi-na-koncesje-na-poszukiwanie-rozpoznawanie-i-wydobywanie-weglowodorow> [Dostęp: 12.12.2021].
- Feldman-Olszewska i in. 2019 – Feldman-Olszewska, A., Jankowski, L., Krzyżak, E., Peryt, T., Sikorska-Jaworowska, M. i Wójcik, K. 2019. Ropa naftowa i gaz ziemny w Polsce – obszary perspektywiczne oraz postępowanie przetargowe w 2018/2019 r. (część II). *Przegląd Geologiczny* 67(1), s. 13–26.
- GUS 2021. *Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2021.* Warszawa: Główny Urząd Statystyczny.
- Jagielski i in. 2018 – Jagielski, G., Feldman-Olszewska, A., Janas, M., Kiersnowski, H., Krzyżak, E., Podhalańska, T., Roszkowska-Remin, J., Sobień, K. i Wójcik, K. 2018. Ropa naftowa i gaz ziemny w Polsce – obszary perspektywiczne oraz postępowanie przetargowe w 2018 r. (część I). *Przegląd Geologiczny* 66(12), s. 724–740.
- Jagielski i in. 2019a – Jagielski, G., Jankowski, L., Kiersnowski, H., Kijewska, S., Kozłowska, A., Krzyżak, E., Kuberska, M., Laskowicz, R., Rosowiecka, O., Roszkowska-Remin, J., Smajdor, Ł., Wesołowski, M., Wójcik, K. i Żuk, T. 2019a. Koncesje na poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce w 2019 i 2020 roku – postępowanie przetargowe i przetarg inwestorski. *Przegląd Geologiczny* 67(12), s. 938–960.
- Jagielski i in. 2019b – Jagielski, G., Kiersnowski, H., Kijewska, S., Kozłowska, A., Krzyżak, E., Kuberska, M., Laskowicz, R., Roszkowska-Remin, J., Smajdor, Ł., Wesołowski, M., Wójcik, K. i Żuk, T. 2019b – Ropa naftowa i gaz ziemny w Polsce: postępowanie przetargowe i przetarg inwestorski (open door) na koncesje węglowodorowe w 2019 i 2020 roku. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 108, s. 127–140.
- Jagielski i in. 2020 – Jagielski, G., Kijewska, S., Krzyżak, E., Kumek, J., Rosowiecka, O., Roszkowska-Remin, J., Słomski, P., Smajdor, Ł., Wesołowski, M. i Wójcik, K. 2020. Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce – procedury udzielania koncesji i perspektywy naftowe w 2021 roku. *Przegląd Geologiczny* 68(10), s. 729–743.
- Ustawa 2011 – Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze, 2019. Dziennik Ustaw 2011, poz. 981 (t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 1064, 1339, 2320, z 2021 r. poz. 234, 784, 914).
- PGI 2021. [Online:] <https://www.pgi.gov.pl/obszary-przetargowe> [Dostęp: 12.12.2021].
- Wójcik i in. 2021 – Wójcik, K., Krzyżak, E., Jankowski, L., Jasionowski, M., Kiersnowski, H., Kijewska, S., Laskowicz, R., Roszkowska-Remin, J., Waśkiewicz, K., Wójcicki, A. i Wróblewska, S. 2021. *Ocena perspektywiczności geologicznej Polski pod względem możliwości udokumentowania nowych złóż węglowodorów na rok 2021.* Warszawa: Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy.

## *Poszukiwanie, rozpoznawanie oraz wydobywanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego – schyłek czy rozkwit rynku węglowodorów w Polsce?*

Słowa kluczowe: ropa naftowa, gaz ziemny, koncesje węglowodorowe, obszary przetargowe, przetarg inwestorski

Streszczenie: W 2022 roku odbędą się dwie rundy przetargów międzynarodowych na koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż w Polsce. Ich organizatorem jest Minister Klimatu i Środowiska. Przedmiotem przetargów będzie 8 obszarów zlokalizowanych na Niżu Polskim (Gorzów Wielkopolski S, Gryfice, Kartuzy, Siedlce W, Cybinka–Torzym, Zielona Góra Zachód, Koło i Blok 208) oraz 1 obszar położony w Karpatach (Blok 413–414). Przedsiębiorcy mogą ubiegać się o koncesje węglowodorowe również w sposób ciągły – w ramach przetargu inwestorskiego (*open door*). W dobie transformacji energetycznej Unii Europejskiej – stopniowym odchodzeniu od paliw kopalnych jako podstawowych źródeł energii – najbliższe lata stanowią ostatnią szansę na podjęcie działalności w zakresie poszukiwania i rozpoznawania oraz efektywnego i opłacalnego zagospodarowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce.

## *Exploration and production of oil and gas in Poland – beginning of the end?*

Keywords: oil, gas, hydrocarbon concessions, tender areas, licensing round, open door policy

Abstract: Two tender rounds for hydrocarbon concessions in Poland are planned in 2022. The Polish Minister of Climate and Environment, as the concession authority on the territory of Poland, indicated 9 areas dedicated to these tenders. Eight of them are located in the Polish Lowland (Gorzów Wielkopolski S, Gryfice, Kartuzy, Siedlce W, Cybinka–Torzym, Zielona Góra Zachód, Koło, and Block 208), and one is located within the Outer Carpathians (Block 413–414). Moreover, the entities can also choose the area and apply for a concession by submitting an application to the Ministry according to the continuous open door policy. According to the European Union energy transition, fossil fuels are being gradually eliminated as primary energy resources: it seems that next few years are the last chance for investments and effective oil and gas exploration and production in Poland.





Maciej TORA<sup>1</sup>  
Marcin KARBOWNICZEK<sup>1</sup>  
Barbara TORA<sup>2</sup>

## **Fotowoltaika w Polsce. Stan aktualny i perspektywy**

### **Wprowadzenie**

Odnawialne źródła energii są istotnym elementem rozwoju społeczno-gospodarczego, mającym ogromny wpływ na jakość otaczającego nas środowiska naturalnego i klimatu. Rola odnawialnych źródeł energii rośnie. Wzrastające ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla przy spadających kosztach instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) spowodowały, że zielona energetyka stała się poważną alternatywą dla energetyki tradycyjnej, wykorzystującej paliwa kopalne.

Od około 2000 roku tempo pojawiania się nowych instalacji fotowoltaicznych na świecie zaczęło gwałtownie przyspieszać, a w 2015 całkowita moc ulokowana w tej technologii była szacowana na 220 GW. Według danych udostępnionych przez International Renewable Energy Agency (IRENA) już w 2050 roku liczba ta może przekroczyć 4500 GW.

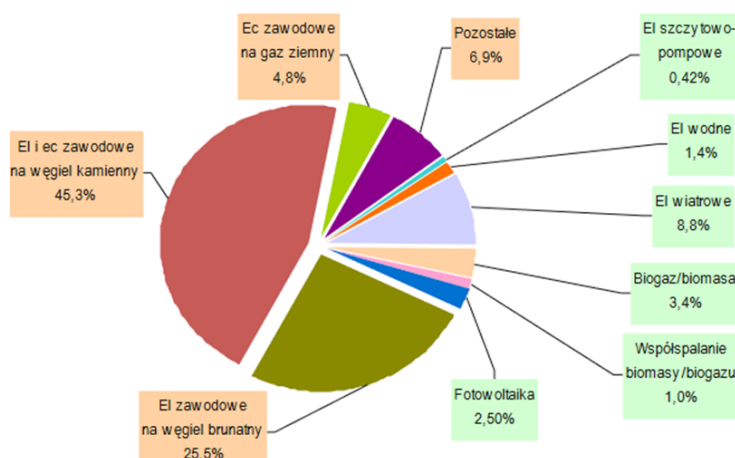
Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, państwa członkowskie były zobowiązane do zapewnienia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. w wysokości 20%; dla Polski cel ten został ustalony na poziomie 15%.

Udział energii ze źródeł odnawialnych w pozyskaniu energii pierwotnej w Polsce ogółem wzrósł w latach 2015–2019 z 13,25 do 15,96%. Struktura pozyskania energii ze źródeł odnawialnych dla Polski wynika przede wszystkim z charakterystycznych dla naszego kraju warunków geograficznych i możliwych do zagospodarowania zasobów. Energia pozyskiwana ze źródeł odnawialnych w Polsce w 2019 r. pochodziła z biopaliw stałych (65,56%), energii

---

<sup>1</sup> 2LOOP TECH SA, e-mail: mtora@2loop.tech; mkarbo@2loop.tech.

<sup>2</sup> Wydział Inżynierii Łądowej i Gospodarki Zasobami, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie; e-mail: tora@agh.edu.pl.



Rys. 1. Moc elektryczna osiągalna z OZE – dynamika wzrostu za trzy kwartały 2020–2021

Źródło: ARE

Fig. 1. Electrical power achievable from RES – growth dynamics for three quarters 2020–2021

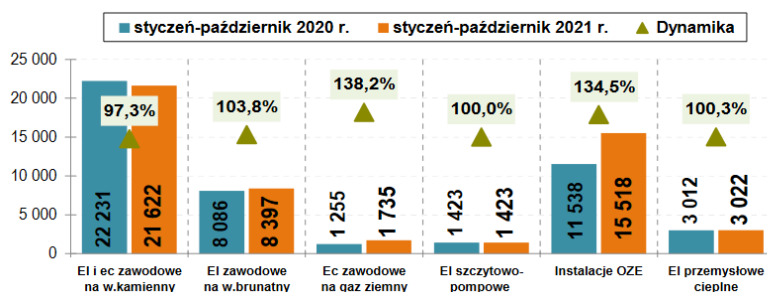
wiatru (13,72%) i z biopaliw ciekłych (10,36%). Łączna wartość energetyczna pozyskanej energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych w Polsce w 2019 r. wyniosła 396 498 TJ.

Wśród eksploatowanych obecnie źródeł energii odnawialnej fotowoltaika zajmuje drugą pozycję, a jej udział w czerwcu 2021 r. (w najbardziej sprzyjającym produkcji miesiącu letnim) wynosił 4%. Na pierwszym miejscu w Polsce pod względem produkcji znajduje się energetyka wiatrowa, która stanowiła 5%. Pozostałe źródła energii, czyli m.in. elektrownie wodne i biogazowe, pozwalały uzyskać jeden procent produkcji, natomiast biomasowe – 3%.

Na rysunku 2 przedstawiono dynamikę przyrostu mocy zainstalowanych w Polsce za trzy kwartały 2020 roku porównane do 2021 roku.

Na rysunku 3 przedstawiono dynamikę wzrostu osiągalnej mocy elektrycznej ze źródeł odnawialnych za trzy kwartały 2020 i 2021 rok.

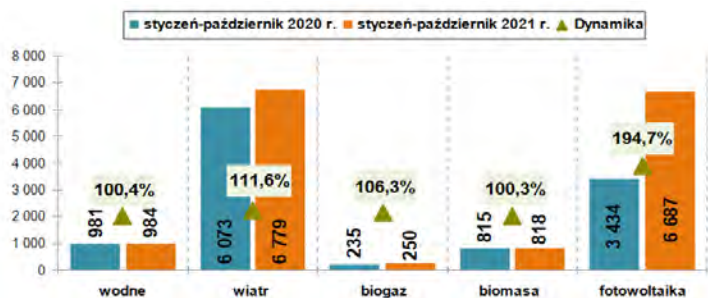
Od kilku lat obserwuje się w Polsce dynamiczny wzrost zainstalowanej mocy w energetyce fotowoltaicznej (rys. 4). W 2020 roku moc zainstalowana wyniosła 887 MW i w stosunku



Rys. 2. Moce elektryczne zainstalowane w Polsce [MW] – dynamika wzrostu za trzy kwartały 2020 do 2021

Źródło: ARE

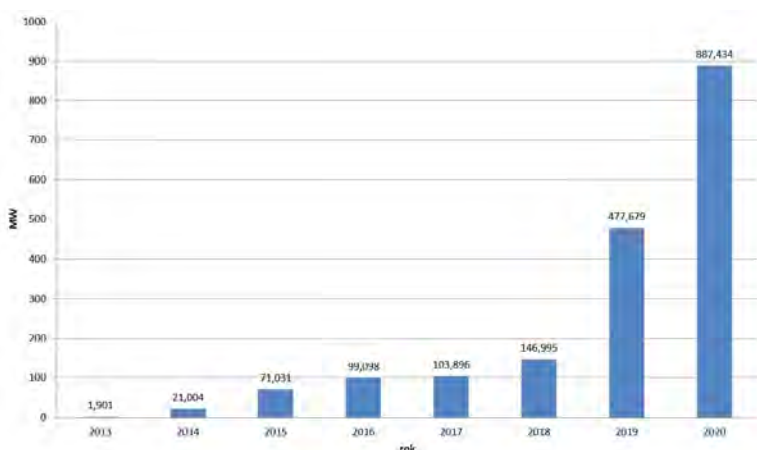
Fig. 2. Electric powers installed in Poland [MW] – growth dynamics for three quarters of 2020 to 2021



Rys. 3. Struktura produkcji energii elektrycznej z OZE w Polsce [MW] (styczeń–październik w 2020 i 2021)

Źródło: ARE

Fig. 3. Energy produced from renewables in Poland [MW] (January–October 2020 and 2021)



Rys. 4. Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego w Polsce [MW]

Źródło: URE

Fig. 4. Installations using the energy of solar radiation in Poland [MW]

do 2014 roku wzrost był 42-krotny. Według stanu na dzień 30 września 2021 roku [PSE] moc zainstalowana w fotowoltaice w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym osiągnęła poziom 6126 MW. Według danych Agencji Rynku Energii na koniec września 2021 roku, moc zainstalowana we wszystkich źródłach wytwórczych w Polsce wyniosła 53 274,6 MW.

### Rodzaje paneli fotowoltaicznych

Obecnie, instalacje fotowoltaiczne (zarówno w przypadku fotowoltaiki dla domu, jak i fotowoltaiki dla firm) zwykle opierają się na jednym z dwóch typów modułów – krzemowym lub cienkowarstwowym.

Ogniwa tzw. pierwszej generacji obejmują ogniwa z krzemu monokrystalicznego i polikrystalicznego. Modele monokrystaliczne charakteryzują się wysoką wydajnością, wyni-

kającą z technologii rozwijanych od wielu lat. To właśnie wśród nich znajdują się panele o najwyższych parametrach. Druga generacja to przede wszystkim ogniwa z krzemu amorficznego, a także ogniwa z arsenku galu, tellurku kadmu, mieszaniny miedzi, indu, galu i seleniu, ogniwa wielozłączowe i inne konstrukcje cienkowarstwowe.

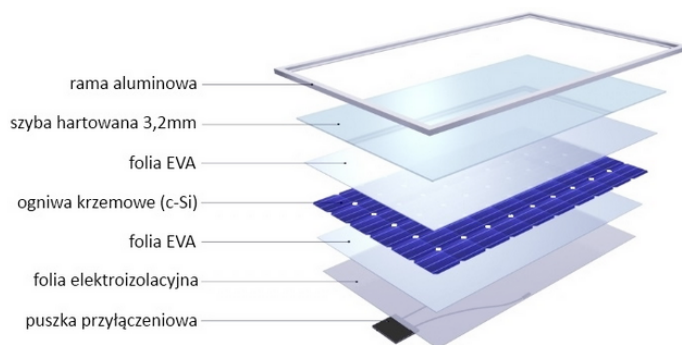
Ogniwa nowszych generacji zazwyczaj nie są bardziej skuteczne, niemniej mają inne zalety: są cieńsze, tańsze w produkcji, można je instalować w zupełnie inny sposób, np. poprzez integrację z elewacją budynku lub dachem; niestety są mniej trwałe.

Natomiast wśród ogniw pierwszej generacji modele krzemowe polikrystaliczne są tańsze niż monokrystaliczne, gdyż produkcja płytek podłożowych do nich jest znacznie prostsza. Wystarczy, by krzem uległ krystalizacji i był odpowiednio czysty (zazwyczaj na poziomie 99,9999%).

Rodzaj ogniwa jest łatwo odróżnić, modele monokrystaliczne mają jednolitą barwę, najczęściej niemal czarną, ogniwa polikrystaliczne są najczęściej bardziej niebieskie i mieniają się w świetle. Głównym surowcem do produkcji, zarówno mono-, jak i polikrystalicznych ogniw fotowoltaicznych jest wysokiej czystości krzem krystaliczny (c-Si).

### Budowa panelu fotowoltaicznego

Ogniwa fotowoltaiczne są łączone w panele. Panel składa się z szeregu ułożonych obok siebie ogniw, których elektrody są ze sobą połączone (rys. 5). Ogniwa charakteryzują się znaczną kruchością gdyż są niezwykle cienkie (I generacji – 0,1–0,3 mm, II generacji płytki podłożowe mają grubość poniżej 0,2 mm). Dlatego całość pokrywa się szkłem hartowanym, które nadaje panelowi grubość i zabezpiecza elektronikę przed uszkodzeniami. Następnie szkło pokrywa się warstwą uszczelniającą (folią), która chroni przed warunkami atmosferycznymi – głównie przed wilgocią i dostępem tlenu. Folia jest najczęściej poli(etylenu-co-octanu winylu), nazywany folią EVA (ang. *Ethylene-Vinyl Acetate*); stosuje się ją i od góry i od dołu ogniwa.



Rys. 5. Budowa panelu PV

Źródło: selfa, <https://www.selfa-pv.com/>

Fig. 5. PV panel – construction

Na szkło nakłada się kolejne warstwy antyrefleksyjne, sprawiające, że przechodzi przez nie więcej światła.

### Recykling paneli fotowoltaicznych

Żywotność paneli fotowoltaicznych szacuje się na około 25–30 lat. Zatem można się spodziewać, że około 2030 roku zaczniemy mieć do czynienia z dużą ilością odpadowych paneli. Aby zbudować efektywny system recyklingu, potrzebne są rozwiązania systemowe.

Według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (International Renewable Energy Agency, IRENA) rynek recyklingu paneli fotowoltaicznych osiągnie w 2030 roku wartość 450 mln dolarów, a w roku 2050 nawet 15 mld dolarów.

Według wyliczeń amerykańskiego Departamentu Energii, około 95% sprzedawanych obecnie paneli jest wyprodukowanych z krzemu krystalicznego, a więc ich ogniwa fotowoltaiczne wykonane są z półprzewodników krzemowych. Skład chemiczny paneli przedstawiono w tabeli 1.

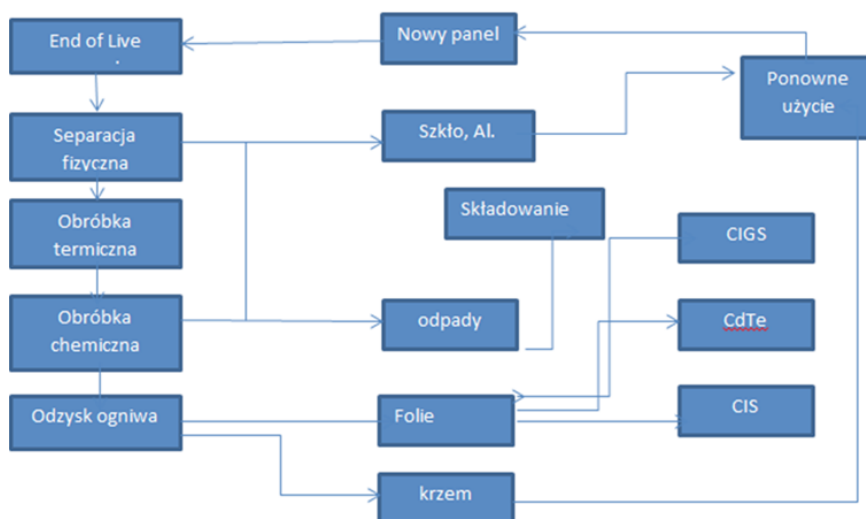
TABELA 1. Skład chemiczny paneli fotowoltaicznych

TABLE 1. Chemical composition of photovoltaic panels

Składnik	Krzemowe c-Si [%]	CIGS [%]	CdTe [%]
Szkło	74	88	96
Glin	12,8	7,0	0
Folia EVA	9,0	4,0	0
Miedź	0,1	0,1	0
Srebro	0,1	0	3,4
Ind	0	0,28	0,04
Gal	0	0,1	0
Selen	0	0,52	0
Nikiel	0	0	0
Cynk	0	0	0,1
Cyna	0	0	0,12
CdTe	0	0	0,15

Źródło IRENA.

W 2020 roku inicjatywę budowy instalacji recyklingu ogniwo fotowoltaicznych w Polsce podjęła firma 2LOOP TECH SA.



Rys. 6. Schemat recyklingu ogniw fotowoltaicznych

Fig. 6. Recycling process of photovoltaic cells

Schemat projektowanej instalacji przedstawiono na rysunku 6.

Panele fotowoltaiczne trudno poddają się recyklingowi. Są bardzo wytrzymałe i utworzone z wielu różnych materiałów. Recykling paneli jest prowadzony wieloetapowo. Pierwszym etapem jest oddzielenie aluminiowej ramy i kabli połączeniowych. Kolejny panel jest rozdrabniany. Po rozdrobieniu panel fotowoltaiczny jest poddawany serii procesów, które pozwalają odzyskać poszczególne metale. Odzyskanie krystalicznego krzemu następuje w procesie ługowania chemicznego.

Na rysunku 7 przedstawiono przykładowe etapy recyklingu. Najłatwiejsze do przetworzenia są elementy szklane i aluminiowe. Trudniejsze do recyklingu są płytki krzemowe, które przetapia się i wykorzystuje ponownie w nowych modułach PV.



Rys. 7. Etapy recyklingu ogniw PV

Fig. 7. Stages of recycling of PV cells

Inne elementy poddaje się utylizacji w wysokiej temperaturze, nawet do 500°C. Części plastikowe są odparowywane (Zgłoszenie patentowe 2021). Odzysk materiałowy całego panelu jest bliski 99,9%.

Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej w swoim raporcie oszacowała, że masa surowców wtórnych z fotowoltaiki, która powstanie do 2050 roku to 78 mln ton. 2LOOP TECH SA. planuje wybudowanie instalacji pilotażowej do recyklingu o wydajności 50 000 sztuk paneli rocznie.

## Podsumowanie

Odnawialne źródła energii (energia wiatrowa, słoneczna, hydroelektryczna, energia oceanów, energia geotermalna, biomasa i biopaliwa) stanowią alternatywę dla paliw kopalnych i przyczyniają się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, zróżnicowania dostaw energii oraz zmniejszania zależności od niepewnych i niestabilnych rynków paliw kopalnych, zwłaszcza ropy i gazu.

Unijne prawodawstwo dotyczące promowania odnawialnych źródeł energii znacznie ewoluowało w ostatnich piętnastu latach. W 2009 r. przywódcy unijni wyznaczyli cel, zgodnie z którym do 2020 r. 20% zużycia energii w Unii ma pochodzić z odnawialnych źródeł. W 2018 r. uzgodniono cel na rok 2030: do tego czasu 32% zużycia energii w Unii ma pochodzić z odnawialnych źródeł. W lipcu 2021 r., w związku z nowymi ambicjami UE w dziedzinie klimatu, zaproponowano współprawodawcom zmianę celu na 40% do 2030 r. Trwają też rozmowy na temat przyszłych ram polityki na okres po 2030 r.

Zainteresowanie rynku OZE recyklingiem paneli PV jest ogromne. Według raportu *Europe Solar Panel Recycling Market 2020–2027* opracowanego przez analityków Research&Markets, wartość rynku recyklingu paneli fotowoltaicznych w Europie w 2020 roku wyniosła 49,1 mln dolarów. Eksperti przewidują, że w latach 2020–2027 rynek ten będzie rósł o 19 proc. rocznie. W efekcie wartość rynkowa branży recyklingowej w Europie wzrośnie do poziomu 165,8 mln dolarów.

Aktualnie niskie ceny paneli powodują, że stały się one powszechne. Można je wykorzystywać w domowych mikroinstalacjach, a także w farmach o dużej mocy. Największy park solarny (Pavagada) uruchomiono w Indiach. Panele PV zajmują 53 km<sup>2</sup>, a ich moc zainstalowana wynosi 2050 MW.

Dla rozwoju rynku fotowoltaiki w Polsce znaczący wpływ miał program „Mój Prąd”. Dofinansowanie do fotowoltaiki jest również wpisane w ogólnopolski program „Czyste Powietrze”. Zmiana w ustawie o wspieraniu termomodernizacji i remontów, która weszła w życie 12 kwietnia 2021 r., wprowadziła wyższą premię termomodernizacyjną za montaż w budynkach odnawialnych źródeł energii, w tym paneli fotowoltaicznych. Premia wyniesie 21% kosztów przedsięwzięcia. Właściciele domów jednorodzinnych i wielorodzinnych mogą po nią sięgnąć nawet przy instalacji słonecznej o mocy do 50 kW.

## Literatura

- ARE. [Online] <https://www.arenawaw.pl/badania-statystyczne/wynikowe-informacje-statystyczne> [Dostęp 01.01.2022].
- Curtis i in. 2021 – Curtis, T.L., Buchanan, H., Heath, G., Ligia Smith, L. and Shaw, S. 2021. *Solar Photovoltaic Module Recycling: A Survey of U.S. Policies and Initiatives*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-74124. [Online] <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/74124> [Dostęp: 1.01.2021].
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. [Online] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=PL> [Dostęp: 1.01.2021].
- IRENA – International Renewable Energy Agency. [Online] [www.irena.org](http://www.irena.org) [Dostęp: 1.01.2021].
- Karbowiczek M. 2021. *Technologie krzemowe ogniw fotowoltaicznych na rynku*. [Online] <https://budownictwo-b2b.pl/instalacje/baza-wiedzy/fotowoltaika/51980-technologie-krzemowe-ogniw-fotowoltaicznych-na-ryнку> [Dostęp 1.01.2021].
- [Online] [https://inzynieria.com/energetyka/odnawialne\\_zrodla\\_energii/rankingi/58459,odnawialne-zrodla-energii-w-polsce-i-na-swiecie](https://inzynieria.com/energetyka/odnawialne_zrodla_energii/rankingi/58459,odnawialne-zrodla-energii-w-polsce-i-na-swiecie) [Dostęp: 1.01.2021].
- [Online] <file:///C:/Users/Dell/AppData/Local/Temp/sytuacja-kwartalnik-III-2021.pdf> [Dostęp: 1.01.2021].
- [Online] <https://globenergia.pl/pse-moc-zainstalowana-w-fotowoltaice-siega-poziomu-6126-mw/> [Dostęp: 1.01.2021].
- [Online] [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_pl](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_pl) [Dostęp: 1.01.2021].
- Polityka energetyczna Polski do 2040 r. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [Dostęp: 1.01.2021].
- Polskie Sieci Energetyczne „Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2020 roku”. [Online] [https://www.pse.pl/pl\\_PL/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2020](https://www.pse.pl/pl_PL/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2020) [Dostęp: 1.01.2021].
- Selfa. [Online] <https://www.selfa-pv.com/> [Dostęp: 1.01.2021].
- URE. [Online] <https://www.ure.gov.pl> [Dostęp: 1.01.2021].
- Zgłoszenie patentowe 2021 – Zgłoszenie patentowe P.438735 Sposób recyklingu krzemowych paneli fotowoltaicznych [WIPO ST 10/C PL438735] Zgłaszający: 2LOOP TECH SPÓŁKA AKCYJNA, Warszawa, Polska.

## Fotowoltaika w Polsce. Stan aktualny i perspektywy

Słowa kluczowe: fotowoltaika, panele PV, odnawialne źródła energii, recykling paneli

Streszczenie: W ostatnich latach obserwuje się dynamiczny rozwój fotowoltaiki. Moc paneli słonecznych zainstalowanych w Polsce na początku 2021 roku wyniosła prawie 4 GW i wzrosła w ciągu roku o ponad 100%. W artykule przedstawiono analizę udziału energii z fotowoltaiki w odnawialnych źródłach energii. Scharakteryzowano rynek paneli fotowoltaicznych i tendencje rozwoju. Okres żywotności paneli fotowoltaicznych jest szacowany na 25–30 lat, zatem po 2030 roku spodziewana jest rosnąca ilość paneli, które będą poddawane recyklingowi. Przedstawiono plany instalacji recyklingu ogniw zaproponowane przez firmę 2LOOP TECH SA.

## Photovoltaics in Poland. Current status and prospects

Keywords: photovoltaic, PV panels, renewable energy sources, panel recycling

Abstract: In recent years, a dynamic development of photovoltaics has been observed. The power of solar panels installed in Poland at the beginning of 2021 amounted to almost 4 GW and increased by over 100% during the year. The article presents an analysis of the share of photovoltaic energy in renewable energy sources. The market of photovoltaic panels and development trends were characterized. The life cycle of panels is discussed. The duration of the photovoltaic panels is reduced to 25–30 years, while after 2030 the increasing number of panels, which will be subject to recycling, is considered. A plan for the installation of recycling was presented by 2LOOP TECH SA.



Bartosz CERAN<sup>1</sup>

## **Analiza energetyczna pracy układu instalacja fotowoltaiczna–elektrolizer przeznaczonego do produkcji wodoru**

### **Wprowadzenie**

Polska jest jednym z producentów wodoru na świecie. Rocznie w Polsce produkuje się 1 mln ton wodoru, co stanowi 14% produkcji tego gazu w Europie. Wodór produkowany jest głównie w procesie reformingu parowego. Jest to wodór tzw. szary, który znajduje zastosowanie głównie w przemyśle (Ceran 2020).

Przewiduje się, że dzięki rozwojowi technologii ogniwi paliwowych, wodór będzie jednym z głównych nośników energii w przyszłości i znajdzie powszechne zastosowanie zarówno w generacji rozproszonej (Ceran 2019), (także kogeneracji rozproszonej) oraz sektorze transportu (Chmielniak 2017).

Powszechnie wiadomo, że ogniwa paliwowe z jonowymienną membraną polimerową potrzebują do pracy czystego wodoru (99,999%) (Bartosik 2016). Jedną z metod produkcji wodoru o takiej czystości, jest elektroliza wody (Kumar 2019). Zasilając elektrolizery energią z systemu elektroenergetycznego, można produkować wodór czysty, jednak nie zielony, ponieważ dostarczana energia elektryczna została wytworzona w elektrowniach opalanych paliwami kopalnymi. Wodór jest nazywany w literaturze zielonym (Wang 2019), jeśli energia dostarczana do elektrolizerów została wyprodukowana w źródłach OZE. Dzięki temu proces produkcji wodoru nie jest obciążony emisją dwutlenku węgla (Widera 2020).

Zgodnie z założeniami Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 przewiduje się wzrost liczby instalacji do produkcji wodoru typu „źródło OZE – elektrolizer” (<https://www.gov.pl>). Ma to na celu wsparcie procesu dekarbonizacji oraz produkcji czystego, zielonego wodoru. Literatura jest bogata w prace dotyczące analiz energetycznych tego typu układów. Szczególnie popularne są systemy PV-elektrolizer. Prowadzone badania naukowe głównie skupiają się na optymalizacji struktury układu PV-elektrolizer i minima-

---

<sup>1</sup> Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań; e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl.

lizacji kosztów produkcji wodoru. Jest to uzasadnione, ponieważ proces produkcji wodoru w tej technologii jest jednym z najdroższych. Z drugiej strony rozwiązanie to ma duży potencjał redukcji emisji CO<sub>2</sub>.

W literaturze jednak brakuje analiz długoterminowych, np. na okres 10 lat, które, dzięki uwzględnieniu spadku wydajności instalacji PV i elektrolizera, pozwoliłyby precyzyjnie określić koszt produkcji wodoru po kilku latach eksploatacji. Prowadzone procesy optymalizacji są realizowane dla pierwszego roku eksploatacji systemu przeznaczanego do produkcji czystego, zielonego wodoru. W opisywanych analizach nie uwzględnia się spadku wydajności procesu produkcji wodoru związanego ze spadkiem wydajności urządzeń, tj. paneli PV oraz elektrolizera.

W artykule przedstawiono analizę energetyczną pracy farmy PV o mocy zainstalowanej 1 MW<sub>p</sub> i 4 elektrolizerów typu PEM (ang. *Proton Exchange Membrane*) o mocy 250 kW, do produkcji wodoru z uwzględnieniem wpływu spadku wydajności komponentów systemu na wzrost jednostkowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz na wzrost jednostkowych kosztów produkcji wodoru.

### Schemat analizowanego układu

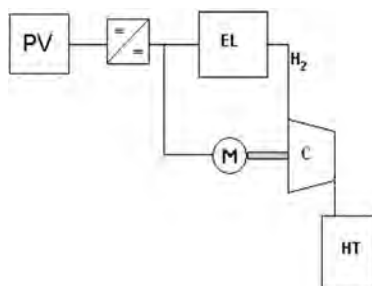
Schemat blokowy rozpatrywanego układu przedstawiono na rysunku 1.

Masę wyprodukowanego w ciągu roku wodoru można wyznaczyć na podstawie zależności (Jensen 2010):

$$m_{H_2} = \frac{A_{el} \cdot \eta_{DC/DC} \cdot \eta_{EL} \cdot \eta_{comp}}{Q_{wH_2}} \quad (1)$$

gdzie:

- $A_{el}$  – energia elektryczna wyprodukowana przez farmę PV [kWh],
- $\eta_{DC/DC}$  – sprawność konwertera DC/DC,



Rys. 1. Schemat blokowy analizowanego układu

PV – farma fotowoltaiczna, EL – elektrolizer, HT – zbiornik wodoru, C – kompresor

Fig. 1. Block diagram of analyzed system

PV – solar farm, EL – electrolyzer, HT – hydrogen tank, FC – fuel cell, C – compressor

- $\eta_{EL}$  – sprawność przetwarzania energii elektrycznej w chemiczną przez elektrolizer,
- $\eta_{comp}$  – sprawność kompresora [%],
- $Q_{wH_2}$  – wartość opałowa wodoru [kWh/kg].

Łączną moc instalacji PV wyznaczono na podstawie zależności:

$$P_{PV} = \frac{A_{el}}{T} \quad (2)$$

gdzie:

$T$  – czas wykorzystania mocy zainstalowanej przez instalacje PV,  $T = 1000$  h.

Moc instalacji PV można przedstawić za pomocą wzoru (3):

$$P_{PV} = E \cdot S \cdot [1 - \beta \cdot (\vartheta - 25)] \eta_{PV} \quad (3)$$

gdzie:

- $S$  – powierzchnia modułów PV [ $m^2$ ],
- $E$  – natężenie promieniowania słonecznego [ $W/m^2$ ],
- $\beta$  – współczynnik redukcji sprawności związany z temperaturą pracy modułów [%/°C],
- $\vartheta$  – temperatura pracy modułu [°C],
- $\eta_{PV}$  – sprawność modułów PV.

Spadek wydajności instalacji fotowoltaicznej, który związany jest ze spadkiem sprawności konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną, opisuje wzór:

$$\Delta P_{PV} = E \cdot S \cdot [1 - \beta \cdot (\vartheta - 25)] \Delta \eta_{PV} \quad (4)$$

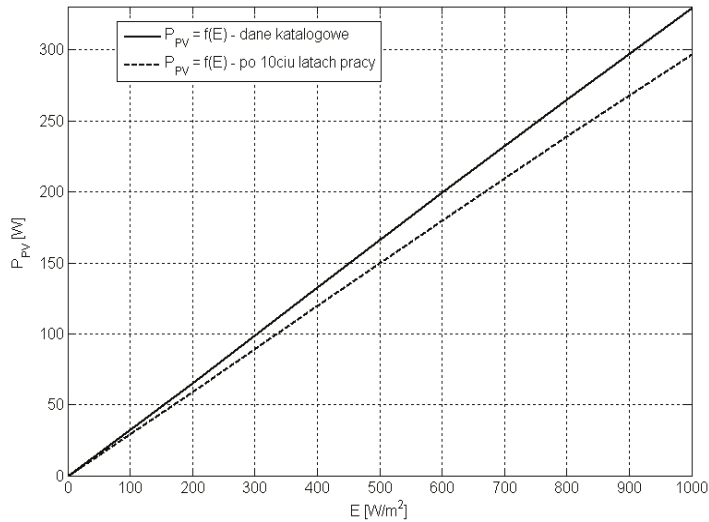
gdzie:

- $\Delta P_{PV}$  – spadek wartości mocy paneli PV,
- $\Delta \eta_{PV}$  – spadek sprawności paneli PV.

Producenci paneli PV podają w katalogach charakterystykę spadku wydajności dla 20 lat eksploatacji, gdzie gwarantowana wartość po 20 latach to nie mniej niż 80% wydajności nominalnej. Obecnie spadek wydajności wynosi od 0,6% do 1% rocznie w zależności od jakości i rodzaju paneli PV. Na rysunku 2 przedstawiono wpływ spadku wydajności panelu PV o mocy 330  $W_p$  po 10 latach eksploatacji na charakterystykę  $P_{PV} = f(E)$  (Ceran 2020).

Spadek parametrów elektrolizera wyznaczono w oparciu o autorski model starzeniowy stosu ogniwi paliwowych, który został opisany w pracy (Ceran i Orłowska 2020) na podstawie równań:

$$\Delta U_{av} = U_{av} \frac{dU_{av}}{dt} \cdot t \quad (5)$$



Rys. 2. Wpływ starzenia się paneli PV na charakterystykę  $P_{PV} = f(E)$   
Opracowanie własne

Fig. 2. The influence of aging of PV panels on the characteristics  $P_{PV} = f(E)$

$$\Delta\eta_{El} = \frac{E_t^0}{\Delta U_{av}} \quad (6)$$

$$m_{H_2} = \frac{P_{El} \cdot \Delta\eta_{EL}}{Q_{wH_2}} \quad (7)$$

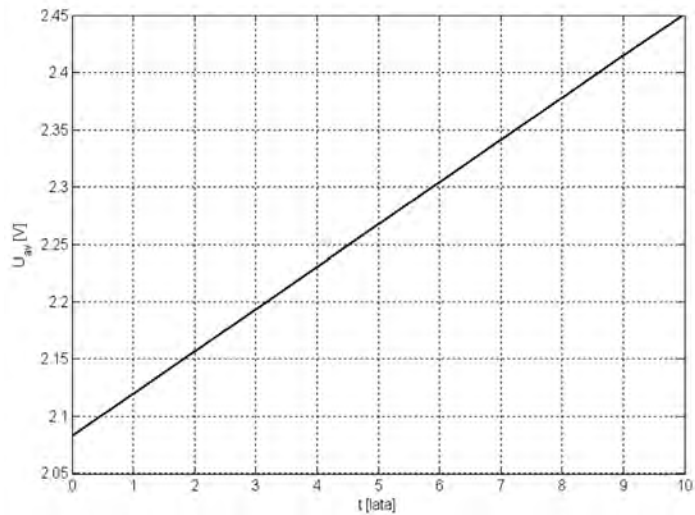
gdzie:

- $\Delta U_{av}$  – zmiana wartości średniego napięcia elektrolizera [V],
- $U_{av}$  – wartość średniego napięcia elektrolizera [V],
- $dU_{av}/dt$  – szybkość zmiany wartości średniego napięcia elektrolizera w czasie [V/s],
- $t$  – czas pracy elektrolizera [s],
- $\Delta\eta_{El}$  – zmiana wartości sprawności przetwarzania energii elektrycznej na energię chemiczną w postaci wodoru,
- $E_t^0$  – napięcie termoneutralne (ang. *thermoneutral voltage*) [V].

Na rysunku 3 przedstawiono zmianę napięcia średniego elektrolizera o mocy 250 kW po 10 latach eksploatacji:

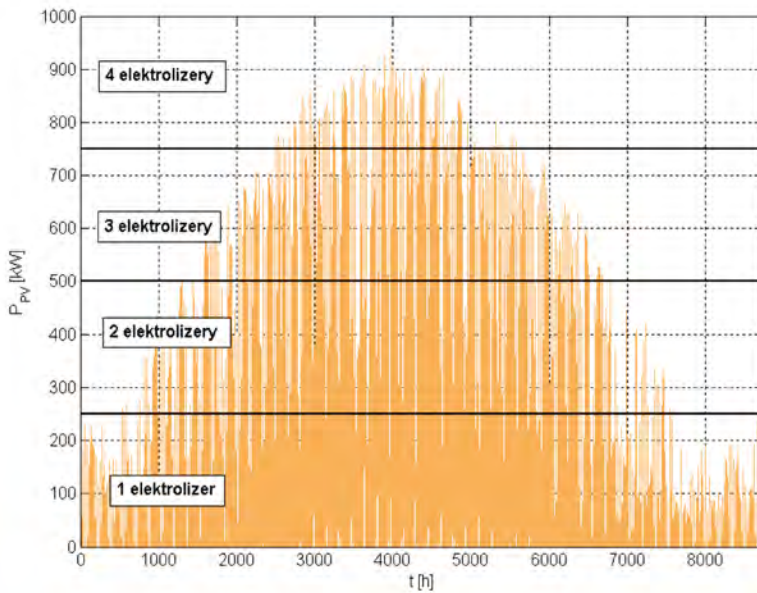
Liczbę elektrolizerów dobrano zgodnie z zależnością:

$$P_{EL} = \max(P_{PV}) \quad (8)$$



Rys. 3. Wzrost wartości  $U_{av}$  elektrolizera w funkcji lat eksploatacji  
Opracowanie własne na podstawie: <https://www.hydrogen.energy.gov>

Fig. 3. Increase in the  $U_{av}$  value of the electrolyser as a function of the years of operation



Rys. 4. Wpływ produkcji energii elektrycznej przez instalacje PV na ilość pracujących elektrolizerów

Fig. 4. Impact of electricity production by PV installations on the number of working electrolysers

Jest to związane ze zmiennością produkcji energii elektrycznej przez instalację PV. Aby wykorzystać 100% energii wyprodukowanej w PV o mocy 1 MW, należy zainstalować 4 elektrolizery o mocy 250 kW (rys. 4).

### Wyniki analizy energetycznej

Na podstawie analizy energetycznej określona została produkcja wodoru przez instalację PV-elektrolizer w kolejnych dziesięciu latach pracy układu z uwzględnieniem spadku wydajności komponentów systemu. W wyniku starzenia się paneli PV, roczna produkcja energii elektrycznej spada. W analizie przyjęto liniowy spadek mocy na poziomie 1% rocznie, co jest często spotykane w literaturze. Wyniki analizy przedstawiono w tabeli 1.

Rzeczywista wartość energii elektrycznej potrzebna do produkcji jednego kilograma wodoru wynosi, w pierwszym roku eksploatacji 65,67 kWh/kg.

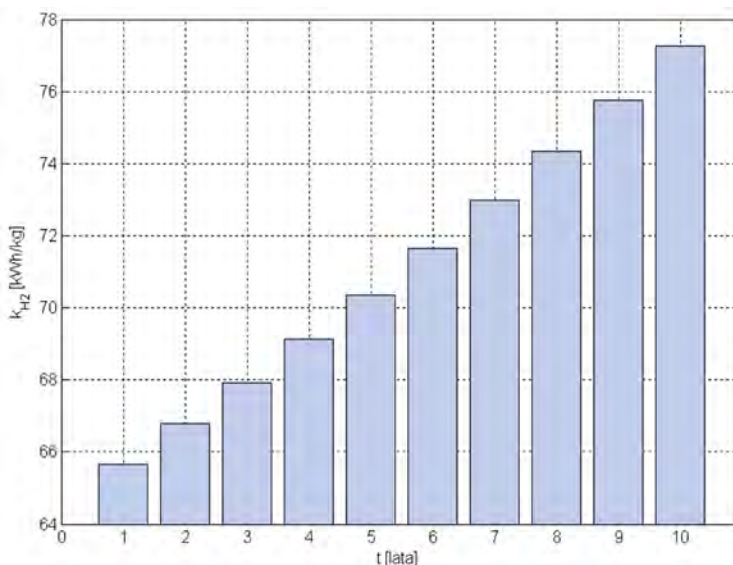
Elektrolizer, w kolejnych latach pracy, produkuje coraz mniejszą ilość wodoru w wyniku dwóch nakładających się na siebie zjawisk. Pierwszym zjawiskiem jest spadek mocy generowanej przez instalację PV w kolejnych latach. Drugim zjawiskiem jest spadek wydajności samego elektrolizera związany ze starzeniem się jego komponentów. W związku z powyższym roczna produkcja wodoru przez system spada, co skutkuje wzrostem wartości wskaźnika jednostkowego zapotrzebowania energii na produkcję 1 kg wodoru do 77,26 kWh/kg. W ciągu rozpatrywanego okresu pracy analizowanego systemu produkcji wodoru wskaźnik  $k_j$  wzrósł o 17,64%.

Na rysunku 5 przedstawiono zmiany wartości wskaźnika jednostkowego zużycia energii elektrycznej na produkcję 1 kilograma wodoru  $k_j$  [kWh/kg].

TABELA 1. Wyniki analiz energetycznej

TABLE 1. Energy analysis results

Lata	Energia PV [MWh]	Masa wyprodukowanego wodoru [kg]	Wskaźnik zużycia energii na produkcję 1 kg wodoru $k_{H_2}$ [kWh/kg]
1	1 000	15 228,00	65,67
2	990	14 824,46	66,78
3	980	14 425,99	67,93
4	970	14 032,60	69,12
5	960	13 644,29	70,36
6	950	13 261,05	71,64
7	940	12 882,89	72,97
8	930	12 509,80	74,34
9	920	12 141,79	75,77
10	910	11 778,86	77,26



Rys. 5. Zmiana wartości wskaźnika jednostkowego zużycia energii na produkcję 1 kilograma wodoru

Fig. 5. Change in the value of the unit energy consumption index for the production of 1 kilogram of hydrogen

### Koszty produkcji wodoru

Wzrost zapotrzebowania na energię potrzebną do produkcji wodoru będzie skutkowało wzrostem wartości wskaźnika jednostkowego kosztu produkcji wodoru. Jednostkowy koszt produkcji wodoru zdefiniowano wzorem:

$$k_{H_2} = \frac{K_e}{m_{H_2}} \text{ [PLN/kg]} \quad (9)$$

gdzie:

$K_e$  – koszty eksploatacyjne związane z produkcją wodoru.

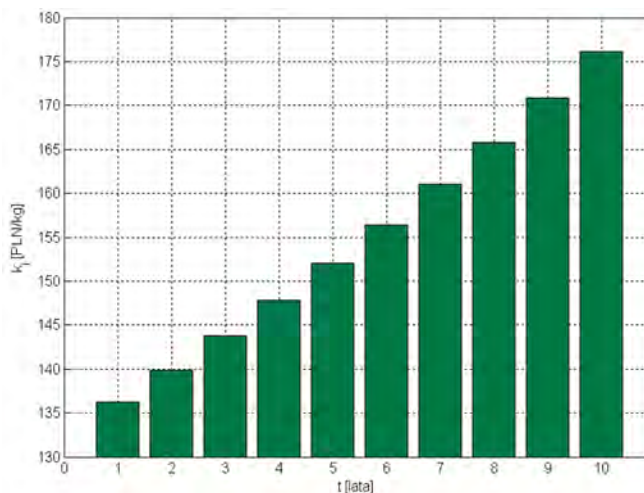
Koszty eksploatacyjne zostały wyznaczone w oparciu o równanie:

$$K_e = k_a + k_{H_2O} + k_{O\&M} \quad (10)$$

gdzie:

- $k_a$  – koszty amortyzacji,
- $k_{H_2O}$  – koszty zakupu wody,
- $k_{O\&M}$  – koszty operacyjne i zarządzania.

Na rysunku 6 przedstawiono zmiany wartości wskaźnika jednostkowego kosztu produkcji 1 kilograma wodoru  $k_j$  [kWh/kg].



Rys. 6. Zmiana wartości wskaźnika jednostkowego kosztu produkcji 1 kilograma wodoru

Fig. 6. Change in the value of the unit production cost index for 1 kilogram of hydrogen

Analizowana metoda produkcji czystego wodoru, jak wspomniano we wstępie, jest jedną z droższych. Jest to związane z niską gęstością energii pierwotnej dostarczanej do systemu. Szacowany jednostkowy koszt produkcji wodoru, w pierwszym roku eksploatacji systemu, wynosi 136,26 PLN/kg i wzrasta w ciągu dziesięciu lat pracy układu o 29,23% do wartości równej 176,09 PLN/kg.

Proponowany sposób analizy systemu produkcji wodoru PV-elektrolizer pozwala na bardziej dokładne określenie wskaźników energetycznych i ekonomicznych opisujących pracę układu po ich wieloletniej eksploatacji.

## Podsumowanie

Proces dekarbonizacji ma być związany z rozwojem technologii wodorowych oraz ze zwiększaniem wykorzystania wodoru jako paliwa oraz jako nośnika energii.

Niezależnie od sposobu wykorzystania wodoru, czy to w transporcie, czy w energetyce rozproszonej, należy prowadzić analizy wydajności systemów produkcji i użytkowania wodoru w perspektywie długoterminowej, z uwzględnieniem spadku wydajności urządzeń produkujących lub zużywających wodór. Przeprowadzenie analiz techniczno-ekonomicznych pracy tego typu instalacji w oparciu tylko o parametry katalogowe komponentów systemu może doprowadzić do dużych różnic między planowanymi uzyskami produkcji wodoru a rzeczywistymi wartościami w kolejnych latach. Należy pamiętać, że obecnie eksploatację syste-



mów PV-elektrolizer planuje się na około 10–20 lat, gdzie po 10 latach zakłada się wymianę elektrolizera na nowy.

Przeprowadzona analiza pracy farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MWp pracującej na 4 elektrolizery typu PEM o mocy  $4 \times 250$  kW wykazała, że po dziesięciu latach eksploatacji wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do produkcji 1 kg wodoru wrasta o 17,64%, natomiast jednostkowy koszt produkcji wodoru wzrasta o 29,23% w stosunku do roku pierwszego.

Otrzymane wyniki pokazują, że nieuwzględnianie efektu starzenia się wygeneruje istotny błąd w każdej analizie energetycznej tego typu układów.

## Literatura

- Bartosik M. i in. 2016 – Bartosik, M., Kamrat, W., Kaźmierkowski, M., Lewandowski, W., Pawlik, M., Peryt, T., Skoczkowski, T., Strupczewski, A. i Szeląg, A. 2016. Magazynowanie energii elektrycznej i gospodarka wodowa. *Przegląd elektrotechniczny* 12, s. 332–340.
- 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 i in. 2020 – Ceran, B., Orłowska A. i Krochmalny, K. 2020. The method of determining PEMFC fuel cell stack performance decrease rate based on the voltage-current characteristic shift. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability* 22(3), s. 530–535.
- Chmielniak i in. 2017 – Chmielniak, T., Lepsi, S. i Mońka, P. 2017. Energetyka wodorowa – podstawowe problemy. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 20(3), s. 55–66.
- Jensen i in 2010 – Jensen J.O., Li, Q. i Bjerrum, N. 2010. *The energy efficiency of onboard hydrogen storage* [W:] *Energy Efficiency*. s. 143–156, DOI: 10.5772/9833.
- Kumar S.S. i Himabindu, V. 2019. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies* 2, s. 442–454, DOI: 10.1016/j.mset.2019.03.002.
- [Online] <https://www.hydrogen.energy.gov> [Dostęp: 05.08.2021].
- [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-roku-2040-opublikowana-w-monitorze-polskim> [Dostęp: 05.01.2022].
- Wang i in. 2019 – Wang, M., Wang, G., Sun, Z., Zhang Y. i Xu, D. 2019. Review of renewable energy-based hydrogen production processes for sustainable energy innovation. *Global Energy Interconnection* 2, s. 436–443, DOI: 10.1016/j.gloi.2019.11.019.
- 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.

## Analiza energetyczna pracy układu instalacja fotowoltaiczna–elektrolizer przeznaczony do produkcji wodoru

Słowa kluczowe: wódór, elektrolizer PEM, analiza energetyczna, straty energii

Streszczenie: W publikacji przedstawiono wyniki analizy energetycznej układu farma fotowoltaiczna – elektrolizer do produkcji czystego, zielonego wodoru. Analizę przeprowadzono dla okresu 10-letniej eksploatacji systemu z uwzględnieniem wpływu spadku wydajności urządzeń na efektywność energetyczną procesu produkcji wodoru. Zdefiniowano równania bilansowe systemu. Na podstawie produkcji energii elektrycznej przez instalację PV dobrano liczbę pracujących elektrolizerów. Przedstawiono wpływ starzenia się paneli PV na charakterystykę eksploatacyjną  $P_{PV} = f(E)$ . Opisano model matematyczny przeznaczony do wyznaczania spadku wydajności elektrolizera na podstawie wzrostu wartości napięcia średniego  $U_{av}$ . Wyznaczono zmiany wartości wskaźnika

jednostkowego kosztu produkcji wodoru oraz zmiany wartości wskaźnika jednostkowego zapotrzebowania na energię do produkcji 1 kg wodoru. Uzyskane wyniki zaprezentowano w formie graficznej za pomocą wykresów słupkowych. W pracy zwrócono uwagę na fakt, że nieuwzględnianie spadku wydajności urządzeń prowadzi do uzyskania błędnych wyników dotyczących prognozowanej ilości produkowanego wodoru. Wykazano konieczność prowadzenia analiz techniczno-ekonomicznych pracy rozpatrywanego systemu w perspektywie długoterminowej.

## *Energy analysis of the system PV–electrolyser designed for the production of hydrogen*

Keywords: hydrogen, PEM electrolyser, energy analysis, energy losses

Abstract: The paper presents the results of the energy analysis of the photovoltaic farm-electrolyser system for the production of clean, green hydrogen. The analysis was carried out for the 10-year period of system operation, taking into account the impact of the decrease in equipment efficiency on the energy efficiency of the hydrogen production process. The system balance equations have been defined. The number of working electrolysers was selected based on the production of electricity by PV installations. The influence of aging of PV panels on the operational characteristics of  $P_{PV} = f(E)$  was presented. The described mathematical model is intended to determine the decrease in the efficiency of the electrolyser on the basis of the increase in the value of the average voltage  $U_{av}$ . Changes in the value of the unit cost of hydrogen production and changes in the unit index of energy demand for the production of 1 kg of hydrogen were determined. The obtained results are presented graphically by means of bar charts. The paper emphasizes the fact that ignoring the decrease in the efficiency of the devices leads to erroneous results regarding the forecasted amount of produced hydrogen. The necessity to conduct technical and economic analyzes of the work of the analyzed system in the long term was demonstrated.

Beata KŁOJZY-KARCZMARCZYK<sup>1</sup>  
Janusz MAZUREK<sup>1</sup>  
Jarosław STASZCZAK<sup>1</sup>

## ***Rtęć w odpadach wydobywczych i możliwości ich zagospodarowania w wyrobiskach odkrywkowych województwa śląskiego***

### ***Wprowadzenie***

W trakcie wydobywania i wzbogacania węgla powstają znaczne ilości materiałów odpadowych, głównie skały płonne (wykorzystywane często jako kruszywo) oraz muły węglowe. Od wielu lat wielkość wytwarzania tych materiałów kształtuje się w Polsce na poziomie 32–37 mln Mg rocznie (m.in. Baic i Witkowska-Kita 2011; Kopacz 2015). Jednym ze sposobów zagospodarowania odpadów wydobywczych jest ich wykorzystanie do rekultywacji terenów zdegradowanych przez przemysł. Doniesienia literaturowe wskazują na możliwość zastosowania kruszyw produkowanych na bazie skały płonnej oraz mułów węglowych, do rekultywacji wyrobisk odkrywkowych poprzez wypełnienie oraz do budowy warstw izolujących na składowiskach odpadów zarówno komunalnych, jak i przemysłowych (m.in. Doniecki i Siedlecka 2006; Sobik-Szołtysek i in. 2013; Kłojzy-Karczmarczyk i in. 2016a, b; Kłojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2017; Kłojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2018). Zastosowanie odpadów wydobywczych w celu rekultywacji technicznej jest zagadnieniem złożonym, zarówno w sferze przepisów odnoszących się do wymaganej jakości odpadów, jak i w zakresie określania istotnych warunków lokalizacyjnych. Dodatkowo, obserwowane częste zmiany uregulowań prawnych w gospodarowaniu odpadami i ochronie środowiska komplikują, w niektórych przypadkach, proces postępowania z poszczególnymi rodzajami odpadów (m.in. Góralczyk i Baic 2009; Góralczyk 2011; Kłojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2015; Kicki i Sobczyk 2016; Kłojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2018).

---

<sup>1</sup> Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;  
e-mail: beatakk@min-pan.krakow.pl, jan@min-pan.krakow.pl, jaro@min-pan.krakow.pl.

Wypełnianie wyrobiska poeksploatacyjnego materiałem obcym stanowi podstawowy etap fazy technicznej procesu rekultywacji w kopalniach górnictwa skalnego (Ostręga i Uberman 2010; Czekał i Sobczyk 2015). W przypadku zastosowania odpadów wydobywczych w wyrobiskach odkrywkowych istotne są uwarunkowania lokalizacji wyrobiska w stosunku do lokalnej budowy hydrogeologicznej i hydrologii terenu oraz obowiązujące wymagania co do jakości odpadów. Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania, dokonano oceny lokalizacji wyrobisk piasków i żwirów oraz wyrobisk surowców węglanowych z obszaru województwa śląskiego jako potencjalnych miejsc lokowania odpadów wydobywczych. Ocenie poddano usytuowanie wyrobisk na tle głównych zbiorników wód podziemnych oraz wód powierzchniowych. Pozwoliło to na określenie, czy materiał odpadowy można w określonym miejscu lokować. W zakresie jakości materiału odpadowego, wykorzystywanego do rekultywacji, analizie poddano rtęć, jej zawartość całkowitą oraz formę wymywalną w różnych warunkach środowiska (obojętnych i kwaśnych). Rtęć jest pierwiastkiem powszechnie obecnym i charakterystycznym w węglach oraz odpadach wydobywczych, a ze względu na wysoką toksyczność stanowi potencjalne zagrożenie dla środowiska gruntowo-wodnego. Analiza została przeprowadzona z uwzględnieniem wyników opublikowanych przez autorów w pracach wcześniejszych (Kłojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2013, 2014, 2019a, b, 2021; Kłojzy-Karczmarczyk i in. 2016a, b, Kłojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2017, 2019; Staszczak 2020).

### **Uwarunkowania zastosowania odpadów wydobywczych w wyrobiskach**

Najważniejszym warunkiem, stawianym dla procesów wypełniania wyrobisk odpadami, jest zapewnienie, że rekultywacja nie spowoduje bezpośredniego zagrożenia szkodą w środowisku. Jest to warunek ogólny i nakłada na rekultywującego obowiązek zakwalifikowania przedsięwzięcia pod kątem spełnienia szeregu norm i rozporządzeń w zakresie ochrony środowiska, w rejonie prowadzonej rekultywacji w celu wykazania, że materiały, które zostaną wykorzystane do rekultywacji, nie stwarzają zagrożenia dla środowiska w odpowiednio długim okresie czasu. W praktyce oznacza to, że zanieczyszczenia wymywane z bryły obiektu po zakończonym wypełnianiu i rekultywacji (m.in. związki rtęci) powinny być uwalniane w sposób niezagrażający środowisku, w ilościach dopuszczonych dla danego środowiska gruntowo-wodnego (Kłojzy-Karczmarczyk i in. 2016a, b). Zatem, materiały stosowane do wypełniania rekultywowanych wyrobisk powinny charakteryzować się odpowiednimi parametrami jakościowymi oraz powinny wykazywać stabilność parametrów dla dużych partii materiału.

Oprócz zastosowania odpowiedniego materiału do wypełniania rekultywowanego wyrobiska, bardzo ważne jest również jego uszczelnienie. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 30 kwietnia 2013 r. w sprawie składowisk odpadów (Dz.U. z 2013 r. poz. 523) zmienionym rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 19 marca 2021 r. (Dz.U. z 2021 r. poz. 673), wymagany współczynnik filtracji dla naturalnej bariery geologicznej dla obecnie budowanych składowisk wynosi  $1,0 \times 10^{-9}$  m/s. W przypadku zamykania składowisk dodatkowe zabezpieczenie przed infiltracją wód opadowych poprzez uszczelnianie jego powierzchni wymagane jest jedynie dla składowisk odpadów niebezpiecznych. Jednym z materiałów, możliwych do zastosowania do izolowania rekultywowanych składowisk mogą być muły

węglowe z górnictwa węgla kamiennego, których wartości współczynnika filtracji mieszczą się w zakresie  $10^{-8}$ – $10^{-11}$  m/s, przy średniej wartości rzędu  $10^{-9}$  m/s. Można wnioskować, że materiał ten spełnia generalnie kryteria szczelności dla przepływów poziomych, nie stanowi on jednak bariery izolującej dla przesiąkania pionowego. W wyniku pewnych modyfikacji, przyjmuje on wartość rekomendowaną dla naturalnej bariery geologicznej uszczelniającej podłoże i ściany boczne składowisk odpadów oraz dla warstwy ekranującej w procesie zamykania składowisk, mniejszą od  $1,0 \times 10^{-9}$  m/s (Klojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2018).

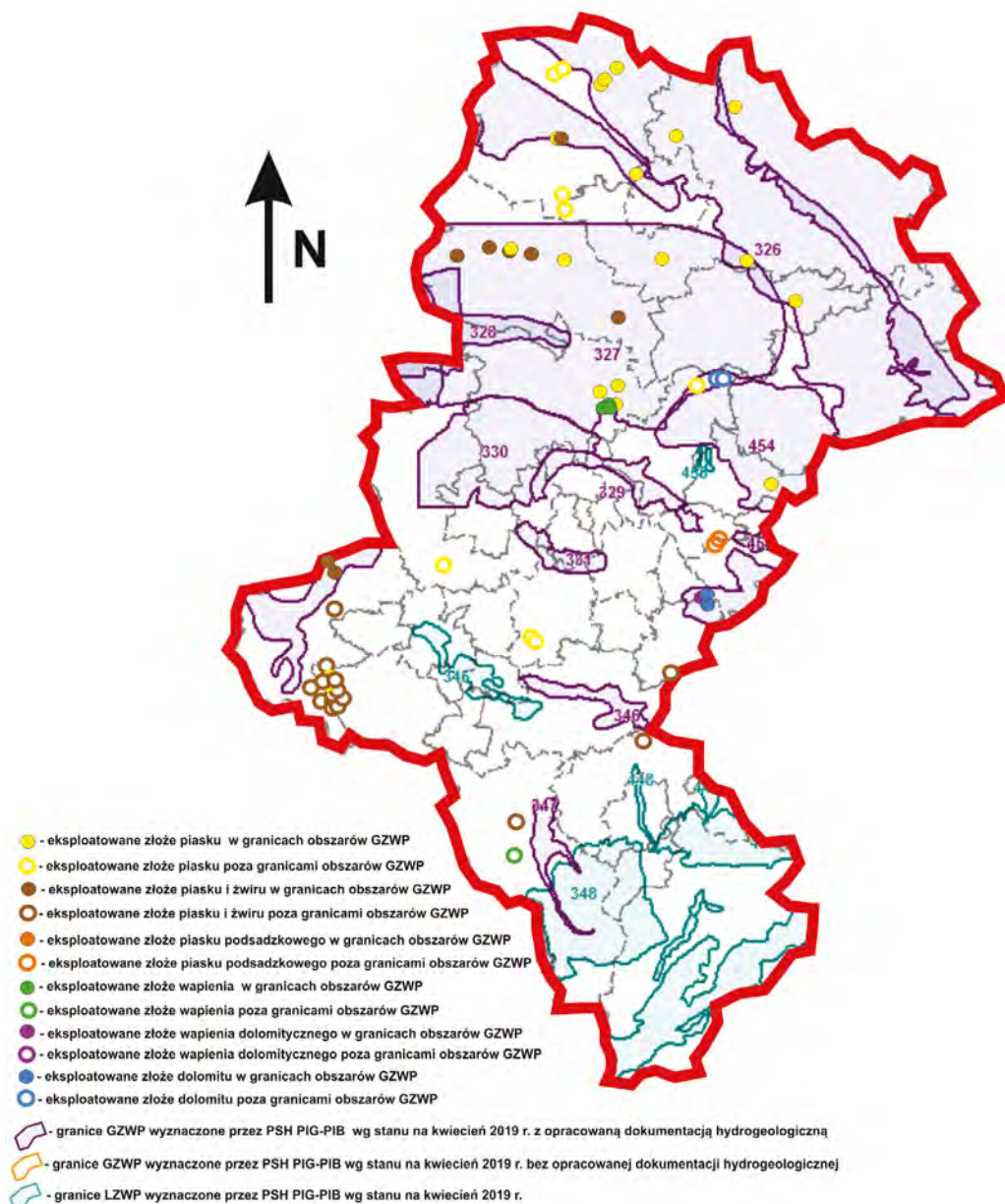
### Lokalizacja wyrobisk odkrywkowych na tle warunków środowiskowych

Analizie poddano wyrobiska czynne, w których eksploatowane są surowce węglanowe oraz wyrobiska piasków i żwirów, według stanu eksploatacji z lat 2015–2017. Na przestrzeni kilku lat analizowano wybrane obszary Polski, ze szczególnym uwzględnieniem obszaru województwa śląskiego (Klojzy-Karczmarczyk i in. 2016a; Klojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2017, 2019; Staszczak 2020). Województwo śląskie jest szczególnie interesujące jako obszar, na którym znajduje się wiele czynnych oraz nieczynnych wyrobisk odkrywkowych. Ponadto wyrobiska istniejące na obszarze tego województwa są zlokalizowane w niedalekiej odległości od miejsc wytwarzania odpadów wydobywczych górnictwa węgla kamiennego. Na podstawie danych z Bilansu zasobów złóż kopalin w Polsce (Szufficki i in., red., 2018) utworzono listę wszystkich eksploatowanych w województwie śląskim w 2017 roku wyrobisk odkrywkowych złóż surowców węglanowych z grupy kamienie łamane i bloczne oraz piasków i żwirów, również piasków podsadzkowych. Następnie odkrywki te zlokalizowano na ortofotomapie (<http://www.geoportal.gov.pl>), odczytując współrzędne geograficzne obiektów, które zostały naniesione na mapę granic GZWP terenu Polski wykonaną przez Państwową Służbę Hydrogeologiczną Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego wg stanu na kwiecień 2019 (<http://epsh.pgi.gov.pl/epsh/>). W rezultacie otrzymano mapę wszystkich eksploatowanych wyrobisk odkrywkowych złóż wymienionych grup w województwie śląskim (rys. 1). Do analizy nie włączono wyrobisk nieeksploatowanych.

Przeprowadzono rozpoznanie uwarunkowań lokalizacyjnych czynnych wyrobisk odkrywkowych na terytorium województwa śląskiego, dla których istnieje w przyszłości potencjalna możliwość przeprowadzenia rekultywacji technicznej (poprzez wypłaniecie i ukształtowanie powierzchni) z wykorzystaniem odpadów z wydobycia węgla kamiennego oraz innych odpadów czy surowców. Omawiane, eksploatowane złoża zlokalizowane są na obszarze 15 powiatów (tab. 1). Zgodnie z informacjami z Bilansu (Szufficki i in. 2018) na obszarze przedmiotowego województwa znajdują się łącznie 74 czynne wyrobiska złóż piasków i żwirów, piasków podsadzkowych oraz surowców węglanowych. W pracy wcześniejszej na podstawie Bilansu, analizowano jedynie dane dotyczące wyrobisk złóż piasków i żwirów (w tym piasków podsadzkowych) (Szufficki i in. 2017), gdzie wykazano łącznie 58 wyrobisk.

W wyniku przeprowadzonej analizy, według stanu eksploatacji na koniec roku 2016, (Klojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2019) w zakresie lokalizacji czynnych wyrobisk odkrywkowych złóż badanych grup na tle granic GZWP stwierdzono, że 21 obiektów spośród 58 wyrobisk piasków i żwirów znajduje się w granicach wyznaczonych obszarów GZWP, co stanowi

około 36% wszystkich wyrobisk tego materiału. Po uwzględnieniu kolejnego kryterium, jakim jest odległość od cieków powierzchniowych wynosząca co najmniej 500 metrów, wymagania zostaną spełnione tylko przez 19 z 58 eksploatowanych wyrobisk odkrywkowych co daje 32%. Po przyjęciu kryterium oddalenia od rzek na poziomie 1000 metrów, w dogodnej lokalizacji pozostaną już tylko 2 wyrobiska, czyli niecałe 4% z wszystkich eksploatowanych.



Rys. 1. Lokalizacja czynnych wyrobisk odkrywkowych w województwie śląskim (na podstawie: Staszczak 2020)

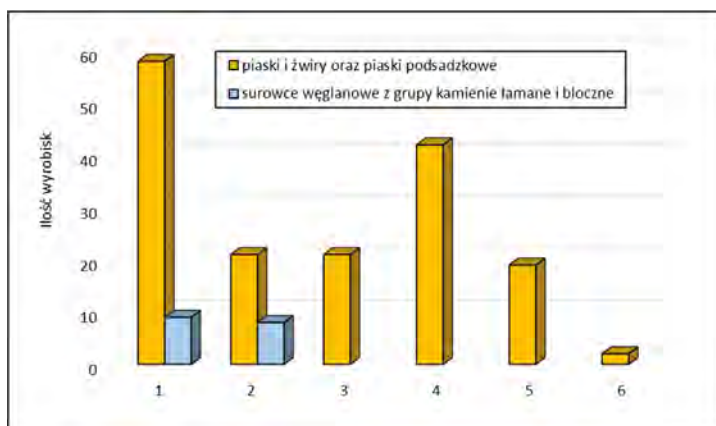
Fig. 1. Location of active open-pit workings in the Silesian Voivodeship

TABELA 1. Lokalizacja wyrobisk odkrywkowych złóż piasków i żwirów w powiatach województwa śląskiego w odniesieniu do granic GZWP

TABLE 1. Location of opencast sand and gravel deposits in poviats of the Silesian Voivodeship in relation to the borders of the MGB

Powiat	Ilość wyrobisk/Ilość na obszarze GZWP (Szufficki i in. 2017)*	Ilość wyrobisk/Ilość na obszarze GZWP (Szufficki i in. 2018)**
<b>Piaski i żwiry, piaski podsadzkowe</b>		
będziński	3/0	1/0
bielski	1/0	1/0
bieruńsko-łódziński	1/0	1/0
cieszyński	1/0	1/0
częstochowski	5/4	5/4
gliwicki	1/0	1/0
kłobucki	8/5	9/6
lubliniecki	6/6	7/7
m. Dąbrowa Górnicza	1/1	1/1
m. Jaworzno i m. Sosnowiec	2/0	2/0
mikołowski	2/0	2/0
myszkowski	1/1	1/1
raciborski	5/2	7/2
tarnogórski	2/2	3/3
wodzisławski	15/0	17/0
wodzisławski i raciborski	4/0	6/0
pozostałe powiaty	0/0	0/0
Śląskie razem	58/21	65/24
<b>Surowce węglanowe z grupy kamienie łamane i bloczne</b>		
będziński	b.d.	2/0
bieruńsko-łódziński	b.d.	3/3
cieszyński	b.d.	1/0
tarnogórski	b.d.	3/3
pozostałe powiaty	b.d.	0/0
<b>Śląskie razem</b>	<b>9/8***</b>	<b>9/6</b>
<b>Razem</b>	<b>67/29</b>	<b>74/30</b>

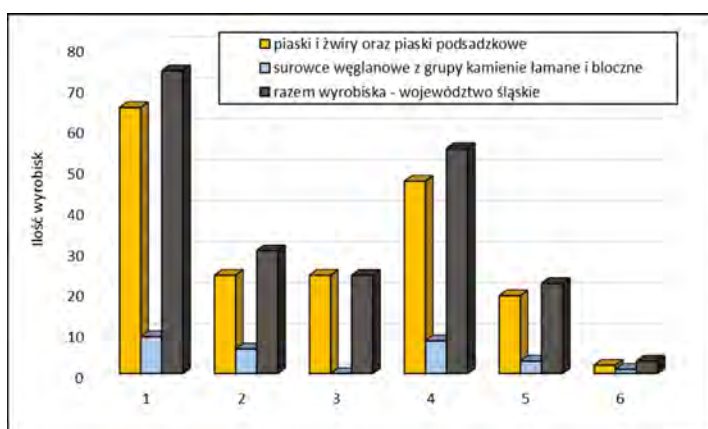
Źródło: \* Kłojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2019; \*\* Staszczak 2020; \*\*\* Kłojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2017.



Rys. 2. Ilości wyrobisk odkrywkowych w odniesieniu do granic GZWP oraz cieków wodnych w województwie śląskim, według stanu eksploatacji na koniec 2015 oraz 2016 roku (na podstawie: Kłojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2017, 2019)

1 – ilość wyrobisk w województwie śląskim, 2 – ilość wyrobisk na obszarze GZWP, 3 – ilość wyrobisk w odległości poniżej 500 m od cieków wodnych, 4 – ilość wyrobisk w odległości poniżej 1000 m od cieków wodnych, 5 – ilość wyrobisk poza granicami obszarów GZWP oraz w odległości większej niż 500 m od cieków wodnych, 6 – ilość wyrobisk poza granicami obszarów GZWP oraz w odległości większej niż 1000 m od cieków wodnych

Fig. 2. Number of opencast workings in relation to the borders of the MGB and watercourses in the Śląskie Voivodeship, according to the operation status at the end 2015 and 2016



Rys. 3. Ilości wyrobisk odkrywkowych w odniesieniu do granic GZWP oraz cieków wodnych w województwie śląskim, według stanu eksploatacji na koniec 2017 roku (na podstawie: Staszczak 2020)

1 – ilość wyrobisk w województwie śląskim, 2 – ilość wyrobisk na obszarze GZWP, 3 – ilość wyrobisk w odległości poniżej 500 m od cieków wodnych, 4 – ilość wyrobisk w odległości poniżej 1000 m od cieków wodnych, 5 – ilość wyrobisk poza granicami obszarów GZWP oraz w odległości większej niż 500 m od cieków wodnych, 6 – ilość wyrobisk poza granicami obszarów GZWP oraz w odległości większej niż 1000 m od cieków wodnych

Fig. 3. Number of open-pit workings in relation to the borders of the MGB and watercourses in the Śląskie Voivodeship, according to the operation status at the end of 2017



Analizę warunków lokalizacyjnych dla wyrobisk piasków i żwirów, w tym piasków podsadzkowych, przedstawiono na rysunku 2. Na rysunku tym zamieszczono ponadto wyniki analogicznej analizy dla wyrobisk surowców węglanowych województwa śląskiego w zakresie lokalizacji w obszarach GZWP.

W wyniku przeprowadzonej rozszerzonej analizy (złoża piasków i żwirów oraz dodatkowo surowców węglanowych), według stanu eksploatacji na koniec roku 2017 (Staszczak 2020), stwierdzono, że 30 obiektów spośród 74 wyrobisk znajduje się w granicach wyznaczonych obszarów GZWP, co stanowi około 41% ogółu. Po uwzględnieniu drugiego kryterium, jakim jest odległość od cieków powierzchniowych, wynosząca co najmniej 500 metrów, wymagania lokalizacyjne zostaną spełnione tylko przez 22 z 74 eksploatowanych wyrobisk odkrywkowych, co daje niecałe 30%, a gdy kryterium oddalenia od rzek zwiększymy do 1000 metrów pozostaną już tylko 3 wyrobiska co daje niecałe 4% z wszystkich eksploatowanych. Spośród wyrobisk surowców węglanowych z grupy kamienie łamane i bloczne, 6 z 9 wyrobisk znajduje się na obszarze GZWP, co stanowi aż 67%. Z kolei w grupie piasków i żwirów udział ten jest niższy i wynosi 36%. Na obszarach GZWP znajduje się 24 z 65 wyrobisk odkrywkowych.

Z 9 wyrobisk surowców węglanowych poza obszarem GZWP i w odległości ponad 500 metrów od cieków powierzchniowych zlokalizowane są zaledwie 3 obiekty. W przypadku rozszerzenia kryterium z 500 do 1000 metrów warunki spełnia już tylko 1 wyrobisko. Z kolei z 65 wyrobisk w kategorii piaski i żwir, piaski podsadzkowe poza obszarem GZWP i w odległości ponad 500 metrów od cieków powierzchniowych zlokalizowanych jest 19 obiektów. W przypadku rozszerzenia kryterium z 500 do 1000 metrów warunki spełniają zaledwie 2 wyrobiska (Staszczak 2020). Analizę warunków lokalizacyjnych dla wyrobisk surowców węglanowych oraz wyrobisk piasków i żwirów przedstawiono na rysunku 3.

### ***Rtęć w odpadach wydobywczych w aspekcie możliwości ich zagospodarowania***

W celu bezpiecznego lokowania odpadów wydobywczych w wyrobiskach odkrywkowych należy, oprócz dogodnych warunków lokalizacyjnych omówionych powyżej, zapewnić odpowiednią jakość odpadów w świetle wymagań przepisów odnoszących się m.in. do parametrów wymywania zanieczyszczeń z odpadów (m.in. Kłojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2015). Dostępne wyniki badań prowadzonych na przestrzeni kilku lat pokazują, że w sprzyjających warunkach mogą zachodzić procesy powodujące wymywanie do środowiska gruntowo-wodnego niektórych grup zanieczyszczeń, w tym jonów metali, z rtęcią włącznie (m.in. Kłojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2013, 2014, 2019a, b, 2021). Analiza możliwości wykorzystania odpadów wydobywczych z produkcji węgla kamiennego lub produktów wytwarzanych na bazie skały płonnej, jest zagadnieniem złożonym w świetle przepisów odnoszących się do jakości środowiska gruntowo-wodnego (m.in. Góralczyk i Baic 2009; Góralczyk, red. 2011; Korban 2011; Kłojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2015). Rtęć, wśród wszystkich zanieczyszczeń obecnych w węglach i odpadach wydobywczych, jest jednym z najbardziej charakterystycznych wskaźników obecnych powszechnie w materiale, a jednocześnie ze względu na swoją toksyczność może stanowić zagrożenie dla

środowiska gruntowo-wodnego. Dla prawidłowej oceny jakości odpadów wydobywczych oraz kruszyw produkowanych na bazie skały płonnej konieczne jest m.in. przeprowadzenie statycznych testów wymywalności zanieczyszczeń (w tym m.in. rtęci) z próbek odpadów. Pozwala to w ogólny i przybliżony sposób określić zagrożenie dla środowiska wodnego. Kruszywa oraz odpady przeznaczone do wypełniania wyrobisk nie powinny stanowić zagrożenia dla środowiska, a ich bezpieczeństwo można oszacować poprzez dotrzymanie wartości granicznych odpowiednich parametrów (Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2015, Klojzy-Karczmarczyk i in. 2016a, b).

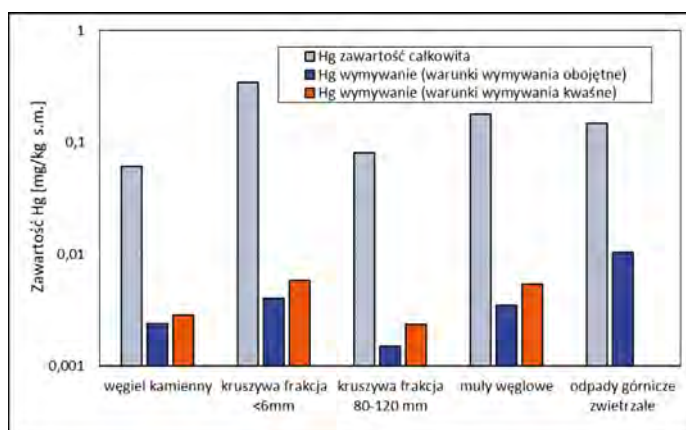
Wyniki kilkuletnich badań zawartości rtęci w materiale oraz w eluatach z wymywania zanieczyszczeń z odpadów wydobywczych (m.in. Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2019a, 2019b, 2021), wskazują wyraźnie na znaczną zmienność otrzymanych wartości. Dotyczy to zarówno testów z użyciem wody dejonizowanej o pH zbliżonym do obojętnego, jak i testów z zastosowaniem zakwaszonych roztworów o pH około 3, sporządzonych z użyciem kwasu octowego w celu symulacji środowiska o charakterze kwaśnym. Celem prowadzonych badań była próba wykazania związku pomiędzy poziomem wymycia rtęci (udział formy wymywalnej w całkowitej zawartości Hg wyrażony w %) a charakterem próbek oraz wykazanie różnicy wielkości tego parametru dla odpadów wydobywczych w stosunku do węgla kamiennego. Analizie poddano zarówno węgle kamienne, jak i odpady wydobywcze (skała płonna: frakcja drobna <6 mm, kruszywa – skała płonna frakcja gruba 80–120 mm, muły z przeróbki węgla kamiennego) oraz odpady wydobywcze zwietrzałe pobrane na hałdzie górniczej. Łącznie analizie wymywania podano 16 próbek węgla kamiennych oraz 34 próbki odpadów wydobywczych (Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2014, 2019a, b, 2021). Wymywalność w warunkach obojętnych wykonano zgodnie z wytycznymi normy PN EN 12457/1-4. Wymywalność w warunkach kwaśnych (pH roztworu około 3) wykonano w oparciu o metodę TCLP. Przy oznaczaniu zawartości rtęci wykorzystano metodę AAS.

W latach 2014–2019 prowadzono wyłącznie badania wymywalności w warunkach bliskich obojętnym (medium ługujące – woda dejonizowana, test 1:10). Z wykonanych badań wynika (Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2014, 2019a, b), że rtęć zgromadzona w odpadach wydobywczych może w sprzyjających warunkach przechodzić do wód gruntowych i podziemnych. Największą skłonnością do wymywania rtęci charakteryzowały się odpady zwietrzałe ze zwałowiska odpadów wydobywczych a zdecydowanie niższą kruszywa, muły oraz węgle kamienne z pokładów GZW. Na podstawie zawartości całkowitej i wielkości wymywania określono udział formy wymywalnej w całkowitej zawartości tego pierwiastka, czyli poziom uwalniania rtęci z materiału (poziom wymycia). W węglach kamiennych pobranych z pokładów GZW poziom wymycia kształtował się w granicach od 2,4 do 8,7% przy średniej wartości 4,7%. Odpady wydobywcze charakteryzują się znaczną zmiennością udziału formy wymywalnej rtęci. W tym przypadku różnice wynikają najprawdopodobniej z czasu sezonowania próbek. Materiały uboczne produkcji węgla kamiennego (bezpośrednio z produkcji) typu kruszywa (częściowo zagospodarowywane jako surowiec) oraz muły węglowe wykazują udział formy wymywalnej rtęci na niskim poziomie od 0,6 do 3,6% przy średniej wartości 1,7%. W odpadach zwietrzałych udział formy wymywalnej zdecydowanie wzrasta do 7,3%.

W kolejnym etapie analizy badania w zakresie wymywania rtęci z węgla i odpadów wydobywczych rozszerzono o badania wymywalności w kwaśnych warunkach (Klojzy-Karcz-

marczyk i Mazurek 2021). Przebadano analogiczne próbki, jak w latach wcześniejszych: próbki węgla kamiennych z wybranych pokładów GZW, odpady wydobywcze górnictwa węgla kamiennego, bezpośrednio z produkcji – odpady świeże, kruszywa w dwóch frakcjach ziarnowych <6 mm oraz 80–120 mm oraz muły węgla kamiennego. Próbek odpadów ze zwałowiska w warunkach środowiska kwaśnego nie badano. Uzyskane wyniki potwierdzają wcześniejsze wnioski z prac autorów z lat 2014–2019. Badane materiały wykazują zróżnicowanie zawartości całkowitej rtęci oraz jej formy wymywalnej. Zaobserwowano wyraźny wzrost wymywalności rtęci w środowisku kwaśnym w każdej z grup badanych próbek. Na rysunku 4 przedstawiono uśrednione, z analizowanych lat, zawartości rtęci całkowitej oraz jej formy wymywalnej w węglach i odpadach wydobywczych oraz uzupełniono je o najnowsze wyniki badań, prowadzone w środowisku o charakterze kwaśnym.

Biorąc pod uwagę wyniki analiz z lat 2014–2021 (Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2014, 2019a, b, 2021) można stwierdzić, że obserwuje się zróżnicowanie otrzymanych wyników w zależności od zastosowanego medium ługującego, symulującego warunki środowiska, jak i w zależności od analizowanego materiału. Dla węgla kamiennego zawartość rtęci całkowitej kształtuje się w granicach 0,003–0,301 mg/kg (Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2013). Wielkość wymycia rtęci kształtuje się na średnim poziomie 3,9%. W kwaśnym środowisku wielkość ta zwiększa do średniej wartości 4,1%. Odpady wydobywcze typu skała płonna (kruszywa) charakteryzują się wyższą zawartością rtęci całkowitej we frakcji najdrobniejszej i niższą we frakcjach grubszych (średnio 0,343–0,080 mg/kg). Udział formy wymywalnej rtęci w kruszowach jest na średnim poziomie 1,3–2,0%. Przy obniżaniu pH wielkość ta zwiększa się do wartości 1,7–3,2%. Muły węglowe charakteryzują się zawartością rtęci całkowitej na poziomie 0,097–0,218 mg/kg. Średni udział formy wymywalnej jest na poziomie 1,8%. Przy obniżaniu pH udział ten osiąga średnią wartość 3,0%. Wyraźny wzrost wymywalności obserwuje się w odpadach zwietrzałych (czas sezonowania na hałdzie ponad 15 lat). Całkowita zawartość rtęci w takich odpadach kształtuje się w granicach od 0,062 do 0,299 mg/kg.



Rys. 4. Zawartość poszczególnych form Hg w próbkach – wartości uśrednione z podziałem na poszczególne rodzaje analizowanego materiału (na podstawie: Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2014, 2019b, 2021)

Fig. 4. The mercury form content on the samples – averages mean for the various types of samples analyzed

Wymywalność rtęci kształtuje się w granicach od 5,1 do 11,5% w odniesieniu do zawartości całkowitej.

Uzyskane wyniki zawartości rtęci w odpadach i testach wymywania, w świetle aktualnie obowiązujących przepisów, nie wskazują na możliwość znacznego zagrożenia środowiska gruntowo-wodnego w wyniku oddziaływania analizowanych odpadów w zakresie uwalniania rtęci. Wyniki odniesiono do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 15 lipca 2011 r. w sprawie kryteriów zaliczania odpadów wydobywczych do odpadów obojętnych, które generalnie stanowi, że odpady wykorzystywane do rekultywacji wyrobisk nie mogą powodować szkody w środowisku, co odnosi się bezpośrednio do konieczności zapewnienia poziomów zawartości rtęci w glebie lub produktach wymywania na określonym poziomie.

### **Podsumowanie i wnioski**

Zastosowanie odpadów wydobywczych do wypełniania wyeksploatowanych wyrobisk odkrywkowych oraz w celu budowania warstwy uszczelniająco-ochronnej jest możliwe na etapie rekultywacji technicznej. Zastosowanie różnego rodzaju odpadów wydobywczych do wypełniania wyrobisk jest zagadnieniem złożonym zarówno w sferze przepisów odnoszących się do wymaganej jakości materiału odpadowego, jak i w zakresie prawidłowego wyznaczenia lokalizacji obszarów dozwolonych do takiego zagospodarowania odpadów.

Istotne jest rozpoznanie lokalizacji czynnych wyrobisk odkrywkowych na tle granic głównych zbiorników wód podziemnych (GZWP) oraz ich usytuowania w stosunku do lokalnych cieków wodnych. Analizie lokalizacji poddano wyrobiska, w których eksploatowane są surowce węglanowe z grupy kamienie łamane i bloczne oraz wyrobiska piasków i żwirów oraz piasków podsadzkowych, według stanu eksploatacji i analiz z lat 2015–2017 (Klojzy-Karczmarczyk i in. 2016a; Klojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2017, 2019; Staszczak 2020). Analizowano teren województwa śląskiego jako obszar, na którym znajduje się wiele czynnych oraz nieczynnych wyrobisk odkrywkowych i są one zlokalizowane często w bliskiej, korzystnej ekonomicznie odległości od miejsc wytwarzania odpadów wydobywczych górnictwa węgla kamiennego. Analizy zostały wykonane zatem w różnych latach aktywności wyrobisk. W grupie surowców węglanowych (kamienie łamane i bloczne) aż 8 z 9 lub 6 z 9 wyrobisk, zlokalizowanych na terenie tego województwa, znajduje się na obszarze GZWP, co stanowi średnio 78%. Poza granicami GZWP oraz w odległości ponad 500 metrów od cieków powierzchniowych zlokalizowane są zaledwie 3 obiekty. W grupie piasków i żwirów 21 z 58 oraz 24 z 65 wyrobisk odkrywkowych znajduje się na obszarze GZWP, co stanowi 36–37%. Poza granicami GZWP oraz w odległości ponad 500 od cieków powierzchniowych znajduje się 19 obiektów.

Odrębnym zagadnieniem jest jakość odpadów przeznaczonych do rekultywacji wyrobisk. Przeprowadzone na podstawie wieloletnich badań analizy zawartości rtęci w próbkach odpadów oraz analizy wymywalności w środowisku obojętnym i kwaśnym (Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2014, 2019a, b, 2021) wskazują na brak zagrożenia dla środowiska w świetle obowiązujących aktualnie przepisów. Uzyskane wyniki badań wskazują jednak na wyraźny

wzrost wielkości wmywania rtęci ze świeżych odpadów w przypadku zakwaszenia środowiska oraz w sytuacji, kiedy odpady składowane są na powierzchni terenu w dłuższym okresie czasu. Charakterystyka wmywania jest zróżnicowana dla różnych grup badanego materiału. Z wykonanych badań wynika, że wielkość wmywania rtęci z próbek węgla i odpadów jest zróżnicowana w zależności od zastosowanego medium ługującego. Generalnie zwiększenie wmywalności w środowisku kwaśnym jest około dwukrotne. Wynika z tego, że obniżone pH środowiska ma wyraźne znaczenie dla zwiększenia wielkości wmywania rtęci. Największy wpływ na zwiększenie uwalniania rtęci z analizowanego materiału odpadowego ma jednak czas sezonowania materiału i procesy wietrzeniowe, a zwiększenie wmywalności jest w tym przypadku trzy–sześciokrotne.

Ze względu na skalę wydobycia surowców oraz konieczność rekultywacji obszarów poeksploatacyjnych możliwość zagospodarowania różnego rodzaju odpadów w procesie wypełniania wyrobisk jest interesującym kierunkiem ich wykorzystania. Jednak należy podkreślić, że wiele wyrobisk znajduje się w zasięgu obszarów głównych zbiorników wód podziemnych oraz w zasięgu oddziaływania cieków powierzchniowych, co zdecydowanie utrudnia możliwość zastosowania materiału odpadowego.

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

## *Literatura*

- Baic, I. i Witkowska-Kita, B. 2011. Technologie zagospodarowania odpadów z górnictwa węgla kamiennego – diagnoza stanu aktualnego, ocena innowacyjności i analiza SWOT. *Rocznik Ochrona Środowiska* 13, s. 1315–1326.
- Czekaj, J. i Sobczyk, W. 2015. Zagospodarowanie terenu pogórniczego na przykładzie wyrobisk po kruszywach w powiecie krakowskim. *Górnictwo Odkrywkowe* 56(3), s. 29–35.
- Doniecki, T. i Siedlecka, E. 2006. Odpadowe muły węglowe jako element izolacji mineralnej składowisk odpadów. *Górnictwo i Geoinżynieria* 30(3/1), s. 41–46
- Góralczyk, S., red., 2011. *Gospodarka surowcami odpadowymi z węgla kamiennego*. Warszawa: IMBiGS, 327 s.
- Góralczyk, S. i Baic I., 2009. Odpady z górnictwa węgla kamiennego i możliwości ich gospodarczego wykorzystania. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 12(2/2), s. 145–157.
- Kicki, J. i Sobczyk, E.J., red. 2016. *Prawne, techniczne, ekonomiczne i środowiskowe aspekty gospodarki skalą płonną w kopalniach węgla kamiennego*. Kraków: Wyd. IGSMiE PAN, s. 185.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Mazurek, J. 2013. Studies of mercury content in selected coal seams of the Upper Silesian Coal Basin. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 29 (4), s. 95–106, DOI: 10.2478/gospo-2013-0047.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Mazurek, J. 2014. Badania zawartości rtęci i siarki w odpadach z obszaru nieczynnej hałdy odpadów górnictwa węgla kamiennego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 17(4), s. 289–302.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Mazurek, J. 2015. Uwarunkowania prawne i środowiskowe rekultywacji wyrobisk odkrywkowych z wykorzystaniem odpadów górnictwa węgla kamiennego lub produktów na bazie skały płonnej. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* nr 90, s. 67–78.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Mazurek, J. 2017. Propozycje rozszerzenia działań celem zagospodarowania materiałów odpadowych z górnictwa węgla kamiennego. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* nr 98, s. 151–165.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Mazurek, J. 2019a. Wielkość wmywania rtęci z próbek gruntów i odpadów różnego pochodzenia. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego* nr 475, s. 85–92, DOI: 10.7306/bpig.10.

- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Mazurek, J. 2019b. Wymywalność rtęci z węgla kamiennych i odpadów wydobywczych. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* nr 108, s. 141–154, DOI: 10.24425/znigsm.2019.128671.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Mazurek, J. 2021. The leaching of mercury from hard coal and extractive waste in the acidic medium. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 37(2), s. 163–178, DOI: 10.24425/gsm.2021.137567.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Staszczak, J. 2018. Zastosowanie mułów węglowych do uszczelnienia składowisk odpadów komunalnych – rozpoznanie możliwości. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* nr 105, s. 95–108.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Staszczak, J. 2017. Czynne wyrobiska odkrywkowe surowców węglanowych na tle granic GZWP a możliwości ich rekultywacji przez wypełnienie odpadami. *Przegląd Geologiczny* 65(11/1), s. 979–982.
- Klojzy-Karczmarczyk, B. i Staszczak, J. 2019. Rozpoznawanie lokalizacji wyrobisk piasków i żwirów względem granic GZWP oraz cieków powierzchniowych na obszarze województwa śląskiego. *Biuletyn PIG* 475, s. 93–100.
- Klojzy-Karczmarczyk i in. 2016a – Klojzy-Karczmarczyk, B., Mazurek, J., Staszczak, J., Mucha, J. i Paw, K. 2016. Ocena możliwości rekultywacji odkrywkowych wyrobisk poeksploatacyjnych z wykorzystaniem kruszyw ze skał towarzyszących pokładom węgla kamiennego na przykładzie ZG Janina. *Górnictwo Odkrywkowe* 5, s. 23–33.
- Klojzy-Karczmarczyk i in. 2016b – Klojzy-Karczmarczyk B., Mazurek J., Paw K., 2016 – Możliwości zagospodarowania kruszyw i odpadów wydobywczych górnictwa węgla kamiennego ZG Janina w procesach rekultywacji wyrobisk odkrywkowych. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 32(3), s. 111–134, DOI: 10.1515/gospo-2016-0030.
- Kopacz, M. 2015. Ocena kosztów gospodarki skałą płonną w funkcji zmiennego poziomu współczynnika uzysku węgla netto na przykładzie kopalni węgla kamiennego. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 31(3), s. 121–144, DOI: 10.1515/gospo-2015-28.
- Korban, Z. 2011. Problem odpadów wydobywczych i oddziaływania ich na środowisko, na przykładzie zwałowiska Nr 5A/W-1 KWK „X”. *Górnictwo i Geologia* 6(1), s. 109–120.
- Ostręga, A. i Uberman, R. 2010. Kierunki rekultywacji i zagospodarowania – sposoby wyboru, klasyfikacja i przykłady. *Górnictwo i Geoinżynieria* 34(4), s. 445–461.
- Sobik-Szołtysek i in. 2013 – Sobik-Szołtysek, J., Bień, J. i Milczarek, M. 2013. Analiza współczynnika filtracji w aspekcie możliwości stosowania alternatywnych materiałów do budowy barier izolacyjnych na składowiskach odpadów. *Rocznik Ochrona Środowiska* 15, s. 1393–1410.
- Staszczak, J. 2020. Operating Opencast Mines of Selected Groups in the Silesian Voivodeship Against a Background of Water Environment and Possibilities of Waste Placing. *Inżynieria Mineralna* 2(2), s. 147–152.
- Szufficki i in., red. 2017 – Szufficki, M., Malon, A. i Tyminski, M., red. 2017. *Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2016 r.* Warszawa: PIG-PIB.
- Szufficki i in., red. 2018 – Szufficki, M., Malon, A. i Tyminski, M., red. 2018. *Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce wg stanu na 31 XII 2017 r.* Warszawa: PIG-PIB.

## Rtęć w odpadach wydobywczych i możliwości ich zagospodarowania w wyrobiskach odkrywkowych województwa śląskiego

Słowa kluczowe: wyrobiska odkrywkowe, lokalizacja, rekultywacja, odpady wydobywcze, wymywanie zanieczyszczeń, rtęć

Streszczenie: Wypełnianie wyrobisk odkrywkowych odpadami wydobywczymi jest możliwe w procesie rekultywacji technicznej, ale wymaga szczegółowego rozpoznania warunków środowiskowych. Zastosowanie różnego rodzaju odpadów do wypełniania wyrobisk jest zagadnieniem złożonym w zakresie jakości materiału odpadowego oraz w zakresie określenia lokalizacji miejsc przeznaczonych do takiego zagospodarowania odpadów. Istotne jest rozpoznanie lokalizacji czynnych wyrobisk odkrywkowych na tle granic głównych zbiorników wód podziemnych (GZWP) oraz w pobliżu cieków wodnych. Analizie poddano wyrobiska, w których eksploatowane są surowce węglanowe oraz wyrobiska piasków i żwirów. Analizy zostały wykonane w różnych latach aktywności wyrobisk ((Klojzy-Karczmarczyk i in. 2016a; Klojzy-Karczmarczyk i Staszczak 2017, 2019; Staszczak 2020). W grupie surowców węglanowych (kamienie lamane i bloczne), poza granicami GZWP oraz w odległości ponad 500 metrów od cieków powierzchniowych zlokalizowane są zaledwie 3 obiekty. W grupie piasków i żwirów, poza granicami GZWP oraz w odległości ponad 500 od cieków powierzchniowych znajduje się 19 obiektów.

Zestawiono zawartość całkowitą rtęci oraz wielkość jej wymywania. Podano udział formy wymywalnej w całkowitej zawartości pierwiastka. Badania prowadzono w różnych warunkach pH środowiska. Analizę przeprowadzono na podstawie badań z lat 2014–2021 (Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2014, 2019a, b, 2021). Odpady wydobywcze typu skała płonna (kruszywa) charakteryzują się wyższą zawartością rtęci całkowitej we frakcji najdrobniejszej i niższą we frakcjach grubszych. Udział formy wymywalnej rtęci w kruszywach jest na średnim poziomie 1,3–2,0%. Średni udział formy wymywalnej w mułach węglowych jest na poziomie 1,8%. Przy obniżaniu pH środowiska, udział ten wzrasta w każdym przypadku. Wyraźny wzrost wymywalności obserwuje się ponadto w odpadach zwietrzalnych. Ze względu na jakość materiału odpadowego, badania odpadów wydobywczych wykazały możliwość ich zastosowania do celów rekultywacji.

### *The mercury in extractive waste and the possibility of their management in open-pit workings of the Silesian Voivodeship*

Keywords: open-pits, location, reclamation, extractive waste, leaching, mercury

Abstract: The open-cast workings filling with extractive waste is possible in the process of technical reclamation, but it requires a detailed recognition of environmental conditions. The use of various types of waste to fill the workings is a complex issue, in the field of the waste material quality and in the field of determining locations assigned for such waste management.

It is important to recognise the location of active opencast mines against a background of main groundwater basins (MGB) and close to watercourses. The workings, left after extraction of carbonate raw materials, as well as sands and gravels, were analysed. The analysis were performed in different years of the open pits activity (Klojzy-Karczmarczyk et al. 2016a; Klojzy-Karczmarczyk and Staszczak 2017, 2019; Staszczak 2020). In the carbonate raw materials group (crushed and block stone) only 3 facilities are situated outside the MGB area and at a distance of more than 500 m from surface watercourses. In the sands and gravels group only 19 facilities are situated outside the MGB area and at a distance of more than 500 m from surface watercourses.

Total mercury content and the amount of its leaching was compiled. The percentage of leachable form in the total content of the element was studied. The studies were carried out under various pH conditions of the environment. The analysis was based on the studies from 2014–2021 (Klojzy-Karczmarczyk and Mazurek 2014, 2019a, b, 2021). The extractive waste of the barren rock type (aggregate) features a higher content of total mercury in the finest fraction and a lower in coarser fractions. The share of mercury leachable form on average is 1.3–2.0%. The share of mercury leachable from coal sludge is approx. 1.8%. At pH reduction this share increases in each case. A clear increase in leachability is observed in the weathered waste. Because of the waste material quality, the studies on extractive waste have shown a possibility to use it for reclamation.





Piotr PASIOWIEC<sup>1</sup>  
Józef BROŻYNA<sup>1</sup>  
Klaudia BAŃCZYK<sup>1</sup>  
Jerzy WAJS<sup>1</sup>  
Barbara TORA<sup>2</sup>

## **Kolumny ciśnieniowe w procesie technologicznym wzbogacania uranu**

### **Wprowadzenie**

Sita szczelinowe produkowane są w oparciu o metodę zgrzewania elektro-oporowego, która polega na zgrzewaniu profilowanych drutów roboczych do układu nośnych prętów. W wyniku tego powstają mocne sita zdolne do przenoszenia dużych obciążeń.

Sito jest najważniejszym elementem roboczym w filtrach, na którym dokonuje się proces oczyszczania czynnika roboczego. Dlatego też, od właściwego doboru parametrów konstrukcyjnych sita i odpowiednim dobraniu do określonych warunków technologicznych, zależy w dużym stopniu skuteczność prowadzonego procesu filtracji (Blaschke S. i Blaschke W. 1989).

Sita szczelinowe zgrzewane znalazły zastosowanie w filtracji i szeroko pojętych procesach przerobczych surowców mineralnych. Zadaniem ich w procesie jest uzyskanie wysokiej jakości produktów oraz ochrona urządzeń wchodzących w skład instalacji przed mechanicznymi uszkodzeniami poprzez redukcję zanieczyszczeń w danym czynniku (Pasiowiec i in.2017; Jonczak i in. 2004).

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie zastosowania sit szczelinowych zgrzewanych produkcji Progress Eco w filtrach stosowanych w kolumnach ciśnieniowych SNK w procesie wzbogacania uranu w kopalniach w Kazachstanie.

---

<sup>1</sup> Progress Eco Sp. z o.o. sp.j., Tuczepy.

<sup>2</sup> Wydział Inżynierii Ładowej i Gospodarki Zasobami, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie; e-mail: tora@agh.edu.pl.

## Występowanie uranu

Uran jest metalem ciężkim występującym powszechnie w przyrodzie, nie tylko w skałach ale też w wodzie, roślinach, zwierzętach a także w ciele człowieka. Dla celów przemysłowych największe znaczenie mają bloki skalne z dużą zawartością minerałów uranowych.

Największe złoża rud uranu znajdują się w Australii, Kazachstanie, Rosji, Kanadzie, Nigrze, RPA, Brazylii, Namibii i USA. Światowe zasoby nierozpoznane wynoszą 6 251 800 ton U, co gwarantuje dostawy na kolejne 100 lat ([Rzeczpospolita 2020](#)).

Kazachstan jest największym producentem uranu na świecie, a jego rezerwy są drugie zaraz po Australii. Przewiduje się, że w 2022 roku Kazachstan wyprodukuje, uwzględniając już redukcję wydobycia, 22 tys. ton uranu, czyli o około 2 tys. mniej niż w 2021 roku. Redukcję wydobycia ustalono na początku tego roku, kiedy kazachska państwowa spółka atomowa Kazatomprom uznała, że cena uranu jest za niska i tylko zmniejszając wydobycie, można podnieść ceny uranu na światowych rynkach.

Zakłada się, że globalna produkcja uranu będzie rosła w średnim rocznym tempie wzrostu na poziomie 6,2% w okresie prognozy na 2021–2025, by osiągnąć 65,2 tys. ton w 2025 r. Kazachstan, który posiada jedno z największych na świecie złóż uranu, będzie nadal liderem w zakresie dostaw w okresie najbliższych kilku lat.

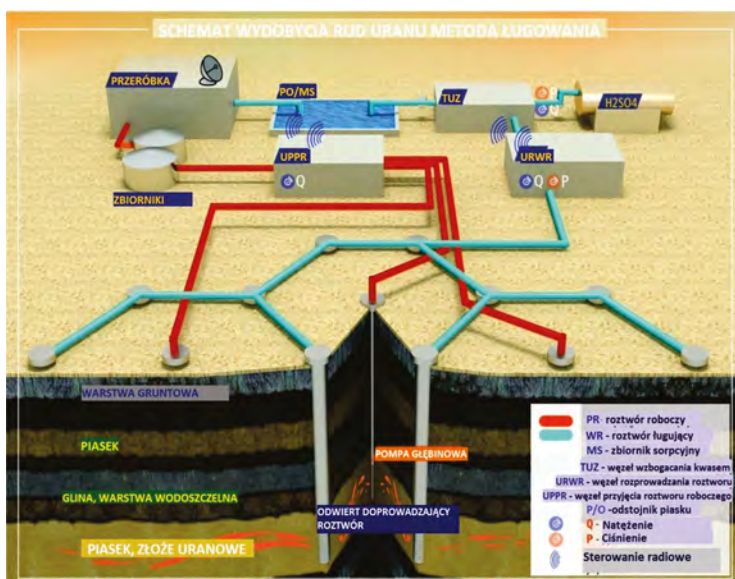
W kopalniach Kazachstanu wydobycie uranu odbywa się z warstw położonych na głębokości od 100 do 300 m, niektóre złoża sięgają do 800 m. Największą w Kazachstanie kopalnią ISL jest Inkai, gdzie uran występuje w wodonośnych piaskowcach na głębokości do 300 m.

## Metody wydobycia

Stosowane są trzy główne metody wydobywania uranu:

- odkrywkowa,
- głębinowa (system wydobycia podobny do kopalń węglowych),
- otworowa, inaczej ługowania podziemnego (ISL – *In Situ Leaching*) – polegająca na ługowaniu, upłynnianiu skały i wypompowywaniu roztworu na powierzchnię.

Ruda wydobyta w kopalniach lub odkrywcę musi być poddana wieloetapowej obróbce zanim zostanie z niej wyprodukowane paliwo jądrowe. Pierwszym etapem obróbki po wydobyciu jest kruszenie bloków skalnych, mielenie i ługowanie – w rezultacie otrzymujemy tzw. *yellowcake*, czyli oczyszczony uraninit  $U_3O_8$ . Składa się on w ponad 99% z nierozszczepialnego izotopu U-238 i w mniej niż 1% z rozszczepialnego U-235 (a tylko ten może być wykorzystany jako normalne paliwo jądrowe). Rury szczelinowe stosowane są do wydobyciu uranu metodą ługowania podziemnego, jak również w zakładach wzbogacania uranu (filtry pionowe, poziome i stożkowe). Stosowana metoda otworowa (ISL – *In Situ Leaching*), polega na wpompowaniu pod powierzchnię ziemi substancji ługujących (kwas siarkowy), upłynniających rudę, a następnie wypompowaniu rozpuszczonych minerałów na powierzchnię. W metodzie ISL wierci się sześć odwiertów położonych w wierzchołkach sześciokąta, przez które w wprowadzany jest kwas siarkowy. Pośrodku wiercony jest jeszcze jeden otwór, przez który wypompowywany jest na powierzchnię roztwór nasycony solami uranu.



Rys. 1. Schemat wydobycia uranu metodą otworową ISL

Źródło: <http://promtu.ru/dobyicha-resurov/dobyicha-urana-v-rossii-i-mire>

Fig. 1. Scheme of uranium mining using the ISL borehole method

W procesie wydobywania uranu metodą ługowania stosowane są rury z sita szczelinowego zgrzewanego jako filtry. Rury szczelinowe powstają poprzez jednoczesne nawijanie po spirali i zgrzewanie do ułożonych wzdłuż osi rury drutów nośnych specjalnie profilowanych drutów roboczych. Technologia ta pozwala na wykonanie sit szczelinowych do aplikacji, gdzie wymagana jest bardzo duża dokładność szczeliny oraz wysoka wytrzymałość sita. Dzięki zastosowaniu nowoczesnej technologii zgrzewania, można uzyskać dowolne odległości pomiędzy drutami nośnymi i bardzo dokładną i powtarzalną szczelinę.

Typowe długości rur szczelinowych: 5,75 m; 2,8 m.

Szczelina sita cylindrycznego: 0,35 mm.

Średnica sita: około 113 mm.

Filtry zaopatrzone są w końcówki z gwintem zapewniające łączenie kolejnych filtrów w czasie wprowadzania do otworu wydobywczego.



Rys. 2. Filtry szczelinowe stosowane przy wydobywaniu uranu

Fig. 2. Slotted filters used in uranium mining

Budowa Sorpcyjnej kolumny naporowej (SNK – Sorpcyjna Kolumna Ciśnieniowa). W kolumnie jest 18 filtrów cylindrycznych oraz 1 filtr stożkowy zabezpieczający znajdujący się poza kolumną.

Z górnego zbiornika (bunkier) do kolumny sorpcyjnej podawana jest żywica jonowymienna. Od dołu kolumny z odwiertu podawany jest pod ciśnieniem nasycony roztwór uranu. Przemieszczając się naprzeciw siebie, żywica i roztwór zawierający uran reagują ze sobą w wyniku czego powstaje zubożony roztwór i nasycony sorbent. Taki sposób prowadzenia procesu jest bardzo skuteczny, ponieważ ciężkie jony uranu grawitacyjnie opadają na dno zbiornika skąd są odprowadzane do dalszej przeróbki. W górnej części zbiornika roztwór filtrowany jest w filtrach z sit szczelinowych (18 filtrów cylindrycznych i jeden filtr stożkowy). Roztwór doprowadzany jest do właściwego stężenia (poza kolumną) koncentracji jonami i dalej podawany jest do odwiertów.

Warunki eksploatacji kolumn SNK i wkładów filtracyjnych:

- ➔ napływ roztworu do filtracji: z zewnątrz do wewnątrz,
- ➔ praca kolumn szeregowo w cyklach: sorpcja/desorpcja i mycie/regeneracja żywicy (z zastosowaniem roztworu),
- ➔ obszar roboczy kolumny wypełniony jest żywicą jonowymienną,
- ➔ filtry zamocowane są w górnej części kolumny służą do przyspieszenia filtracji i zapobieganiu przedostawania się dużej frakcji żywicy jonowymiennej,
- ➔ obiegowa ilość roztworu w kolumnie wynosi 400 m<sup>3</sup>/h,
- ➔ filtry wytrzymują ciśnienie max 6 bar wynikające z zaślepienia szczelin filtra,
- ➔ materiały filtra przystosowane do specyficznych roztworów stosowanych na zakładzie (żywica oraz skoncentrowany roztwór H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, U, Fe<sup>2+</sup>, Fe<sup>3+</sup>, Ca, Cl, pH 1,5–1,7; temperatura od 5 do 50°C),



Rys. 3. Schemat sorpcyjnej kolumny ciśnieniowej (SNK)

1 – zbiornik, 2 – filtry, 3 – kosz zabezpieczający, 4 – wyjście roztworu, 5 – jonit, 6 – odbiór próbek, 7 – rozdzielacz strumienia, 8 – wejście roztworu, 9 – wyjście nasyconego jonitu

Fig. 3. Construction of the Sorption Pressure Column (SNK)

1 – tank, 2 – filters, 3 – safety basket, 4 – solution outlet, 5 – ionite, 6 – collection of samples, 7 – stream divider, 8 – solution input, 9 – saturated ion exchanger output

- materiał filtra szczelinowego: AISI 316L,
- waga netto filtra: konstrukcja powinna być lekka, max do 75 kg,
- graniczna długość filtra: 850 mm,
- średnica zewnętrzna z uwzględnieniem elementów ochronnych: nie więcej niż 460 mm.
- szczelina: 0,300 mm +/- 0.020 mm
- powierzchnia filtracji (prześwit): komplet sit cylindrycznych składający się z 18 sztuk zapewnia przepuszczalność roztworu, bez uwzględnienia oporu żywicy, nie mniej niż 1500 m<sup>3</sup>/godz.
- pole powierzchni otwartej (prześwit) nie mniej niż 24%.
- drut profilowy zapewnia samooczyszczenie powierzchni filtracyjnej.

Przedstawiona na rysunku 3 kolumna SNK jest to kolumna stacjonarna. Możliwe jest również stosowanie tzw. mobilnych kontenerowych zestawów kolumn SNK do wykorzystywania bezpośrednio na polach wydobywczych uranu. W praktyce w kolumnach stacjonarnych SNK stosowane są filtry posiadające różne wymiary średnica/długość i rozwiązanie konstrukcyjne. Rozwiązanie filtra do kolumny z zastosowaniem sit tkanych przedstawia zdjęcie na rysunku 4. Na konstrukcji nośnej wykonanej z prętów stalowych nawinięte jest sito tkane, uszczelnione przy kołnierzach dla zabezpieczenia przed wypływaniem żywicy jonowymiennej.



Rys. 4. Filtr do kolumny SNK z sita tkanego

Fig. 4. Filter for the SNK column made of woven sieve



Rys. 5. Filtr zabezpieczający stożkowy

Fig. 5. Conical safety filter



Rys. 6. Filtr szczelinowy do kolumny SNK

Fig. 6. Slotted filter for the SNK column



Rys. 7. Warianty wykonania filtrów do kolumny SNK

Fig. 7. Variants of filters for the SNK column

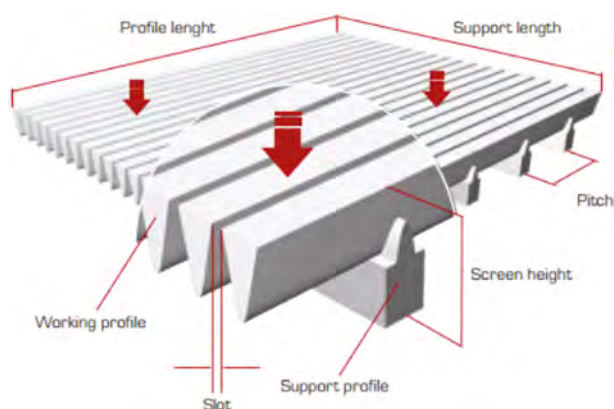
Podstawowe parametry: wysokość części filtracyjnej 700 mm; średnica 426 mm; oczko sita tkanego 0,63 mm; materiał AIS316. Filtry tego typu zastępowane są filtrami z zastosowaniem sit szczelinowych.

### Filtry cylindryczne szczelinowe produkcji Progress Eco

Wykonanie filtrów, które spełniałyby wymogi procesu technologicznego zostało poprzedzone obliczeniami na przepustowość oraz wytrzymałość (Pasiowiec 2008). Analiza została wykonana dla medium typu woda. Obliczenia numeryczne wykonano Metodą Objętości Skończonych w oprogramowaniu CFD.

Przeprowadzone obliczenia obejmowały obliczenia oporów hydraulicznych wkładów oraz wytrzymałościowe obliczenia sprawdzające elementów konstrukcji wkładu filtra.

1. Obliczenia oporów hydraulicznych opierały się na analizie map ciśnień wykonanych metodą elementów o skończonej objętości z użyciem licencjonowanego oprogramowania



Rys. 8. Techniczne parametry sita  
Źródło: Progress

Fig. 8. Technical parameters of the sieve

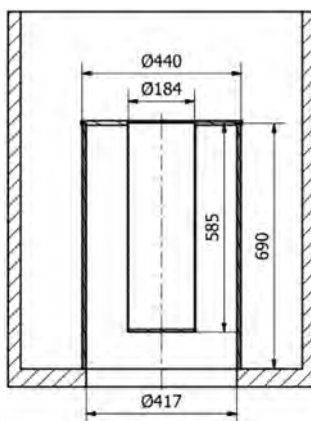
CFD Autodesk Simulation dla modelu wykonanego na bazie konstrukcji wkładu. Zamieszczone wyniki przedstawiały dodatkowo mapę prędkości przepływu czynnika.

2. Metodyka obliczeń wytrzymałościowych elementów ciśnieniowych wkładu filtracyjnego.

a) Metodyka obliczeń wytrzymałościowych sita szczelinowego.

Do obliczeń wytrzymałościowych elementów sita posłużono się wzorami z publikacji *Roark's Formulas for Stress and Strain*.

b) Do obliczeń wytrzymałościowych elementów ciśnieniowych – denka sita zastosowano komercyjne oprogramowanie firmy HEXAGON Visual Vesel Design™ (VVD). Jest to program uznany i stosowany przez jednostki notyfikowane, m.in. przez Urząd Dozoru Technicznego w procedurze oceny zgodności urządzenia ciśnieniowego z wymaganiami zasadniczymi Dyrektywy PED. Program posiada bazę materiałową materiałów dopuszczonych na urządzenia ciśnieniowe według norm EN.



Rys. 9. Geometryczny model cylindrycznego filtra szczelinowego CFD

Fig. 9. CFD geometric model of a cylindrical slotted filter

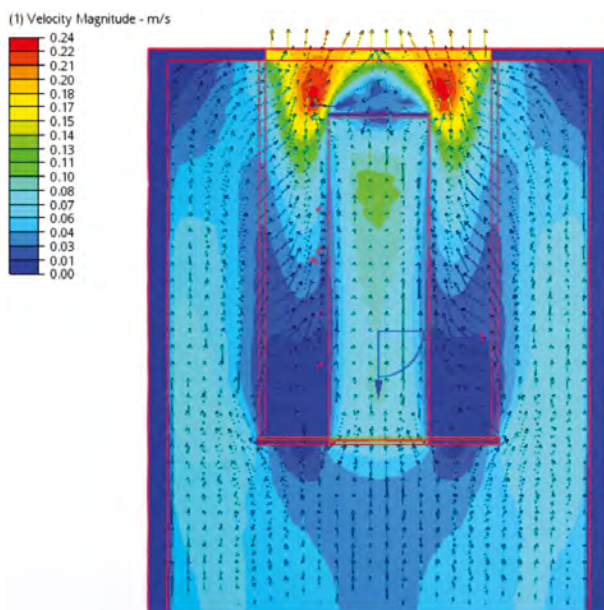
## Wyniki symulacji

Na rysunkach 10 i 11 przedstawiono wyniki symulacji filtracji na cylindrycznym filtrze szczelinowym – rozkład prędkości przepływu i ciśnienia dla wydatku nadawy  $Q_1 = 89 \text{ m}^3/\text{h}$ .

## Uszkodzenia dotychczas stosowanych filtrów

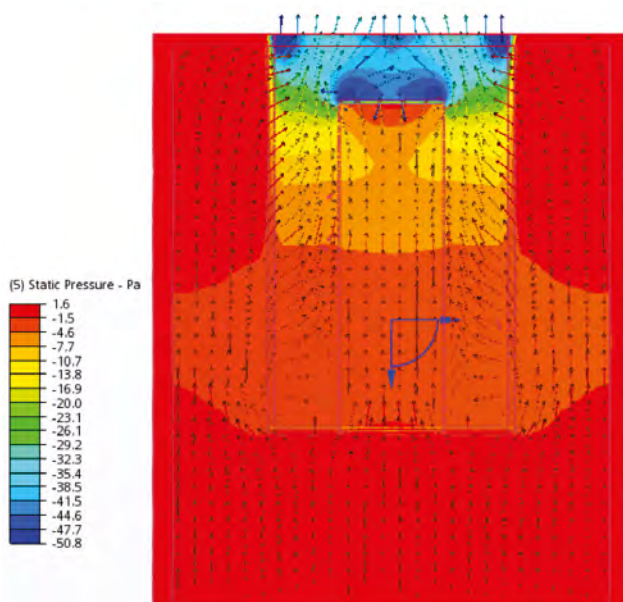
W czasie eksploatacji kolumny SNK może nastąpić zniszczenie filtrów szczelinowych cylindrycznych. Na rysunku 13 przedstawiono typowe uszkodzenia filtrów szczelinowych podczas pracy kolumny.

Uszkodzenie filtra następuje pod wpływem nagłego wzrostu ciśnienia w kolumnie, co przekłada się na powstanie dużej pionowej siły. Powoduje to nie tylko uszkodzenie filtrów,



Rys. 10. Rozkład prędkości przepływu dla wydatku  $Q_1 = 89 \text{ m}^3/\text{h}$

Fig. 10. The distribution of the flow velocity for the efficiency  $Q_1 = 89 \text{ m}^3/\text{h}$



Rys. 11. Rozkład ciśnienia dla wydatku  $Q_1 = 89 \text{ m}^3/\text{h}$

Fig. 11. The distribution of pressure for the efficiency  $Q_1 = 89 \text{ m}^3/\text{h}$





Rys. 12. Filtry szczelinowe do kolumny SNK

Fig. 12. Slotted filters for SNK column



Rys. 13. Uszkodzone filtry kolumny SNK

Fig. 13. Damaged SNK column filters

ale może również uszkodzić elementy mocujące kolumnę do fundamentów. W przypadku uszkodzenia filtra(-ów) (rys. 6) konieczna jest ich wymiana na nowe. Charakterystycznym wizualnym objawem uszkodzenia jest pojawianie się w filtrze stożkowym zabezpieczającym (rys. 5), żywicy jonowymiennej. Wymiana filtra związana jest z zatrzymaniem pracy kolumny. Powoduje to straty dla zakładu (spadek wydajności). Zjawisko skokowego wzrostu ciśnienia jest na bieżąco badane, gdyż ma to duże znaczenie dla optymalnego opracowania konstrukcji filtra. Dotychczasowe sposoby wyeliminowania uszkodzeń (deformacji) polegały na wprowadzaniu różnych rozwiązań konstrukcyjnych, zmianie poprzeczki sit szczelinowych, zastosowaniu dodatkowych wzmocnień i wytrzymalszych rodzajów stali.

## Podsumowanie

Zapotrzebowanie na energię elektryczną, a co za tym idzie, na surowce energetyczne, będzie wzrastać. Odnawialne źródła energii będą w stanie zaspokoić tylko około połowy przewidywanego wzrostu światowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Dlatego też, co warto jeszcze raz podkreślić, niemożliwe byłoby prowadzenie procesów przerobczych zmierzających do uzyskania odpowiedniej jakości parametrów surowców energetycznych takich jak węgiel, ropa, gaz ziemny i uran bez zastosowania sit szczelinowych zgrzewanych. Zakładany wzrost zapotrzebowania na energię jądrową wpłynie na większą produkcję uranu, a tym samym wykorzystanie filtrów z sit szczelinowych.

Ilość i różnorodność aplikacji przemysłowych sit szczelinowych zgrzewanych sprawiają, że jest to uniwersalny produkt spełniający najwyższe wymagania stawiane najnowocześniejszym materiałom przemysłowym podlegający nieustannemu rozwojowi i doskonaleniu ich konstrukcji. Sita szczelinowe odgrywają kluczową rolę w procesach przerobczych w zapewnieniu najwyższej jakości wzbogacanych surowców.

## Literatura

- Blaşchke, S. i Blaşchke, W. 1989. Maszyny i urządzenia w przeróbce kopaliny. Sita. *Skrypt uczelniany* nr 1145. Kraków: Wydawnictwo AGH.
- Jonczak i in. 2004 – Jonczak, P., Pasiowiec, P. i Śmiejek Z. 2004. *Technologiczne i ekonomiczne racje istnienia nowych rozwiązań w obszarze stosowania sit produkcji Progress Eco S.A.* [W:] *Nowoczesne systemy przerobcze surowców mineralnych z uwzględnieniem problemów ochrony środowiska*. Gliwice: Komag.
- Materiały reklamowe, prace badawcze i dokumentacje firmy Progress Eco Sp. z o.o. sp.K. [Online] <http://progress-eco.pl/> [Dostęp: 09.09.2021].
- [Online] [www.mining.com](http://www.mining.com) [Dostęp: 09.09.2021].
- Pasiowiec P. 2008. *Analysis of Work and Optimization of Centrifugal Dewatering Sieve*. Doctoral dissertation, Ostrava.
- Pasiowiec i in. 2017 – Pasiowiec, P., Bańczyk, K., Tora, B., Brożyna, J. i Wajs, J. 2017. *Zastosowanie sit szczelinowych zgrzewanych produkcji Progress Eco w procesach wydobywania i przeróbki węgla kamiennego, ropy naftowej, gazu ziemnego oraz uranu* [W:] *Innowacyjne i przyjazne dla środowiska techniki i technologie przeróbki surowców mineralnych: bezpieczeństwo-jakość-efektywność*. Gliwice: Komag.
- Rzeczpospolita 2020. [Online] <https://www.rp.pl/biznes/art8979421-producenci-uranu-zarabia-na-pandemii> [Dostęp: 02.01.2022].

## Kolumny ciśnieniowe w procesie technologicznym wzbogacania uranu

Słowa kluczowe: sita szczelinowe zgrzewane, wzbogacanie uranu, ługowanie w złożu, ISL

Streszczenie: W procesie wzbogacania uranu w kolumnach ciśnieniowych typu SNK stosuje się sita szczelinowe zgrzewane. W rozdziale przedstawiono nowe rozwiązania konstrukcyjne filtrów pionowych wykonanych z sit szczelinowych zgrzewanych produkowanych przez polską firmę Progress Eco sp. z o.o. sp.j. Sita szczelinowe są konsekwentnie modernizowane w celu zapewnienia urządzeniom maksymalnej skuteczności technologicznej, prostej i łatwej obsługi, zmniejszenia awaryjności pracy oraz uzyskania lepszej efektywności ekonomicznej. Sito jest najważniejszym elementem roboczym w filtrach, na którym dokonuje się proces oczyszczania czynnika roboczego. Dlatego też, od właściwego doboru parametrów konstrukcyjnych sita i odpowiednim dobraniu do określonych warunków technologicznych, zależy w dużym stopniu skuteczność prowadzonego procesu filtracji.

Sita szczelinowe są wykorzystywane w wydobywaniu uranu metodą *In Situ Leaching* – ISL – polegającą na ługowaniu rudy ze złoża podziemnego roztworami zasad lub kwasów a następnie wypompowywaniu roztworu na powierzchnię celem dalszego wzbogacania.

## *Pressure columns in the uranium enrichment process*

Keywords: welded slotted sieves, uranium beneficiation, in situ leaching, ISL

Abstract: Slotted welded screens are used in the uranium enrichment process in SNK-type pressure columns. The chapter presents new design solutions for vertical filters made of welded slotted screens, produced by the Polish company Progress Eco sp. z o.o. sp. j. Slotted screens are consistently modernized in order to provide the devices with maximum technological efficiency, simple and easy operation, reducing the failure rate and obtaining better economic efficiency. The sieve is the most important working element in filters, on which the process of cleaning the working medium is carried out. Therefore, the effectiveness of the filtration process depends to a large extent on the proper selection of the construction parameters of the sieve and the appropriate selection for specific technological conditions.

Slotted sieves are used in uranium mining using the In Situ Leaching – ISL method, which consists in leaching ore from the underground deposit with alkali or acid solutions and then pumping the solution to the surface for further enrichment.

