



Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk

Streszczenia

XXXVII KONFERENCJA

z cyklu:

ZAGADNIENIA SUROWCÓW ENERGETYCZNYCH
I ENERGII W GOSPODARCE KRAJOWEJ

**Nowe strategie i inwestycje na rynku paliw
i energii w kraju i UE**



2024

Zakopane, 20–23 października 2024



Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk

Streszczenia

XXXVII KONFERENCJA

Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej

pod tytułem

**Nowe strategie i inwestycje na rynku paliw
i energii w kraju i UE**

pod patronatem:

Komitetu Problemów Energetyki PAN

Główni Partnerzy Konferencji



20–23 października 2024 r., Zakopane

Redaktor wydania: dr hab. inż. Zbigniew GRUDZIŃSKI, profesor instytutu
dr hab. inż. Katarzyna STALA-SZLUGAJ, profesor instytutu

Komitet Naukowy Konferencji

Eugeniusz MOKRZYCKI	– Instytut Gospodarki Surowcami Instytut GSMiE PAN (Przewodniczący)
Ireneusz BAIC	– Sieć Badawcza Łukasiewicz. Warszawski Instytut Technologiczny
Beata BARSZCZOWSKA	– Akademia Górnośląska im. W. Korfantego w Katowicach
Bartosz CERAN	– Politechnika Poznańska
Tadeusz CHMIELNIAK	– Politechnika Śląska
Waldemar DOŁĘGA	– Politechnika Wrocławska
Krzysztof GALOS	– Instytut Gospodarki Surowcami Instytut GSMiE PAN
Lidia GAWLIK	– Instytut Gospodarki Surowcami Instytut GSMiE PAN
Zbigniew GRUDZIŃSKI	– Instytut Gospodarki Surowcami Instytut GSMiE PAN (Wiceprzewodniczący)
Janusz LEWANDOWSKI	– Politechnika Warszawska
Ludwik PIEŃKOWSKI	– Akademia Górniczo-Hutnicza
Leokadia RÓG	– Główny Instytut Górnictwa
Jakub SIEMEK	– Akademia Górniczo-Hutnicza
Andrzej STRUGAŁA	– Akademia Górniczo-Hutnicza
Katarzyna STALA-SZLUGAJ	– Instytut Gospodarki Surowcami Instytut GSMiE PAN (Wiceprzewodnicząca)

Komitet Organizacyjny Konferencji

Przewodniczący: dr hab. inż. Zbigniew GRUDZIŃSKI, prof. instytutu
Sekretarze: dr inż. Urszula OZGA-BLASCHKE,
dr hab. inż. Katarzyna STALA-SZLUGAJ, prof. instytutu
Członkowie: prof. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI
dr hab. inż. Lidia GAWLIK, prof. instytutu
Renata GRUDZIŃSKA

Z ramienia Instytutu GSMiE PAN konferencję organizuje:
Pracownia Ekonomiki i Badań Rynku Paliwowo-Energetycznego

Łamanie: Beata Stankiewicz
Opieka redakcyjna: Emilia Rydzewska-Smaza

Adres do korespondencji:
ul. Wybickiego 7A, 31-261 Kraków
e-mail: rynek@min-pan.krakow.pl www.min-pan.krakow.pl/se/
tel.: 12 632-27-48

ISBN 978-83-67606-45-5
eISBN 978-83-67606-46-2

Spis treści

Beata BARSZCZOWSKA, Mirosław SKIBSKI Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2024 roku	7
Tadeusz CHMIELNIAK, Tomasz CHMIELNIAK Technologie generacji Syntetycznego Gazu Naturalnego zintegrowane z zgazowaniem biomasy i produkcją zielonego wodoru	9
Dorota CZARNA-JUSZKIEWICZ, Piotr KUNECKI, Magdalena WDOWIN, Tomasz GŁOWIENKO, Łukasz OSUCHOWSKI, Łukasz LELEK Wykorzystanie zużytych paneli fotowoltaicznych do syntezy sorbentów wychytujących gazowe formy rtęci emitowane z konwencjonalnych źródeł energii	11
Waldemar DOŁĘGA Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej – zagrożenia i wyzwania	13
Julia DOMAGAŁA, Wiktor PACURA Potencjał dekarbonizacji sektora ogrzewnictwa poprzez substitucję paliwową i technologiczną z wykorzystaniem upraw <i>Miscanthus x giganteus</i>	14
Artur DYCZKO, Jarosław KULPA, Dominik GALICA, Eugeniusz J. SOBCZYK, Jacek JAROSZ, Michał KOPACZ Zrównoważona gospodarka zasobami węgla kamiennego poprzez identyfikację czynników ryzyka w procesie wydobywczym – ważny element dynamicznego zarządzania zapotrzebowaniem, produkcją, gospodarką zasobami projektu DynGOSP	16
Zbigniew GRUDZINSKI Rynek węgla energetycznego – stan obecny i perspektywy	18
Emil HANC, Anna HANC Nowe kierunki rozwoju dla technologii magazynowania energii w bateriach	20
Olga JANIKOWSKA, Magdalena BYRTEK, Natalia GENEROWICZ Społeczne aspekty transformacji energetycznej	21
Olga JANIKOWSKA, Joanna KULCZYCKA, Natalia GENEROWICZ Transformacja energetyczna regionów post górniczych – wyzwania, nadzieje a rzeczywistość	23
Magdalena JARKULISZ Rola wodoru w strategii energetycznej Polski i UE: szanse, wyzwania, inwestycje	24
Marcin KARPIŃSKI, Paweł JAMROZIK Znaczenie gospodarcze i ekologiczne metanu z odmetanowania kopalń – w świetle wymogów Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym	26
Natalia KASIŃSKA, Jakub SIERCHUŁA, Radosław SZCZERBOWSKI, Bartosz CERAN Modelowanie układów technologicznych elektrowni jądrowych	28
Anna KIELERZ, Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK Wyzwania dla sektora górnictwa węgla kamiennego wynikające z transformacji energetycznej	30
	3

Tomasz KLAPSA	
Kompensacja energii barierą rozwoju OZE	31
Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK, Said MAKOUDI	
Możliwości przetwarzania odpadów ulegających biodegradacji w biogazowniach w Polsce – stan aktualny i perspektywy	32
Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK, Janusz MAZUREK	
Przegląd metod badawczych zawartości rtęci w odpadach wydobywczych w odniesieniu do planowanych kierunków ich zagospodarowania	34
Piotr KOSOWSKI	
Analiza wykorzystania energii pierwotnej w Europie na przestrzeni ostatnich trzech dekad	36
Alicja KOT-NIEWIADOMSKA, Jarosław KAMYK	
Projekt CEEGS – międzysektorowa technologia w transformacji energetycznej	38
Karolina KOWALSKA	
Wpływ błędnej interpretacji i brzmienia art. 19 ust. 1 Prawa geologicznego i górniczego na realizację koncesji: analiza problemów i propozycje rozwiązań	40
Aleksandra KOZŁOWSKA-WOSZCZYCKA, Katarzyna PACTWA	
Regiony górnicze w obliczu sprawiedliwej transformacji – wyzwania, plany i ocena postępów	42
Marek LEPICH	
Opracowanie innowacyjnych rozwiązań w zakresie automatyzacji załadunku wagonów i badań koksu z wykorzystaniem zaawansowanych baz danych i systemów informatycznych	44
Janusz LEWANDOWSKI, Krzysztof MELKA	
Plany neutralności klimatycznej a zapotrzebowanie na węgiel w ciepłownictwie	45
Agata MIELCAREK, Jacek ROMAN, Robert WRÓBLEWSKI, Bartosz CERAN	
Opracowanie metody doboru parametrów magazynu energii elektrycznej dla dużych systemów fotowoltaicznych zasilających odbiorcę przemysłowego (Projekt FP4 Rail4Earth Zrównoważony i ekologiczny system kolejowy Horizon-ER-JU2022-FA4-01)	46
Eugeniusz MOKRZYCKI, Lidia GAWLIK	
Dekarbonizacja przemysłu stalowego – uwarunkowania i wyzwania	48
Wojciech NAWORYTA	
Polemicznie o domowych instalacjach PV, magazynach energii i pompach ciepła oraz ich znaczeniu dla krajowego systemu energetycznego	50
Tadeusz OLKUSKI, Janusz ZYŚK	
Znaczenie małych elektrowni wodnych w strukturze aktywów wiodących spółek energetycznych w Polsce	53
Urszula OZGA-BLASCHKE	
Międzynarodowy rynek węgla koksowego	55
Wiktor PACURA, Tomasz MIROWSKI	
Możliwość substytucji paliw płynnych w układach kogeneracyjnych specjalnego przeznaczenia	57
Monika PIECH, Adam SZURLEJ	
Sposoby oczyszczania wodoru magazynowanego w kawernach solnych – rodzaje zanieczyszczeń i metody ich usunięcia	59

Cezary POLSKI, Tomasz POLSKI, Jacek ROMAN, Natalia KASIŃSKA, Agata MIELCAREK, Daria ZŁOTECKA, Robert WRÓBLEWSKI, Radosław SZCZERBOWSKI, Jarosław BARTOSZEWICZ, Bartosz CERAN	
Możliwości zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody w układach technologicznych elektrowni i elektrociepłowni	61
Czesława ROSIK-DULEWSKA, Arkadiusz PRIMUS	
Uwarunkowania środowiskowe technologii zgazowania odpadów	62
Mirosław SKOWRON	
Wyzwania i perspektywy rynkowe dla surowców antropogenicznych w dobie transformacji energetycznej i w myśl zasad gospodarki o obiegu zamkniętym	63
Wiktoria SOBCZYK, Eugeniusz Jacek SOBCZYK	
Studium oceny oddziaływania na środowisko elektrowni opalanej biomasą	65
Katarzyna STALA-SZLUGAJ	
Polska w kontekście perspektyw światowego zapotrzebowania na węgiel	66
Katarzyna STALA-SZLUGAJ	
Projekt rozporządzenia w sprawie wymagań jakościowych dla paliw stałych w świetle rzeczywistych osią- gnięć górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2015–2023	68
Katarzyna STALA-SZLUGAJ, Zbigniew GRUDZIŃSKI, Urszula OZGA-BŁASCHKE	
Potencjał zasobowy energii odnawialnej w Polsce – stan aktualny	70
Jan A. STEFANOWICZ	
Niezbędne regulacje magazynowania wodoru w kawernach solnych	72
Radosław SZCZERBOWSKI	
Rola węgla i gazu w transformacji energetycznej Niemiec	75
Jarosław SZLUGAJ	
Ocena możliwości produkcji kruszyw mineralnych z odpadów wydobywczych w wybranych kopalniach wę- gla kamiennego	76
Jerzy WAJS, Klaudia BAŃCZYK, Bogdan SKRUCH, Piotr PASIOWIEC, Barbara TORA	
Nowoczesne urządzenia produkcji Progress Eco w procesach recyklingu odpadów	78
Tomasz WŁODEK, Adam SZURLEJ	
Szanse i ograniczenia sektora gazu ziemnego w kontekście celów polityki klimatyczno-energetycznej	81

Obraz sektora górnictwa węgla kamiennego po 8 miesiącach 2024 roku

Beata BARSZCZOWSKA*, Mirosław SKIBSKI**

** Akademia Górnośląska im. W. Korfantego w Katowicach, Agencja Rozwoju Przemysłu SA
w Warszawie Oddział w Katowicach,*

*** Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach
e-mail: beata.barszczowska@katowice.arp.pl; miroslaw.skibski@katowice.arp.pl*

Od 2003 r. katowicki Oddział Agencji Rozwoju Przemysłu SA monitoruje przebieg procesów restrukturyzacyjnych sektora górnictwa węgla kamiennego. Zadania są realizowane na podstawie art. 25 ustawy z dnia 7 września 2007 r. o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego w oparciu o zawierane rokrocznie umowy z ministrem właściwym ds. gospodarki złożami kopalin. Oddział prowadzi również badania statystyczne sektora oraz oblicza krajowe indeksy rynku węglowego PSCMI1 i PSCMI2. Zgodnie z treścią rozporządzenia Ministra Aktywów Państwowych z dnia 3 lutego 2022 r. w sprawie dopłat do redukcji zdolności produkcyjnych przedsiębiorstw górniczych, ARP SA ustala cenę referencyjną w cyklach miesięcznych i narastająco. Cena referencyjna jest niezbędna do wyliczenia wysokości środków budżetowych na pokrycie tych dopłat. Dane te publikowane są na stronie www.polskirynekwegla.pl. Katowicki oddział Agencji przygotowuje także raporty, analizy i rekomendacje dla potrzeb Ministerstwa Przemysłu.

W materiale, na podstawie danych gromadzonych przez ARP SA, zaprezentowano wybrane wielkości charakteryzujące sektor górnictwa węgla kamiennego w latach 2011–2023 oraz za 8 miesięcy 2024 r. Dane na poziomie zagregowanym obejmują spółki wydobywcze zarówno państwowe, jak i prywatne. 31 sierpnia 2024 r. były nimi: Polska Grupa Górnicza SA, Jastrzębska Spółka Węglowa SA, Lubelski Węgiel Bogdanka SA, Południowy Koncern Węglowy SA, Węglokoks Kraj SA, Przedsiębiorstwo Górnicze Silesia Sp. z o.o. oraz Zakład Górniczy EKO-PLUS Sp. z o.o.

Słowa kluczowe: wyniki finansowe sektora, monitoring górnictwa, węgiel kamienny, transformacja sektora górnictwa węgla kamiennego

Picture of the hard coal mining sector after 8 months of 2023

Since 2003, the Katowice Branch of the Industrial Development Agency SA has been monitoring the course of restructuring processes in the hard coal mining sector. Tasks are carried out on the basis of Article 25 of the Act of 7 September 2007 on the functioning of the hard coal mining sector, based on annual agreements concluded with the minister responsible for mineral deposits management. The Division p also conducts statistical surveys of the sector and calculates the national coal market indices PSCMI1 and PSCMI2. Pursuant to the Regulation of the Minister of State Assets of 3 February 2022 on surcharges for capacity reduction of mining companies, IDA SA establishes a reference price on a monthly and cumulative basis. The reference price, which is necessary to calculate the amount of budget funds to cover these surcharges. This data is published on www.polskirynekwegla.pl. The Katowice branch of the Agency also prepares reports, analyses and recommendations for the Ministry of Industry.

The material, based on data collected by the ARP SA, presents selected figures characterising the hard coal mining sector in the years 2011–2023 and for 8 months of 2024. The data on an aggregate level include mining companies, both state-owned and private. As at 31 August 2024, they were: Polska Grupa Górnicza SA, Jastrzębska Spółka Węglowa SA, Lubelski Węgiel Bogdanka SA, Południowy Koncern Węglowy SA, Węglkokoks Kraj SA, Przedsiębiorstwo Górnicze Silesia Sp. z o.o. and Zakład Górniczy EKO-PLUS Sp. z o.o.

Keywords: mining financial performance, mining monitoring, hard coal, transformation of the hard coal mining sector

Technologie generacji Syntetycznego Gazu Naturalnego zintegrowane z zgazowaniem biomasy i produkcją zielonego wodoru

Tadeusz CHMIELNIAK*, Tomasz CHMIELNIAK**

* Politechnika Śląska, Gliwice, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych,

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie, Katedra Maszyn Ciepłych
i Przepływowych

e-mail: tadeusz.chmielniak@polsl.pl; chmielniak@agh.edu.pl

W referacie przedstawiono wyniki symulacji układu produkcji SNG (Synthetic Natural Gas) zintegrowanego z komercyjnym reaktorem zgazowaniem biomasy w złożu fluidalnym (technologia Synthesis Energy Systems) i układem produkcji zielonego wodoru przy wykorzystaniu elektrolizera alkalicznego, na przykładzie rozwiązania HyProvide® X-1200. Analizę możliwości produkcji SNG z biomasy przeprowadzono na podstawie wyników uzyskanych z własnego modelu procesowego układu produkcji SNG zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy, opracowanego w symulatorze procesów ChemCAD. Opracowany model obejmuje podstawowe węzły technologiczne układu o zdefiniowanym algorytmie obliczeń i przyjętych parametrach pracy, połączone strumieniami procesowymi gazów, pary wodnej, wody oraz ciała stałego. Przy obliczeniach parametrów pracy reaktora zgazowania uwzględniono entalpię tworzenia biomasy¹. Symulację przeprowadzono dla trzech podstawowych wariantów konfiguracji układu wytwórczego, tj. dla układu produkcji gazu syntetycznego z i bez sekwestracji CO₂ (warianty 1 i 2) oraz układu zintegrowanego z elektrolizerem (wariant 3). Ogólny schemat układu wraz z podstawowymi parametrami strumieni procesowych dla przypadku wariantu 3 przedstawiono na rysunku 1. Sprawność produkcji SNG (przy uwzględnieniu produkcji energii elektrycznej netto) dla analizowanej instalacji wyniosła: 54, 54,9, i 57,9%, odpowiednio dla wariantu od 1 do 3. W każdym z analizowanych przypadków uzyskano ujemne emisje CO₂, przy czym w wariantcie 3 założono, że energia zasilająca elektrolizer pochodzi ze źródeł odnawialnych. Przyjęcie w przypadku wariantu 3 energii elektrycznej (zasilającej elektrolizer) o emisyjności jak dla krajowego miksu energetycznego wpływa na znaczny wzrost obciążenia produktu emisją CO₂, które wzrasta do poziomu 16 kg CO₂ na kilogram wytworzonego gazu netto. Najniższe obciążenie emisją CO₂ gazu syntetycznego osiągnięto dla

¹ T. Chmielniak, L. Stępień, M. Ściażko, W. Nowak 2021. Effect of Pyrolysis Reactions on Coal and Biomass Gasification Process. *Energies* (Basel) 14, DOI: 10.3390/en14165091.

wariantu 1 i wyniosło ono – 6,99 kg CO₂/kg SNG. Zestawienie podstawowych parametrów analizowanego procesu przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Podstawowe parametry procesu produkcji syntetycznego gazu ziemnego

Nr	Parametr	Jedn.	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
1	Zużycie biomasy surowej ¹⁾	kg/h	60 000		
2	Sprawność zimna zgazowania ²⁾	%	70,2		
3	Produkcja energii elektrycznej netto	GWh	16,3	40,4	–3 966,4 ³⁾
4	Względne zużycie energii elektrycznej	kWh/kg SNG	2,14	1,69	20,98
5	Produkcja SNG bezwzględna (brutto)	kg/h	7 396,9	7 396,9	25 806,4
6	Sprawność wytwarzania (netto) ⁴⁾	%	54,0	54,9	57,9
7	Emisja względna CO ₂	kg /kg SNG	–6,99	–0,59	–0,65 (15,7) ⁵⁾

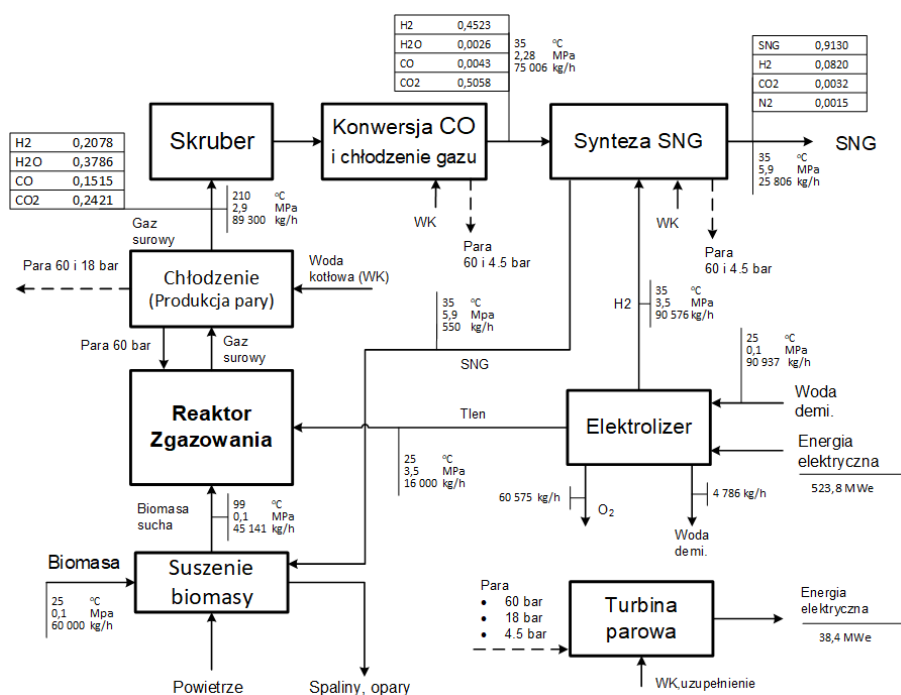
1) 40% zawartości wilgoci.

2) Sprawność obliczona przy wykorzystaniu ciepła spalania.

3) Z uwzględnieniem zużycia elektrolizera.

4) Przy uwzględnieniu produkcji/zużycia energii elektrycznej.

5) Przy założeniu zasilania elektrolizera energią odnawialną (zeroemisyjną), wartość w nawiasie przy założeniu emisyjności energii elektrycznej jak dla krajowego mixu energetycznego (788 kg/MWh).



Rys. 1. Schemat układu produkcji syntetycznego gazu naturalnego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy i produkcją zielonego wodoru

Wykorzystanie zużytych paneli fotowoltaicznych do syntezy sorbentów wychwytyjących gazowe formy rtęci emitowane z konwencjonalnych źródeł energii

Dorota CZARNA-JUSZKIEWICZ*, Piotr KUNECKI*, Magdalena WDOVIN*,
Tomasz GŁOWIENKO**, Łukasz OSUCHOWSKI***, Łukasz LELEK*

* *Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*
e-mail: dczarna@min-pan.krakow.pl; pkunecki@min-pan.krakow.pl; wdovin@min-pan.krakow.pl;
lelek@min-pan.krakow.pl

** *Geminus Sp. z o.o.*

*** *Wojskowa Akademia Techniczna*

W pracy omówiono wybrane problemy środowiskowe sektora OZE oraz energetyki konwencjonalnej. Pierwszy z nich dotyczy rosnącej ilości odpadów w postaci zużytych paneli fotowoltaicznych oraz trudności związanych z ich utylizacją, natomiast drugi – uwalniania rtęci elementarnej będącej składnikiem gazów spalinowych generowanych przez konwencjonalne źródła energii. Skuteczne zarządzanie zużytymi panelami fotowoltaicznymi jest kluczowe dla zapewnienia zrównoważonej gospodarki oraz gospodarki o obiegu zamkniętym. Ze względu na obecność szkodliwych związków zawartych w wycofanych z eksploatacji modułach fotowoltaicznych (m.in. metale ciężkie: miedź, kadm, ołów, substancje polimerowe: octan etylenu i winylu, politereftalan etylenu i polifluorek winylidenu) składowanie ich na składowiskach stanowi poważne zagrożenie dla środowiska. Rtęć jest trwałym i niebezpiecznym pierwiastkiem, który poprzez emisje pochodzenia antropogenicznego oraz naturalne źródła może znacząco wpływać na stan biosfery. Pierwiastek ten wykazuje silne zdolności biomagnifikacji i bioakumulacji, jest toksyczny wobec wszystkich organizmów żywych. Zgodnie z danymi Amerykańskiego Rejestru Substancji Toksycznych i Schorzeń (ang. Agency for Toxic Substances and Disease Registry), rtęć została sklasyfikowana na trzecim miejscu wśród substancji najbardziej niebezpiecznych dla zdrowia człowieka. Jednym z głównych źródeł antropogenicznej emisji rtęci do środowiska jest przemysł energetyczny, a kwestie dotyczące emisji i jej ograniczeń regulowane są przez akty prawne, głównie dyrektywę w sprawie emisji przemysłowych (IED) – BREF/BAT.

Przedstawione badania wykazują możliwość wykorzystania ubocznego produktu powstającego podczas termolizy paneli fotowoltaicznych jako głównego

surowca do syntezy zeolitów, które z kolei zastosowano jako sorbenty do usuwania Hg^0 . Materiał otrzymano, przeprowadzając klasyczną reakcję hydrotermalną z zastosowaniem NaOH jako środka alkalizującego środowisko syntezy. Przeprowadzona analiza XRD wykazała obecność zeolitu typu A oraz NaP1. Procentowy udział faz krystalicznych ściśle zależał od stosunku molowego głównych składników – Si/Al. Przy stosunku molowym Si/Al wynoszącym około 2 uzyskano dobrze wykształcony zeolit A z niewielkim udziałem NaP1. Zmniejszający się udział Al w reakcji spowodował zmniejszenie ilości zeolitu A na korzyść NaP1. Przy najniższym stosunku molowym Si/Al (poniżej 0,3) zaobserwowano wysoką zawartość fazy amorficznej.

Uzyskane materiały poddano modyfikacji fizykochemicznej w celu uzyskania skutecznych sorbentów rtęci. Następnie poddano je badaniom sorpcji rtęci elementarnej z wykorzystaniem prototypowej instalacji pomiarowej SBPR-1. W celu uniknięcia zmian specjacji rtęci, badania prowadzono w atmosferze argonu, w temperaturze 24°C ($\pm 1^\circ\text{C}$).

Wszystkie przetestowane próbki wykazały znaczną stabilność wiązania rtęci – potwierdzoną na etapie testu desorpcji. Dalsze udoskonalenie procedury syntezy zeolitów z wykorzystaniem ubocznego produktu termolizy paneli fotowoltaicznych, dostosowanie metodologii aktywacji i badanie mechanizmów sorpcji będą stanowić przedmiot przyszłych badań.

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej – zagrożenia i wyzwania

Waldemar DOŁĘGA*

** Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wrocławska
e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl*

W pracy ukazano problematykę dotyczącą efektywnej transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej. Przedstawiono charakterystykę krajowej sieci dystrybucyjnej. Omówiono obecne uwarunkowania funkcjonowania krajowej sieci dystrybucyjnej i proces jej transformacji energetycznej. Zaprezentowano wyzwania dotyczące krajowej sieci dystrybucyjnej – dotyczą one głównie sfery inwestycyjnej. Omówiono działania inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych w obszarze krajowej sieci dystrybucyjnej i korzyści z nich wynikające. Ukazano zagrożenia dla procesu transformacji w sieciach dystrybucyjnych. Przedstawiono wnioski dotyczące efektywnej transformacji krajowej sieci dystrybucyjnej w kontekście koniecznych działań inwestycyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Słowa kluczowe: sieć dystrybucyjna, stan, zagrożenie, wyzwanie, funkcjonowanie, transformacja

Effective transition of national distribution grid – threats and challenges

In this paper, subject matter connected with effective transition of national distribution grid is shown. Profile of national distribution grid is performed. Present conditions connected with operation of national distribution grid and process of energy transition of distribution grid are discussed. Challenges connected with national distribution grid are performed. They concern mainly investment sphere. Investment actions of distribution system operators in area of national distribution grid and their benefits are discussed. Threats connected with national distribution grid are performed. Conclusions connected with effective transition of national distribution grid in context of necessary investment actions of distribution system operators are performed.

Keywords: distribution grid, state, threat, challenge, operation, transition

Potencjał dekarbonizacji sektora ogrzewnictwa poprzez substytucję paliwową i technologiczną z wykorzystaniem upraw *Miscanthus × giganteus*

Julia DOMAGAŁA*, Wiktor PACURA*

* Pracownia Technologii Przetwarzania Bioenergii, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi
i Energią PAN, Kraków
e-mail: jdomagal@min-pan.krakow.pl

W obliczu rosnących wymagań prawnych związanych z ograniczaniem emisji gazów cieplarnianych i postępującymi zmianami klimatycznymi, kluczowe staje się zastąpienie paliw kopalnych, takich jak węgiel kamienny i brunatny, bardziej zrównoważonymi alternatywami. Transformacja ta jest niezbędna do realizacji celów Europejskiego Zielonego Ładu oraz pakietu „Fit for 55”, zakładających neutralność klimatyczną do 2050 roku. W Polsce w 2020 roku powierzchnia niezagospodarowanych terenów wynosiła 648 tys. ha, co stanowi znaczący, niewykorzystany potencjał. Wykorzystanie tych gruntów pod uprawy energetyczne, takie jak miskant olbrzymi (*Miscanthus giganteus*), mogłoby przyczynić się do ograniczenia emisji CO₂ oraz produkcji biopaliw. Miskant, roślina typu C4, ma zdolność pochłaniania do 25 ton CO₂ na hektar rocznie, a także generuje dużą ilość biomasy, którą można przetwarzać na biopaliwa o wysokiej wartości opałowej. Uprawa miskanta może odegrać istotną rolę w dekarbonizacji i rozwoju odnawialnych źródeł energii, przyczyniając się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych.

Słowa kluczowe: biomasa, dekarbonizacja, sekwestracja węgla, bioenergia

Decarbonization potential of the heating sector through fuel and technological substitution using *Miscanthus × giganteus* crops

In the face of increasing legal requirements related to the reduction of greenhouse gas emissions and the ongoing climate changes, replacing fossil fuels such as hard coal and lignite with more sustainable alternatives has become crucial. This transformation is essential to achieving the goals of the European Green Deal and the „Fit for 55” package, which aim for climate neutrality by 2050. In Poland, in 2020, the area of unused land amounted to 648,000

hectares, representing a significant, untapped potential. Utilizing these lands for energy crops, such as giant miscanthus (*Miscanthus giganteus*), could contribute to reducing CO₂ emissions and the production of biofuels. Miscanthus, a C4 plant, has the ability to absorb up to 25 tons of CO₂ per hectare annually, while also generating a large amount of biomass that can be processed into biofuels with high calorific value. Cultivating miscanthus can play a significant role in decarbonization and the development of renewable energy sources, contributing to the reduction of greenhouse gas emissions.

Keywords: biomass, decarbonization, carbon sequestration, bioenergy

Zrównoważona gospodarka zasobami węgla kamiennego poprzez identyfikację czynników ryzyka w procesie wydobywczym – ważny element dynamicznego zarządzania zapotrzebowaniem, produkcją, gospodarką zasobami projektu DynGOSP

Artur DYCZKO*, Jarosław KULPA*, Dominik GALICA*,
Eugeniusz J. SOBCZYK*, Jacek JAROSZ*, Michał KOPACZ*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: arturdyczko@min-pan.krakow.pl; jkulpa@min-pan.krakow.pl; dgalica@min-pan.krakow.pl;
jsobczyk@min-pan.krakow.pl; jjarosz@min-pan.krakow.pl; kopacz@min-pan.krakow.pl*

Nieodzownym i szczególnym elementem każdej działalności gospodarczej jest ryzyko i sposób przeciwdziałania jego skutkom. Celem artykułu było oszacowanie poziomu ryzyka związanego z procesem eksploatacji złóż węgla kamiennego wykorzystywanego do produkcji koksu w Polsce, dlatego opracowano metodykę, która uwzględnia jednocześnie wpływ istotnych czynników ryzyka, wynikających z warunków geologicznych i górniczych na jednostkowe koszty eksploatacji. Metodyka ta stanowi kompleksowe podejście do zrównoważonego zarządzania gospodarką zasobami złoża węgla kamiennego. Kluczowym źródłem informacji dotyczących czynników ryzyka eksploatacji był opracowany cyfrowy model geologiczny złoża węgla kamiennego. Składa się on z modelu strukturalnego i modelu jakościowego podstawowych parametrów jakościowych węgla. Modele strukturalne oraz jakości węgla zostały przygotowane na podstawie profili litostratygraficznych z otworów geologicznych oraz obserwacji dołowych (otwory wiercone z wyrobisk dołowych i ich profilowania). Strukturalny model siatkowy zawiera również informację na temat zaburzeń tektonicznych (uskoki) lub sedymentacyjnych (przerosty, wymycia etc.). Na bazie modelu cyfrowego utworzono harmonogramy robót udostępniających, przygotowawczych i eksploatacji.

Do analizy wpływu czynników ryzyka na jednostkowe koszty eksploatacji wykorzystano historyczne wyniki produkcyjne i ekonomiczne 81 ścian eksploatowanych w latach 2016–2022. Łącznie analizie poddano 23 kryteria wpływające na koszty eksploatacji. Za pomocą analizy statystycznej wykorzystującej regresję segmentową wybrano z tej grupy 10 czynników, które posłużyły do oszacowania prognozy poziomu ryzyka w partiach złoża przewidzianych do eksploatacji do roku 2035. Uwzględniono czynniki wynikające z zagrożeń naturalnych,

budowy geologicznej złoża (pokładu) oraz ograniczeń technicznych. Opracowano wskaźnik ryzyka RF, do którego konstrukcji zastosowano rozmytą analizę procesu hierarchicznego (*Fuzzy Analytic Hierarchy Process* – FAHP). Wartość wskaźnika RF, który wyraża zagregowaną postać zmienności poszczególnych czynników geologicznych i górniczych, wykorzystano do wyznaczania skorygowanej oceny ryzyka własnego przy oszacowaniu efektywności ekonomicznej złoża węgla koksowego dla 8 partii eksploatacyjnych z zastosowaniem metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Oszacowana średnia wartość wskaźnika RF dla całości złoża wyniosła 0,29. Najniższą wartość zanotowano w partii W ($RF = 0,17$), natomiast najwyższa wartość ryzyka występuje w partii PN ($RF = 0,64$). Wartości wskaźnika RF posłużyły do obliczenia stopy dyskontowej jako skonsolidowanej miary ryzyka własnego przy ocenie górniczych projektów inwestycyjnych. Dla partii W o najniższym ryzyku eksploatacji wielkość stopy dyskontowej wynosi 8,34%, a w partii PN o najwyższej wartości ryzyka jest równa 15,02%. Oszacowanie wysokości ryzyka eksploatacji daje możliwość optymalizacji kosztów wydobywania i może być wykorzystane jako element podejmowania decyzji o kolejności i czasie eksploatacji poszczególnych partii złoża.

Słowa kluczowe: zasoby surowców, zrównoważone górnictwo, cyfrowy model złoża, FAHP, wskaźnik ryzyka

Rynek węgla energetycznego – stan obecny i perspektywy

Zbigniew GRUDZINSKI*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: zg@min-pan.krakow.pl*

W 2023 r. produkcja węgla kamiennego przekroczyła 9 mld ton i wyniosła 9,1 mld ton. Wzrost produkcji wyniósł 3,1%. Od 2010 r. produkcja zwiększyła się o 1,63 mld ton. W porównaniu z 2023 rokiem najbardziej produkcja zwiększyła się w Chinach o 152 mln t, Indiach o 101 mln ton oraz w Indonezji – 88 mln ton. Indie planują, że produkcja węgla do około 2027 roku zwiększy się o 70%, czyli do poziomu 1,7 mld ton. W tym czasie oczekuje się wzrostu produkcji węgla także w Chinach i u największego eksportera – Indonezji. Indonezja tylko do produkcji niklu obecnie zużywa ponad 100 mln ton węgla. Kraj ten przy produkcji około 775 mln ton eksportuje 520 mln ton węgla. W Europie produkcja węgla w porównaniu do 2023 roku spadła o 21%, a w stosunku do 2010 r spadła o 76%. W prognozie na najbliższe lata oczekuje się spadku na poziomie od 5 do 8% rocznie.

Ceny węgla w Europie mierzone indeksem cen spot CIF ARA (indeks cenowy odnosi się do węgla o wartości opałowej 6000 kcal/kg (25,1 MJ/kg) i zawartości siarki poniżej 1% w warunkach roboczych – NAR) w 2024 roku są dosyć stabilne i wahają się w granicach od 98 do 120 USD/tonę. Ten poziom cen utrzymuje się od połowy 2023 roku. Wahania cen są w granicach 22 USD/tonę, gdy w poprzednich latach kształtowały się następująco: 2023 r. – 129 USD/tonę, 2022 r. – 293 USD/tonę, 2021 r. – 122 USD/tonę. W 2022 r. ceny węgla energetycznego były nie tylko wysokie, ale również bardzo zmienne, a maksymalne wahania dzienne osiągały poziom 104 USD/tonę, znacznie przekraczając dotychczasowe wartości historyczne. W najbliższych latach (od 2 do 3 lat) przewiduje się niewielki spadek cen spot, a notowania cen kontraktowych na poziomie zbliżonym do cen spot.

Spadki cen węgla na europejskim rynku to efekt zgromadzonych dużych zapasów węgla w terminalach węglowych. Zima w 2023 r. okazała się łagodna, a to sprawiło, że spadło zapotrzebowanie na węgiel. Na dodatek wystąpił duży spadek cen gazu ziemnego. Cena gazu na giełdzie holenderskiej TTF od sierpnia 2022 r. (poziom 350 EUR/MWh) do grudnia 2023 r. spadła o 85%. Kolejne czynniki to duża produkcja energii z OZE. W 2024 r. ceny gazu (miesięczne) utrzymywały się na poziomie 26–45 EUR/MWh.

Kluczowym czynnikiem dla międzynarodowego rynku węgla są czynniki geopolityczne, niepewność polityki importowej Chin i Indii oraz warunki pogodowe (np. efekt La Niña). Trzeba pamiętać, że inwazja Rosji na Ukrainę wygenerowała najwyższe ceny energii w historii, a takie sytuacje lubią się powtarzać.

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

Nowe kierunki rozwoju dla technologii magazynowania energii w bateriach

Emil HANC*, Anna HANC*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: emilhanc@min-pan.krakow.pl*

Ogniwa elektrochemiczne zdominowały w ostatnich latach technologie magazynowania energii na potrzeby przenośnej elektroniki, urządzeń elektrycznych oraz branży motoryzacyjnej. Zajmują również coraz ważniejsze miejsce w sektorze wielkoskalowego magazynowania energii. Najważniejszą spośród tych technologii są aktualnie baterie litowe, które cechują dobre parametry pracy. Standardowe rozwiązania wydają się jednak osiągać kres swoich możliwości zarówno w zakresie pojemności energii, napięcia pracy oraz gęstości mocy. Stąd zarówno w środowisku naukowym, jak i przemyśle, widoczne jest coraz większe zainteresowanie alternatywnymi technologiami, które pozwolą lepiej dostosować oczekiwane parametry pracy do potrzeb. Szczególnie ważne jest to w zakresie wielkoskalowego magazynowania w sektorze energetyki, dla którego baterie Li-ion wydają się być rozwiązaniem dalekim od optymalnego zwłaszcza w kontekście wysokich kosztów produkcji, wynikających z zastosowania drogich surowców. Jednocześnie wraz z koniecznością eliminacji trudnodostępnych i drogich pierwiastków, zmuszeni jesteśmy do ciągłego usprawniania technologii w zakresie bezpieczeństwa oraz parametrów pracy, takich jak gęstość magazynowanej energii oraz moc baterii. Zmiany przynieść może zarówno wprowadzenie nowego rodzaju elektrod, elektrolitów, jak i zastąpienie litu innymi pierwiastkami. W ramach niniejszej pracy przedstawiono nowe kierunki rozwoju dla technologii magazynowania energii w ogniwach elektrochemicznych z uwzględnieniem obecnych trendów w literaturze naukowej oraz przemyśle.

Prace zostały sfinansowane przez Narodowe Centrum Nauki w ramach projektu nr. 2023/51/D/ST11/01287.

Spoleczne aspekty transformacji energetycznej

Olga JANIKOWSKA*, Magdalena BYRTEK*, Natalia GENEROWICZ*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: olgajan@min-pan.krakow.pl; mbyrtek@min-pan.krakow.pl;
ngenerowicz@min-pan.krakow.pl*

Transformacja energetyczna, której ambitnym celem jest przekształcenie wysokoemisyjnej gospodarki w zrównoważoną, zieloną i zdywersyfikowaną, związana jest z redukcją wykorzystania węgla i innych paliw kopalnych takich jak źródła energii. Osiągnięcie podstawowych założeń transformacji energetycznej związane jest ze zwiększeniem udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym, a także poprawą efektywności energetycznej. Tym samym transformacja energetyczna rozumiana powinna być jako wieloaspektowe współoddziaływanie czynników społeczno-ekonomicznych, technologicznych i środowiskowych. Główna przesłanka Just Transition zakłada, że transformacja powinna być sprawiedliwa, a obywatele i regiony, których dotyczą zmiany nie zostaną pozostawieni sami sobie, to jednak transformacja energetyczna a przede wszystkim jej konsekwencje, wywołuje szczególny niepokój, zwłaszcza w regionach tradycyjnie związanych z górnictwem. W aspekcie transformacji energetycznej niezmiernie istotna wydaje się partycypacja społeczna w procesie decyzyjnym. Jednym z instrumentów zwiększenia partycypacji społecznej w proces transformacji energetycznej są zachęty do zrównoważonego wykorzystania energii. Wydają się istotne, ponieważ dzięki nim możliwe są zmiany w sposobie konsumpcji energii, postrzeganiu i inwestycjach w nowe technologie. Do najważniejszych programów wspierających transformację energetyczną na Śląsku zaliczyć można Program Czyste Powietrze, Mój Prąd, Regionalny Program Operacyjny Województwa Śląskiego, Energia s, Agro Energia, Śląski Klaster Energii, Miejski Program Edukacji Klimatycznej. Zachęty do zrównoważonego wykorzystania energii są niezbędne nie tylko dla ochrony środowiska, ale także dla zapewnienia zrównoważonej przyszłości energetycznej. Inicjatywy te mają na celu nie tylko ograniczenie emisji gazów cieplarnianych oraz zmniejszenie zależności od paliw kopalnych, ale także promowanie bardziej efektywnego i ekologicznego wykorzystania zasobów. W regionie Górnego Śląska istnieje wiele możliwości wspierających transformację energetyczną, które nie tylko redukują negatywne skutki dla środowiska, ale także przyczyniają

się do poprawy jakości życia i zdrowia mieszkańców. Wdrażanie odnawialnych źródeł energii oraz technologii energooszczędnych stanowi kluczowy element strategii walki z kryzysem klimatycznym oraz budowania zrównoważonej i przyszłościowej gospodarki.

Transformacja energetyczna regionów post górniczych – wyzwania, nadzieje a rzeczywistość

Olga JANIKOWSKA*, Joanna KULCZYCKA*, Natalia GENEROWICZ*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: olgajan@min-pan.krakow.pl; kulczycka@meeri.pl; ngenerowicz@min-pan.krakow.pl*

W czasach antropopresji naznaczonej degradacją środowiska, nierównością ekonomiczną i niesprawiedliwością społeczną, konieczność transformacji naszych systemów energetycznych nigdy nie była bardziej nagląca. Świat znajduje się w krytycznym momencie, zmagając się z egzystencjalnym zagrożeniem zmianą klimatu, jednocześnie konfrontując się z zakorzenionymi różnicami w dostępie do usług energetycznych i możliwości gospodarczych (Fu, Lu i Pirabi 2023). Przejście na czyste, zrównoważone źródła energii niesie ze sobą obietnicę nie tylko złagodzenia skutków zmian klimatycznych, ale także złagodzenia ubóstwa i zwiększenia równości społecznej (Owusu i Asumadu-Sarkodie 2016). Stanowi to podstawę do zrozumienia wzajemnie powiązanych wyzwań związanych z transformacją energetyczną i łagodzeniem ubóstwa, podkreślając pilność i znaczenie jednoczesnego zajęcia się tymi kwestiami. Z drugiej jednak strony transformacja energetyczna staje się ogromnym wyzywaniem dla regionów postgórniczych, których gospodarki tradycyjnie oparte były na węglu. Według szacunków dekarbonizacja UE-27 spowoduje utratę około 76 000 miejsc pracy w kopalniach i elektrowniach węglowych do 2025 r. Prognozy wskazują, że do 2030 r. ta liczba się podwoi. Infrastruktura węglowa w UE jest obecna w 108 regionach, a według szacunków sektor węglowy zapewnia obecnie 237 000 miejsc pracy, głównie w górnictwie węglowym – 185 000 miejsc pracy. Największa liczba osób zatrudnionych w sektorze węglowym znajduje się w: Polsce, Niemczech, Czechach, Rumunii, Bułgarii, Grecji i Hiszpanii – daje to blisko 200 tys. miejsc pracy bezpośrednio związanych z węglem i to właśnie w tych regionach można spodziewać się największej utraty miejsc pracy. Tym samym regiony te narażone będą na tak zwany stres terytorialny, którego efekty złagodzić powinna polityka Just Transition, która zakłada, że transformacja powinna być sprawiedliwa, a obywatele i regiony, których dotyczą zmiany nie zostaną pozostawieni sami sobie. W tym kontekście niezmiernie istotne wydaje się dalsze monitorowanie sytuacji społeczno-ekonomicznej w regionach postgórniczych przechodzących transformację energetyczną, których celem będzie ustalenie stanu rzeczywistego transformacji energetycznej.

Rola wodoru w strategii energetycznej Polski i UE: szanse, wyzwania, inwestycje

Magdalena JARKULISZ*

** Dyrektor Departamentu Ropy, Gazu i Gospodarki Wodorowej, Ministerstwo Przemysłu
e-mail: magdalena.jarkulisz@mp.gov.pl*

Wodór jest jedną z najszybciej rozwijających się gałęzi przemysłu. Prognozuje się, że rynek zielonego wodoru na całym świecie wzrośnie do 170 milionów ton w 2030 roku, a następnie 600 milionów ton w 2050 roku (prognozy Deloitte). W 2050 r. zielony wodór może stanowić nawet 85% całego rynku tego paliwa.

Polska jest 5. na świecie i 3. w Unii Europejskiej krajem produkującym szary wodór (wodór wytwarzany w procesie reformingu gazu ziemnego lub w ramach rafinacji ropy naftowej) (raport EY i Hynfra). Czy Polska zdoła stać się potentatem również na rynku wodoru odnawialnego, tj. zielonego?

Dokumentem strategicznym, który określa główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, jest Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 r.

W dokumencie wskazano sześć celów szczegółowych:

- Cel 1 – wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie;
- Cel 2 – wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie;
- Cel 3 – wsparcie dekarbonizacji przemysłu;
- Cel 4 – produkcja wodoru w nowych instalacjach;
- Cel 5 – sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru;
- Cel 6 – stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego.

Realizacja celów PSW przyczyni się do przyspieszenia procesu dekarbonizacji najbardziej energochłonnych sektorów. Zapisy PSW pozwolą na ekologiczne wytwarzanie wodoru na skalę przemysłową oraz stopniowe dążenie do budowy w Polsce zeroemisyjnej gospodarki.

Szanse: Europa importuje 43% swojego zużycia wodoru i jego pochodnych. Głównym dostawcą jest Afryka Północna (szacunki Deloitte).

Polska ma szansę nie tylko stać się producentem wodoru odnawialnego, ale przede wszystkim – rozbudować infrastrukturę związaną z magazynowaniem i dystrybucją wodoru, zostać wodorowym „hubem” na Europę Środkowo-Wschodnią.

Wyzwania: Polska jest potentatem w dziedzinie szarego wodoru. Wejście na rynek zielonego wodoru może wiązać się z wieloma komplikacjami.

Inwestycje: PSW zakłada, że łącznie w okresie 2021–2030 niezbędne nakłady inwestycyjne związane z wdrażaniem technologii wodorowych w transporcie publicznym wraz z niezbędną infrastrukturą oraz osiągnięcie zakładanej mocy instalacji ze źródeł niskoemisyjnych na poziomie 2GW wyniosą ok. 11 mld zł.

Znaczenie gospodarcze i ekologiczne metanu z odmetanowania kopalń – w świetle wymogów Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym

Marcin KARPIŃSKI*, Paweł JAMROZIK**

* PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA
e-mail: marcin.karpinski@termika.pgnig.pl

** PGNiG TERMIKA SA; Akademia Leona Koźmińskiego
e-mail: pawel.jamrozik@termika.pgnig.pl; pjamrozik@kozminski.edu.pl

Proces wydzielania się metanu z niewybranych metanowych pokładów węgla, odprężonych w wyniku prowadzonej wcześniej eksploatacji, jest zjawiskiem naturalnym mogącym występować przez okres wielu lat po zakończeniu prowadzenia wydobywania węgla. W jego następstwie występuje proces migracji w kierunku powierzchni terenu mogący skutkować wystąpieniem emisji na powierzchni terenu w obszarze zlikwidowanej kopalni. Zjawisko to jest naturalne i obserwowane w polskim sektorze wydobywczym od dawna. Wydzielanie się metanu towarzyszy prowadzeniu likwidacji struktury dołowej kopalni oraz występuje nadal po jej zakończeniu i trwa przez dłuższy okres, uzależniony od procesu samoczynnego zalewania wyrobisk. Wydzielanie się metanu na powierzchnię jest zjawiskiem bardzo złożonym i zależy od wielu czynników. Oszacowanie ilości metanu wydzielającego się w warunkach zatapiania kopalni ma znaczenie przy prowadzeniu oceny zagrożenia metanowego na terenach pogórnich. Zagadnienie to zostało zdefiniowane w projekcie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczania emisji metanu w sektorze energetycznym.

Aktualna polityka klimatyczna Unii Europejskiej obliguje wytwórców energii elektrycznej i ciepłej do osiągnięcia zerowej emisji netto źródeł wytwórczych w perspektywie roku 2050. Wyznaczone normy prawne nakazują odstąpić od wykorzystywania w procesie technologicznym produkcji energii jakichkolwiek naturalnych węglowodorów, w tym również metanu pochodzącego z odmetanowania kopalń. Tak wyznaczony cel redukcyjny determinuje nieuzasadnioną – zarówno w ujęciu ekonomicznym, jak i środowiskowym, konieczność odstawienia źródeł wykorzystujących metan pochodzący z odmetanowania kopalń węgla kamiennego oraz ujmowany w ramach starych wyrobisk górni-

czych. Uwzględniając powyższe kierunki legislacyjne oraz silne właściwości metanu jako gazu cieplarnianego, należy ocenić środowiskowy koszt alternatywny braku gospodarczego wykorzystania metanu pozyskiwanego ze zlikwidowanych kopalń, mając na uwadze, że jego wydzielanie się ze zrobów zlikwidowanych kopalń jest zjawiskiem naturalnym i niemożliwym do zahamowania.

Modelowanie układów technologicznych elektrowni jądrowych

Natalia KASIŃSKA*, Jakub SIERCHUŁA*, Radosław SZCZERBOWSKI*,
Bartosz CERAN*

** Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań
e-mail: natalia.kasinska@put.poznan.pl; jakub.sierchula@put.poznan.pl;
radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl; bartosz.ceran@put.poznan.pl*

Obecnie ludzkość stoi przed rozwiązaniem problemu, jakim są pogłębiające się zmiany klimatu. W związku z tym pojawiające się rozporządzenia kładą coraz większy nacisk na aspekty środowiskowe i spełnianie rygorystycznych wymogów. Ponadto racjonalne wykorzystanie dostępnych surowców energetycznych nabrało istotnego znaczenia w przypadku światowej transformacji energetycznej.

Decyzja podjęta przez Parlament Europejski podczas głosowania, które odbyło się 6 lipca 2022 roku, by uznać technologie gazowe oraz jądrowe za zielone źródła, otworzyła wachlarz nowych możliwości. Wiele z rozwijających się państw aktualizuje swoje polityki energetyczne, zapowiadając przy tym chęci rozbudowy już posiadanej (lub właśnie nowo powstającej – planowanej) floty dużych elektrowni jądrowych a także wdrażania małych modułowych reaktorów jądrowych SMR do miksów energetycznych. Również w Polsce widoczne jest zaangażowanie w kwestii rozwoju technologii jądrowych w kraju.

Istotnym aspektem, który dotyczy transformacji energetyki (a także wielu innych gałęzi gospodarki), jest wykonywanie różnych analiz techniczno-ekonomicznych. Pozwalają one m.in. na podejmowanie wszelkich późniejszych działań inwestycyjnych, opracowywanie planów rozwoju, poprawę efektywności energetycznej czy ekonomicznej.

Projektowanie źródeł wytwórczych wiąże się z wykorzystywaniem wielu narzędzi (w tym modelowania komputerowego). W ten sposób poznawanie zachodzących zmian wartości parametrów w danych punktach układu technologicznego poprzez symulowanie różnych stanów pracy elektrowni bądź elektrociepłowni staje się ułatwione.

Zaprezentowane badania, które dotyczą technologii jądrowych, skupiają się przede wszystkim na analizach energetycznych oraz techniczno-ekonomicznych. Prowadzone działania (wraz z modelowaniem układów cieplnych jednostek wytwórczych) pozwalają na określenie możliwie najlepszej ścieżki rozwoju

tego obszaru energetyki. Wskazanie właściwej roli danej technologii energetycznej w systemie jest jednym z kluczowych zagadnień, które należy stale analizować, aby transformacja sektora gospodarki – energetyki – przebiegała w zrównoważony sposób.

Słowa kluczowe: modelowanie komputerowe, układy technologiczne, energetyka jądrowa, transformacja energetyczna

Wyzwania dla sektora górnictwa węgla kamiennego wynikające z transformacji energetycznej

Anna KIELERZ*, Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK*

** Agencja Rozwoju Przemysłu SA w Warszawie Oddział w Katowicach
e-mail: anna.kielerz@katowice.arp.pl; monika.porzerzynska@katowice.arp.pl*

Węgiel w polskiej energetyce od lat pełni strategiczną rolę. Obecnie kluczowy jest wpływ tego surowca na utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego państwa, szczególnie w świetle coraz większej produkcji energii ze źródeł niestabilnych.

Niezbędne wydaje się podjęcie decyzji dotyczącej roli węgla w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie średnio- i długoterminowej, w kontekście polityki klimatycznej UE oraz aktualnej sytuacji politycznej w Europie.

Obecnie w Polsce funkcjonują dwa dokumenty, które można uznać za strategiczne dla sektora wytwarzania energii elektrycznej, tj. „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” oraz „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku”. Ponadto sektor węglowy funkcjonuje w warunkach zaostreżających się regulacji w zakresie uzyskania neutralności klimatycznej na poziomie Unii Europejskiej.

W świetle zapisów w dokumentach strategicznych w kolejnych latach będzie zmniejszał się udział węgla w polskim miksie energetycznym na rzecz odnawialnych źródeł energii oraz atomu. Wprowadzenie niestabilnych źródeł do systemu energetycznego wiąże się koniecznością określenia fundamentu źródeł energii oraz zapewnienia stabilności jej dostaw wobec zmian miksu energii i struktury jej wytwarzania.

Słowa kluczowe: węgiel, transformacja energetyczna, polityka klimatyczna

Kompensacja energii barierą rozwoju OZE

Tomasz KLAPSA*

** Zespół Elektrowni ZE PAK*

e-mail: klapsa.tomasz@zepak.com.pl

Dobowa zmienność popytu energii elektrycznej jest zaspakajana magazynowaniem i kompensacją energii głównie w elektrowniach pompowo-szczytowych oraz zaniżaniem mocy i wyłączaniem kolejnych bloków w elektrowniach. Zwiększenie generacji w siłowniach wiatrowych i fotowoltaicznych wymusza dodatkowe kompensowanie energii elektrycznej poprzez zaniżanie mocy bloków oraz wyłączanie. Zwiększenie jednostkowego zużycia paliw kopalnych powoduje dodatkową emisję zanieczyszczeń. Przykładowo wahania wydajności bloków 200 MW w okolicach mocy optymalnej zwiększają zużycie paliwa pierwotnego o około 1%, ale dalsze obniżanie mocy o 10%. Praca bloków na potrzeby własne podwaja ilości farm wiatrowych i fotowoltaicznych, których energia będzie kompensowana w elektrowniach. Alternatywą jest wybudowanie magazynów energii bateryjnych i wodorowych. Podstawą jest zagadnienie surowców energetycznych, w których gromadzenie energii jest tematem konferencji.

Analiza obiegu parowo-wodnego Clausiusa-Rankine'a pod kątem zwiększonej kompensacji wymaga uwzględnienia rozprężania izentalpowego. Dla bloków klasy 200 MW analizę umożliwiają krzywe korekcyjne. Obniżenie temperatury skraplania latem o 10°C pozwala zaoszczędzić dwie tony paliwa na godzinę przy zaniżonej mocy około 100 MW. Podobnie podniesienie temperatury pary świeżej i wtórnej o 20°C lub podwyższenie temperatury wody zasilającej przy małej mocy, gdy wyłącza się regeneracja wysokopiętna. Innowacyjne technologie są dostępne i warte rozważenia.

Barierą rozwoju OZE jest brak dostępności technologii zachowującej zużycie paliwa pierwotnego na stałym poziomie w całym zakresie obciążeń. Rozwiązaniem może być technologia współpracy dwóch bloków energetycznych, gdzie mały blok podtrzymuje gotowość do szybkiego naboru mocy drugiego.

Kompensacja energii dotyczy zrównoważenia popytu, więc analizowane wskaźniki i krzywe korekcyjne wymagają wartości netto. Wzrost produkcji z OZE powoduje dla bloków kompensujących tą energię, że wzrastają koszty i maleje cena sprzedaży. Zwiększa się zużycie techniczne i obniża wykorzystanie zainstalowanej mocy. Jednak zapewnia stabilne dostawy energii pomimo fluktuacji cen i produkcji ze źródeł odnawialnych.

Możliwości przetwarzania odpadów ulegających biodegradacji w biogazowniach w Polsce – stan aktualny i perspektywy

Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK*, Said MAKOUDI*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: beatakk@min-pan.krakow.pl; makoudi@min-pan.krakow.pl*

Do odpadów ulegających biodegradacji, w zależności od źródła wytwarzania, zalicza się komunalne odpady ulegające biodegradacji oraz odpady ulegające biodegradacji inne niż komunalne. Instalacje przetwarzające takie odpady z sektora komunalnego często określane są jako instalacje do przetwarzania odpadów zielonych i innych bioodpadów lub jako biogazownie komunalne (Kpgo 2028). Natomiast odpady ulegające biodegradacji inne niż komunalne to wybrane rodzaje grup 02, 03 oraz 19. Mogą być one przetwarzane w instalacjach określanych często jako biogazownie rolnicze. Odrębnym zagadnieniem są biogazownie funkcjonujące przy oczyszczalniach ścieków czy składowiskach odpadów. Spotykane podają odmienną charakterystykę odpadów o potencjalne do produkcji biogazu (Kpgo 2028; Krasuska i in. 2024; Raport POB 2024), jednak skład morfologiczny odpadów potencjalnie kierowanych do biogazowni generalnie jest zbliżony. Należy zaznaczyć, że bioodpady komunalne selektywnie zebrane oraz bioodpady pochodzące z sektora rolno-spożywczego, kierowane do produkcji biogazu w biogazowniach, stanowią zaledwie 6% substratów do produkcji biogazu ogółem (Krasuska i in. 2024). Pozostała masa to substraty pochodzące z produkcji rolnej roślinnej i zwierzęcej, nie zawsze posiadające status odpadów (tj. Dz.U. z 2023 r. poz. 1587 ze zm.). W ramach prezentowanej analizy sektora komunalnego, do bioodpadów, które mogą być kierowane do przetwarzania w biogazowniach, zaliczono odpady z ogrodów i parków (kod 20 02 01) oraz odpady spożywcze i kuchenne z gospodarstw domowych i innych obiektów (kod 20 01 08). Natomiast w grupie odpadów innych niż komunalne do odpadów ulegających biodegradacji, które mogą być kierowane do przetwarzania w biogazowniach, zaliczono wybrane rodzaje z grup 19 oraz 02. Stan aktualny oraz prognozowane zmiany w zakresie wytwarzania bioodpadów podano zgodnie z Kpgo 2028. Natomiast wielkość wytwarzania biogazu z dostępnej masy bioodpadów szacowano na podstawie opracowania E. Krasuskiej i in. (2024). W latach 2020–2040 szacuje się średnie wytwarzanie bioodpadów komunalnych na poziomie 4136 tys. Mg rocznie. Odpowiada to wytwa-

rzaniu ogółem 538 mln m³ biogazu. Natomiast z bioodpadów wydzielonych ze strumienia niesegregowanych odpadów komunalnych (zmieszanych) szacuje się wytwarzanie biogazu na poziomie 314 mln m³ rocznie. Szacowane na lata 2020–2040 wytwarzanie odpadów ulegających biodegradacji z grupy 02 wynosi około 3000 tys. Mg rocznie. Odpowiada to wytwarzaniu około 600 mln m³ biogazu. Rozbudowa systemu biogazowni w Polsce i jednocześnie zagospodarowanie bioodpadów we własnym zakresie są podstawowymi działaniami, przewidzianymi do realizacji w perspektywie najbliższych lat (Kpgo 2028).

Słowa kluczowe: wytwarzanie odpadów, bioodpady, biogaz

Literatura

- Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (tj. Dz.U. z 2023, poz. 1587 ze zmianami).
Kpgo 2028. Krajowy plan gospodarki odpadami na lata 2023–2028. Uchwała nr 96 Rady Ministrów z dnia 12 czerwca 2023 r. w sprawie Krajowego planu gospodarki odpadami 2028 (M.P. z 2023, poz. 702).
Krasuska E., Waliszewska H., Krzymiński M., Lenart K., Popkiewicz M., Racięcki W. 2024. Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego, NCBR 2024 (<https://symulator-systemuenergetycznego.ncbr.gov.pl/....>).
Raport POB 2024. Raport Polskiej Organizacji Biometanu, Potencjał Produkcji Biometanu w Polsce, Streszczenie. Moszowski B., Mulica-Musiał M., Wijatyk D., Dbaj E. 2024 (<https://bioch4.org/...>).

Przegląd metod badawczych zawartości rtęci w odpadach wydobywczych w odniesieniu do planowanych kierunków ich zagospodarowania

Beata KLOJZY-KARCZMARCZYK*, Janusz MAZUREK*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: beatakk@min-pan.krakow.pl; jan@min-pan.krakow.pl*

Rtęć jest pierwiastkiem naturalnie występującym w węglach kamiennych i w konsekwencji w odpadach powstających w trakcie ich przeróbki. W procesie spalania węgla rtęć jest uwalniana bezpośrednio do atmosfery i może rozprzestrzeniać się na znaczne odległości, zanieczyszczając środowisko. Natomiast odpady składowane na powierzchni mogą stanowić dodatkowe ognisko zanieczyszczenia środowiska w efekcie procesu wymywania różnych pierwiastków. Czynnikiem zwiększającym intensywność tego procesu może być zakwaszenie środowiska w wyniku przemian fizykochemicznych zachodzących w masie odpadów. Istotne są zatem, badania zawartości rtęci zarówno w formie całkowitej, jak i formie wymywalnej w oparciu o testy wymywalności symulujące różne warunki środowiska (Klojzy-Karczmarczyk i Mazurek 2021). Każdorazowo metodologia badań powinna być dostosowana do oczekiwanego efektu z uwzględnieniem planowanego sposobu zagospodarowania materiału. Odrębnym zagadnieniem są stosowane metody (techniki) analityczne dla oznaczania rtęci. Do badań porównawczych przeznaczono węgle kamienne oraz odpady wydobywcze (muły węglowe i skała płonna). Oznaczano zawartość całkowitą rtęci w próbkach oraz jej stężenie w eluacie uzyskanym w procesie klasycznego testu wymywalności (1:10). Oznaczenia zawartości rtęci wykonano z zastosowaniem dwóch metod analitycznych: atomowa spektroskopia absorpcyjna AAS z techniką amalgamacji z wewnętrzną mineralizacją próbek (spektrometry AMA 254 oraz DMA 80) oraz metoda spektrometrii masowej z plazmą wzbudzoną indukcyjnie (spektrometr ICP MS) z przygotowaniem próbki w zewnętrznym mineralizatorze mikrofalowym. Wykonane badania wskazują na wyraźne różnice w uzyskanych wynikach oznaczania rtęci w zależności od metody analitycznej. Zdecydowanie najwyższe stężenia rtęci uzyskano za pomocą metody AAS, gdzie rozkład próbki przebiega wewnątrz aparatu, co znacząco ogranicza straty pierwiastka na etapie jej mineralizacji. Oznaczana zawartość całkowita rtęci metodą ICP MS jest niższa o 20–30% od zawartości rtęci oznaczanej metodą AAS, często

przyjmuje wartości poniżej wyznaczonej dla metody ICP MS granicy oznaczalności ($<0,1$ mg/kg s.m.). Rtęć w próbkach z procesów wymywania oznaczona metodą ICP MS kształtuje się poniżej wyznaczonej granicy oznaczalności ($<0,0001$ mg/dm³). Oznaczanie rtęci w roztworach z procesu wymywania tych samych próbek metodą AAS daje zawartości rtęci na poziomie od $< 0,0001$ do $0,0009$ mg/dm³. Można sądzić, że zastosowanie spektrometru AAS dedykowanego do oznaczania rtęci (AMA 254 ora DMA 80) zwiększa dokładność oznaczeń. Zastosowanie poszczególnych metod badawczych i uzyskane wyniki są zgodne z badaniami prowadzonymi we wcześniejszych pracach autorów (m.in. Kłojzy-Karczmarczyk i in. 2016; Kłojzy-Karczmarczyk 2017).

Słowa kluczowe: zawartość całkowita rtęci, forma wymywalna, metody analityczne

Literatura

- Kłojzy-Karczmarczyk B. 2017. Mercury in grain size fractions of aggregates and extractive waste from hard coal mining. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management* 33(4), s. 107–124.
- Kłojzy-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.
- Kłojzy-Karczmarczyk B., Mazurek J. i 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.

Analiza wykorzystania energii pierwotnej w Europie na przestrzeni ostatnich trzech dekad

Piotr KOSOWSKI*

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
e-mail: kosowski@agh.edu.pl*

W prezentacji przedstawiono szczegółową analizę wykorzystania energii pierwotnej w Europie na przestrzeni ostatnich trzydziestu lat, obejmującą zarówno produkcję, jak i poziom konsumpcji oraz stopień samowystarczalności energetycznej państw europejskich. Praca opiera się na danych statystycznych dostarczonych przez Eurostat, które obejmują lata 1990–2022, z naciskiem na porównanie kluczowych wskaźników energetycznych dla lat 1990 oraz 2022. Uwzględniono zarówno tradycyjne źródła energii, takie jak paliwa kopalne, jak i dynamicznie zyskujące na znaczeniu odnawialne źródła energii, takie jak energia wiatrowa, słoneczna czy wodna.

W pracy wykorzystano zaawansowane techniki analizy danych, w tym analizę skupień, która umożliwiła identyfikację grup krajów o podobnych profilach energetycznych, a także analizę ewolucji tych grup w czasie. Tego rodzaju podejście pozwala na zrozumienie, jak różne kraje radziły sobie z wyzwaniami związanymi z transformacją energetyczną i w jakim tempie przystosowywały swoje systemy energetyczne do zmieniających się warunków geopolitycznych oraz ekonomicznych.

Wyniki analizy wyraźnie wskazują na istotne zmiany, jakie zaszły w europejskim sektorze energetycznym w ciągu ostatnich trzech dekad. Jednym z najważniejszych trendów jest rosnąca rola odnawialnych źródeł energii, które z roku na rok zyskują na znaczeniu, zastępując w wielu krajach paliwa kopalne (zwłaszcza w przypadku produkcji energii pierwotnej). Nieco inaczej wygląda sytuacja w przypadku konsumpcji energii pierwotnej, gdzie paliwa kopalne w dalszym ciągu mają kluczowe znaczenie.

W analizie skupiono się również na poziomie samowystarczalności energetycznej poszczególnych państw europejskich, co pozwoliło na ukazanie znacznych różnic w zdolności krajów do zaspokajania własnych potrzeb energetycznych z krajowych źródeł.

Wnioski płynące z przeprowadzonej analizy dostarczają cennych informacji na temat bezpieczeństwa energetycznego w Europie, które jest jednym z klu-

czowych elementów strategii zrównoważonego rozwoju. Zidentyfikowane różnice między krajami podkreślają konieczność dalszej współpracy na poziomie europejskim w zakresie transformacji energetycznej, a także wskazują na potrzebę zróżnicowanych strategii w zależności od specyficznych uwarunkowań poszczególnych państw.

Słowa kluczowe: energia pierwotna, konsumpcja, Europa, analiza skupień, bezpieczeństwo energetyczne

Projekt CEEGS – międzysektorowa technologia w transformacji energetycznej

Alicja KOT-NIEWIADOMSKA*, Jarosław KAMYK*

* *Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; Polskie Stowarzyszenie Wyceny Złóż Kopalin*

e-mail: akot-niewiadomska@min-pan.krakow.pl; kamyk@min-pan.krakow.pl

CEEGS (*CO₂ based electrothermal energy and geological storage system*), to trzyletni projekt finansowany z programu Horyzont 2020, który ma na celu opracowanie międzysektorowej technologii łączącej system magazynowania energii odnawialnej, magazynowania CO₂ w formacjach geologicznych oraz pozyskiwania ciepła ze źródeł geotermalnych. Wysoko pojemna technologia ma stanowić istotne wsparcie dla procesu transformacji energetycznej, poprzez system magazynowania energii oparty na transkrytycznym cyklu CO₂. Te systemy wykorzystują dwutlenek węgla (jako czynnik chłodzący) do pochłaniania i usuwania ciepła z przestrzeni, przenosząc je w inne miejsce poprzez cykl sprężania, kondensacji, rozprężania i parowania. Proces składa się z dwóch etapów: najpierw następuje faza sprężania gazu, jego schłodzenia i skroplenia do postaci ciekłej, a następnie faza rozprężania i parowania w celu pochłonięcia ciepła z chłodzonej przestrzeni. Obecnie transkrytyczne cykle CO₂ są wykorzystywane w zastosowaniach o małej i dużej wydajności, przy czym ostatnio mają coraz większe znaczenie w chłodnictwie przemysłowym, zawsze jednak odbywa się to w warunkach powierzchniowych. W omawianym projekcie rozwijana będzie wysoce wydajna, opłacalna i skalowalna (od małej do dużej), koncepcja magazynowania i produkcji energii odnawialnej (cieplnej i elektrycznej) o dużej pojemności. Rozszerzona pojemność będzie uzyskana dzięki systemowi podziemnemu, który – zgodnie z założeniami – posiadać będzie również zdolność do częściowej sekwestracji CO₂. System może być połączony z miejską siecią ciepłowniczą lub grzewczą, zakładem przemysłowym (również tym o dużym zapotrzebowaniu na energię), co daje mu wysoce użyteczny charakter.

W pierwszym etapie projektu opracowana została wersja demonstracyjna metody o mocy 20 kW) w skali laboratoryjnej. Na dalszych etapach planowane jest powstanie prototypu o mocy 100 kW, który zintegruje komponenty powierzchniowe i podziemne. Wynikiem końcowym projektu (po zakończeniu kolejnego trzyletniego projektu kontynuacyjnego), ma być pełna komercjalizacja

technologii CEEGS i jej wdrożenie w Hiszpanii, Niemczech i Francji. Celem nadrzędnym natomiast jest jasne zrozumienie ekonomiki procesu i wykonalności, w tym nakładów inwestycyjnych i operacyjnych, systemu CEEGS dla różnych ośrodków skalnych, obiektów (w tym przemysłowych) i regionów geograficznych.

Projekt realizuje interdyscyplinarne konsorcjum specjalizujące się w energetyce (turbomaszyny, procesy, wymiana ciepła, magazynowanie energii, systemy ciepłne itp.), geologii (odwierty, podziemne magazynowanie CO₂ itp.) i naukach społecznych (percepcja ryzyka, zaangażowanie społeczeństwa), przy wsparciu wiodących europejskich stowarzyszeń geologicznych i branż z sektora energetycznego. Szczegółowe informacje o projekcie i postęp prac można znaleźć pod adresem: <https://ceegsproject.eu/>.

Wpływ błędnej interpretacji i brzmienia art. 19 ust. 1 Prawa geologicznego i górniczego na realizację koncesji: analiza problemów i propozycje rozwiązań

Karolina KOWALSKA*

** Kancelaria Kowalska Legal
e-mail: karolina.kowalska@kowalska-legal.pl*

W referacie zostanie omówiona wykładnia art. 19 ust. 1 Prawa geologicznego i górniczego (p.g.g.) w jego aktualnym brzmieniu. Przepis ten został wprowadzony w celu umożliwienia koncesjonariuszowi wykonywania prac w ramach realizacji koncesji na nieruchomości położonej w obszarze górniczym, której właściciel odmawia sprzedaży. Skuteczność tego przepisu zależy jednak od szybkiego przeprowadzenia postępowania sądowego dotyczącego wykupu. W przeciwnym razie przepis ten może w praktyce okazać się bezużyteczny.

W dalszej części referatu zostanie przedstawiony charakter roszczenia wywłaszczeniowego oraz przesłanki warunkujące zasadność roszczenia o wykup nieruchomości. Omówiona zostanie również procedura dochodzenia tego roszczenia, w tym złożenie pozwu do sądu powszechnego w sytuacji, gdy właściciel nieruchomości nie zgadza się na dobrowolny wykup.

Na podstawie dwóch wyroków zapadłych w postępowaniach prowadzonych przez autorkę zostanie wykazane, jak istotna jest interpretacja przepisu przez sądy oraz jak błędne brzmienie samego przepisu może prowadzić do przedłużania postępowań sądowych. Niedoskonałości przepisu otwierają pozwanemu oraz sądom możliwość wydłużania procedury, co znacząco opóźnia realizację inwestycji.

Autorka przedstawi konkretne przykłady, w tym aktualnie prowadzoną przez nią sprawę, która trwa już ponad trzy lata. To opóźnienie, wynikające zarówno z błędnej wykładni przepisu przez sąd, jak i przewlekłości postępowania, jest nieakceptowalne w kontekście roszczeń wywłaszczeniowych. Dodatkowo zostanie poruszona rola konkurencji, która celowo wydłuża postępowanie, a sądy nie sięgają po dostępne środki prawne, takie jak zabezpieczenie roszczeń, co mogłoby zapobiec dalszym opóźnieniom.

Kluczowym apelem referatu będzie potrzeba, aby sądy lepiej rozumiały specyfikę spraw dotyczących wykupu nieruchomości w obszarach górniczych i wypracowały odpowiednią praktykę orzeczniczą. Opinie organów koncesyjnych,

zawierające wykładnię przepisu oraz wskazania dotyczące konieczności szybkiego prowadzenia postępowania, mogą pełnić rolę wspierającą w tym procesie. Tego typu opinie mogłyby pomóc sądom w zrozumieniu specyfiki branży oraz przyspieszyć stosowanie praktyk umożliwiających sprawne i efektywne zakończenie postępowań.

W końcowej części referatu przedstawione zostaną propozycje zmian legislacyjnych, które mogłyby wyeliminować obecne problemy i przyspieszyć realizację wykupu nieruchomości w obszarach górniczych. Zmiany te umożliwiłyby efektywne wykonywanie koncesji bez konieczności wieloletniego oczekiwania na wyrok sądu.

Słowa kluczowe: wykup nieruchomości, koncesjonariusz,
Prawo geologiczne i górnicze, interpretacja przepisów, postępowanie sądowe

Regiony górnicze w obliczu sprawiedliwej transformacji – wyzwania, plany i ocena postępów

Aleksandra KOZŁOWSKA-WOSZCZYCKA*, Katarzyna PACTWA*

** Politechnika Wrocławska, Wydział Geoinżynierii, Górnictwa i Geologii, Katedra Geodezji
i Geoinformatyki*

e-mail: aleksandra.kozłowska-woszczycka@pwr.edu.pl

Ochrona klimatu i dążenie do zeroemisyjnej gospodarki stanowią nadrzędny cel Unii Europejskiej. Wobec tego Komisja Europejska (KE) określiła strategię, nazywaną Europejskim Zielonym Ładem. Stanowi ona zbiór inicjatyw i wytycznych, mających na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, co wiąże się z przyspieszonym procesem dekarbonizacji i likwidacji kopalń. Jednym z kluczowych narzędzi UE jest Fundusz Sprawiedliwej Transformacji, którego celem jest zapewnienie pomocy obszarom zależnym od paliw kopalnych i zagrożonym wystąpieniem negatywnych skutków w związku z dążeniem do neutralności klimatycznej. KE objęła wsparciem cztery polskie regiony węglowe, których plany sprawiedliwej transformacji zostały zatwierdzone w grudniu 2022 r., tj. Wielkopolskę Wschodnią, województwo łódzkie (region Bełchatowa), Dolny Śląsk (subregion wałbrzyski) oraz Śląsk wraz z Małopolską Zachodnią. Proces transformacji ma na celu nie tylko zamknięcie kopalń, ale również zapewnienie nowych perspektyw rozwoju gospodarczego, społecznego oraz ochrony środowiska. W referacie przedstawiona została analiza planów sprawiedliwej transformacji polskich regionów węglowych. Omówiono kluczowe aspekty transformacji z perspektywy wyzwań, które stoją przed regionami górnictwem, działań planowanych w odpowiedzi na te wyzwania oraz sposobu monitorowania postępów w realizacji tych planów.

Wnioski z analizy wskazują na zasadność uwzględniania specyfiki regionalnej zarówno w planowanych i podejmowanych działaniach, jak i w sposobach ewaluacji zachodzących postępów. Takie elastyczne podejście wymaga przeanalizowania indywidualnych wyzwań, przed którymi stoją poszczególne regiony górnicze. Zauważana jest ponadto konieczność rozwijania jednolitych standardów diagnostycznych oraz metod oceny postępów zmian, które umożliwią kompleksową ewaluację skuteczności podejmowanych działań oraz ich wpływu na zrównoważony rozwój regionów. Referat pozwolił na dostrzeżenie, jak ważne jest zintegrowane podejście do planowania i realizacji transformacji,

które uwzględnia specyfikę regionalną. Dzięki temu proces transformacji będzie sprawiedliwy, a wyniki długotrwałe i zapewniające stabilność i zrównoważony rozwój regionów w dłuższej perspektywie.

Opracowanie innowacyjnych rozwiązań w zakresie automatyzacji załadunku wagonów i badań koksu z wykorzystaniem zaawansowanych baz danych i systemów informatycznych

Marek LEPICH*

** ArcelorMittal Poland SA*

e-mail: marek.lepich@arcelormittal.com

Ukazany interdyscyplinarny projekt przedstawia opracowanie koncepcji kompleksowego systemu automatyzacji procesu załadunku i badania koksu. System ma budowę modułową składającą się z komponentów mechatronicznych, identyfikacji wizualnej, optymalizacji i oprogramowania zarządzającego. Część mechatroniczna obejmuje urządzenia do automatycznego pobierania reprezentatywnych próbek koksu o mocno zróżnicowanej granulacji (od 0 do +100 mm) z przenośników taśmowych podczas załadunku i do segregacji pobranych próbek na dedykowane frakcje ziarnowe, które dalej łączone będą w dowolnych konfiguracjach i proporcjach. Tak pozyskane próbki służą do różnorodnych badań fizykochemicznych niezbędnych do oceny właściwości i jakości koksu, a także do sterowania procesem produkcji. Zaprojektowana instalacja wyposażona jest w urządzenia do automatycznego wykonywania wyspecyfikowanych badań oraz system buforujący próbki. Koncepcja systemu obejmuje przekazywanie próbek koksu do dalszej analizy laboratoryjnej, umożliwiając jednoznaczną identyfikację pobranej próbki, partii i wagonu, z których została pobrana. Możliwe to będzie dzięki realizacji modułu identyfikacji wizualnej, dedykowanego do rozpoznawania numerów bocznych wagonów i do śledzenia ich pozycji podczas procesu załadunku. Dane odczytane ze ścian wagonów wykorzystywane będą też w systemie sterowania załadunkiem wagonów do optymalizacji procesu. Celem przedstawionej koncepcji projektu jest jej wdrożenie w ramach linii pilotażowej w koksowni Zdzeszowice ArcelorMittal Poland. Automatyzacja procesów technologicznych ma na celu optymalizację ponoszonych kosztów operacyjnych oraz poprawę warunków pracy obsługi poprzez odsunięcie od bezpośredniego kontaktu z strefami uciążliwych warunków środowiskowych oraz zagrożeń wynikających z elementów ruchomych. Powyższy projekt powstał w ramach umowy o dofinansowaniu z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu sektorowego „INNOSTAL” przy współpracy z Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie.

Plany neutralności klimatycznej a zapotrzebowanie na węgiel w ciepłownictwie

Janusz LEWANDOWSKI*, Krzysztof MELKA*

** Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej
e-mail: janusz.lewandowski@pw.edu.pl; krzysztof.melka@pw.edu.pl*

W ramach Dyrektywy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (ETS) wprowadzony został nowy mechanizm wsparcia sektora ciepłowniczego poprzez przydział dodatkowych, darmowych uprawnień do emisji dwutlenku węgla dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, które zadeklarują znaczące ograniczenie emisji przez nakłady inwestycyjnej o wartości nie mniejszej niż wartość pieniężna otrzymanych dodatkowych uprawnień. Zobowiązania te w postaci tzw. Planu Neutralności Klimatycznej musiały zostać podjęte w terminie do końca czerwca 2024 roku. W referacie omówiono ogólne zasady wprowadzonego mechanizmu oraz przedstawiono wnioski z prac autorów nad planami przygotowanymi dla siedmiu przedsiębiorstw, ze szczególnym uwzględnieniem spadku zapotrzebowania na węgiel. Z uzyskanych informacji wynika, że planów takich złożono w kraju kilkadziesiąt. Lista tych przedsiębiorstw opublikowana ma być jeszcze w tym roku. Pozwala to oszacować spodziewany spadek zapotrzebowania na węgiel w perspektywie 20 najbliższych lat. Wyniki takich rachunków przedstawiono w referacie.

**Opracowanie metody doboru parametrów magazynu energii
elektrycznej dla dużych systemów fotowoltaicznych zasilających
odbiorcę przemysłowego
(Projekt FP4 Rail4Earth Zrównoważony i ekologiczny system
kolejowy Horizon-ER-JU2022-FA4-01)**

Agata MIELCAREK*, Jacek ROMAN*, Robert WRÓBLEWSKI*,
Bartosz CERAN*

* Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań
e-mail: agata.mielcarek@put.poznan.pl; jacek.roman@put.poznan.pl; robert.wroblewski@put.poznan.pl; bartosz.ceran@put.poznan.pl

W lutym 2022 r. oficjalnie rozpoczęło działalność Wspólne Europejskie Przedsięwzięcie Kolejowe (Europe's Rail Joint Undertaking (JU)), wywodzące się z europejskiego międzynarodowego partnerstwa Shift2Rail, które swoimi początkami sięga roku 2009. Europe's Rail JU zrzesza międzynarodowych interesariuszy branży kolejowej, a przedstawicielem strony polskiej jest spółka Polskie Koleje Państwowe (PKP SA). Z założenia Europe's Rail JU dąży do integracji i standaryzacji systemów kolejowych oraz utworzenia jednolitego europejskiego obszaru kolejowego (SERA – Single European Railway Area), który będzie elastyczny, zrównoważony, niezawodny, konkurencyjny, o dużej przepustowości, zarówno dla ruchu pasażerskiego, jak i towarowego.

Obszarem działalności porozumienia Europe's Rail JU są badania i innowacje w kolejnictwie w ramach programu „Horyzont Europa” (2020–2027), obejmujące sześć projektów flagowych (z ang. FP – *Flagship Project*). Jednym z nich (czwartym w kolejności – FP4) jest projekt pn. Zrównoważony i ekologiczny system kolejowy (z ang. *Sustainable and green rail systems*) o akronimie Rail4EARTH (Horizon-ER-JU2022-FA4-01). Czas jego trwania przewidziano na okres od 1 grudnia 2022 r. do 30 listopada 2026 r. a łączny budżet wynosi 95,1 mln EUR. Projekt jest współfinansowany także z budżetu Państwa Polskiego. Jednym z konsorcjantów projektu FP4-Rail4EARTH jest PKP SA, a wśród podmiotów z nim powiązanych (Affiliated Entities) jest Politechnika Poznańska (PP), realizująca wybrane zadania w Instytucie Budownictwa oraz Instytucie Elektroenergetyki.

Zakres prac projektu FP4-Rail4EARTH dotyczy działań uwzględniających zrównoważony rozwój kolei oraz przyczyniających się do realizacji celu neu-

tralności klimatycznej Europy do 2050 roku. Jednym z zadań szczegółowych, realizowanych przez Instytut Elektroenergetyki PP, jest opracowanie metody doboru parametrów magazynu energii elektrycznej dla farmy fotowoltaicznej dużej mocy, zasilającej stację kolejową (potrzeby trakcyjne i nietrakcyjne). Niniejszy referat, poza przybliżeniem założeń projektu FP4-Rail4EARTH oraz roli Instytutu Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej, ma na celu podsumowanie wyników badań w zakresie doboru mocy i pojemności elektrochemicznego magazynu energii współpracującego z farmą fotowoltaiczną dla przedsiębiorstwa kolejowego.

Słowa kluczowe: Europe's Rail JU, FP4-Rail4EARTH, farma fotowoltaiczna, elektrochemiczny magazyn energii, OZE dla odbiorcy przemysłowego

Dekarbonizacja przemysłu stalowego – uwarunkowania i wyzwania

Eugeniusz MOKRZYCKI*, Lidia GAWLIK*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: mokrzy@min-pan.krakow.pl; lidia.gawlik@min-pan.krakow.pl*

Współczesne społeczeństwo potrzebuje stali – podstawowego surowca szeroko wykorzystywanego w wielu gałęziach gospodarki. Zastosowanie stali w budownictwie, transporcie i przemyśle maszynowym jest oczywiste. Łatwość obróbki, a także trwałość i wytrzymałość powodują, że stal jest powszechnie wykorzystywana także w wielu produktach będących dobrami konsumenckimi. W 2023 roku 71 krajów świata wyprodukowało 1,89 mld ton stali surowej. Jej zużycie (1,73 mld ton) dotyczy niemal wszystkich krajów i regionów. Trzeba przy tym wiedzieć, że prognozy wskazują, że w przyszłości nastąpi wzrost zapotrzebowania na ten surowiec.

Jednocześnie produkcja żelaza i stali jest jedną z najbardziej energochłonnych i emisyjnych branż na świecie odpowiadającą za około 7% globalnych emisji gazów cieplarnianych (GHG) i 11% globalnych emisji dwutlenku węgla (CO₂).

Ujęte porozumieniem paryskim wymogi, dotyczące ograniczenia wzrostu temperatury planety, zmuszają do poważnego zastanowienia się nad kierunkami działań w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Redukcja emisji z przemysłu metalowego jest bardzo ważnym elementem strategii osiągnięcia tego celu, ale jednocześnie jest bardzo trudna.

Obecnie najpopularniejszą technologią służącą produkcji stali (ponad 71%) jest proces wielkiego pieca – podstawowego pieca tlenowego (BF-BOF), który wykorzystuje strumień czystego tlenu do utleniania zanieczyszczeń w ciekłym żelazie w celu wytworzenia stali o wysokiej czystości. Obok tej technologii często wykorzystywana (ponad 28%) jest technologia pieców łukowych (EAF), która jest nieco mniej energochłonna i pozwala na wykorzystanie złomu. Jest to szczególnie ważne w kontekście recyklingu materiałów, ale wymaga dużej ilości energii elektrycznej.

O ile technologia pieca tlenowego wymaga wykorzystania węgla, to w piecu łukowym dekarbonizacja zależy między innymi od tego, czy i w jakim stopniu możliwe jest wykorzystanie czystej energii elektrycznej i jej dostarczenie do procesu w wymaganej ilości.

Badania dotyczące redukcji emisji dwutlenku węgla w procesie produkcji stali prowadzone są intensywnie. Opracowuje się metody inteligentnego wykorzystania węgla, między innymi metodę PCI (wtrysk pyłu węglowego) oraz metody CCUS (wychwytywania, składowania i utylizacji dwutlenku węgla). Inną, wydaje się, że bardziej odpowiadającą idei dekarbonizacji technologią, jest metoda unikania węgla. Uważa się, że docelowo najlepszą metodą będzie bezpośrednia redukcja rudy żelaza wodorem.

Niestety, metody te nie są dojrzałe a ich ostateczna komercjalizacja wymaga pokonania szeregu problemów technologicznych. Dla uzyskania wymaganego efektu dekarbonizacji procesu produkcyjnego najistotniejszy będzie sposób wytworzenia wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Polemicznie o domowych instalacjach PV, magazynach energii i pompach ciepła oraz ich znaczeniu dla krajowego systemu energetycznego

Wojciech NAWORYTA*

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
e-mail: naworyta@agh.edu.pl*

Instalacje fotowoltaiczne na dachach polskich domów w przeciągu kilkunastu lat przestały być wyjątkiem, stały się widokiem powszechnym. Z jednej strony drożący prąd, z drugiej programy wspierające rozwój fotowoltaiki sprawiły, że w ostatnim dziesięcioleciu nastąpił gwałtowny przyrost domowych instalacji PV. W tym samym okresie i z podobnych powodów masowo instalowano domowe pompy ciepła.

Na przykładzie średniej wielkości domu jednorodzinnego wyposażonego w instalację PV, pompę ciepła, wentylację z systemem odzysku ciepła (rekuperacją) oraz klimatyzację przedstawiono zużycie oraz produkcję prądu elektrycznego. Wszystkie procesy w analizowanym domu, tj. ogrzewanie domu (OC), ogrzewanie wody użytkowej (CWU), oświetlenie, gotowanie zależą od prądu elektrycznego. Obserwowano produkcję prądu z instalacji PV, łączne zużycie prądu, nadwyżki wyprodukowanej energii wysyłane do sieci oraz autokonsumpcję prądu z instalacji PV. Maksymalne zapotrzebowanie na prąd elektryczny w domu ogrzewanym pompą ciepła występuje w miesiącach zimowych, co jest oczywiste. Niestety, również z oczywistych powodów produkcja prądu z instalacji PV jest w miesiącach zimowych najmniejsza, a czasem wręcz nie ma jej wcale. Słońce pojawia się nisko nad horyzontem i tylko na kilka godzin, co przekłada się na bardzo niską produkcję energii. Równocześnie zapotrzebowanie na prąd z tytułu OC i CWU oraz oświetlenie jest w miesiącach zimowych najwyższe. Natomiast w miesiącach letnich produkcja prądu jest bardzo wysoka, podczas gdy zapotrzebowanie znikome. Dom w lecie nie jest ogrzewany, a podczas krótkiej nocy nie korzysta się praktycznie ze sztucznego oświetlenia. Również zużycie ciepłej wody użytkowej jest w okresach letnich raczej niskie. Z obserwacji wynika, że maksima produkcji i zapotrzebowania prądu są przesunięte w fazie o pół roku.

Wobec zaobserwowanej nierównowagi przeanalizowano możliwość kompensowania występujących cyklicznie deficytów przy pomocy oferowanych

na rynku domowych magazynów energii. Okazuje się, że dostępne domowe akumulatory ze względu na ograniczenia techniczne mogą spełniać swoje zadanie wyłącznie w systemie dzień-noc. Tymczasem potrzebny jest magazyn pracujący w systemie lato–zima. Taki magazyn musiałby mieć pojemność ok. 5–6 MWh. Nie ma tak dużych magazynów domowych a te, które oferowane są prosumentom mają pojemność od 5 do 20 kWh. Praca magazynu w systemie dzień-noc w polskich warunkach nie ma uzasadnienia. W lecie energia podczas krótkiej nocy nie jest właściwie potrzebna, natomiast w okresie zimowym nie występują nadwyżki energii z instalacji PV dające się zmagazynować. Domowe magazyny mogą efektywnie pracować wyłącznie w okresach przejściowych, tj. w kwietniu i w październiku. Wtedy zarówno produkcja, jak i zużycie prądu uzasadniają magazynowanie energii w dzień, aby zużyć ją w nocy.

Wnioski z pojedynczego domu dają się zastosować nie tylko do osiedla domków jednorodzinnych, ale nawet do całego kraju. Przy obecnym stanie rozwoju techniki nie da się oprzeć bezpieczeństwa energetycznego w oparciu o pogodozależne źródła OZE. Nieskoordynowana dalsza rozbudowa instalacji PV tylko pogłębi zjawisko nierównowagi, prowadząc do powiększenia nadpodaży prądu z OZE w okresach letnich, w których już teraz z powodu nadprodukcji prądu trzeba wyłączać instalacje produkujące prąd w oparciu o OZE.

Słowa kluczowe: instalacja PV, pompa ciepła, deficyt energii, nadpodaż, magazyn energii

Polemic about home PV installations, home energy storage and heat pumps and their importance for the national energy system

Over the last dozen or so years, photovoltaic installations on the roofs of Polish houses have ceased to be an exception, they have become a common sight. On the one hand, rising electricity prices and, on the other hand, programs supporting the development of photovoltaics have resulted in a rapid increase in home PV installations in the last decade. In the same period and for similar reasons, home heat pumps were installed en masse.

The consumption and production of electricity is presented on the example of a medium-sized single-family house equipped with a PV installation, a heat pump, ventilation with a heat recovery system (recuperation) and air conditioning. All processes in the analyzed house, i.e. house heating, domestic water heating, lighting, cooking, depend on electricity. The production of electricity from the PV installation, the total electricity consumption, the surplus of energy produced sent to the grid and the auto-consumption of electricity from the

PV installation were observed. The maximum demand for electricity in a house heated with a heat pump occurs in the winter months, which is obvious. Unfortunately, also for obvious reasons, electricity production from PV installations is the lowest in the winter months, or sometimes even non-existent. The sun appears low above the horizon and only for a few hours, which translates into very low energy production. At the same time, the demand for electricity for house heating, domestic water heating and lighting is highest. However, in the summer months, electricity production is very high, while demand is negligible. The house is not heated in the summer and during the short night there is practically no artificial lighting. The consumption of domestic hot water is also rather low in summer. Observations show that the peaks of electricity production and demand are phase-shifted by half a year.

Due to the observed imbalance, the possibility of compensating cyclically occurring deficits with the help of home energy storage units offered on the market was analyzed. It turns out that available home batteries, due to technical limitations, can only fulfill their function in the day-night system. Meanwhile, a battery operating in the summer-winter system is needed. The capacity of such energy storage should be approximately 5–6 MWh. There are no such large home storage facilities, and those offered to prosumers have a capacity of 5 to 20 kWh. Energy storage facility operation in the day-night system is not justified in Polish conditions. In summer, energy during the short night is not actually needed, while in winter there are no surpluses of energy from PV installations that can be stored. Home battery can only work effectively in short spring and autumn periods – April and October. Then both the production and consumption of electricity justify storing energy during the day to use it at night.

The conclusions from a single house can be applied not only to a housing estate of single-family houses, but even to the entire country. Given the current state of technological development, energy security cannot be based on weather-dependent renewable energy sources. Uncoordinated further expansion of PV installations will only deepen the phenomenon of imbalance, leading to an increase in the oversupply of electricity in summer periods, when PV installations already have to be shut down due to the overproduction of electricity.

Keywords: PV installation, heat pump, energy deficit, oversupply, energy storage

Znaczenie małych elektrowni wodnych w strukturze aktywów wiodących spółek energetycznych w Polsce

Tadeusz OLKUSKI*, Janusz ZYŚK*

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw
e-mail: olkuski@agh.edu.pl; jazysk@agh.edu.pl*

Postępująca od lat transformacja energetyczna wymaga od spółek energetycznych przechodzenia w coraz większym stopniu na odnawialne źródła energii (OZE). Dyrektywy unijne oraz trendy światowe wymuszają takie działania, i choć w Polsce energetyka tradycyjnie oparta była – i w dużym stopniu jest nadal – na węglu kamiennym i węglu brunatnym, sytuacja ta z roku na rok systematycznie się zmienia. Wszystkie wiodące spółki energetyczne takie jak PGE SA, Tauron – Polska Energia SA, ENERGA SA, ENEA SA, i inne, mają w swojej strukturze wytwarzania energii źródła odnawialne, w tym wodne. Dla przykładu, największa firma energetyczna w Polsce PGE SA, posiada 33 elektrownie wodne, w tym większość to małe elektrownie wodne (MEW). Choć PGE SA skupia się bardziej na energetyce wiatrowej, to energetyka wodna stanowi również ważne ogniwo w strukturze wytwarzania energii elektrycznej tej grupy i nie może być pomijana. PGE SA zamierza do 2050 roku osiągnąć neutralność klimatyczną i każde źródło odnawialne będzie przybliżać tę firmę do osiągnięcia tego celu. Podobnie postępują inne firmy energetyczne, które zostaną szczegółowo opisane w artykule.

Inwestowanie w MEW, czyli w warunkach Polski w elektrownie o mocy do 5 MW, ma wiele zalet. Sama inwestycja jest tańsza niż podobne inwestycje w duże obiekty, poza tym stopa zwrotu jest wyższa, ryzyko mniejsze, mniejsze są również koszty eksploatacyjne. Elektrownie te są też bardziej przyjazne dla środowiska, gdyż nie powodują tak dużej ingerencji w krajobraz jak duże elektrownie wodne i nie wywołują dużych szkód w naturze ani protestów społecznych. Zalety MEW powodują, że obecnie w Polsce mamy ponad 700 małych elektrowni wodnych. Patrząc globalnie na moc zainstalowaną w polskim systemie elektroenergetycznym to elektrownie wodne mają zaledwie 2,3 GW mocy zainstalowanej przy całkowitej mocy wynoszącej w 2023 roku 66,4 GW. Jest to bardzo niewiele, dlatego też produkcja energii elektrycznej z wody wynosi niecałe 2 TWh, co jest wielkością symboliczną w stosunku do potrzeb krajowych.

Względy ekologiczne sprawiają jednak, że takie inwestycje są potrzebne i tam gdzie jest to możliwe powinny być rozwijane.

Słowa kluczowe: energetyka, energetyka wodna, MEW

Przygotowanie artykułu zostało sfinansowane w ramach subwencji badawczej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie nr 16.16.210.476.

Międzynarodowy rynek węgla koksowego

Urszula OZGA-BLASCHKE*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: ulobla@min-pan.krakow.pl*

Wydarzenia krótkoterminowe, takie jak zakłócenia w dostawach w Australii, zmiany w przepływach handlowych i sankcje wobec Rosji, nadal utrzymują niestabilność rynków węgla metalurgicznego.

W ostatnich latach przepływy handlowe na międzynarodowym rynku węgla koksowego ulegały przetasowaniom spowodowanym sankcjami nałożonymi na Rosję oraz wprowadzeniem przez Chiny w październiku 2020 r. nieformalnego zakazu importu węgla australijskiego. Australia była w stanie znaleźć innych klientów, aby zastąpić brak chińskich nabywców w 2021 i 2022 roku, sprzedając więcej węgla do Japonii, Korei Płd., Indii oraz na rynku atlantyckim. Zdyskontowane ładunki węgla rosyjskiego, które nie mogły trafić do Europy, zostały przekierowane głównie do Chin i do Indii.

Przyszłość handlu węglem metalurgicznym zostanie określona przez dwóch największych importerów – Chiny i Indie. Indie będą głównym motorem wzrostu popytu, ponieważ kraj ten dąży do prawie dwukrotnego wzrostu mocy produkcyjnych stali do 2030 r., a większość ekspansji ma być oparta na technologii wielkopiecowej. Obecnie oczekuje się, że indyjski import węgla metalurgicznego wzrośnie w 2025 r. do 84 mln ton (z 74 mln ton w roku 2023). Chiński import węgla metalurgicznego może spadać ze względu na sytuację branży stalowej, ponadto producenci stali zamierzają zwiększyć produkcję stali EAF z wykorzystaniem większych ilości złomu, a już teraz budują zakłady DRI na skalę komercyjną.

Zmienność cen węgla koksowego jest również poważnym problemem, nawet w okresach, gdy dostawy z Australii są zwykle wyższe przy braku ekstremalnych warunków pogodowych. Jak zawsze, silny wpływ Chin ukształtował trendy cenowe i konsumpcyjne.

W referacie przedstawiono bieżącą sytuację na międzynarodowym rynku węgla metalurgicznego oraz prognozy krótkoterminowe dotyczące popytu i cen węgla w handlu drogą morską.

Branża metalurgiczna musi się zmierzyć z wyzwaniami związanymi z emisjami dwutlenku węgla. Wdrożenie na dużą skalę nowych technologii, które mają

zapewnić przemysłowi końcowy poziom niskoemisyjny, takich jak np. DRI–EAF wykorzystujące ekologiczny wodór, czy też produkcja stali metodą elektrolizy, zajmie kilka dekad. W tym okresie stal będzie nadal wytwarzana w procesie BF-BOF, a to wymaga stabilnych dostaw węgla koksowego.

Słowa kluczowe: węgiel koksowy, ceny, prognozy

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

Możliwość substytucji paliw płynnych w układach kogeneracyjnych specjalnego przeznaczenia

Wiktor PACURA*, Tomasz MIROWSKI*

** Pracownia Technologii Przetwarzania Bioenergii, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: pacura@min-pan.krakow.pl; mirowski@min-pan.krakow.pl*

W obliczu rosnących wymagań prawnych dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz zmian klimatycznych, konieczne staje się poszukiwanie alternatywnych paliw dla układów kogeneracyjnych (CHP) opartych na silnikach wysokoprężnych. Zastąpienie konwencjonalnych paliw, takich jak olej napędowy, jest kluczowe w kontekście strategii Europejskiego Zielonego Ładu oraz pakietu *Fit for 55*, które dążą do neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Substytucja paliw konwencjonalnych alternatywnymi pozwala na zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych oraz poprawę bezpieczeństwa energetycznego. W projekcie analizowane są paliwa o różnych parametrach ekologicznych i energetycznych, które mogą być stosowane w układach kogeneracyjnych, co przyczynia się do obniżenia kosztów operacyjnych i zwiększenia niezależności energetycznej.

Alternatywne paliwa, które mogą zastąpić olej napędowy, to m.in. estry metylowe kwasów tłuszczowych (FAME), oleje popirolityczne pochodzące z procesów niskoemisyjnych oraz gliceryna techniczna. Każde z tych paliw posiada potencjał do obniżenia emisji i zwiększenia efektywności układów CHP, co wpisuje się w cele dekarbonizacji i gospodarki o obiegu zamkniętym.

Słowa kluczowe: kogeneracja, substytucja paliw ciekłych, biopaliwa, emisja gazów cieplarnianych

Possibility of substituting liquid fuels in special purpose CHP systems

In the face of increasing regulatory demands for reducing greenhouse gas emissions and addressing climate change, it has become essential to seek alternative fuels for cogeneration (CHP) systems based on diesel engines. Replacing conventional fuels, such as diesel, is crucial in the context of the European Green Deal and the „Fit for 55” legislative package, which aim for climate neutrality by 2050.

Substituting conventional fuels with alternatives allows for reducing greenhouse gas emissions and improving energy security. The project analyzes fuels with various ecological and energy parameters that can be used in cogeneration systems, contributing to lower operational costs and greater energy independence.

Alternative fuels that can replace diesel include fatty acid methyl esters (FAME), pyrolytic oils derived from low-emission processes, and technical glycerin. Each of these fuels has the potential to reduce emissions and increase the efficiency of CHP systems, aligning with the goals of decarbonization and the circular economy.

Keywords: cogeneration, liquid fuel substitution, biofuels, greenhouse gas emissions

Sposoby oczyszczania wodoru magazynowanego w kawernach solnych – rodzaje zanieczyszczeń i metody ich usunięcia

Monika PIECH*, Adam SZURLEJ*

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
e-mail: piech@agh.edu.pl; szua@agh.edu.pl*

Kawerny solne to obiekty powstające w wysadach solnych poprzez wyługowanie z nich soli. Stanowią doskonałe miejsce do podziemnego magazynowania różnych substancji gazowych. Wodór, jako czysty nośnik energii, jest szczególnie obiecującym medium do składowania, biorąc pod uwagę rosnące zapotrzebowanie na energię odnawialną.

W artykule przedstawiono metody oczyszczania wodoru magazynowanego w kawernach solnych, ukazano różnorodne techniki mające na celu zapewnienie wysokiej czystości wodoru przechowywanego w podziemnych strukturach solnych. Procesy te są kluczowe, aby uniknąć zanieczyszczeń, które mogą wpłynąć na późniejsze zastosowanie wodoru, zwłaszcza w przemyśle energetycznym czy chemicznym. Artykuł rozpoczyna się od opisu kawern solnych jako efektywnej formy wielkoskalowego magazynowania wodoru, podkreślając ich zalety, takie jak szczelność czy niskie koszty eksploatacji. Następnie zostały opisane przykłady zanieczyszczeń, które mogą pojawić się w tych podziemnych zbiornikach, m.in. zanieczyszczenia chemiczne jak tlenki azotu, tlenki siarki, zanieczyszczenia fizyczne czy biologiczne. Zrozumienie rodzaju zanieczyszczeń, które mogą występować w kawernach solnych, jest kluczowe dla wybrania skutecznych metod oczyszczania oraz monitorowania jakości przechowywanego wodoru. Regularne badania i analiza środowiska wewnętrznego kawerny są niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa i efektywności magazynowania. Następnie omówiono różne sposoby oczyszczania wodoru, w tym: adsorpcję, membranowe techniki separacji, reakcje chemiczne, filtrację. Artykuł kończy się omówieniem wyzwań związanych z oczyszczaniem wodoru, takich jak konieczność ciągłego monitorowania jakości tego nośnika energii, dostosowania metod do specyficznych warunków kawern oraz rozwoju innowacyjnych technologii, które mogą zwiększyć efektywność procesów oczyszczania.

Podsumowując, dobór skutecznych metod oczyszczania wodoru w kavernach solnych jest kluczowym aspektem dla zapewnienia efektywnego i bezpiecznego wykorzystania tego nośnika energii w przyszłości.

Słowa kluczowe: wodór, kaverny solne, magazynowanie, metody oczyszczania wodoru

Możliwości zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody w układach technologicznych elektrowni i elektrociepłowni

Cezary POLSKI*, Tomasz POLSKI*, Jacek ROMAN**, Natalia KASIŃSKA**,
Agata MIELCAREK**, Daria ZŁOTECKA**, Robert WRÓBLEWSKI**,
Radosław SZCZERBOWSKI**, Jarosław BARTOSZEWICZ**, Bartosz CERAN**

** ENERGO THERM Sp. z o.o., Przeźmierowo*

*** Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, Poznań*

e-mail: jacek.roman@put.poznan.pl; natalia.kasinska@put.poznan.pl;

agata.mielcarek@put.poznan.pl; daria.zlotecka@put.poznan.pl;

robert.wroblewski@put.poznan.pl; radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl;

jaroslaw.bartoszewicz@put.poznan.pl; bartosz.ceran@put.poznan.pl

W pracy przedstawiono wyniki analiz nad możliwościami zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody do poprawy elastyczności pracy jednostek wytwórczych. Rozważono dwa scenariusze modernizacji odpowiednio bloków jednostek elektrownianych oraz jednostek kogeneracyjnych.

W pierwszym scenariuszu analizie poddano możliwości zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody zasilającej w blokach parowych w celu poprawy ich regulacyjności w systemie elektroenergetycznym. Porównano możliwość poprawy regulacyjności bloku 200 MW z blokami o wyższych wartościach mocy znamionowej. Następnie przeanalizowano możliwości zmniejszenia wskaźnika emisji CO₂ do poziomu 550 kg/MWh poprzez nadbudowanie bloku parowego o mocy 200 MW turbiną gazową.

W wariancie drugim przeprowadzono analizę możliwości zastosowania elektrycznego podgrzewacza wody sieciowej w układzie elektrociepłowni z turbiną parową przeciwpężną w celu zbadania możliwości produkcji ciepła w okresach niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Na podstawie przeprowadzonych badań symulacyjnych otrzymano wyniki niezbędne do prowadzenia analiz ekonomicznych poszczególnych rozwiązań w celu określenia opłacalności zrealizowania modernizacji jednostek wytwórczych i kogeneracyjnych według zaproponowanych koncepcji.

Słowa kluczowe: elastyczność elektrowni, podgrzewacz elektryczny, elektrownia parowa, elektrociepłownia parowa

Uwarunkowania środowiskowe technologii zgazowania odpadów

Czesława ROSIK-DULEWSKA*, Arkadiusz PRIMUS

** Instytut Inżynierii Środowiska i Biotechnologii, Uniwersytet Opolski
e-mail: dulewska@uni.opole.pl, czeslawa.rosik.dulewska@ipis.zabrze.pl*

Istotnym elementem oceny możliwości implementacji technologii zgazowania odpadów jest analiza spełnienia warunków korzystania ze środowiska. W prezentacji zestawiono kluczowe kryteria oceny środowiskowej modelowej instalacji zgazowania odpadów w integracji z instalacją komunalną. Instalacja ta musi być zatem rozpatrywana również pod kątem emisji zanieczyszczeń do środowiska. W prezentacji przedstawiono źródła powstawania i emitowania zanieczyszczeń do środowiska z modelowej instalacji zgazowania odpadów. Ideowo ukazano miejsca powstawania odpadów stałych, ścieków oraz substancji gazowych i pyłowych i możliwości ich uwalniania się do środowiska. Dotyczy to poszczególnych węzłów instalacji zgazowania odpadów preRDF i osadów ściekowych, które stanowić mogą potencjalne źródło emisji substancji zanieczyszczających środowisko. W tym kontekście zestawiono uwarunkowania środowiskowe kluczowych ww. emisji z modelowej instalacji zgazowania odpadów zintegrowanej z silnikiem tłokowym wraz z źródłami ich powstawania w procesie.

Zdefiniowane charakterystyczne uwarunkowania środowiskowe dla technologii zgazowania w odniesieniu do analizowanej instalacji modelowej opisują główne źródła i przyczyny powstawania emisji zanieczyszczeń z procesu zgazowania odpadów, produkcji i spalania syngazu. Uwarunkowania te należy uwzględniać jako kluczowe w zarządzaniu procesem, a są one ściśle powiązane z reżimem technologicznym pracy instalacji, jak również doбором szczegółowych rozwiązań technologicznych w poszczególnych węzłach instalacji.

W prezentacji przedstawiono tylko główne mechanizmy i ich charakterystyczne uwarunkowania, a to oznacza, że nie wyczerpują one wszystkich możliwych procesów termochemicznych, które mogą być źródłem innych substancji zanieczyszczających. Niemniej jednak opisane procesy i źródła powstawania emisji stanowią podstawę do analizy prawidłowego doboru rozwiązań oraz poprawności prowadzenia procesu w kontekście analizy wpływu instalacji zgazowania odpadów na środowisko.

Wyzwania i perspektywy rynkowe dla surowców antropogenicznych w dobie transformacji energetycznej i w myśl zasad gospodarki o obiegu zamkniętym

Mirosław SKOWRON*

* PGE Ekoservis SA
e-mail: Miroslaw.Skowron@gkpgc.pl

Spółka PGE Ekoservis od dawna jest aktywna w obszarze gospodarki cyrkularnej. Swoje kompetencje w tej dziedzinie buduje już od 35 lat. Oferuje unikatowe doświadczenie w obszarze zarządzania strumieniami surowców wtórnych, które powstają w procesach wytwarzania energii i ciepła. Obecnie to dynamiczna część energetyki. Dostrzegamy między innymi istotne kierunki zmian regulacyjnych, które siłą rzeczy w dużej mierze wyznaczają naszą perspektywę operacyjną. Umiejętnie łączymy te elementy.

Dyrektywa CSRD (*Corporate Sustainability Reporting Directive*) nakłada na spółki giełdowe dodatkowy obowiązek raportowania czynników ESG. Jednym z kluczowych zagadnień, które w tym kontekście muszą być publikowane, są kwestie związane z transformacją przedsiębiorstw w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym. Dla nas to nie tylko wymóg sprawozdawczości, ale przede wszystkim istotny model biznesowy, którego zadaniem jest przynoszenie korzyści ekonomicznych i środowiskowych.

Tak zdefiniowane cele są możliwe do osiągnięcia poprzez optymalizację kosztów zagospodarowania ubocznych produktów spalania. Przetwarzamy je w pełnowartościowe produkty i w ten sposób unikamy jednocześnie powstawania składowisk. Wychodząc naprzeciw obecnym wyzwaniom i perspektywom rynku, w PGE Ekoservis dbamy o maksymalizację odzysku surowców z różnych strumieni, zarówno występujących w energetyce konwencjonalnej, jak i powstających z wyeksploatowanych instalacji bazujących na źródłach odnawialnych, takich jak łopaty turbin wiatrowych czy panele fotowoltaiczne. Dzięki temu nie tylko zmniejszamy ilość odpadów, które trafiają na składowiska, lecz także generujemy dodatkowe przychody z przetworzonych materiałów.

Prorytetem jest dla nas zapewnienie bezpieczeństwa pracy jednostek wytwórczych w energetyce poprzez ciągły, systematyczny i niezakłócony odbiór ubocznych produktów. To warunkuje stabilność produkcji w elektrowniach

i elektrociepłowniach. Przez lata działalności w branży wypracowaliśmy schematy, które pozwalają na efektywne zagospodarowanie UPS-ów, zwłaszcza w okresie zimowym, kiedy mamy do czynienia z ich dużą podażą.

W naszej gestii leży również realizacja projektów, które dotyczą transformacji regionów przemysłowych. To np. rekultywację przestrzeni przemysłowych z wykorzystaniem surowców antropogenicznych, czy wydobycie zdeponowanych wcześniej odpadów. Rozszerzamy kierunki wykorzystania produktów ubocznych, zagospodarowania gipsu z Instalacji Odsiarczania Spalin (IOS). Perspektywiczne jest dla spółki np. odzyskiwanie metali rzadkich. Chodzi tu głównie o zamykanie obiegu w obszarze energii odnawialnej – recykling paneli i turbin wiatrowych, jak również o zagospodarowywanie popiołów i żużli z Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii (ITPOE). Nowe możliwości pojawiają się dzięki technologiom odzysku i waloryzacji materiałów zdeponowanych na składowiskach. Obecna dynamika wymusza ciągłą weryfikację kierunków rozwoju i dotychczasowej strategii. PGE Ekoserwis cały czas dostosowuje się do zmieniających się realiów rynkowych, aby nieustannie pełnić ważną funkcję w trwającym procesie transformacji.

Studium oceny oddziaływania na środowisko elektrowni opalanej biomasą

Wiktoria SOBCZYK*, Eugeniusz Jacek SOBCZYK**

* AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: jsobczyk@min-pan.krakow.pl

Elektrownia Enea Połaniec jest jedną z najnowocześniejszych elektrowni w Polsce. Składa się z siedmiu bloków energetycznych opalanych mieszanką węgla i biomasy (o mocy od 225 do 240 MW) oraz z „Zielonego Bloku” (225 MW) opalanego w 100% biomasą. Obiekt spełnia wszystkie obowiązujące standardy środowiskowe i jest dostosowany do wymogów Industrial Emissions Directive (IED).

Celem badania była ocena intensywności oddziaływania obiektu Elektrowni Połaniec na środowisko. Przedstawiono wpływ pracy elektrowni na atmosferę, litosferę, biosferę, hydrosferę i antroposferę, oceniono również estetykę otoczenia. Do oceny wpływu wykorzystano wielokryterialną metodę Analytic Hierarchy Process (AHP) i macierz Leopolda. Ocenę wpływu przeprowadzili kompetentni eksperci. Według ich opinii najbardziej podatnym elementem środowiska na pracę obiektu jest hydrosfera ze względu na zapotrzebowanie na wodę przez systemy chłodzenia. Równie ważnym elementem jest atmosfera ulegająca zanieczyszczeniu gazami (w tym CO₂) i pyłami podczas pracy obiektu. Zgodnie z macierzą Leopolda stwierdzono następujący wpływ różnych akcji/operacji w obrębie pracy elektrowni na różne elementy środowiska: zajęcie powierzchni, wylesianie, infrastruktura elektrowni, zużycie wody w procesach produkcji, hałas i wibracje. Całkowita wartość macierzy wskazuje średnią intensywność oddziaływania obiektu na środowisko.

Elektrownia Połaniec uznawana jest za lidera wykorzystania biomasy w procesie produkcji energii elektrycznej. W najbliższych latach zakłada się pełne wykorzystanie potencjału wytwarzania. Biomasa i biopaliwa wytwarzane z biomasy są alternatywnymi źródłami energii dla paliw kopalnych – węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego. Zarówno spalanie paliw kopalnych, jak i biomasy uwalnia gaz cieplarniany dwutlenek węgla. Jednak rośliny wychwytyują niemal taką samą ilość CO₂ i dzięki fotosyntezie tworzą biomasę. Czyni to biomasę neutralnym źródłem energii pod względem emisji dwutlenku węgla.

Słowa kluczowe: energetyka, elektrownia Połaniec, AHP, macierz Leopolda, środowisko, emisje

Polska w kontekście perspektyw światowego zapotrzebowania na węgiel

Katarzyna STALA-SZLUGAJ*

* Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl

W pracy zaprezentowano najnowsze prognozy dotyczące światowego popytu i podaży węgla w horyzoncie krótko- i długoterminowym. Według analityków IEA w 2023 r. miało wystąpić maksimum światowej produkcji i zużycia węgla (wynoszące odpowiednio: 8,7 oraz 8,5 mld ton), a kolejne trzy lata przynieść jej sukcesywny spadek. W perspektywie 2026 r. światowa produkcja węgla wyniesie 8,5 mld ton, malejąc o 4% względem 2023. Zapotrzebowania na węgiel spadnie o 2% do 8,3 mld ton. W perspektywie 2050 r. według State Policies Scenario produkcja węgla zmaleje w porównaniu z 2022 r. o 43% do poziomu 3,5 mld tce. Natomiast według Announced Pledges Scenario spadek ten wyniesie 75%, a produkcja ma zmaleć do 1,5 mld tce. Produkcja i zapotrzebowanie na węgiel będzie maleć ze względu na dekarbonizację wielu światowych gospodarek. W artykule zaprezentowano także prognozy światowej produkcji i zapotrzebowania na węgiel w podziale regionalnym.

W Polsce węgiel jest istotnym nośnikiem energii, którego bazą jest rodzima produkcja, która uzupełniana jest jego importem. Polska jest jednym z istotnych producentów i użytkowników węgla w Europie i UE27. W latach 2016–2022 produkcja węgla w Polsce zmalała z 36 do 28 milionów tce, co stanowiło 14–15% produkcji węgla w Europie i 20–22% produkcji EU27. W stosunku do produkcji światowej, udział Polski jest relatywnie niewielki, wynosząc 0,5–0,7%. Pod względem zużycia węgla udział Polski jest relatywnie stabilny (32–38 milionów tce w latach 2016–2022). Stanowił on 8–10% zużycia w Europie, 11–16% zużycie w EU27 i 0,6–0,7% światowego zużycia węgla. Najnowszy polski dokument prognostyczny: draft aktualizacji *National Plan Energy and Climate Plan to 2030*, zakłada w horyzoncie 2030 r. względem 2020 r.: 32% spadek produkcji węgla do 30 milionów tce, oraz 23% spadek jego zużycia do poziomu 19 milionów tce. Podobnie jak w trendach ogólnoświatowych, w Polsce również realizowana jest polityka dekarbonizacji wielu gałęzi gospodarki.

Słowa kluczowe: Polska, świat, węgiel, prognozy, podaż, popyt

Polish Energy Policy in the context of the global coal demand prospects

The article presents the latest forecasts for global coal demand and supply in the short and long term. According to IEA analysts, there was to be a peak in global coal production and consumption in 2023 (amounting to 8.7 and 8.5bn tonnes respectively), with a successive decline in the following three years. At the 2026 horizon, global coal production will be 8.5bn tonnes, declining by 4% from 2023. Coal demand will fall by 2% to 8.3bn tonnes. In the 2050 outlook, according to the State Policies Scenario, coal production compared to 2022 will decrease by 43% to 3.5bn tce. According to the Announced Pledges Scenario, the decline will be 75%, with production expected to fall to 1.5bn tce. Coal production and demand will decline due to the decarbonisation of many global economies.

In Poland, coal is an important energy carrier based on indigenous production, which is supplemented by imports. Poland is one of the important producers and users of coal in Europe and the EU27. Between 2016 and 2022, Poland's coal production decreased from 36 to 28 Mtce, accounting for 14–15% of coal production in Europe, and 20–22% of EU27 production. Relative to global production, Poland's share is relatively small at 0.5–0.7%. In terms of coal consumption, Poland's share is relatively stable (32–38 Mtce in 2016–2022). It accounted for 8–10% of European consumption, 11–16% of EU27 consumption and 0.6–0.7% of global coal consumption. The latest Polish forecasting document: draft update of the NECP to 2030, assumes in the 2030 horizon relative to 2020: 32% decrease in coal production to 30 million tce, and 23% decrease in coal consumption to 19 million tce. Similarly to global trends, Poland is also pursuing a policy of decarbonisation of many branches of the economy.

Keywords: Poland, world, coal, forecasts, demand

Artykuł został opublikowany w: Stala-Szlugaj K., Polish Energy Policy in the context of the global coal demand prospects. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 2024;27(2): 211–226, DOI: <https://doi.org/10.33223/epj/189690>

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

Projekt rozporządzenia w sprawie wymagań jakościowych dla paliw stałych w świetle rzeczywistych osiągnięć górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2015–2023

Katarzyna STALA-SZLUGAJ*

** Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl*

W kwietniu 2024 r. ukazał się Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań jakościowych dla paliw stałych (Projekt 2024). Według Ministerstwa Klimatu i Środowiska projekt tego rozporządzenia jest efektem prac nad potrzebą poprawy jakości powietrza (w tym: ograniczenia emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji) i stanowi realizację rekomendacji z przeprowadzonego przeglądu wymagań jakościowych dla paliw stałych. Główny cel projektu rozporządzenia stanowi zmiana nazewnictwa niektórych sortymentów paliw oraz zmiana wymagań parametrów jakościowych mających kluczowe znaczenie w ograniczeniu emisji zanieczyszczeń powietrza ze spalania paliw stałych do celów grzewczych w sektorze bytowo-komunalnym (wartości opałowej (Q_i^r [MJ/kg]), zawartości siarki całkowitej (S_i^r [%]), zawartości popiołu (A^r [%]), zawartości wilgoci całkowitej (W_i^r [%])). Projektowane rozporządzenie ma dotyczyć wprowadzania do obrotu paliw, które są przeznaczone do użycia w gospodarstwach domowych. Swym zasięgiem ma objąć instalacje spalania o nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 1 MW, natomiast nie dotyczy węgla spalanego w elektrowniach, elektrociepłowniach oraz w przemyśle.

W związku z tym, że rozważany projekt rozporządzenia odnosi się do sprzedaży węgla przeznaczonego dla gospodarstw domowych, w referacie skupiono się na tej grupie odbiorców. Przeprowadzono analizę zużycia oraz sprzedaży krajowej produkcji węgla kamiennego dla gospodarstw domowych w latach 2015–2023, zwracając uwagę na strukturę sortymentową węgla. W celu skonfrontowania założeń projektu rozporządzenia dotyczącego parametrów jakościowych, analizie poddano: (a) rzeczywiste osiągnięcia górnictwa węgla kamiennego w Polsce (w układzie rocznym dla lat 2015–2023, miesięcznym w okresie od stycznia do czerwca 2024 r.), (b) ofertę handlową spółek węгло-

wych (w układzie rocznym dla lat 2015–2023, miesięcznym w okresie od stycznia do września 2024 roku).

Słowa kluczowe: węgiel kamienny, jakość, paliwa stałe, rozporządzenie

Literatura

Projekt 2024. Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań jakościowych dla paliw stałych. [Online] <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12384557/katalog/13055730#13055730> [Dostęp: 10-09-2024].

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

Potencjał zasobowy energii odnawialnej w Polsce – stan aktualny

Katarzyna STALA-SZLUGAJ*, Zbigniew GRUDZIŃSKI*,
Urszula OZGA-BLASCHKE*

* *Institut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków*
e-mail: kszlugaj@min-pan.krakow.pl; zg@min-pan.krakow.pl; ulobla@min-pan.krakow.pl

Jak pokazują statystyki Agencji Rynku Energii SA (ARE 2024), w 2023 roku w Polsce wyprodukowano 166,4 TWh energii elektrycznej i w porównaniu z 2022 r. produkcja zmalała o 7%, do czego głównie przyczyniły się duże wzrosty cen energii oraz spadek zapotrzebowania. Import energii w 2023 r. był zbliżony do roku wcześniejszego i wyniósł 15,1 TWh i był większy od eksportu o 33% (tj. o 3,7 TWh). W przypadku segmentu odnawialnych źródeł energii produkcja wyniosła 45,1 TWh (wzrastając rok do roku o 20%). Udział OZE w krajowej generacji energii elektrycznej wyniósł aż 27% i w porównaniu z rokiem wcześniejszym wzrósł o 6 punktów procentowych. Ponad połowę produkcji, tj. w elektrowniach OZE 23,2 TWh, wytworzyły elektrownie opalane biomasą. Z wyjątkiem stycznia i lutego, w pozostałych miesiącach 2023 roku generacja na źródłach odnawialnych notowała wzrost produkcji. Do spadku produkcji we wspomnianych dwóch pierwszych miesiącach 2023 r. przyczyniła się mniejsza wietrzność, co przełożyło się na mniejsze wykorzystanie mocy w farmach wiatrowych. Energetyka prosumencka wprowadziła do sieci 7,8 TWh, z czego aż 99,99% pochodziło z instalacji fotowoltaicznych. W sumie w 2023 r. w krajowym systemie elektroenergetycznych było 1 383 476 prosumentów, a liczba instalacji fotowoltaicznych wyniosła 1 383 123. Należy także nadmienić, że w 2023 r. panowały wysokie temperatury, a średnia temperatura powietrza wyniosła 10°C i była aż o 1,3°C wyższa od średniej rocznej wieloletniej liczonej dla klimatologicznego okresu normalnego z lat 1991–2020. W 2023 r. w kraju odnotowano 4% (r/r) spadek zużycia energii elektrycznej, które w sumie wyniosło 169,7 TWh. Do spadku zużycia przyczyniło się kilka czynników. Poza skutecznymi działaniami na rzecz efektywności energetycznej, także wysokie ceny energii elektrycznej (skutkujące zwiększeniem oszczędzania energii elektrycznej przez odbiorców końcowych) oraz rozwój energetyki prosumenckiej. Na koniec 2023 r. w OZE w Polsce zainstalowanych było 28,712 GW i w stosunku do roku wcześniejszego wzrost wyniósł aż 29% (tj. o 6,434 GW). Do tego znaczącego wzrostu głównie przyczynił się przyrost mocy fotowoltaiki (tj. o 5,200,4 GW), co w efek-

cie na koniec 2023 r. dało 16,994 GW. Od stycznia do grudnia 2023 r. przybyło 193 291 instalacji PV. Tym samym, pod względem zainstalowanej mocy, fotowoltaika jest największą technologią OZE. Przyrost mocy dotyczył również elektrowni wiatrowych, w której na koniec 2023 r. zainstalowanych było 9,467 GW (wzrost o 1,207 GW r/r). W okresie od stycznia do grudnia 2023 r. przybyło 60 instalacji wiatrowych.

W referacie zaprezentowano także: (a) produkcję energii elektrycznej w Polsce wg źródeł, b) krajowy potencjał zasobowy instalacji OZE wg stanu na koniec 2023 r.; (c) moc zainstalowaną w elektrowniach OZE, (d) ceny paliwa do produkcji energii elektrycznej w porównaniu z węglem i gazem ziemnym.

Słowa kluczowe: energia odnawialna, wytwarzanie, zasoby

Literatura

ARE 2024. Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektro-energetycznego. Biuletyn kwartalny. IV kwartały 2023. Wyd. Agencja Rynku Energii SA.

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

Niezbędne regulacje magazynowania wodoru w kawernach solnych

Jan A. STEFANOWICZ*

* *Kancelaria Juris*

Autor przedstawia istniejące aktualnie bariery prawne w zakresie budowy i eksploatacji wielkoskalowych magazynów energii w kawernach solnych. Autor przedstawia, iż taka inwestycja składa się z ośmiu etapów, wyodrębnianych według przepisanych praw i obowiązków. Są to:

- Wytypowanie lokalizacji na podstawie pozyskanych informacji geologicznych, reprocessingu i wstępnego rozpoznania uwarunkowań (mapa ryzyk), prawnych (mpzp lub plan ogólny) i środowiskowych;
- Uzyskanie zgody i warunków dla sporządzenia projektu robót geologicznych i wniosku dla rozpoznania złoża soli i w otoczeniu górotworu oraz sporządzenia dokumentacji geologicznej;
- Sporządzenie pzz dla ruchu zakładu górniczego wydobycia soli (ługowania) – dokumentacja hydrogeologiczna;
- Wniosek i raport dla ocen uwarunkowań środowiskowych;
- Wniosek koncesyjny, uzyskanie koncesji eksploatacyjnej – wydobycie soli;
- Przygotowanie dokumentacji technicznej/budowlanej dla kawerny;
- Przygotowanie planu ruchu zakładu górniczego, uzyskanie decyzji na okres budowy kawerny tak jak dla budowli w górotworze – budowa kawerny;
- Wniosek o dopuszczenie do eksploatacji magazynu wodoru z pzz i planem ruchu na czas eksploatacji.

Autor ocenia, iż biorąc pod uwagę, że teoretycznie z obowiązujących procedur wynikałoby, że niezbędne jest uzyskanie przynajmniej czterech „koncesji” na podstawie trzech ustaw, to istnieje możliwość również zagregowania rozstrzygnięć i ograniczenia się do dwóch koncesji. Jednej związanej z rozpoznaniem/dokumentowaniem złoża soli oraz następnie, po przedłożeniu i zatwierdzeniu odpowiednika pzz i planu ruchu następuje przystąpienie do ługowania soli. To byłaby pierwsza koncesja. Druga koncesja na budowę kawerny/zbiornika na magazynowanie wodoru oraz po przedłożeniu projektu odpowiednika pzz i planu ruchu magazynu na okres jego eksploatacji.

Autor zauważa, iż budowa kawern jako magazynów na wodór w górotworze dotyka wielu zagadnień z różnych dziedzin, co wymaga interdyscyplinarnego podejścia do zapewnienia spójności i zupełności regulacji. Zdaniem Autora,

biorąc pod uwagę wielość i skalę ryzyk, regulacje muszą być wyjątkowo komplementarne, co wymaga szczególnego zakresu i trybu prac legislacyjnych, a wcześniej uspołnieniu przesłanek i sposobu powstawania dokumentów i podejmowania co do nich decyzji.

Autor wskazuje, iż już w październiku 2002 r. zostały zlecone przez Komisję Europejską prace w ramach Grupy Wysokiego Szczebla dla Wodoru i Ogniw Paliwowych (the High Level Group on Hydrogen and Fuel Cells (HLG)). Zadaaniem było przedyskutowanie strategiczne i uzyskanie europejskiego konsensusu dla wykorzystania wodoru jako nośnika energii – program HyNet. (za Kaliski, Sikora 2013).

Autor wskazuje również, iż infrastruktura magazynu i gazociągi są budowane ze specjalnej stali (wodór wypiera węgiel) o średnicy 25–30 cm co pozwala na tłoczenie wodoru pod ciśnieniem 10–20 bar (...), lecz pięćdziesięcioletni gazociąg o długości 210 km łączy 18 dostawców i odbiorców bez jakiegokolwiek awarii. Najdłuższa 400 km sieć łączy zakłady we Francji i Belgii (za Kaliski, Sikora 2013).

Plusy według M. Kaliskiego i A. Sikory, to:

- zmagazynowanie nadwyżek energii i jej późniejszy odzysk w sposób ekologiczny – bez dodatkowej emisji;
- bezpieczeństwo ekologiczne podziemnych magazynów energii, podobne jak istniejących podziemnych magazynów gazu, ropy i paliw;
- efektywność magazynowania podziemnego znacznie wyższa i proekologiczna w porównaniu z układami elektrowni wodnych szczytowo-pompowych;
- lepsze technicznie i ekonomicznie wykorzystanie okresowych nadwyżek mocy elektrowni i elektrociepłowni i związany z tym realny spadek emisji CO₂;
- prostsze włączanie w system energetyczny dużych farm wiatrowych i solarnych, ograniczenie potencjalnych problemów z dużym udziałem OZE (Odnawialne Źródła Energii) w bilansie energetycznym kraju;
- ograniczenie spalania konwencjonalnych paliw kopalnych – wodór jest najczystszym nośnikiem energii;
- umożliwienie rozwoju ogniw paliwowych (wodór) w motoryzacji, spadek emisji spalin;
- możliwość utylizacji CO₂ poprzez wykorzystanie wodoru i CO₂ do produkcji metanu.

W literaturze przedmiotu wyrażonych jest wiele opinii dotyczących zarówno zagrożeń, jak i pozytywów tej formy magazynowania wodoru. Jak wstępnie się szacuje (Kunstman i in. 2002) „koszt inwestycyjny wykonania kavern magazynowych wodoru, czy sprężonego powietrza powinien być częścią kosztów budowy całego magazynu energii. Koszty całłościowe magazynów gazu na świecie, w zależności od warunków geologicznych, cen lokalnych oraz wielkości i ilości

kawern wynoszą w przeliczeniu od 1 mld zł do 3 mld zł. Przyjmowało się do szacunkowych obliczeń ok. 2 zł kosztów inwestycyjnych na 1 Nm³ gazu w nominalnej pojemności kawerny gazowej. Dla magazynów energii w postaci wodoru koszt ten będzie wyraźnie większy z uwagi na dodatkowy koszt specjalnych materiałów i mniejsze rozmiary poszczególnych kawern, nie biorąc nawet pod uwagę dodatkowych kosztów elektrolizerów i generatorów”. Według M. Kaliskiego i A. Sikory, Kawerny solne, podobne do magazynujących gaz ziemny, po odpowiednim zaprojektowaniu, mogą zostać wybudowane dla wodoru, w tej formie magazynując nadwyżki energii. (...) w układzie pionowym jak również kawern soczewkowych, potencjalnie korzystniejszych w złożach o niewielkiej miąższości.

Obecnie stosowane technologie pozwalają na budowę instalacji produkujących od 5 tysięcy m³ do 150 tysięcy m³ wodoru na godzinę (od 40 000 m³ do 1,2 mld m³ rocznie – np. obecnie wybudowana przez Air Liquide wytwórnia wodoru, także częściowo dla rafinerii w Rotterdamie, ma zdolność produkcji 130 tys. m³/h, a koszt inwestycji to ok. 160 milionów Euro) (za Kaliski, Sikora 2013).

Magazynowanie wodoru w głębokich poziomach wodonośnych polega prawie na tym samym, co w szcerpanych złożach ropy czy gazu, z tą jednak różnicą, że porowata matryca skalna jest wypełniona solanką, a nie węglowodorami. Zaletą tego typu magazynu jest względnie nienaruszona struktura geologiczna. Istniejącymi ograniczeniami są wyższe koszty rozpoznania geologicznego, większe nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji oraz zwiększone ryzyko wycieku gazu (Bai i in. 2014; Gaska i in. 2012; Srensen 2007).

Badania wykazały wpływ H₂/CO₂ na rozpuszczanie i wytrącanie się minerałów oraz jakość zbiornika (porowatość, preferencyjne ścieżki przepływu gazu) (Henkel i in. 2014). Podkreśla się, że wykorzystanie wielkoskalowego magazynowania energii może wywoływać skutki uboczne w górotworze: wzrost ciśnienia, migrację płynów złożowych, zmiany geochemiczne oraz biologiczne, naprężenia geomechaniczne czy też wyciek zatłoczonych płynów lub gazów do wyżej zalegających warstw wodonośnych (Bai i in. 2014; Bauer i in. 2013).

Panfilov (2016) omówił istotne aspekty podziemnego magazynowania wodoru na dużą skalę – jego opcje oraz potencjał składowania w Europie, potrzebną infrastrukturę, a także czynniki ekonomiczne. Pottier i Blondin (1995) przedstawili wybrane techniczne zagadnienia magazynowania wodoru w kawernach solnych oraz w warstwach wodonośnych.

Mamy zaledwie kilka przykładów wielkoskalowego geologicznego magazynowania wodoru. Dlatego też, jak wskazują autorzy, (Hagemann i in. 2015; Panfilov 2016) w celu określenia wpływu (skomplikowanych i połączonych) efektów magazynowania wodoru na inne rodzaje użytkowania górotworu jest wymagany odpowiedni system monitoringu oraz rozpoznanie i zrozumienie licznych procesów geologicznych, a co za tym idzie i dopasowania regulacji.

Rola węgla i gazu w transformacji energetycznej Niemiec

Radosław SZCZERBOWSKI*

** Politechnika Poznańska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki
e-mail: radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl*

Według danych z 2023 r. Niemcy były trzecią potęgą gospodarczą na świecie za USA i Chinami, z PKB o wartości 4,46 bln USD. Niemcy posiadają znaczny sektor przemysłowy, w tym również energochłonny, i w związku z tym są szczególnie narażone na efekty wahań cen nośników energii wywołane wojną w Ukrainie.

Ponad połowa energii elektrycznej wytworzonej w Niemczech w 2023 r. pochodziła z odnawialnych źródeł energii. Energia wiatrowa, z której w ubiegłym roku zostało wytworzone 31% energii elektrycznej zastąpiła węgiel jako najważniejsze źródło energii. Węgiel pozostał drugim najważniejszym źródłem wytwarzania energii elektrycznej, ale jego udział w energetyce spadł z prawie 33% w 2022 r. do ponad 25% w 2023 r. Z tego 16,8% to węgiel brunatny, a 8,6% węgiel kamienny, który w całości jest importowany.

W pierwszej połowie 2024 r. udział energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii osiągnął rekordowe 61,5% całkowitej produkcji energii elektrycznej. Jednak węgiel nadal pozostaje drugim najważniejszym źródłem energii z udziałem na poziomie ponad 20% całości. Paliwo gazowe odpowiada za ponad 14% udziału w miksie elektroenergetycznym.

Niemcy mają ambitny plan wycofania się z energetyki węglowej do 2038 r., chociaż coraz częściej mówi się o tym, aby proces ten znacznie przyspieszyć i zamknąć ostatnią elektrownię węglową już w 2030 roku. Jednak ze względu na kryzys energetyczny będący następstwem wojny na Ukrainie proces ten może ulec znacznym zmianom.

W 2024 r. Niemcy ogłosiły również duży program budowy elektrowni gazowych, dzięki któremu ma powstać 10 GW nowych mocy. Docelowo mają one w przyszłości pracować z wykorzystaniem zielonego wodoru. Bloki gazowe mają bilansować niemiecki system elektroenergetyczny, w którym szybko rosną moce zainstalowane w OZE, a z którego wyeliminowano już pracujące w podstawie elektrownie jądrowe.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, węgiel, gaz, Niemcy, Energiewende

Ocena możliwości produkcji kruszyw mineralnych z odpadów wydobywczych w wybranych kopalniach węgla kamiennego

Jarosław SZLUGAJ*

** Pracownia Polityki Surowcowej, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN,
Kraków*

e-mail: szlugaj@min-pan.krakow.pl

Odpady z górnictwa i przeróbki węgla kamiennego (inaczej: odpady powęglowe, łupki przywęglowe) powstają w wyniku prowadzonej w kopalniach węgla kamiennego eksploatacji i przeróbki mechanicznej – wraz z węglem kamiennym – osadowych skał płonnych wieku karbońskiego. Dodatkowe ilości skał płonnych (odpadów górniczych, określanych też jako tzw. kamień) są urabiane i wydobywane na powierzchnię w wyniku robót przygotowawczych i udostępniających, prowadzonych najczęściej jako tzw. wyrobiska kamienne. Materiały te traktowane zwyczajowo jako odpady górnictwa węglowego i użytkowane gospodarczo w niewielkich ilościach, w ostatnich latach – wskutek splotu czynników ekonomicznych, technicznych, rynkowych, środowiskowych i prawnych – zyskały dość poważne znaczenie gospodarcze jako źródło kilku grup surowców mineralnych. Jednym z tych kierunków zastosowań jest produkcja kruszyw mineralnych.

W pracy przedstawiono wyniki badań nad właściwościami skał przywęglowych z dwóch kopalń węgla kamiennego w Polsce – KWK Wesoła i KWK Ziemowit. Eksploatują one metodą podziemną dwa różne złoża węgla kamiennego, różniące się zarówno pokładami węgla, budową geologiczną, oraz głębokością prowadzonej eksploatacji.

W wyniku procesu przeróbki mechanicznej odpadów otrzymano mieszanek mineralną o uziarnieniu 4–31,5 mm oraz materiał drobnoziarnisty niskoenergetyczny 0–4 mm. Wykonane z nich kruszywa mineralne o frakcji 4–31,5 mm poddano badaniom fizyko-mechanicznym, tzn. określono nasiąkliwość, mrozoodporność, wytrzymałość na ścieranie i wytrzymałość na rozdrabnianie.

Mieszanka mineralna otrzymana z materiału z kopalni Wesoła wykazała lepsze parametry jakościowe niż ta z materiału z kopalni Ziemowit: odporność na rozdrabnianie w bębnie Los Angeles 34% (Ziemowit – 42%), mrozoodporność 17,2% ubytku masy (Ziemowit – 80,0%). Natomiast w przypadku zawartości węgla w kruszywie z KWK Wesoła osiągnęło wartość 6,0%, a kruszywo z KWK

Ziemowit znacznie mniej – 1,5%. Na podstawie tych cech określono przydatność badanych kruszyw do potencjalnych zastosowań w budownictwie drogowym i hydrotechnicznym.

Produkt drobnoziarnisty 0 4 mm niskoenergetyczny otrzymany na bazie odpadu z KWK Wesola wykazujący wartość opałową 9,4 MJ/kg przy niskiej zawartości siarki może okazać się przydatny do przygotowywania mieszanek paliwowych z miałem węglowym. Analogiczny produkt na bazie odpadu z KWK Ziemowit jest pod tym względem mniej atrakcyjny.

Słowa kluczowe: odpady powęglowe, odzysk odpadów, kruszywa mineralne, produkcja kruszyw, jakość kruszyw

Nowoczesne urządzenia produkcji Progress Eco w procesach recyklingu odpadów

Jerzy WAJS*, Klaudia BAŃCZYK*, Bogdan SKRUCH*, Piotr PASIOWIEC*,
Barbara TORA**

* *Progress Eco Spółka Akcyjna*

** *AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie*
e-mail: ppasiowiec@progresseco.pl; tora@agh.edu.pl

Od ponad 30 lat Progress Eco SA dostarcza do swoich klientów rozwiązania, które doskonala procesy technologiczne zakładów przemysłowych z wielu branż, takich jak: górnictwo surowców mineralnych, górnictwo węgla kamiennego, przemysł chemiczny, przemysł hutniczy, przemysł spożywczy.

W artykule przedstawiono rozwiązania Progress Eco, które znajdują zastosowanie w recyklingu odpadów. Procesy odzysku odpadów są najbardziej istotnym elementem realizacji idei zrównoważonego rozwoju, zdefiniowanego w 1987 r. przez Światową Komisję ds. Środowiska i Rozwoju „zrównoważony rozwój to taki rozwój, w którym potrzeby obecnego pokolenia mogą być zaspokojone bez umniejszania szans przyszłych pokoleń na ich zaspokojenie”.

Wdrażanie gospodarki w obiegu zamkniętym (*circular economy*) eliminuje ilość odpadów (ograniczenie lub wyeliminowanie) składowania odpadów, wykorzystanie surowców antropogenicznych (a w konsekwencji zmniejszenie zapotrzebowania na surowce pierwotne), a przede wszystkim oddziaływanie odpadów na środowisko.

Progress Eco SA jest producentem sit szczelinowych, drucianych, poliuretanowych, gumowych, perforowanych oraz urządzeń do klasyfikacji z ich wykorzystaniem. Ponadto produkuje zgrzewane rury szczelinowe, kosze do wirówek oraz urządzenia transportu bliskiego.

Sita są wykonywane z różnych materiałów: od stali konstrukcyjnych przez stale nierdzewne do stali kwasoodpornych. Nowoczesnym rozwiązaniem są sita poliuretanowe typu Pro-flex, które charakteryzują się wysokim prześwitem przy bardzo małej szczelinie rzędu 63 µm.

Projekty zrealizowane dla instalacji sortowania odpadów komunalnych i przemysłowych:

- zestaw sortująco-odwadniający, w skład którego wchodzi przesiewacz o wymiarach 2,1 x 6,0m, konstrukcja wsporcza oraz system zsuwni nadawczo-od-

biorczych. Instalacja, w skład której wchodzi łącznie 6 przesiewaczy, została zaprojektowana dla zakładu prowadzącego rekultywację osadników kopalnianych oraz odzysk drobnych frakcji węgla w nich zawartych.

- przesiewacz do klasyfikacji odpadów komunalnych o wymiarach $2,4 \times 7$ m wykonany w wariantcie z pokładem sit w formie ośmiu kaskad.

Innowacyjnie zaprojektowany system palców rozpraszających nad każdą z kaskad doskonale rozdziela i luzuje problematyczny materiał, jakim są odpady komunalne:

- podajnik wibracyjny PW – $1,8 \times 2,0$ m do zabudowy w nowej linii technologicznej przetwarzającej odpady budowlane
- ośmiopokładowe przesiewacze typu STACK-SIZER o wymiarach pokładu sit $1,0 \times 2,1$ m, przeznaczone do klasyfikacji ziaren drobnych i bardzo drobnych (poniżej 1mm) mułu węglowego w technologii na mokro. Przesiewacze wyposażone są w sita napinane zbrojone kevlarem. Sita te charakteryzują się wysokim współczynnikiem prześwitu.
- przesiewacz jednopokładowy typu Stack-Sizer wraz z konstrukcją umożliwiającą błyskawiczną zabudowę oraz uruchomienie w układzie technologicznym. Urządzenie przeznaczone do klasyfikacji – separacji mieszanki cementowej od zanieczyszczeń pochodzących z urabianego gruntu (głównie frakcji piaskowej), powstającej przy procesach formowania kolumn grunto-cementowych w technologii jet-grouting. Frakcja $<150 \mu\text{m}$ jest zawracana z powrotem do formowania kolumny (pala). Za pomocą tej technologii otrzymuje się w gruncie kolumny grunto-cementowe w formie zbliżonej do walca o średnicy od 600 do 2500 mm (długość nawet do 24 m).
- kompletna linia do recyklingu stłuczki szklanej. Zaprojektowana i zrealizowana przez Progress ECO linia technologiczna umożliwia przetwarzanie odpadów szklanych do uzyskania gotowego produktu handlowego, przy maksymalnie zredukowanym poziomie uzyskiwania odpadu niepodlegającego recyklingowi.
- zestaw klasyfikującego Progress ECO, w skład którego wchodzi konstrukcja wsporcza z zestawem zsuwni zasilająco-odbiorczych, a także przesiewacz dostosowany do testowania wszelkiej gamy materiałów w technologii na sucho i na mokro. Zabudowa umożliwia regulację kąta pracy aż od -5° do $+17^\circ$. Jest to instalacja do testowania rozwiązań dla różnych materiałów.
- instalacja do wzbogacania odpadów węglowych z Hałdy Hermanickiej w Ostrawie.

Hermanicka Hałda w Ostrawie jest składowiskiem odpadów węglowych, gdzie znajduje się 21 mln ton odpadów po wzbogacaniu węgla w kopalniach rejonu Ostrawy. Celem budowy zakładu był odzysk substancji węglowej oraz wy-

eliminowanie negatywnego oddziaływania odpadów pogórnich na otoczenie (pożary). W procesie przeróbki powstają energetyczne mieszanki węglowe oraz kruszywa budowlane. Efektem końcowym będzie całkowita rekultywacja terenu hałdy. Głównymi podzespołami linii technologicznej są maszyny i urządzenia do separacji i odwadniania, między innymi: przesiewacze wibracyjne, hydrocyklony, wirówka, prasy filtracyjne, przenośniki taśmowe, hydrosizer.

Wynikiem współpracy PROGRESS ECO i inwestora Ostravská těžební oraz RPS Ostrava było dostarczenie 11 przesiewaczy wibracyjnych, które w pełni realizują stawiane im wymagania w zakresie klasyfikacji oraz odwadniania. W przesiewaczach zastosowano pokłady sitowe z sit szczelinowych zgrzewanych zabudowanych w ramach poliuretanowych w systemie mocującym PRO-CLIN.

Szanse i ograniczenia sektora gazu ziemnego w kontekście celów polityki klimatyczno-energetycznej

Tomasz WŁODEK*, Adam SZURLEJ*

** AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa,
Nafty i Gazu*

e-mail: twlodek@agh.edu.pl; szua@agh.edu.pl

Realizacja głównego celu polityki energetycznej Polski, jakim jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego po 2000 r., poprzez strategiczne inwestycje w infrastrukturę przesyłową, m.in. budowę terminala LNG oraz połączeń międzysystemowych, w tym Baltic Pipe, zapewniło bezpieczeństwo zaopatrzenia w paliwa gazowe po kryzysie związanym z pełnowymiarową agresją Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w lutym 2022 roku. O istotnych zmianach, które miały miejsce w obszarze zaopatrzenia Polski w gaz ziemny najlepiej mogą świadczyć następujące fakty – zużycie paliw gazowych w 2023 r. kształtowało się na poziomie zbliżonym do 200 TWh; zostało pokryte głównie poprzez dostawy gazu skroplonego przez terminal LNG w Świnoujściu oraz dostawy gazu przez Baltic Pipe. Warto dodać, że udział wydobycia krajowego kształtował się na poziomie około 20% całkowitego zużycia gazu.

Przed krajowym sektorem gazu ziemnego rysuje się obecnie szereg nowych wyzwań związanych z realizacją celów polityki klimatyczno-energetycznej, co wiąże się m.in. z dekarbonizacją rynku paliw gazowych. Jest to niezbędne w związku z planowanymi zmianami wynikającymi z transformacji energetycznej. Jednym z czołowych wyzwań jest przystosowanie infrastruktury gazowej do wprowadzenia gazów odnawialnych, a więc biometanu i wodoru. Jednym z kluczowych elementów w obowiązującej polityce energetycznej Polski jest zapewnienie, że w perspektywie do 2030 r. osiągnięta zostanie zdolność transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów zdekarbonizowanych. W ciągu ostatnich lat podejmowane są liczne inicjatywy, zarówno przez poszczególne ministerstwa, jak i przedsiębiorstwa energetyczne, które mają za zadanie rozwój rynku tzw. zielonego wodoru. Przykładowo Ministerstwo Klimatu i Środowiska we wrześniu 2024 r. prowadziło konsultacje publiczne projektu dokumentu „Strategia Inwestycyjna – inwestycje w technologie wodorowe”. Z kolei z biometanem wiąże się sporo nadziei na „zazielenienie gazu” zwłaszcza mając na uwadze, że Polska dys-

ponuje piątym co do wielkości potencjałem surowcowym do produkcji biogazu wśród państw członkowskich UE.

W okresie transformacji energetycznej spodziewane jest zwiększenie integracji sektora elektroenergetycznego i gazowego. Sektor gazowy może być niezwykle pomocny w zapewnieniu stabilnej pracy sektora elektroenergetycznego poprzez m.in. dysponowanie gazowymi jednostkami wytwórczymi charakteryzującymi się wysoką elastycznością pracy oraz w dalszej perspektywie czasowej kaverny solne mogą być pomocne w kontekście wielkoskalowego magazynowania energii wraz z rozwojem gospodarki wodorowej.

Słowa kluczowe: gaz ziemny, gazowe paliwa odnawialne, bezpieczeństwo energetyczne, transformacja energetyczna

Opportunities and constraints of the natural gas sector in the context of climate and energy policy objectives

Implementation of the main objective of Poland's energy policy, which is the diversification of natural gas supplies after 2000, through strategic investments in transmission infrastructure, including construction of the LNG terminal and interconnections, including the Baltic Pipe, ensured the security of gas fuel supply after the crisis related to the full-scale aggression of the Russian Federation against Ukraine in February 2022. The following facts are the best evidence of the significant changes that have taken place in the area of natural gas supply to Poland – the consumption of gas fuels in 2023 was at a level close to 200 TWh, covered mainly by supplies of liquefied gas by the LNG terminal in Świnoujście and gas supplies by the Baltic Pipe. It is worth adding that the share of domestic production was at a level of around 20% of total gas consumption.

The domestic natural gas sector is currently facing a number of new challenges related to the implementation of climate and energy policy goals, which is associated with, among others, the decarbonization of the natural gas market. This is necessary in connection with the planned changes resulting from the energy transformation. One of the main challenges is to adapt the gas infrastructure to the introduction of renewable gases, i.e. biomethane and hydrogen. One of the key elements in Poland's current energy policy is to ensure that by 2030 the ability to transport a mixture containing approx. 10% decarbonized gases through gas networks will be achieved. In recent years, numerous initiatives have been undertaken, both by government and energy companies, which are tasked with developing the so-called 'green hydrogen' market. For example, in September 2024, the Ministry of Climate and Environment conducted public

consultations on the draft document „Investment Strategy – investments in hydrogen technologies”. In turn, biomethane is associated with a lot of hope for the „greening of gas”, especially considering that Poland has the fifth largest raw material potential for biogas production among EU Member States.

During the energy transformation, increased integration of the power and gas sectors is expected. The gas sector can be extremely helpful in ensuring the stable operation of the power sector through, among others, having gas-fired generating units characterized by high flexibility of operation and, in the longer term, salt caverns may be helpful in the context of large-scale energy storage together with the development of the hydrogen economy.

Keywords: natural gas, gaseous renewable fuels, energy security, energy transformation

WYDAWNICTWO IGSMiE PAN, KRAKÓW
Nakład 250 egz.; Ark. wyd. 7,5; Ark. druk. 10,5 (×8)
Druk i oprawa: TRADIVERS Magdalena Orska
ul. Wł. Reymonta 86, 32-065 Krzeszowice

*Następna XXXVIII Konferencja
19–22 października 2025, Zakopane*

***www.min-pan.krakow.pl/se/
tel.: 12 632-27-48
fax: 12 633-50-47
ISBN 978-83-67606-45-5***

