

grudzień 2024

# Przegląd Gazowniczy

nr 4 (84)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



# PALIWA GAZOWE DLA ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU

Symposium  
Izby Gospodarczej Gazownictwa



Szczegółowe informacje: [www.igg.pl](http://www.igg.pl)

ZAKOPANE 17-19 stycznia 2025 r.

- Rola paliw gazowych w polityce energetycznej i przemysłowej państwa.
- Optymalne wykorzystanie potencjału branży gazowniczej w synergii z elektroenergetyką.
- Realizacja zmieniających się oczekiwań odbiorców względem rynku gazu.

## „Ciepło i gaz w erze neutralności klimatycznej”

Konferencja IGG. Warszawa, 6 marca 2025 r.

- Strategiczne wyzwania stojące przed polskim ciepłownictwem,
  - Synergia sektorów gazowego i ciepłowniczego,
  - Gazy zdekarbonizowane w ciepłownictwie.



Szczegółowe informacje: [www.igg.pl](http://www.igg.pl)

Szanowni Państwo,  
gazownictwo w Polsce stoi obecnie przed kluczowym wyzwaniem dostosowania się do celów neutralności klimatycznej wyznaczonych przez Unię Europejską. 2050 rok, będący granicą osiągnięcia neutralności, wydaje się odległy, ale wymagane zmiany technologiczne, regulacyjne i organizacyjne już dziś kształtują codzienność naszej branży. Polska energetyka, w tym gazownictwo, musi zmierzyć się z wieloma wyzwaniami – od implementacji nowoczesnych technologii po harmonizację z dynamicznie zmieniającymi się ramami prawnymi.

Równocześnie przed nami otwierają się szanse, które mogą uczynić z gazownictwa jednego z liderów transformacji energetycznej. Dekarbonizacja polskiego przemysłu wymaga przemyślanego wykorzystania gazu ziemnego jako kluczowego paliwa przejściowego, wspierającego redukcję emisji CO<sub>2</sub> i zapewniającego stabilność energetyczną w trakcie coraz szerszego wprowadzania odnawialnych źródeł energii.

Gaz ziemny, będący obecnie najczystszy paliwem kopalnym, pełni zasadniczą rolę jako paliwo pomostowe w drodze do gospodarki opartej na odnawialnych źródłach energii. Jednak już dziś należy intensyfikować działania na rzecz włączenia do miksu energetycznego paliw alternatywnych, takich jak biometan, biogaz czy wodór. Rozwój technologii umożliwiających wykorzystanie tych paliw, ich dystrybucję i magazynowanie jest nie tylko wyzwaniem, ale i szansą na utrzymanie konkurencyjności polskiego sektora gazowego.

Szczególne uwagę należy poświęcić wodorowi – paliwu przyszłości, które może odegrać fundamentalną rolę w dekarbonizacji przemysłu ciężkiego, transportu i energetyki. Gazownictwo, dzięki rozbudowanej infrastrukturze, ma potencjał, aby stać się katalizatorem rozwoju gospodarki wodorowej. Kluczowe inwestycje w tym obszarze obejmują m.in. modernizację sieci przesyłowych w zakresie przystosowania do transportu wodoru, oraz budowę hubów wodorowych. Warto zaznaczyć, że Europa już stawia na rozwój transgranicznych korytarzy wodorowych, a polska branża gazownicza musi dołączyć do tego wyścigu, aby uniknąć marginalizacji na arenie międzynarodowej.

Nie sposób mówić o przyszłości gazownictwa bez wskazania roli technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS). Choć obecnie znajduje się ona we wczesnej fazie wdrażania w Polsce, jej znaczenie w dekarbonizacji przemysłu i energetyki jest niepodważalne. Systemy CCS mogą być zintegrowane z istniejącą infrastrukturą gazową, co umożliwi minimalizację emisji z instalacji wykorzystujących gaz ziemny. Kluczowe jest również znaczenie biometanu i biogazu jako alternatywy dla tradycyjnego gazu ziemnego. Polskie rolnictwo i sektor odpadowy oferują znaczny potencjał surowcowy, który można wykorzystać do produkcji biometanu. Inwestycje w tym obszarze to zarówno szansa na czystsze środowisko,

jak i wzmocnienie lokalnej gospodarki. Jednocześnie nadal ważnym elementem transformacji energetycznej jest LNG. Budowa infrastruktury LNG musi być kontynuowana, aby Polska mogła sprostać wymaganiom rosnącego rynku. Stosowanie skroplonego gazu ziemnego w żegludzie morskiej i śródlądowej pozwala na redukcję emisji siarki, tlenków azotu oraz pyłów, co wpisuje się w europejskie cele środowiskowe. Dalsza dywersyfikacja dostaw tej formy paliwa gazowego będzie wyzwaniem kolejnych lat.

Jednym z kluczowych aspektów kształtujących przyszłość gazownictwa są regulacje prawne. Wiele przykładów wskazuje na potrzebę harmonizacji krajowych przepisów z prawodawstwem unijnym. Otwiera to przestrzeń do szerokiej debaty nad kształtem regulacji, które w sposób zrównoważony będą wspierały bezpieczeństwo energetyczne, a także realizację celów klimatycznych. Przemiany w obszarze gazownictwa w Polsce wymagają szeroko zakrojonej współpracy – zarówno międzysektorowej, jak i międzynarodowej. Wspólne działania przemysłu, regulatorów oraz środowisk naukowych mogą przyspieszyć wdrażanie innowacji i umożliwić realizację ambitnych celów klimatycznych. Jako Izba Gospodarcza Gazownictwa wierzymy, że przyszłość naszego sektora opiera się na zrównoważonym rozwoju, innowacjach technologicznych oraz odpowiedzialnym podejściu do środowiska. Zapraszam do lektury tego wydania „Przeglądu Gazowniczego”.



**Wiesław Prugar,**  
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

*Aby wyjątkowy czas świąt Bożego Narodzenia  
wypełnił Państwa serca radością, ciepłem i miłością.  
Niech Nowy Rok przyniesie spokój, pomyślność,  
spełnienie najskrytszych marzeń,  
a także wszelkich planów i ambicji  
życzą  
Izba Gospodarcza Gazownictwa  
Rada Programowa i redakcja „Przeglądu Gazowniczego”*

## **RADA PROGRAMOWA** **„Przeglądu Gazowniczego”**

Przewodnicząca: Teresa Laskowska  
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)

Katarzyna Dobrut-Michalska (PGNiG OD sp. z o.o.)

Magdalena Kempieński (PGNiG OD sp. z o.o.)

Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ–SYSTEM S.A.)

Piotr Seklecki (EUROPOL GAZ S.A.)

Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)

Ewa Kukulka-Zając (INiG – PIB)

Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)

Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA Grupa ORLEN)

Przemysław Cegiełka (PGNiG Grupa ORLEN)

Piotr Wojtasik (Oddział Centralny PGNiG ORLEN S.A.)

Magdalena Nowak-Karpińska (Gas Storage Poland sp. z o.o.)



**Wydawca:** Izba Gospodarcza Gazownictwa  
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25  
tel. 22 631 08 37, 22 631 08 38  
e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

**Redaktor prowadzący:** Julita Wróbel-Siemieniuk  
tel. kom. 516 444 463  
e-mail: julita.wrobel-siemieniuk@igg.pl

**DTP i druk:** BARTGRAF  
tel. 601 968 520  
e-mail: ksiezopolska@bartgraf.com.pl

**Projekt graficzny:** Jolanta Krafft-Przeździecka

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść zamieszczanych ogłoszeń i reklam oraz może odmówić zamieszczenia reklamy, jeśli jej treść lub forma pozostają w sprzeczności z prawem, linią programową i charakterem pisma.

# Spis treści

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Transformacja energetyczna w polskim przemyśle – czy gaz będzie ratunkiem?** – Lech Wojciechowski
- 11 **Wodorowy wyścig nabiera tempa** – Marta Iwańczuk-Grzywna, Piotr Hałoń
- 14 **Polski potencjał CCS potrzebuje wsparcia w unijnym i globalnym wyścigu** – Kamil Lipiński
- 16 **Energia a rozwój gospodarki (cz. 2)** – Waldemar Kamrat
- 19 **O złożach kopalin gazowych w Polsce z perspektywy Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego** – Dariusz Brzeziński, Martyna Czapigo-Czapla, Agnieszka Malon, Marcin Tyimiński, Adam Wójcicki, Krystian Wójcik
- 22 **Rola biogazu w dekarbonizacji gospodarki** – Anita Bednarek, Anna M. Klepacka
- 26 **Modele biznesowe dla biogazowni i biometanowni** – Zsuzsanna Iwanicka
- 28 **Rola biometanu w transformacji energetycznej** – Aleksandra Chełmińska, Bartosz Safiejko
- 30 **PGE Energia Ciepła zmienia ciepłownictwo** – Tomasz Gurdak, Tomasz Rutka, Jan Dębski

## NASZ WYWIAD

- 32 **Nadchodzące lata przyniosą kolejne inwestycje zwiększające bezpieczeństwo energetyczne**  
Rozmowa z Konradem Wojnarowskim, podsekretarzem stanu w Ministerstwie Funduszy i Polityki Regionalnej



30

## REPORTAŻ

- 34 **Dostawy gazu ziemnego jednym z filarów bezpieczeństwa energetycznego Polski**

## PGNiG GRUPA ORLEN

- 36 **Segment poszukiwania i wydobywania Grupy ORLEN – tradycja i nowoczesność**
- 38 **Ciepłownictwo w centrum uwagi gazowników**
- 39 **Wspieramy powodzian**

## POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 **PSG rozpoczyna w Łódzkiem inwestycję wartą 185 mln zł**
- 42 **PSG uzyskała 41 mln zł dofinansowania na kluczowe projekty**
- 43 **Barbórka Centralna Polskiej Spółki Gazownictwa**

## GAZ-SYSTEM

- 44 **Infrastruktura GAZ-SYSTEM odporna na powódź – działania spółki w zakresie ochrony infrastruktury przesyłowej**

## TRANSITION TECHNOLOGIES

- 46 **Wyzwania techniczne w integracji OZE z siecią elektroenergetyczną**

## PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

- 48 **Rola gazu w drodze TERMIKI do dekarbonizacji**

## EUROPOL GAZ S.A.

- 50 **Współpraca pracodawcy ze związkami zawodowymi**

## GAS STORAGE POLAND

- 52 **Ewolucja koncepcji zorganizowanej platformy obrotu (OMP) w REMIT**

## PUBLICYSTYKA

- 54 **Regulacje prawne sprzyjają wzrostowi udziału LNG w sektorze żeglugi morskiej**  
– Konrad Śliwka
- 58 **Potencjał produkcji biometanu w Polsce – szanse i zagrożenia**  
– Bartosz Moszowski, Martyna Mulica-Musiał

## TECHNOLOGIE

- 60 **Digital Twin w infrastrukturze gazowniczej a technologia BIM (cz. 2)** – Jacek Magiera

## PRAWO

- 64 **Rewizja regulacji o utrzymywaniu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego** – Agnieszka Górka



36

Fot. na okładce: iStock

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

IV kwartał 2024 roku obfitował w ważne wydarzenia i inicjatywy podejmowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa (IGG). 21 listopada odbyło się Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG. Podjęto decyzje organizacyjne, istotne z punktu widzenia rozwoju sektora gazowniczego.

W związku z wygaśnięciem mandatów, na NWZC podjęto uchwały w sprawie wyboru członków Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa. Zgodnie z podjętą uchwałą do Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa VIII kadencji wybrano:

- Beatę Kurdelską, reprezentującą PGNiG Obrót Detaliczny,
- Jacka Podgórskiego, reprezentującego PSG.

Podczas posiedzenia Zarządu IGG uzupełniono skład Prezydium Zarządu IGG, do którego wybrano Jacka Podgórskiego na wiceprezesa.

W aktualnym składzie Prezydium Zarządu IGG zasiadają: Wiesław Prugar, prezes zarządu oraz Adam Bryszewski i Jacek Podgórski – wiceprezesi.

Podczas zgromadzenia członkowie IGG przyjęli uchwałę wprowadzającą zmiany w statucie IGG. Są one odpowiedzią na potrzebę rozwoju branży w kierunku transformacji energetycznej oraz zwiększenia działań w zakresie wdrażania rozwiązań zrównoważonych środowiskowo.

Izba jest stale aktywna na polu działań legislacyjnych, poprzez zgłaszanie uwag w toku konsultacji publicznych do opracowywanych przez poszczególne resorty projektów aktów prawnych. Do ważniejszych, konsultowanych w IGG aktów prawnych, do których zgłoszono wiele merytorycznych uwag, należą: ustawa o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, a także kluczowy z punktu widzenia funkcjonowania branży dokument – „Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu do 2030 roku”.

IGG, uczestnicząc w Komitecie monitorującym Program FEniKS, aktywnie współpracuje z Ministerstwem Klimatu i Środowiska w zakresie ustalania kryteriów wyboru projektów i wdrażania funduszy. Przedmiotem obrad ostatniego posiedzenia były:

- zmiany w specyficznych kryteriach wyboru projektów dla działania 1.3 (kompleksowe projekty z zakresu gospodarki wodno-ściekowej w aglomeracjach ujętych w KPOŚK („Krajowy program oczyszczania ścieków komunalnych”),
- przyjęcie specyficznych kryteriów wyboru projektów dla działania 1.3 (jw.) w zakresie wsparcia po powodzi,
- przyjęcie specyficznych kryteriów wyboru projektów dla działania 2.5 (woda do spożycia) w zakresie wsparcia po powodzi,
- przyjęcie specyficznych kryteriów wyboru projektów dla działania 6.1. w zakresie wsparcia ambulatoryjnej opieki specjalistycznej.

Instytut Nafty i Gazu – PIB, jako instytucja wdrażająca działanie FENX.02.03, ogłosiła II nabór projektów dla dystrybucji. 26 listopada odbyło się spotkanie informacyjne, na którym przedstawiciele INiG – PIB odpowiedzieli na liczne pytania uczestników. Poruszony został również aktualny temat dotyczący funduszy przeznaczonych na wsparcie usuwania szkód powodziowych w województwach południowo-zachodniej Polski. Nabór z terminem składania wniosków bezpośrednio do ministerstwa, wyznaczonym na 2.12.2024 roku, dotyczy inwestycji z zakresu budowy, rozbudowy i modernizacji inteligentnych sieci gazowych dystrybucyjnych i przesyłowych, wraz z infrastrukturą towarzyszącą, na terenach dotkniętych skutkami powodzi.

Izba przekazała firmom członkowskim do konsultacji otrzymane z Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej projekty „Poradnika dla wnioskodawców i beneficjentów oraz instytucji systemu wdrażania Programu Fundusze Europejskie na Infra-

strukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027”.

W listopadzie odbyło się posiedzenie KST, na którym podjęto uchwały w sprawie zaakceptowania trzech nowych tematów prac standaryzacyjnych, dotyczących kondycjonowania biometanu, wymagań dla wodoru o jakości gazociągowej oraz pobierania próbek LNG. W trybie obiegowym zatwierdzono dwa standardy: **ST-IGG-0202 Pomiar i rozliczenia paliwa gazowego** oraz **ST-IGG-3502 Wymagania techniczne dla infrastruktury służącej do przyłączania biometanowi do sieci gazowej, a także konieczności nowelizacji IGG-3501:2019 Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej. Część 1. Wymagania jakościowe**. Kolejne posiedzenie KST odbyło się 19 grudnia.

29 listopada przedstawiciele IGG uczestniczyli w spotkaniu zorganizowanym przez Instytut Energetyki – PIB, dotyczącym technologii *Power to X*, podczas którego omawiano zagadnienia związane z wysokosprawną kogeneracją z ogniwami paliwowymi, elektrolizerami do produkcji wodoru, paliwami syntetycznymi oraz instalacjami magazynowania energii rSOC.

6 listopada br. odbyła się konferencja „Horyzont wodorowy w gazownictwie”, zorganizowana w Warszawie przez IGG. Wydarzenie zgromadziło około 160 ekspertów oraz liderów branży, przedstawiciele instytucji rządowych i przemysłu gazowniczego, a także specjalistów w zakresie wodoru i energii odnawialnej, którzy wspólnie dyskutowali nad przyszłością i możliwościami rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce. To kolejna inicjatywa IGG dotycząca wspierania tego segmentu gazownictwa (więcej na [www.igg.pl](http://www.igg.pl)).

21–23 października przedstawiciele firm członkowskich uczestniczyli w wyjeździe studyjnym do Holandii pt. „Wodór w transformacji energetycznej”, zorganizowanym przez IGG, podczas którego zapoznali się z nowoczesnymi możliwościami wdrażania nowych technologii wodorowych.

16 października odbyły się zorganizowane przez IGG warsztaty szkoleniowe poświęcone rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z 13 czerwca 2024 roku w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym. Wydarzenie przyciągnęło liczną, ponad 100-osobową grupę uczestników, reprezentujących czołowe polskie firmy z sektora ropy i gazu oraz sektora administracji i świata nauki. Celem warsztatów było omówienie głównych wymagań związanych z wprowadzoną regulacją oraz przedstawienie praktycznych aspektów wdrażania wymogów rozporządzenia w Polsce (więcej na [www.igg.pl](http://www.igg.pl)).

18 listopada w IGG odbyło się spotkanie poświęcone rynkowi biometanu. Uczestnicy stwierdzili m.in., że konieczne jest wypracowanie przez branżę rozwiązań pozwalających na poprawę sytuacji, do czego może aktywnie przyczynić się zespół IGG ds. rozwoju rynku biometanu, mający mandat poparcia sektora biometanowego. Uczestnicy wskazali na konieczność analizy i wypracowania modeli przyłączeniowych z uwarunkowaniami technicznymi, do których następnie powinien być dopasowany odpowiedni model finansowania ze środków publicznych.



Julita Wróbel-Siemieniuk

dokończenie na str. 59

● **11 grudnia br.** Polski rząd przyjął program prezydencji w Radzie Unii Europejskiej. Jako priorytet określono szeroko pojęte bezpieczeństwo: militarne, wewnętrzne, ekonomiczne, informatyczne, żywnościowe i zdrowotne. Rząd podkreślił trzy aspekty kluczowe w transformacji energetycznej podczas nadchodzącej prezydencji: wiarygodność i pewność dostaw surowców energetycznych. Polska ma promować działania w celu całkowitego odejścia od rosyjskich źródeł energii; działania zmierzające do obniżenia cen energii w Unii Europejskiej i rewizji ram unijnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zmniejszenie zależności od importowanych technologii i surowców krytycznych.

● **10 grudnia br.** ORLEN Upstream Norway z Grupy ORLEN planuje w 2025 roku wykonanie siedmiu odwiertów poszukiwawczych i rozpoznawczych u wybrzeży Norwegii. W tym roku spółka wykonała ich sześć, o cztery więcej niż rok wcześniej. W efekcie spółka odkryła lub potwierdziła zasoby ropy, gazu i kondensatu szacowane na 66–129 mln boe, w tym 11–22,3 mln boe przypadające na ORLEN.

● **9 grudnia br.** Bartosz Kwiatkowski, dyrektor Polskiej Organizacji Gazu Płynnego, uważa, że w celu zabezpieczenia dostaw LPG zimą najistotniejsze będzie optymalne wykorzystanie kolei. Dodał, że mimo obowiązującego od 20 grudnia br. embarga na LPG z Rosji tego paliwa w Polsce nie powinno zabraknąć. Zgodnie z szacunkami POGP, w listopadzie br. około 25 proc. importu gazu płynnego LPG nadal pochodziło z Rosji, w I połowie br. udział rosyjskiego LPG w imporcie do Polski wzrósł z 50 do 53 proc., ale w sierpniu br. spadł do 37,5 proc.

● **5 grudnia br.** Ekipa Donalda Trumpa opracowuje szeroko zakrojony program reform energetycznych, który ma zostać ogłoszony po objęciu przez niego urzędu w styczniu. Nadchodząca administracja Trumpa zamierza zwiększyć eksport amerykańskiego skroplonego gazu ziemnego (LNG) poprzez zatwierdzanie nowych pozwoleń na jego wysyłkę za granicę. Planowane jest również zniesienie wstrzymania wydawania pozwoleń będących w toku, które zostały zamrożone przez administrację Joe Bidena na początku tego roku. Strategia zakłada rozszerzenie wydobywania ropy naftowej na morzu. Trump planuje odwrócić politykę klimatyczną z czasów Joe Bidena, czyli takie działania jak ulgi podatkowe na samochody elektryczne, oraz uzupełnić rezerwę strategiczną ropy naftowej. Energetyczny program Trumpa podkreśla priorytetowe podejście do paliw kopalnych w obliczu wyzwań energetycznych i gospodarczych.

● **5 grudnia br.** Zmianę sposobu utrzymywania i finansowania strategicznych zapasów gazu przy ustaleniu ich wielkości na 12,301 TWh, czyli około 1,06 mld m sześć., przewiduje projekt zmiany ustawy o zapasach ropy i gazu oraz postępowania w przypadku zagrożenia i zakłóceń na rynku. Zgodnie z projektem opublikowanym na stronach rządowego centrum legislacji (RCL) zadanie tworzenia i utrzymywania strategicznych zapasów gazu od 1 października 2025 roku przejmie Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych (RARS). Zakupy gazu

i koszty jego magazynowania przez RARS będą finansowane z Funduszu Zapasów Interwencyjnych i Zapasów Strategicznych Gazu Ziemnego, zasilanego z comiesięcznej opłaty, płaconej przez przedsiębiorstwa zlecające usługę przesyłania gazu. Agencja będzie kupować gaz na giełdzie. Ponadto, będzie miała możliwość zakupu lub sprzedaży gazu w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych.

● **3 grudnia br.** ORLEN poinformował o zakończeniu budowy tłoczni gazu ziemnego w Kopalni Kościan-Brońsko, znajdującej się w województwie wielkopolskim. Spółka deklaruje, że inwestycja umożliwi wydobycie gazu ziemnego z już eksploatowanych złóż o około 10 miliardów metrów sześciennych. Dodatkowo wydłuży okres eksploatacji kopalni o kilkanaście lat.

● **3 grudnia br.** W listopadzie Czechy zamówiły około 95 procent rosyjskiego gazu ziemnego za pośrednictwem Słowacji. Wcześniej Czesi umożliwili sobie dywersyfikację zamówień przez zakupy w Holandii oraz dodatkowy import z Niemiec.

● **3 grudnia br.** KE przeznacza 4,6 mld euro na wspieranie technologii zerowych emisji netto, produkcji ogniw akumulatorów pojazdów elektrycznych i odnawialnego wodoru w ramach Funduszu Innowacji. Rozpoczynają się dwa nowe nabory wniosków o budżecie 3,4 mld euro, których celem jest przyspieszenie wdrażania innowacyjnych technologii dekarbonizacji w Europie, w tym akumulatorów pojazdów elektrycznych. KE rozpoczyna również drugą aukcję Europejskiego Banku Wodoru, której celem jest przyspieszenie produkcji odnawialnego wodoru w Europejskim Obszarze Gospodarczym (EOG). Budżet przeznaczony na ten cel wynosi 1,2 mld euro ze środków UE plus ponad 700 mln euro od trzech państw członkowskich. Zarówno zaproszenia do składania wniosków, jak i aukcja finansowane są przez Fundusz Innowacji.

● **29 listopada br.** Komisja Europejska przyjęła cele pośrednie, które państwa UE muszą osiągnąć do 2025 roku, aby zapewnić wypełnienie co najmniej 90% pojemności magazynów gazu do 1 listopada 2025 roku, zgodnie z wymogami rozporządzenia UE w sprawie magazynowania gazu (UE/2022/1032). Rozporządzenie wykonawcze określa cele na 1 lutego, 1 maja, 1 lipca i 1 września 2025 roku dla państw UE, które na swoim terytorium mają podziemne magazyny, oraz dla państw UE, które są połączone za pośrednictwem sieci gazowej. Cele, które ustalono dla poszczególnych państw (załącznik do rozporządzenia wykonawczego) stanowią minimalne progi, które kraje UE muszą osiągnąć, aby zagwarantować bezpieczeństwo dostaw dzięki uzupełnieniu zapasów energii w magazynach na zimę 2025–2026 roku.

● **26 listopada br.** GAZ-SYSTEM zakontraktował wykonawców prac budowlanych dla wszystkich gazociągów lądowych Programu FSRU. Spółka podpisała komplet umów na budowę trzech gazociągów: Kolnik–Gdańsk, Gardeja–Kolnik i Gustorzyn–Gardeja, o łącznej długości 250 km. Wartość tych kontraktów wynosi 954 mln zł.

● **22 listopada br.** Stephen P. Lynch, amerykański przedsiębiorca z Miami, stara się kupić gazociąg Nord Stream 2, uszkodzony w 2022 roku w wyniku aktu sabotażu – powiadomił dziennik „Wall Street Journal”. Lynch uważa, że przejęcie gazociągu odpowiada interesom USA w perspektywie długookresowej i zwiększa szanse na pokój w Ukrainie.

Lynch już w lutym br. domagał się od resortu finansów USA licencji, która pozwoliłaby mu na podjęcie rozmów z podmiotami kontrolującymi Nord Stream 2. Jeśli władze Szwajcarii zdecydują, że kontrolująca gazociąg spółka z tego kraju, która złożyła wniosek o upadłość, zostanie wystawiona na aukcji, to Lynch, mając licencję, będzie próbował ją kupić – poinformował „WSJ”.

● **20 listopada br.** Wielkopolski wojewoda wydał dla GAZ–SYSTEM decyzję o pozwoleniu na budowę Tłoczni Gazu Lwówek oraz linii kablowych zasilających obiekt w energię elektryczną. Oznacza to, że spółka ma już komplet pozwoleń administracyjnych dla tej inwestycji i może rozpocząć prace budowlane.

● **20 listopada br.** Według wytycznych KE, od stycznia 2025 roku państwa członkowskie Unii Europejskiej nie będą mogły udzielać dotacji, pożyczek preferencyjnych i zachęt podatkowych na zakup, montaż i uruchomienie nowych, samodzielnych pieców zasilanych gazem ziemnym, olejem lub węglem. Zapisy dotyczą również renowacji już istniejących systemów grzewczych. Od stycznia 2025 roku wsparcie otrzymają tylko hybrydowe systemy grzewcze, w których kocioł zasilany gazem, olejem lub węglem pracuje z udziałem energii odnawialnej.

● **19 listopada br.** ORLEN Upstream Polska (wcześniej ORLEN Upstream) została wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego. Decyzja zarządu i rady nadzorczej o powołaniu integratora polskich aktywów poszukiwawczo-wydobywczych to kluczowy krok w konsolidacji segmentu wydobywczego. Celem działań jest stworzenie silnej struktury, która maksymalnie zwiększy efektywność ekonomiczną i operacyjną krajowych zasobów węglowodorów. ORLEN niebawem zakończy proces integracji spółek produkujących ropę naftową i gaz ziemny. Celem tego procesu ma być poprawa efektywności operacyjnej, obniżenie kosztów oraz stabilizacja poziomu wydobycia gazu. Aktywa rozproszone po fuzji z Grupą LOTOS oraz PGNiG zintegrowane zostaną wokół spółki ORLEN Upstream Polska.

● **15 listopada br.** GAZ–SYSTEM zawarł z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym, który jest instytucją wdrażającą dla Programu FEniKS, umowę o dofinansowanie projektu „Budowa gazociągu Kędzierzyn-Koźle–Racibórz–Rybnik”. Wartość zadania została oszacowana na 595,5 mln zł, natomiast przyznane dofinansowanie wyniesie 199,2 mln zł, co stanowi ponad 30 proc. wartości inwestycji.

● **12 listopada br.** Unimot wyczarterował gazowiec do transportu gazu LPG, aby zapewnić ciągłość dostaw w obliczu sankcji od grudnia na gaz rosyjski. Spółka wyczarterowała

statek na 12 miesięcy, a będzie on pływał od 1 stycznia 2025 roku. Gazowiec będzie pływał po Morzu Północnym, dostarczając gaz LPG do terminalu w Wilhelmshaven, wynajętego w maju 2024 roku przez Unimot Paliwa, spółkę z grupy Unimot. Gazowiec ma pojemność 8 tys. m sześć. To typowy statek do operowania na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim.

● **8 listopada br.** Europejska Agencja Wykonawcza ds. Klimatu, Infrastruktury i Środowiska (*European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency* – CINEA) przyznała wsparcie finansowe dla projektu *Pomeranian Green Hydrogen Cluster* (Pomorski Klaster Zielonego Wodoru) ze środków europejskich w ramach instrumentu CEF *Cross-border Renewable Energy*. W projekt zaangażowany jest m.in. GAZ–SYSTEM.

● **6 listopada br.** Dekarbonizacja do 2050 roku mogłaby przynieść Polsce nie tylko korzyści środowiskowe, ale również gospodarcze. Według raportu Banku Światowego, przejście na gospodarkę niskoemisyjną może zwiększyć PKB Polski o 4 procent do połowy tego stulecia. Zgodnie z raportem, osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku wymagałoby znacznych inwestycji i reform w różnych sektorach gospodarki, takich jak energetyka, transport, budownictwo i rolnictwo. Transformacja ta, oprócz ograniczenia emisji, mogłaby także stworzyć tysiące nowych miejsc pracy w sektorach pojazdów elektrycznych i budownictwa. Bank Światowy podkreśla, że inwestycje w zrównoważony rozwój i zielone technologie mogą przyczynić się do wzrostu konkurencyjności polskiej gospodarki. Jednocześnie, modernizacja infrastruktury energetycznej i transportowej pomoże zmniejszyć uzależnienie kraju od paliw kopalnych, co jest kluczowe w kontekście rosnących cen energii oraz geopolitycznych napięć w Europie.

● **16 października br.** TotalEnergies i Equinor rozważają inwestycję w niemiecką infrastrukturę gazową. Obie firmy oceniają potencjał nowych projektów, które mogłyby zwiększyć przepustowość importu gazu ziemnego, co jest istotne w kontekście obecnej sytuacji geopolitycznej.

● **16 października br.** Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) prognozuje, że globalny popyt na wszystkie paliwa kopalne przestanie rosnać w tej dekadzie, podczas gdy dostawy ropy i skroplonego gazu ziemnego (LNG) nadal będą rosły. Tymczasem trwający wzrost zużycia energii elektrycznej, napędzany głównie przez Chiny, ma przyspieszyć. Według raportu MAE, do 2030 roku zaplanowano „ogromne dodanie” około 270 miliardów metrów sześciennych nowej zdolności LNG.

● **2 października br.** Na początku nowego roku gazowego 2024/2025 odbyła się jubileuszowa, dziesiąta edycja konferencji GAZ–SYSTEM Forum, z udziałem kluczowych przedstawicieli rynku gazu, administracji publicznej oraz sektora energetycznego. Tegoroczne wydarzenie uświetniło wręczenie złotych odznak „Zasłużony dla GAZ–SYSTEM”, przyznanych przez prezesa spółki.

# Transformacja energetyczna w polskim przemyśle – czy gaz będzie ratunkiem?

Lech Wojciechowski

Poważny gracz, poważny truciciel – pozycja polskiego przemysłu w Unii Europejskiej jest nieoczywista. Z jednej strony, stanowi bardzo istotny element łańcucha wartości produkcji na kontynencie i cieszy się statusem jednego z największych w Europie. Z drugiej, cieniem kładzie się na nim jego wysoka emisyjność – 92 mln ton CO<sub>2</sub>e<sup>1</sup> stawia go na 4. miejscu w niechlubnym rankingu unijnych trucicieli. Oparty często na skomplikowanych, wysokotemperaturowych procesach nie wpisuje się jednak łatwo w schematy dekarbonizacji. Uzmysławia nam, że bezpieczna transformacja musi brać pod uwagę gaz ziemny. A ten, jak się okazuje, ma przed sobą niezłą przyszłość.

Polski przemysł w 2021 roku (to najbardziej aktualne dostępne dane) pochłoniął<sup>2</sup> niemal cały nasz węgiel koksowy (98%), 10% łącznej konsumpcji węgla kamiennego energetycznego w Polsce, 18% zużywanych w Polsce ropy i paliw ropopochodnych, połowę gazu ziemnego (51%) i 27% zużywanych w Polsce OZE (przy czym udział OZE w miksie paliwowym przemysłu wyniósł 12%).

Taki model napędzania przemysłu nie będzie bezkarny. Jego wysoka emisyjność zwiększa ryzyko utraty przez Polskę konkurencyjności na międzynarodowym rynku. Rola śladu węglowego w kształtowaniu relacji biznesowych nabiera bowiem dużego znaczenia, zwłaszcza po 2021 roku, kiedy to zatwierdzono unijne prawo klimatyczne. Przedsiębiorstwa, które realnie dbają o poprawę własnych wskaźników emisyjności i silną pozycję jako zielonego biznesu, zawsze wybierają przede wszystkim dostawców, którzy kontrolują swój ślad węglowy i wdrażają działania redukujące emisję gazów cieplarnianych. Dobrym przykładem jest amerykańska sieć supermarketów Walmart. Podejmuje ona współpracę tylko z tymi dostawcami, którzy pomogą jej zmniejszyć emisję w III zakresie o 1 gigatonę CO<sub>2</sub>e (w okresie od 2017 do 2030 roku) w produkcji oraz użycia produktów na całym świecie<sup>3</sup>.

Wykres 1. Rozwiązania przejściowe – dlaczego firmy się na nie decydują?



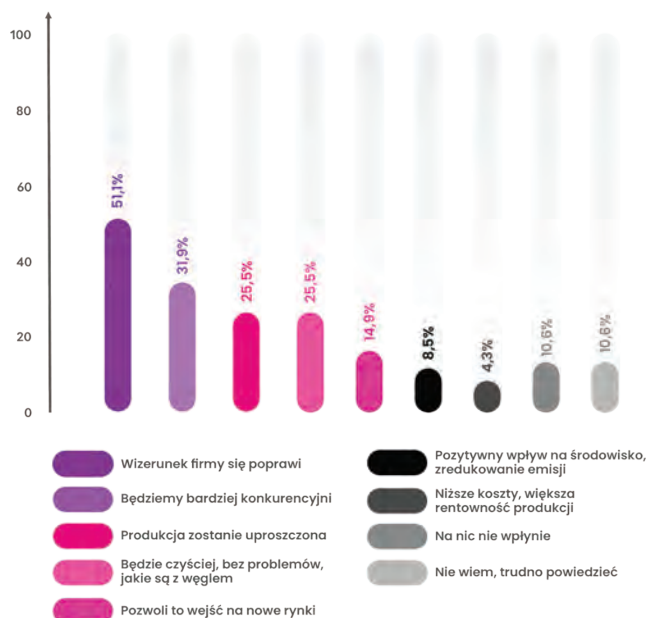
Zepchnięcie polskiego przemysłu na peryferia byłoby dla naszego kraju dotkliwie, chociażby ze względu na znaczny udział eksportu w polskim PKB (wynosi on prawie 58%<sup>4</sup>).

## Przemysł i węgiel – to skomplikowane

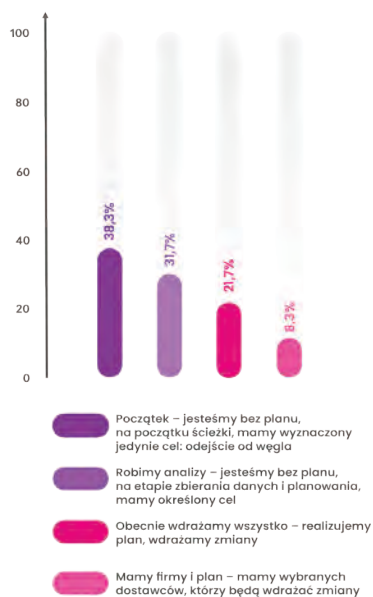
Jednak gromienie polskiego przemysłu za wysoką emisyjność i powolne tempo transformacji wydaje się nieco naiwne. Przemysł bowiem, w przeciwieństwie do energetyki, jest **zbyt skomplikowany organizacyjnie i technologicznie**, a także – ze względu na silnie rozproszone lub niepełne statystyki – dużo gorzej opomiarowany, aby wyznaczyć dla niego jasne, uniwersalne ścieżki dekarbonizacji. Te wyzwania sygnalizuje Forum Energii w swoich najnowszych analizach z września 2024 roku. Problematyczną sytuację polskiego przemysłu wykazał też rok temu raport Grupy DUON i Instytutu Keralla Research<sup>5</sup>. Z badań wynika, że jest wola odejścia polskich firm przemysłowych od węgla, ale i przytłoczenie ograniczeniami. Właściwie tylko 35% badanych celowo rezygnuje z transformacji, ponieważ uważa, że filtry i odsiarczanie pozwalają tymczasowo spełniać normy, więc nie ma sensu tego zmieniać. Pozostali widzą w dekarbonizacji mocne atuty: poprawę wizerunku firmy (51%), zwiększenie jej konkurencyjności na rynku (32%),

uproszczenie produkcji (25%). Co ciekawe, na udzielone odpowiedzi nie miały wpływu ani branża, ani wielkość firmy. Widać jednak, że proces transformacji jest bolesny, bo – mimo dostrzeganych zalet – tylko 30% firm zobligowanych do obniżenia emisji jest już w trakcie wdrażania zmian albo ma przynajmniej opracowaną strategię i wy-

Wykres 2. Na co wpłynie dekarbonizacja firmy?



Wykres 3. Na jakim etapie dekarbonizacji są firmy?



**branż dostawców.** Pozostali jeszcze nie mają planu lub jest on na początkowym etapie procesu.

Co konkretnie stoi na przeszkodzie polskim firmom przemysłowym? Według wspomnianego raportu, zarządy praktycznie wszystkich badanych firm, bo aż 97%, mierzą się przynajmniej z kilkoma wyzwaniami. Odejście od węgla utrudniają ograniczenia finansowe (koszty budowy i eksploatacji nowej kotłowni), operacyjne i prawne. Te dwa ostatnie są nawet bardziej dotkliwe, bo nie rozwiążą ich dostępne, unijne narzędzia finansowego wsparcia. Polskie firmy deklarują, że **brakuje im jasnych procedur prawnych, merytorycznego wsparcia urzędników, odpowiednich kooperantów, którzy kompleksowo obsługują zakład.** Zmian nie ułatwia też opór niektórych osób wewnątrz firm czy prozaiczny, choć nie mniej istotny, brak czasu, aby skupić się na zarządzeniu całą zmianą. Dla

prawie 1/3 respondentów problematyczny jest również wybór paliwa alternatywnego dla węgla.

### Racjonalna transformacja? Z węgla najpierw na gaz

Z niektórymi propozycjami zaprezentowanymi na Forum Energii można wejść w polemikę. Instytucja, w przywoływanej już wrześnieowej analizie szans polskiego przemysłu na dekarbonizację, wskazała na komercyjnie dostępną technologię – elektryfikację, czyli wykorzystanie pomp ciepła i elektrolizerów. Na forum zaznaczono, że w branżach chemicznej i rafinacyjnej tkwi „największy potencjał do redukcji zużycia paliw kopalnych poprzez zastąpienie elektrolizą wody obecnej produkcji wodoru z reformingu parowego gazu ziemnego”<sup>6</sup>. **Czy to złoty Graal dla przemysłu? Nawet jeśli nie całego, to przynajmniej dla kilku sektorów? Nie do końca. Pułapki są dwie.**

Pierwsza polega na tym, że **dla takich rozwiązań trzeba zapewnić przede wszystkim dużą ilość energii elektrycznej.** Skoro mowa o zazielenieniu przemysłu, to najlepiej energii elektrycznej z OZE. Nie jest to łatwe, ponieważ, po pierwsze, infrastruktura dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej nie zawsze jest zdolna do przesłania wystarczającej ilości energii elektrycznej. Po drugie, trzeba mieć odpowiednią liczbę źródeł OZE, a to wiąże się z koniecznością dużych inwestycji. Obecnie najpopularniejsze OZE to fotowoltaika, która nie dość, że jest niestabilnym źródłem, to jeszcze wymaga bardzo dużo miejsca. Zatem, aby realnie zastosować te rozwiązania – pompy ciepła i elektrolizery – konieczne jest zainwestowanie w sieci i źródła, przy czym sama praca zielonych źródeł i tak nie zapewni wymaganej ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Druga pułapka to **wydolność pomp ciepła.** Instalacje te sprawdzają się, ale jedynie w branżach, które potrzebują niskich temperatur, czyli nieprzekraczających 70°C. Należą do nich branże papiernicza, drzewna i spożywcza, chociaż ta ostatnia często korzysta też z pary pod ciśnieniem, której pompa ciepła już nie zapewni. Sektory wymagające wysokich i bardzo wysokich temperatur, ponad 1000°C, muszą pozostać wierne paliwom kopalnym.

Skoro jednak węgiel otwiera czarną listę paliw, to **w przypadku branż przemysłowych opartych na skomplikowanych, wysokotemperaturowych procesach, najlepszą alternatywą na razie nadal jest gaz ziemny.** To wyjaśnia, dlaczego aż 65% firm badanych przez DUON i Instytut Kerral Research wymienia błękitne paliwo jako następcę węgla w swoim zakładzie<sup>7</sup>. Wśród ankietowanych były zakłady m.in. przetwórstwa spożywczego, komunalne i utylizacji odpadów, ciepłownicze, ogrodnicze, automotive, drzewne, chemiczne, papiernicze, maszynowe, hutnicze i szklarskie. Z ich perspektywy gaz ziemny jest przede wszystkim łatwy w obsłudze (pozwala zautomatyzować pracę) – 43% wskazań. Ponadto, umożliwia zachowanie czystości w zakładzie (37%), poprawia wizerunek firmy (27%), pozwala zaoszczędzić miejsce, bo przy węglu trzeba wydzielić sporo przestrzeni na magazynowanie surowca i odpadów (22%). Poza tym uchodzi za bezawaryjny i bardziej opłacalny od węgla ze względu na dużo mniejsze opłaty za emisję zanieczyszczeń.

**Obserwując ruchy na światowym rynku paliw, widzimy, że gaz – uznany przez UE za paliwo przejściowe – może zostać z nami na stałe.** Nie chodzi tylko o to, że jako surowiec sam

w sobie jest niezbędny w procesach chemicznych kluczowych dla przemysłu. Jako źródło energii – w świetle pogodowych OZE czy, jak w przypadku Polski, braku atomowej alternatywy – gaz ziemny **wyróżnia się stabilnością**. Lepiej spełnia unijne normy emisyjności, a jednocześnie gwarantuje bezpieczeństwo energetyczne. Czuje to zarówno Polska, jak i cała Unia Europejska. Nie bez powodu trwa dywersyfikacja źródeł dostaw błękitnego paliwa. Terminal LNG w Świnoujściu działa pełną parą, toczą się prace nad

Dodajmy do tego **przyszłościowość gazowych instalacji**. Łatwo je przystosować do transportu i dystrybucji zeroemisyjnego biometanu – surowca, którego potencjał produkcyjny w Polsce jest ogromny.

**Ekologiczne, gazowe rozwiązania w przemyśle na wyciągnięcie ręki**

W dyskusjach nad przyszłością polskiego mixu energetycznego i dekarbonizacją naszej gospodarki czasem zapomina się,

że nie wszystkie zeroemisyjne technologie są tak odległe jak SMR-y, elektrownie jądrowe czy zielony wodór. Nie wszystkie też są uzależnione od warunków pogodowych.

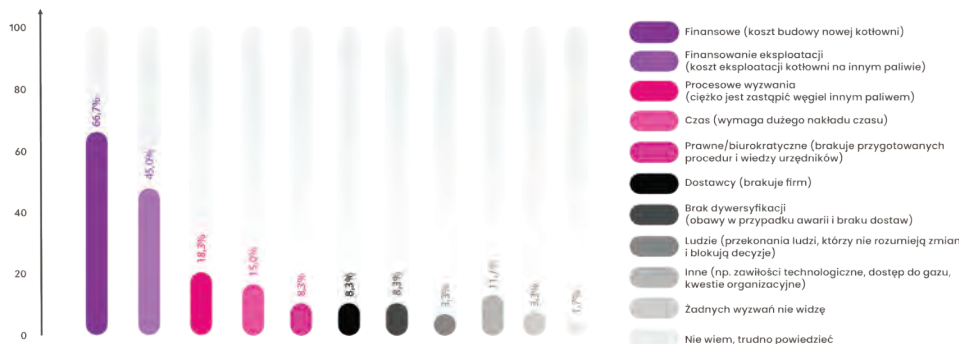
Oczy branża energetyczna od dłuższego czasu skierowana są na **biometan – zielone paliwo, które jest odpowiednie do procesów wysokotemperaturowych w energochłonnych gałęziach przemysłu** i które może być stosowane we wszystkich sektorach dotychczas wykorzystujących gaz ziemny.

W perspektywie 2050 roku mogliśmy już osiągnąć cel produkcji 8 mld m<sup>3</sup> biometanu, co zaspokoiłoby prawie 1/3 krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny. Problem w tym, że Polska ciągle nie wypracowała żadnej efektywnej strategii biometanowej i systemu wsparcia dla dużych instalacji – powyżej 1 MW. Co prawda, dochodzą do nas pozytywne głosy ze strony Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Łukasz Tomaszewski, dyrektor departamentu odnawialnych źródeł energii w MKiŚ, w październiku zadeklarował, że bez biogazu i biometanu transformacja energetyczna w Polsce po prostu się nie uda, ale zmiany zachodzą powoli. Średnio sprzyjające biometanowi środowisko prawno-administracyjne i czarny PR wokół bioga-

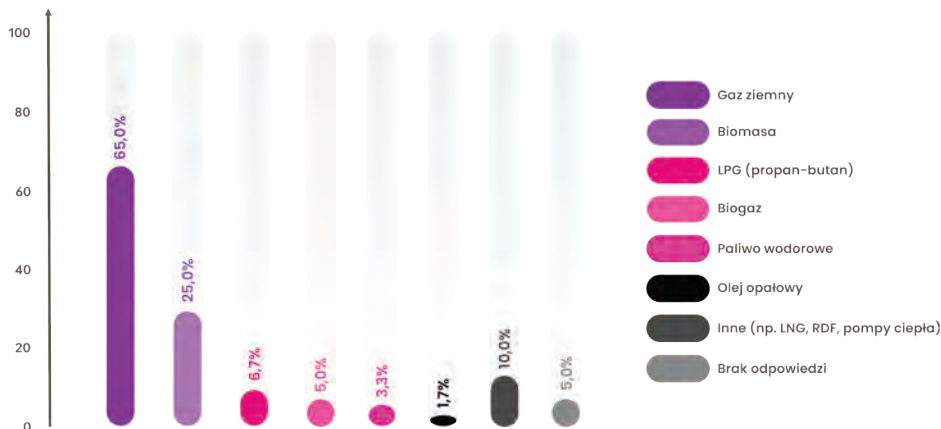
zowni w lokalnych społecznościach hamują rozkwit polskiego potencjału.

**Biometan byłby atrakcyjny dla przemysłu również pod kątem suwerenności energetycznej**. Dzięki przejściu na biometan zmniejsza się uzależnienie od importu energii i technologii. Jego produkcja odbywa się bowiem na miejscu, z lokal-

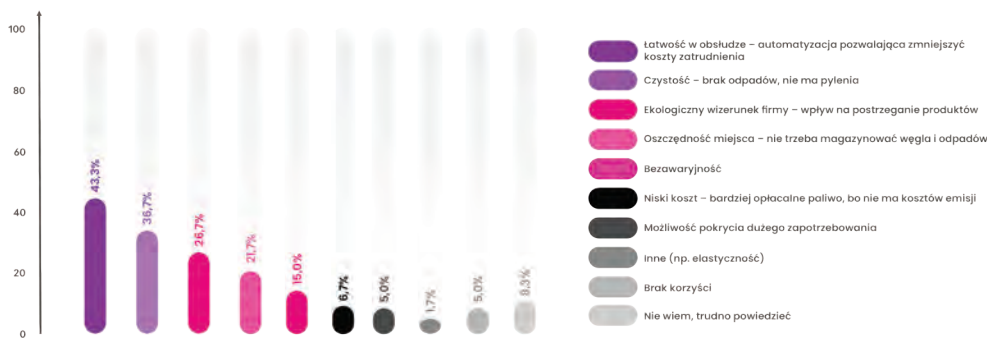
Wykres 4. Jakie są największe wyzwania?



Wykres 5. Jakie paliwo jest rozważane zamiast węgla?



Wykres 6. Jakie korzyści wynikają z zastosowania gazu?



zwiększaniem wydobywania na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, państwa Wspólnoty inwestują ogromne pieniądze w rozbudowę swojej gazowej infrastruktury. W ocenie Global Energy Monitor, jeśli wszystkie projekty ujrzą światło dzienne, to możliwości importu gazu ziemnego w UE zwiększą się nawet o 55%.

nych substratów, przy wykorzystaniu sprawdzonych metod. Strategicznie, dla niezależności energetycznej, nic lepszego nie mamy.

### Zrównoważony przemysł potrzebuje zrównoważonego transportu

Nie można jednak powiedzieć, że polską mapę biopaliw całkowicie pokrywają białe plamy. **Z punktu widzenia dekarbonizacji polskiego przemysłu istotnym wydarzeniem było pierwsze tankowanie ciężarówek bioLNG.** Na początku września na stacji E-LOGIS w Rzepinie pojazd ciężarowy IVECO S-WAY Natural Gas zasilono bioLNG od Grupy DUON. Projekt, choć pionierski, nie jest jednak zarezerwowany dla wybranych.

Pamiętajmy, że **dla bioLNG mamy już w Polsce jeżdżące pojazdy, sieć serwisową i stacje tankowania.** BioLNG nie różni się od LNG niczym z wyjątkiem braku emisyjności. Można więc powiedzieć, że wystarczy tylko wlać zdekarbonizowane paliwo... i w drogę. Dla każdej innej technologii w ciężkim transporcie koszty są wyższe, ponieważ wymagają pracy od podstaw: wdrożenia pojazdów, znaczącej rozbudowy infrastruktury do tankowania (ładowania), budowy nowej sieci serwisowej itd.

### Nie ma jednej recepty na transformację

Ile państw, tyle scenariuszy. W przypadku dekarbonizacji myślenie zerowyjone jest zwyczajnie nierealistyczne. Nawet Dania, wzorowo zazieleniona, w niewielkim stopniu korzysta z paliw kopalnych. **Dopóki Polska nie wypracuje**

**własnego miks energetycznego, stabilizowanego nie-emisyjną technologią, ratunkiem nadal będzie gaz ziemny – paliwo dużo bardziej zrównoważone od węgla, spełniające wyśrubowane wymagania przemysłu, a jednocześnie otwierające nam drzwi do atrakcyjnej, zielonej energii z biometanu i bioLNG.** Czas sojuszu z węglem nieubłagalnie się kurczy. Po pierwsze, dlatego że Polska zgodziła się na realizację ambitnych celów Europejskiego Zielonego Ładu, a po drugie ze względu na globalny megatrend – siłę przebicia będą miały tylko te gospodarki, które zabiegają o niskoemisyjność.

**Dr Lech Wojciechowski, kierownik zespołu badań i strategii, Grupa DUON**

<sup>1</sup> Dane z: Forum Energii, „Gdzie zacząć transformację przemysłu?”, wrzesień 2024, <https://www.forum-energii.eu/przemysl-branze-na-start>.

<sup>2</sup> Tamże.

<sup>3</sup> Źródło: <https://www.walmartsustainabilityhub.com/project-gigaton>.

<sup>4</sup> Dane za 2023 r. Źródło: <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Tomczak-Eksport-to-niemal-58-proc-polskiego-PKB-8822659.html>.

<sup>5</sup> „Transformacja energetyczna w polskich firmach produkcyjnych. Raport z badania DUON & Instytut Keralla Research”, 2023. Raport dostępny na: <https://duon.pl/lepiejngaz/transformacja-energetyczna-w-polskich-firmach-produkcyjnych-najnowszy-raport/>.

<sup>6</sup> Forum Energii, wrzesień 2024, „Gdzie zacząć transformację przemysłu?” <https://www.forum-energii.eu/przemysl-branze-na-start>

<sup>7</sup> „Transformacja energetyczna w polskich firmach produkcyjnych. Raport z badania DUON & Instytut Keralla Research”, 2023, s. 19. Raport dostępny na: <https://duon.pl/lepiejngaz/transformacja-energetyczna-w-polskich-firmach-produkcyjnych-najnowszy-raport/>

# Wodorowy wyścig nabiera tempa

**Marta Iwańczuk-Grzywina, Piotr Hałoń**

Konieczność realizacji założeń dyrektywy RED III dotyczących rozwoju produkcji wodoru oraz projektów wodorowych jest obecnie główną motywacją do działań w zakresie wykorzystania wodoru. Zgodnie z nią, w 2030 roku minimum 1 proc. energii zużytej w transporcie powinno opierać się na zielonym wodorze. Natomiast minimalny poziom wykorzystania tego surowca w przemyśle ma wynieść 42 proc. w 2030 roku, a w 2035 roku co najmniej 60 proc. ogólnego zużycia wodoru. Zielona transformacja energetyczna nabiera więc tempa, a rządy i przemysł na całym świecie, starając się przeciwdziałać zmianom klimatycznym, dążą do dekarbonizacji, z jednoczesnym wzmocnieniem bezpieczeństwa energetycznego.

**P**rzedsiębiorstwa, instytucje badawcze i organy regulacyjne pracują nad dekarbonizacją łańcuchów dostaw, sektorów, a nawet całych gospodarek. Podczas gdy największa część zmiany miks energetyczny będzie wynikała z przejścia na energię wytwarzaną w źródłach odnawialnych, dla części sektorów – w tym sektora energetycznego – wykorzystanie zielonej energii w procesach produkcyjnych może nie być wystarczające do wyeliminowania emisji CO<sub>2</sub>. W kontekście założonych ram czasowych osiągnięcia zerowej emisji netto, wodór, zwłaszcza zielony, zyskuje na znaczeniu. Może on zmienić globalną mapę zasobów energetycznych, tworząc rynek o wartości około 1,4 bln dolarów rocznie do 2050 roku. Zakłada się, że wdrożenie

i rozwój technologii produkcji zielonego wodoru wytwarzanego z OZE w procesie elektrolizy wpłynie także na polski miks energetyczny oraz kierunek i stopień transformacji energetycznej krajowej gospodarki.

### Czysty wodór to nowe miejsca pracy w energetyce

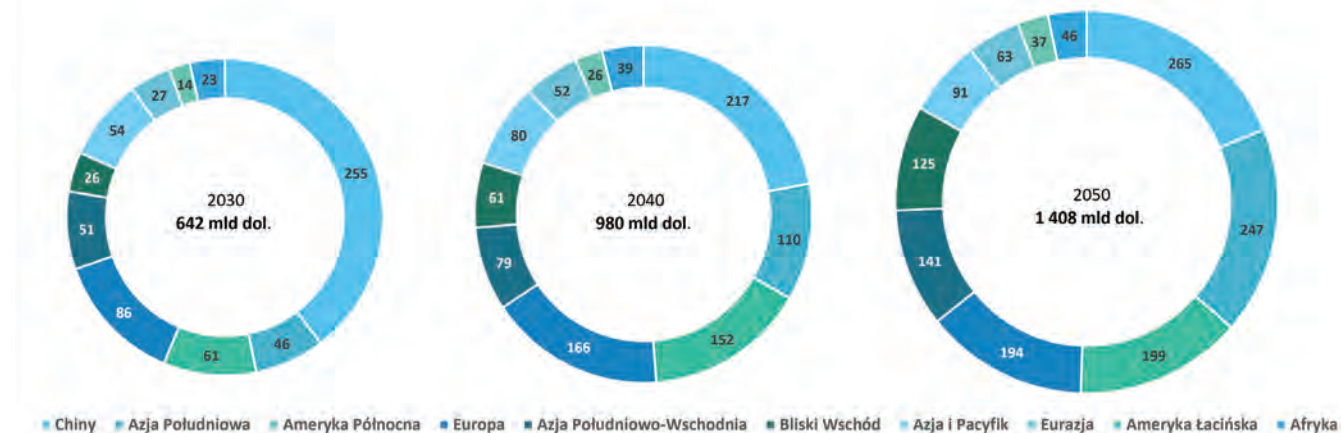
Na całym świecie rośnie zrozumienie transformacji energetycznej jako niezbędnego warunku wzrostu i zrównoważonego rozwoju. Podczas gdy globalni przywódcy dążą do zmiany łańcuchów dostaw i gospodarek w kierunku zerowej emisji netto, trwa debata na temat tempa i skali zmian w poszczególnych

państwach i branżach. Niewiele osób kwestionuje fakt, że dostosowanie gospodarek do celów określonych w porozumieniu paryskim wymaga zastąpienia starszych technologii produkcyjnych, wykorzystujących paliwa kopalne, bezemisyjnymi źródłami energii. Produkcja wodoru opiera się obecnie głównie na reformingu gazu ziemnego i zgazowaniu węgla, które są wysoce emisyjne (ponad 1 Gt rocznej emisji CO<sub>2</sub>). Prawdziwym przełomem będzie więc produkcja czystego wodoru, co umożliwi dekarbonizację i opracowanie nowych zastosowań na dużą skalę.

Zielony wodór, wytwarzany z odnawialnej energii elektrycznej w procesie elektrolizy, jest obiecującą i zrównoważoną klimatycznie

Dodatkowo, jeżeli tempo rozwoju fotowoltaiki i energetyki wiatrowej nadal będzie tak intensywne, a inwestycje w rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych nie będą za nimi podążać, może to powodować problemy ze stabilnością sieci w określonych okresach czy godzinach, co może zagrażać bezpieczeństwu infrastruktury energetycznej. Z tego typu sytuacjami mieliśmy już w Polsce do czynienia w 2023 roku, czego konsekwencją była na przykład konieczność wyłączania instalacji fotowoltaicznych. Czysty wodór jest obecnie uznawany za przełomową technologię, która pozwoli przezwyciężyć te ograniczenia. Pierwiastek ten może być wykorzystywany do produkcji energii w ogniach

Wykres 1. Wielkość rynku czystego wodoru (mld dol. rocznie) w latach 2030–2050.



Źródło: Analiza Deloitte na podstawie modelu HyPE.

technologią. Niebieski wodór, wytwarzany z gazu ziemnego, w połączeniu z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla, może być również traktowany jako „czysty”, pod warunkiem spełnienia rygorystycznych norm emisji metanu i wychwytywania dwutlenku węgla. Wykorzystanie rozwiązań niskoemisyjnych napotyka jednak realne bariery w przypadku dekarbonizacji trudnych do redukcji sektorów, takich jak ciepłownictwo, przemysł ciężki czy transport.

paliwowych, a także jako surowiec do produkcji pochodnych wodoru, takich jak amoniak, metanol lub zrównoważone paliwa lotnicze (*Sustainable Aviation Fuels – SAF*).

Prognoza Deloitte, oparta na modelu *Hydrogen Pathway Explorer* (HyPE), obejmuje powstanie w nadchodzących latach neutralnej pod względem emisji dwutlenku węgla zielonej gospodarki wodorowej. Model HyPE przedstawia w szczegółowy sposób łańcuch

Wykres 2. Redukcja emisji gazów cieplarnianych dzięki czystemu wodorowi w latach 2030–2050.



Źródło: Analiza Deloitte.

wartości dla czystego wodoru i jego pochodnych – od produkcji do ostatecznej konsumpcji. Analizowane rozwiązanie opiera się na liniowym modelu programowania, w którym funkcją celu jest m.in. najtańszy sposób na zaspokojenie globalnego zapotrzebowania na wodór w poszczególnych klastrach geograficznych, z uwzględnieniem różnych jego form (np. zielony wodór z OZE, niebieski wodór z gazu ziemnego), środków transportu (cysterny, rurociągi itp.), nośników fizycznych (gazowy lub skroplony wodór i amoniak) oraz towarów końcowego zastosowania (czysty wodór, amoniak, metanol i syntetyczne paliwa lotnicze).

Znaczenie przedmiotowej analizy, która pokazuje stały

wzrost rynku (od 642 mld dol. rocznie w 2030 roku do 1,4 bln dol. rocznie w 2050 roku, w którym zielony wodór stanowi około 85 proc. rynku wodoru, a 20 proc. jest sprzedawane na świecie), jest dwojakie. Po pierwsze, handel ten ma kluczowe znaczenie dla efektywnej kosztowo dekarbonizacji światowej gospodarki. Po drugie, produkcja i eksport zielonego wodoru dają możliwość uczestnictwa w gospodarce opartej na zrównoważonym rozwoju krajom rozwijającym się i wschodzącym w Afryce, Ameryce Łacińskiej i na Pacyfiku oraz takich regionach jak państwa Zatoki Perskiej. Handel sprzyjający włączeniu społecznemu może pobudzić rozwój gospodarczy, wspierając działalność lokalną, poprawiając bilans handlowy i ułatwiając globalną transformację energetyczną. Analiza Deloitte wskazuje, że gospodarka oparta na czystym wodorze może wpływać na powstanie nawet miliona nowych miejsc pracy rocznie do 2030 roku i podwoić to tempo w okresie najbliższych dwóch dekad (z czego 1,5 mln miejsc pracy rocznie może powstać w krajach rozwijających się).

## Perspektywa rozwoju zielonego wodoru

Aby osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 roku, zapotrzebowanie na zielony wodór może wzrosnąć do 170 mln ton Mth<sub>2</sub>eq w 2030 roku i do 600 Mth<sub>2</sub>eq w 2050 roku. Oczekuje się, że początkowo popyt będzie opierał się na dekarbonizacji istniejących przemysłowych zastosowań wodoru (95 Mth<sub>2</sub>eq), zwłaszcza w produkcji nawozów. Do 2050 roku przemysł (metalurgia, chemia, cement i wysokotemperaturowe procesy technologiczne) oraz transport (lotnictwo, żegluga i ciężki transport drogowy) mogą odpowiadać odpowiednio za 42 proc. i 36 proc. całkowitego zapotrzebowania na czysty wodór. Prognoza ta pokazuje, że produkcja czystego wodoru będzie kluczowa w redukcji emisji dwutlenku węgla. Dekarbonizując obecne i rozwijając nowe zastosowania, możliwe jest ograniczenie skumulowanych emisji do 2050 roku o około 85 Gt CO<sub>2</sub> eq, czyli ponaddwukrotnie więcej niż globalna emisja CO<sub>2</sub> w 2021 roku.

Podczas gdy oczekuje się, że popyt szybko wzrośnie w gospodarkach uprzemysłowionych, czysty wodór może również stanowić dużą szansę na zrównoważony wzrost dla krajów rozwijających się, prowadząc do powstania globalnego rynku wodoru. Jednak powstanie nowej, dużej gałęzi przemysłu w niespełna trzy dekady stanowi bezprecedensowe wyzwanie we wciąż rodującym się łańcuchu wartości. Realizacja projektów wodorowych oraz ich skala będą początkowo zależały od wsparcia publicznego, czego przykładem są pierwsze duże programy rządowe, takie jak amerykańska ustawa o ograniczeniu inflacji (*US Inflation Reduction Act*), *Australian Clean Energy Finance Corp.*, pakiet Unii Europejskiej *Fit for 55* i program finansowania *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI) oraz japońskie programy badań i rozwoju popytu. W Polsce realizowane są inicjatywy w postaci dolin wodorowych. Obecnie działa ich 11 i realizują projekty dotyczące zastosowania wodoru w różnych obszarach. Każda dolina ma stanowić regionalne centrum badań, doskonalenia i edukacji.

Koszt produkcji konwencjonalnego wodoru wysokoemisyjnego nie odzwierciedla w wystarczającym stopniu jego wpływu na klimat. Wsparcie rządów będzie niezbędne, dopóki czysty, a zwłaszcza zielony wodór nie będzie konkurencyjny cenowo, z uwzględnieniem efektu skali i wpływu na wzrost ceny emisji CO<sub>2</sub>. Próg rentowności może zostać osiągnięty do 2030 roku

w przypadku amoniaku, w 2035 roku w przypadku wodoru, około 2045 roku dla metanolu i 2050 roku dla zrównoważonych paliw lotniczych (SAF). Z czasem zielony wodór ma szansę stać się optymalnym i opłacalnym rozwiązaniem. Do 2050 roku światowy rynek wodoru może osiągnąć dojrzałość, ponieważ jego zdolności produkcyjne znacznie wzrosną. Będzie to związane z koniecznością zaspokojenia popytu oraz wspierania przez nowe zastosowania w przemyśle i transporcie. Oczekuje się, że wzrost produkcji i obrotu wodorem pozwoli na powstanie rynku, na którym będą kształtowane ceny, co będzie wpływało na zwiększenie odporności i przekierowanie inwestycji do najbardziej konkurencyjnych obszarów geograficznych.

Wyniki modelowania Deloitte pokazują, że zielony wodór, w określonych warunkach, wpłynie na zdominowanie miksu dostaw, osiągając 85 proc. udziału w rynku w 2050 roku (powyżej 500 Mth<sub>2</sub>eq). Niebieski wodór może pomóc w zwiększeniu popytu we wczesnych etapach, ułatwiając powstanie gospodarki wodorowej w regionach, które mogą wykorzystać rezerwy gazu ziemnego, takich jak Bliski Wschód, Afryka Północna, Ameryka Północna i Australia. Szczyt produkcji przypadnie na 2040 rok i wyniesie prawie 125 Mth<sub>2</sub>eq (30 proc. podaży), po czym niebieski wodór ma być stopniowo wypierany przez bardziej konkurencyjny zielony wodór i zaostrzające się ograniczenia środowiskowe dotyczące nieobniżonej emisji metanu i CO<sub>2</sub>.

Pojawienie się rynku czystego wodoru wiąże się z szansami i wyzwaniem na każdym etapie łańcucha wartości. Osiągnięcie neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla dotyczy nie tylko dekarbonizacji obecnych dostaw wodoru, ale także ich ponad 6-krotnego zwiększenia, aby umożliwić pokrycie zapotrzebowania dla nowych zastosowań niezbędnych do transformacji energetycznej. Wymagałoby to bezprecedensowego przyspieszenia rozwoju technologicznego (ogniwa paliwowe, wykorzystanie w wytopie żelaza i produkcji stali oraz zrównoważonych paliw lotniczych), zdolności produkcyjnych (elektrolizery, panele fotowoltaiczne i turbiny wiatrowe) oraz infrastruktury (zakłady produkcyjne, infrastruktura transportowa i magazynowa), z jednoczesnym budowaniem nowych łańcuchów dostaw i ustanowieniem ram dla globalnego handlu wodorem. Nadal istnieje duża niepewność, w którą stronę podaży globalny łańcuch wartości, w zależności od wyboru technologii produkcji i dostaw, lokalizacji produkcji i konsumpcji oraz wynikających z nich szlaków handlowych i zastosowań wodoru. Decyzje te mogą powodować konflikty między różnymi uczestnikami gospodarki wodorowej, takimi jak rządy (bezpieczeństwo energetyczne i polityka przemysłowa), dostawcy energii i przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, producenci sprzętu, odbiorcy i przedsiębiorstwa transportowe (żeglugowe i zarządcy obiektów portowych). Cel pozostaje jednak niezmienny – powstanie do 2050 roku neutralnej pod względem emisji dwutlenku węgla oraz zrównoważonej gospodarki opartej na czystym wodorze.

**Marta Iwańczuk-Grzywna, starszy menedżer, Energy, Resources & Industrials, Deloitte**  
**Piotr Haloń, dyrektor, Energy, Resources & Industrials, Deloitte**

Artykuł powstał na podstawie Raportu *Green hydrogen: Energizing the path to net zero. Deloitte's 2023 global green hydrogen outlook Green hydrogen: Energizing the path to net zero* (deloitte.com)

# Polski potencjał CCS potrzebuje wsparcia w unijnym i globalnym wyścigu

Kamil Lipiński

Potencjał polskiego CCS jest tak znaczny, że bardzo trudno będzie go wykorzystać. Ograniczone publiczne środki finansowe oraz wysokie koszty inwestycyjne będą oznaczać trudną konieczność selekcji. W raporcie „Czas na polski CCS?” Polski Instytut Ekonomiczny analizuje szanse i wyzwania rozwoju polskich możliwości wychwytu i składowania dwutlenku węgla.

Według szacunków National Energy Technology Laboratory, jednostki analitycznej DOE (*Department of Energy*) USA, moc działających obecnie instalacji CCS w USA jest 3-krotnie wyższa niż w UE, Szwajcarii, Norwegii i Wielkiej Brytanii razem wziętych. Amerykańska przewaga w wychwytcie i magazynowaniu CO<sub>2</sub> niedługo może stać się kolejnym filarem, obok wskazanych w raporcie Draghiego tańszych paliw kopalnych, niższych podatków energetycznych i niższych cen ETS (lub braku systemu w niektórych stanach), na którym USA będą budować swoją przewagę nad UE. Wyzwań przeciwko rozwojowi CCS w Europie jest wiele: wysokie koszty inwestycyjne i operacyjne, rozproszone ramy regulacyjne, złożoność tych projektów i ich łańcuchów dostaw czy rozwijająca się dopiero świadomość społeczna – to tylko niektóre z nich, przed którymi stanie branża do 2030 roku.

Technologie wykorzystujące CCS będą miały kluczowe znaczenie zwłaszcza w konkurencyjności europejskiej branży stali i amoniaku. Według analiz Międzynarodowej Agencji Energetycznej, zawartych w raporcie *Energy Technologies Perspectives 2024*, w przypadku porównywania technik bezemisyjnych produkcja z wykorzystaniem CCS będzie o 20% tańsza niż technologie wykorzystujące wodór (DRI), co będzie oznaczać konkurencyjną przewagę na poziomie 165 euro/t stali. Jeszcze większe będzie znaczenie CCS w produkcji amoniaku. Amoniak produkowany z wykorzystaniem CCS ma być dwukrotnie tańszy od amoniaku z innych źródeł bezemisyjnych, a różnica ma wynosić aż 750 euro/t amoniaku. Rozwój CCS może zdecydować, gdzie znajdą się światowe centra niskoemisyjnych gałęzi ciężkiego przemysłu.

## Wielki potencjał nie zwalnia z konieczności selekcji

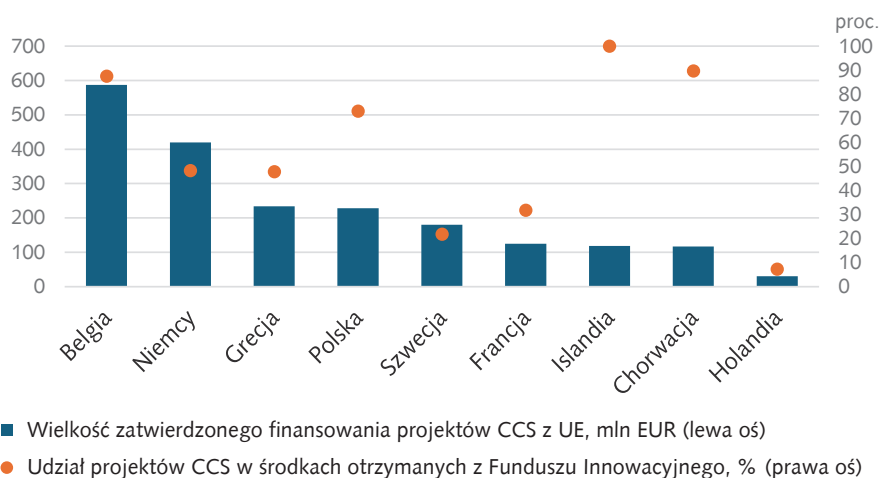
Państwowy Instytut Geologiczny oszacował całkowity potencjał składowania CCS w Polsce na 12,813–15,612 mld ton CO<sub>2</sub>. Gdyby go wykorzystać, wystarczyłoby na 830 lat magazynowania obecnych emisji z procesów przemysłowych albo 100 lat składowania emisji z elektrowni i elektrociepłowni. Przy średniej wa-

żonej cenie uprawnień EU ETS w 2024 roku, utrzymującej się na poziomie 64,5 euro/t CO<sub>2</sub>, hipotetyczną wartość tego potencjału można by zatem oszacować na ponad 826 mld euro. Wykorzystanie całości tak wielkiego potencjału przekracza jednak możliwości polskiego budżetu.

Same koszty składowania takich ilości CO<sub>2</sub>, szacowane na 10–15 proc. całkowitych kosztów procesu, wyniosłyby co najmniej 78 mld euro (337 mld zł), po uwzględnieniu wychwytu i transportu. Oznacza to, że aby wykorzystać całość naszego potencjału potrzeba byłoby nawet ponad 3370 mld zł. To niemal 4-krotnie więcej niż polskie wydatki budżetowe na 2024 rok, ponad 10-krotnie więcej niż wszystkie nakłady inwestycyjne na transformację przemysłu w latach 2021–2040, przy realizacji ambitnego scenariusza WAM w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu i o 20 proc. więcej niż całość nakładów na transformację w latach 2021–2040 w tym scenariuszu (2766 mld zł). CCS to szansa na dekarbonizację sektorów, w których o konkurencyjność bez paliw kopalnych trudno, ale nie zastąpi ono transformacji. Nie powinien też być wykorzystywany jako argument przeciwko transformacji elektroenergetyki – to po prostu za drogie rozwiązanie, tym bardziej że koszty wciąż są definiowane w bardzo szerokich przedziałach, co podnosi ryzyko inwestycji.

Choć niecały potencjał CCS uda się zatem wykorzystać, projekty CCS są Polsce potrzebne. Gdyby już teraz 10 obecnie realizo-

Wykres 1. Wielkość zatwierdzonego finansowania projektów CCS w ramach Funduszu Innowacyjnego w latach 2020–2024 [mln EUR]



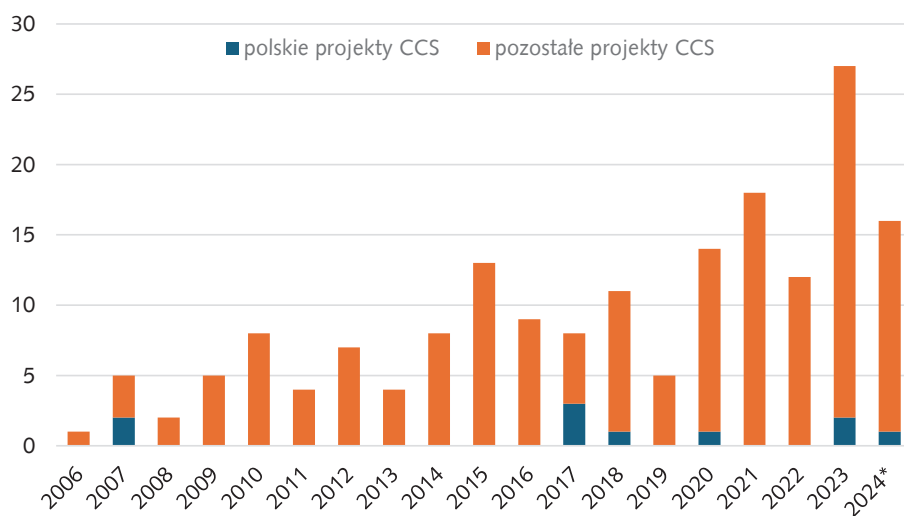
Zródło: opracowanie PIE na podstawie danych Komisji Europejskiej

wanych w Polsce instalacji EU ETS było operacyjne, pozwoliłoby wychwycić około 64,2–96,5 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie. To więcej niż tzw. luka ETS, czyli różnica między udokumentowanymi emisjami CO<sub>2</sub>e instalacji stacjonarnych a całkowitą liczbą przyznaną Polsce uprawnień w 2022 roku. Według danych Europejskiej Agencji Środowiska, luka ta wynosiła 45,1 mln ton CO<sub>2</sub>e, zatem jest to wartość 2,9 mld euro rocznie. Według analiz z raportu PIE „Czas na polski ETS?”, łączna korzyść na sprawniej realizacji tych inwestycji dla polskiego przemysłu wyniosłaby do 2030 roku aż 14,1 mld euro.

### Finansowanie CCS w UE – dobry początek i kropla w morzu potrzeb

Komisja Europejska zaproponowała w komunikatach z 2023 i 2024 roku strategiczny cel wypracowania możliwości składowania CO<sub>2</sub> na poziomie 50 mln ton rocznie do 2030 roku w całej UE, podkreślając znaczenie tej technologii dla jego osiągnięcia. Europejski Trybunał Obrachunkowy (ECA) już w połowie 2024 roku wskazał w raporcie 11/2024, że najpierw potrzebne są jasne ramy prawne regulujące ten rynek, a jego rozwój ogranicza brak infrastruktury.

Wykres 2. Liczba projektów finansowanych w ramach pomocy publicznej krajów członkowskich dla przedsiębiorstw (*state aid*)



Źródło: opracowanie PIE na podstawie danych DG COMP KE

Według szacunków Wspólnego Centrum Badawczego KE (JRC), potrzeba będzie 7300 km gazociągów do przesyłu CO<sub>2</sub>, a koszt wyniesie nawet 12,2 mld euro do 2030 roku. W perspektywie 2040 roku to aż 19 000 km, co – zdaniem JRC – oznacza koszt 16 mld euro. Energy Industry Geolab, prowadzone przez JRC, na podstawie analizy dojrzałych projektów szacuje, że do 2030 roku w Wielkiej Brytanii, Norwegii i UE pojawi się jedynie 978 km gazociągów do przesyłu CO<sub>2</sub>. Trybunał wskazuje, że przy średnim czasie realizacji tych projektów w okresie 6–8 lat, terminowe wdrożenie potrzebnej sieci transportowej CO<sub>2</sub> może być bardzo trudne.

Te ograniczenia będą wzmacniać rolę publicznego wsparcia w najbliższej dekadzie rozwoju CCS. Obecne unijne wsparcie jest jednak niewystarczające. Według danych KE, spośród 131 projektów, na których finansowanie w latach 2020–2024 w ramach Funduszu Innowacyjnego przeznaczono ponad 7,4 mld euro,

12 projektów o wartości 2,0 mld euro trafi na projekty CCS, co stanowi niewielką część kosztów samej infrastruktury przesyłowej potrzebnej do rozwoju rynku. Jeszcze niższe są środki przeznaczane na projekty badawczo-rozwojowe (Horyzont) – tutaj na projekty CCS w latach 2009–2020 wydano poniżej 73 mln euro.

### Krajowe finansowanie kluczowe dla CCS

Ograniczone finansowanie z budżetu unijnego sprawia, że największą rolę odgrywa finansowanie ze środków krajowych, czyli pomoc publiczna dla przedsiębiorstw (*state aid*). W latach 2006–2024 zatwierdzono 132 projekty, z czego najwięcej w Holandii (30 projektów) i Niemczech (17 projektów), Włoszech i Polsce (po 10 projektów). Ta względnie dobra pozycja naszego kraju w CCS, wynikająca po części z rozwiniętej bazy przemysłowej i dobrych warunków geologicznych, niestety ma tendencję spadkową. Po względnie mocnej pozycji w latach 2006–2020 coraz więcej państw uruchamia systemy wsparcia CCS. Coraz większa rola krajowej pomocy publicznej w finansowaniu CCS będzie zwiększać pozycję krajów zamożnych, które będą w stanie aktywnie wspomóc swoje przedsiębiorstwa dotacjami z budżetu. Niestety, takim państwem nie musi być w tej układance Polska.

Problemem jest jednak nie tylko liczba, ale i skala projektów finansowanych przez państwa członkowskie. Sam szwedzki program wsparcia bio-CCS, o wartości 36 mld szwedzkich koron (3 mld euro), przewidziany na lata 2024–2028, to większy strumień środków niż łączna wartość projektów CCS finansowanych z Funduszu Innowacyjnego. Holenderskie finansowanie projektów CCS w ramach wielkiego (30 mld euro) programu SDE++ wyniesie 2,1 mld euro. Z kolei Duńczycy na finansowanie licytowanych aukcyjnie kontraktów różnicowych, opartych na oczekiwanych korzyściach (EU ETS) i kosztach, wydadzą przez 20 lat na-

wet 1,1 mld euro. Jeżeli Polska chce w tym wyścigu wziąć udział, będzie potrzebować takich programów.

Pytanie o polski CCS jest pytaniem o przyszłość polityki przemysłowej. Nie tylko tej względnie „zielonej”, gdzie elektryfikacja procesów i wykorzystanie OZE jest możliwe, oraz korzystającej z transformacji branży clean tech, ale także tej „szarej”, o niższej rentowności, ale ważnej dla bezpiecznego i niezależnego funkcjonowania państwa. Te branże: produkcji i obróbki metali, przemysłu chemicznego i przemysłu mineralnego to także miejsce pracy dla ponad 107 tys. osób. Rozwijając CCS, możemy zmniejszać koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i zwiększać konkurencyjność polskiego przemysłu na arenie międzynarodowej, budując w ten sposób zrównoważoną gospodarkę dla kolejnych pokoleń.

Dr Kamil Lipiński, Polski Instytut Ekonomiczny

# Energia a rozwój gospodarki (cz. 2)

Waldemar Kamrat

Jak wynika z poniższych danych, zastosowanie przedstawionej w „Przeglądzie Gazowniczym” 3 (83) metody pozwala na prognozowanie zapotrzebowania na energię elektryczną oraz bilansu energii elektrycznej z uwzględnieniem uwarunkowań demograficznych w perspektywie długoterminowej rok do roku. Dzięki temu można dokładniej planować rozwój elektroenergetyki w perspektywie 2050 roku.

Przedstawiona metoda prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną z uwzględnieniem uwarunkowań demograficznych pozwala na lepsze i dokładniejsze planowanie rozwoju elektroenergetyki, zwłaszcza w zakresie technologii niskoemisyjnych.

Traktując wersję obliczeniową v.1 i wersję aproksymacyjną v.2, zaprezentowane w PG 3 (83), s. 16, odpowiednio: seria danych dla wersji 1, seria danych dla wersji 2 (aproksymacyjnej), dla tak zdefiniowanych zależności funkcjonalnych po dokonaniu aproksymacji i obliczeń uzyskuje się następujące wyniki (rysunki 1, 2, 3).

Prognozy bilansu energii elektrycznej w Polsce na lata 2020–2040 dla wersji obliczeniowej v.1 i wersji aproksymacyjnej v.2 przedstawiono w tabelach 8 i 9.

## Możliwe scenariusze rozwoju

Proponowane w opracowaniu [2] scenariusze alternatywne dotyczą przypadku wystąpienia ryzyka opóźnienia realizacji programu inwestycyjnego w energetyce wytwórczej, a zwłaszcza opóźnienia budowy elektrowni jądrowych. Zakłada się w nich, że w latach (2031–2040) średniorocznie wystąpi okresowy niedo-

bór około 3 GW mocy i około 20 TWh energii elektrycznej rocznie. Po rozpatrzeniu różnych opcji rynkowych, technologicznych i paliwowych – zdaniem S. Tokarskiego – możliwe są scenariusze alternatywne dla okresu przejściowego [12].

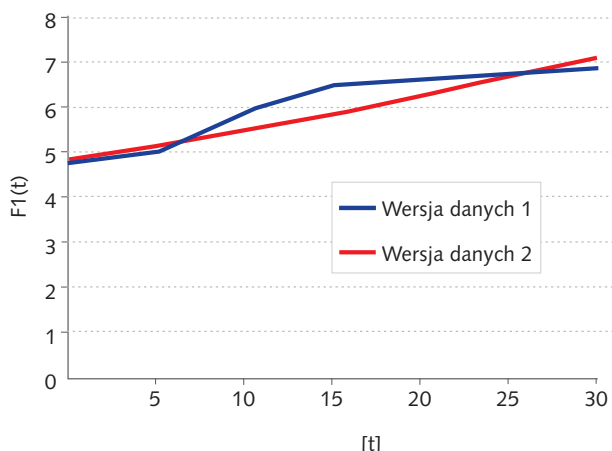
### Scenariusz OZE ze zwiększonym importem energii i gazem jako paliwem przejściowym

Elektrownie węglowe będą wycofywane z eksploatacji po 2030 roku i zastępowane przez nowe moce odnawialne i sterowalne bloki gazowe. Dodatkowe 3 GW mocy bloków gazowych zapewni stabilną moc w systemie. Brakujące 20 TWh energii elektrycznej zostanie pokryte częściowo zwiększonym importem (do 25 TWh), a częściowo zwiększoną generacją gazową.

### Scenariusz OZE ze zwiększonym importem energii, ograniczona rola gazu

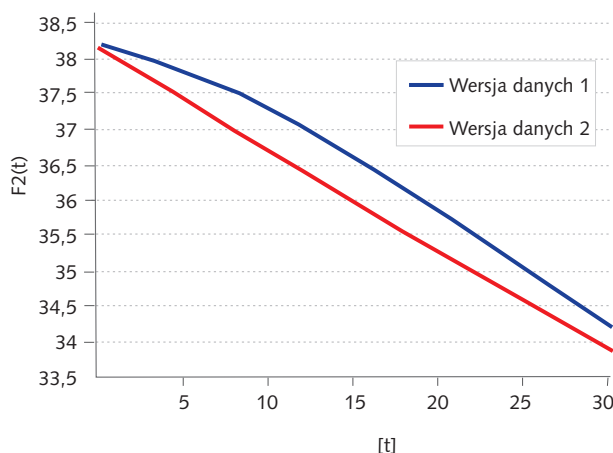
Elektrownie węglowe w Polsce po 2030 roku zapewnią rezerwę 3 GW brakującej mocy i produkcję około 10 TWh energii, pozostałe 10 TWh będzie pokrywane zwiększonym importem (do 30 TWh). Inwestycje w bloki gazowe będą realizowane jak w PEP 2040 (bez zwiększania ich zakresu).

Rysunek 1. Oszacowanie zużycia energii elektrycznej *per capita* w Polsce w latach 2020–2040



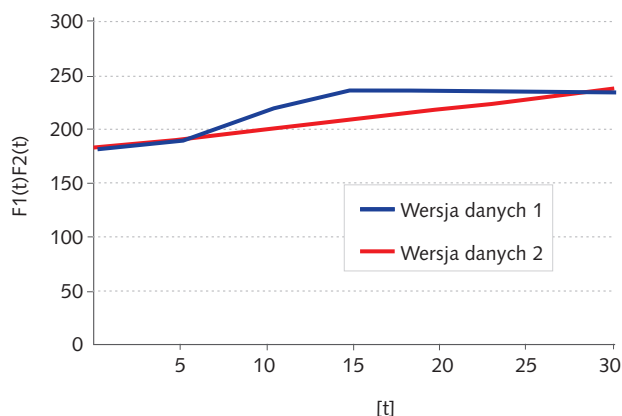
Źródło: opracowanie własne.

Rysunek 2. Oszacowanie rozwoju demograficznego w Polsce w latach 2020–2040



Źródło: opracowanie własne.

Rysunek 3. Oszacowanie zużycia energii elektrycznej w Polsce w latach 2020–2040



Źródło: opracowanie własne.

#### Scenariusz OZE z węglem z CCSU jako paliwem przejściowym

Dynamicznie rosnące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> powinny spowodować ponowne rozważenie węglowego scenariusza inwestycyjnego ze stosowaniem wychwytu CO<sub>2</sub> (opcja CCSU) w wybranych elektrowniach zużywających węgiel brunatny lub kamienny (nowe bloki klasy 1000 MW i 500 MW, CCS ready). W okresie przejściowym bloki węglowe dostarczą moc (3 GW) i energię elektryczną (20 TWh); oprócz tego przewiduje się import energii elektrycznej w ilości około 20 TWh.

Porównanie scenariuszy alternatywnych zestawiono w tabeli 10, w której porównano wskaźniki scenariuszy alterna-

tywnych pod kątem nakładów inwestycyjnych i wpływu na koszty jednostkowe produkcji energii elektrycznej [12].

Scenariusz pierwszy, w którym zakładamy szybkie odejście od węgla i pokrycie brakującej mocy nowymi blokami gazowymi, a brakującego wolumenu energii częściowo energią z importu i częściowo z produkcji opartej na gazie w nowych blokach, może najmniej wpływać na wzrost finalnych cen ener-

**W celu utrzymania stabilności krajowego systemu elektroenergetycznego po 2030 roku rozpoczęcie budowy bloków gazowych jest niezmiernie ważne i wręcz niezbędne. Natomiast w perspektywie lat 2031–2040 należy podjąć decyzje w zakresie alternatywnych kierunków zasilania w moc i energię elektryczną na bazie któregoś z przedstawionych scenariuszy lub innego, nowo opracowanego.**

gii. Jest obciążony ryzykiem braku dostępności dodatkowych 1,5–2,0 mld m<sup>3</sup> gazu i niepewnością przyszłych cen gazu (w załączniku nr 2 do PEP 2040 założono tylko 11-procentowy przyrost cen gazu w latach 2030–2040) [13].

Tabela 8. Prognozowanie bilansu energii elektrycznej w Polsce na lata 2020–2040, wersja v.1

Specyfikacja	Jednostka miary	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Produkcja	TWh	170,2	179,1	187,9	229,7	237,7	239,7	240,1
Import (+)/Eksport (-)	TWh	10,5	10,2	5,3	-13	-4,4	-5,0	-5,7
Saldo								
Zużycie	TWh	180,7	189,3	217,7	236,1	233,3	234,7	234,4

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 9. Prognozowanie bilansu energii elektrycznej w Polsce na lata 2020–2040, wersja v.2

Specyfikacja	Jednostka miary	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Produkcja	TWh	171,5	182,5	212,4	237,4	239,5	243,9	261,6
Import (+)/Eksport (-)	Saldo	TWh	11,9	9,1	-12,2	-28,3	-21,0	-15,2
Zużycie	TWh	183,4	191,6	200,2	209,1	218,5	228,7	238,5

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 10. Porównanie wskaźników scenariuszy alternatywnych według [12]

Wyszczególnienie	Scenariusz OZE + import + gaz	Scenariusz OZE + import + węgiel	Scenariusz OZE + węgiel i CCSU
Nakłady inwestycyjne [mld zł]	8–9	2,7–3,5	15–17
Produkcja energii elektrycznej/rok [TWh]	10–15	do 10	20
Zapotrzebowanie na paliwa	gaz, 1,5–2 mld m <sup>3</sup>	węgiel, do 5 mln Mg	węgiel, 10 mln Mg
Wpływ na koszt produkowanej energii elektrycznej [euro/MWh]	wzrost o około 35	wzrost o około 95	wzrost o około 60
Emisyjność jednostkowa i roczna	340 kg/MWh	3,4–5,1 mln Mg	950 kg/MWh do 9,5 mln Mg
Niezależność energetyczna	*	**	***

Objaśnienie: im większa liczba gwiazdek, tym większa niezależność energetyczna

Scenariusz drugi, w którym zakłada się, że utrzymywane starsze jednostki węglowe pokryją brakujące 3 GW mocy, a potrzebna energia elektryczna zostanie pokryta energią z importu, jest najtańszy pod względem inwestycyjnym, ale do kosztów energii wyprodukowanej z węgla trzeba doliczyć obecną cenę uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. W wariantcie tym istnieje także wyższa emisyjność produkcji energii elektrycznej [13].

Scenariusz trzeci, w którym zakłada się produkcję energii elektrycznej z węgla z wychwytem CO<sub>2</sub> w istniejących nowych blokach węglowych z CCS, jest zdecydowanie najdroższy pod względem inwestycyjnym; trzeba w nim także założyć wzrost kosztów produkcji energii związany z kosztami wychwytu i składowania CO<sub>2</sub>. Przyjęto ekspercki wskaźnik wzrostu ceny o 60 euro/MWh energii, wynikający z przeglądu rozwiązań światowych i krajowych prognoz. Wariant ten zapewnia nieemisyjną produkcję energii elektrycznej, z zachowaniem węgla jako surowca i najniższy wskaźnik uzależnienia od importu surowców energetycznych [13].

\* \* \*

Badania eksperckie wykonane pod kierunkiem S. Tokarskiego (uczestniczył w nich i autor niniejszego artykułu) pokazały dużą zbieżność ocen i prognoz ekspertów [12]. Zdecydowana większość ekspertów wskazała na nieuniknioną konieczność doko-

**Węgiel i elektrownie węglowe (także z CCSU) powinny stanowić jedynie zabezpieczenie procesu transformacji w dłuższej perspektywie czasowej, w przypadku braku innych możliwości utrzymania bezpieczeństwa energetycznego Polski.**

nia transformacji systemu energetycznego, w tym budowy niskoemisyjnych i nieemisyjnych źródeł produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz eliminowania paliw stałych z ciepłownictwa indywidualnego. Stwierdzenia te są zgodne z oceną i kierunkami prezentowanymi w PEP 2040. Ekspertki uznali także, że wskazany kierunek przebudowy krajowych źródeł wytwarzania energii, polegający na zastąpieniu wyeksploatowanych elektrowni węglowych morskimi farmami wiatrowymi i energetyką jądrową oraz mało- i wielkoskalową fotowoltaiką, z wykorzystywaniem gazu jako paliwa w okresie przejściowym, jest właściwy [13]. Należy tutaj podkreślić istotną rolę paliw gazowych w bilansie bazy paliwowej dla wytwarzania energii elektrycznej.

Transformacja energetyczna, a szerzej transformacja całej gospodarki, w kierunku neutralności klimatycznej jest nieunikniona. Nie jest celowe nieuzasadnione przedłużanie funkcjonowania starszych elektrowni węglowych poza okres, w którym muszą zapewnić niezbędną moc sterowalną w krajowym systemie elektroenergetycznym. Należy rozpatrzyć dwie perspektywy czasowe: krótszą – od 2026 do 2030 roku oraz dłuższą – do 2040 roku. W krótkiej perspektywie niezbędne jest stworzenie mechanizmów prawnych i finansowych,

które utrzymają niezbędną moc w blokach węglowych klasy 200 MW i 360 MW (dostawa mocy, niewielka liczba godzin pracy) po 2025 roku, kiedy utracą finansowanie z rynku mocy i staną się trwale nierentowne. Dotychczas nie zostały jeszcze podjęte decyzje dotyczące budowy bloków gazowych, które mogłyby je zastąpić. W celu utrzymania stabilności krajowego systemu elektroenergetycznego po 2030 roku, rozpoczęcie budowy bloków gazowych jest niezmiernie ważne i wręcz niezbędne. Natomiast w perspektywie lat 2031–2040 należy podjąć decyzje w zakresie alternatywnych kierunków zasilania w moc i energię elektryczną na bazie któregoś z przedstawionych scenariuszy lub innego, nowo opracowanego [13].

Coraz większa integracja europejskiego rynku energii elektrycznej, korzystny cenowo import i zdolności przesyłowe uzasadniają wykorzystywanie pozytywnego efektu ekonomicznego dla gospodarki krajowej w postaci tańszej i nieemisyjnej energii z rynków sąsiednich. Zabezpieczenie mocy dla krajowego systemu elektroenergetycznego wymaga natomiast pełnego pokrycia zapotrzebowania na energię przez krajowe źródła wytwarzania i gwarantowane dostawy surowców energetycznych, w tym paliw gazowych. Zdolność do zasilania krajowego systemu w energię w przypadku zmniejszonej generacji z OZE i braku energii na połączeniach transgranicznych to strategiczny element doktryny bezpieczeństwa energetycznego. W tym zakresie węgiel i elektrownie węglowe (także z CCSU) powinny stanowić jedynie zabezpieczenie procesu transformacji w dłuższej perspektywie czasowej [12], w przypadku braku innych możliwości utrzymania bezpieczeństwa energetycznego Polski.

**Prof. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Katedra Elektroenergetyki**

#### Bibliografia

- [1] *BP Energy Outlook 2030*, London, January 2019.
- [2] *Central Statistic Office, Population projection in Poland*, Warsaw, 2019.
- [3] *Energy Regulatory Office URE, Sources materials – Polish energy sector*, Warsaw 2020.
- [4] European Statistic Office Eurostat-<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/energy/pop2013>.
- [5] IEA, *World Energy Outlook 2019 – Analysis* – IEA, IEA, Paris, France, 2019; ISBN 978-92-64-97300-8.
- [6] W. Kamrat, *General Remarks to Experts Team Report for Ministry of Climate – Republic of Poland, entitled Industry Development, Renewables and Effects for Polish Economy*, Gdansk, Poland, May 2020.
- [7] W. Kamrat, *Development of the Polish energy sector through transformation and harmonization with the European energy and climate policy*, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna”, nr11, 2023.
- [8] J. Kicinski, *Zielona transformacja energetyczna*, IMP PAN, Gdansk 2020,
- [9] *Ministry of Climate – Republic of Poland: Polish Energy Policy 2040*, Warsaw, Poland, 2019.
- [10] T. Minkiewicz. *The effectiveness of the energy supply system using a nuclear power plant*, Doctorate Dissertation, Gdansk, Poland 2019 (in Polish).
- [11] K. Świrski et al, *Industry Development, Renewables and Effects for Polish Economy. Experts Team Report, Ministry of Climate – Republic of Poland*, Warsaw, May 2020.
- [12] S. Tokarski, *Prognoza zapotrzebowania na energię i źródła energii pierwotnej w perspektywie 2040 roku z analizą ryzyka*, GIG Katowice 2021.
- [13] S. Tokarski i inni, *Transformacja energetyczna Polski*. Praca zbiorowa pod red. S. Tokarskiego, GIG 2021.

# O złożach kopalin gazowych w Polsce z perspektywy Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego

Dariusz Brzeziński, Martyna Czapigo-Czapla, Agnieszka Malon, Marcin Tymiński, Adam Wójcicki, Krystian Wójcik

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG – PIB), pełniąc państwową służbę geologiczną, przygotowuje corocznie „Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce”, w którym można znaleźć m.in. informacje o ilości i zasobach złóż oraz wydobyciu gazu ziemnego, gazu azotowego, helu i metanu pokładów węgla. „Bilans...” ukazuje się nieprzerwanie od 1953 roku. Nie są to jedyne informacje o szeroko rozumianych zasobach różnych rodzajów gazów w Polsce, które udostępnia PIG. Na uwagę zasługuje jeszcze – wydawany mniej więcej co dekadę – „Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski”, w którym zawarte są informacje dotyczące szacunkowych zasobów konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, które nadal można odkryć na terenie naszego kraju.

Poniżej przedstawiamy pokrótce charakterystykę złóż różnych kopalin gazowych. Staraliśmy się uzupełnić ją aktualnymi informacjami na temat wodoru naturalnego, który wkrótce ma szansę stać się ważnym elementem gospodarki energetycznej naszego kraju. Prezentowane dane mogą być przyczynkiem do dyskusji nad kondycją całego sektora poszukiwań i wydobycia węglowodorów w Polsce, a zwłaszcza jego niejasną przyszłością w kontekście transformacji gospodarki ku zeroemisyjnym źródłom energii.

**Azotowy gaz ziemny** to odmiana gazu ziemnego, w której zawartość azotu przekracza 90%. Kopalina ta znajduje zastosowanie w przemyśle, medycynie, badaniach naukowych, a w branży naftowej służy do modyfikacji składu gazu ziemnego w sieci przesyłowej, aby dostosować go do wymagań odbiorców. W Polsce udokumentowano dwa złoża azotowego gazu ziemnego: Cychry i Sulęcín, położone na Niżu Polskim w okolicach Gorzowa Wielkopolskiego. Gaz jest nagromadzony w utworach permu – dolomitu głównego. Łączne zasoby wydobywalne bilansowe złóż na koniec 2023 roku wynosiły 14 658,58 mln m<sup>3</sup>, a zasoby przemysłowe – 772,48 mln m<sup>3</sup>. Obecnie tylko złożo Cychry jest eksploatowane, w ubiegłym roku wydobycie gazu azotowego wyniosło 13,14 mln m<sup>3</sup>. Złożo Sulęcín pozostaje niezagospodarowane. Obecnie w Polsce zasoby azotu w złożach gazu ziemnego nie są dokumentowane i nie prowadzi się prac prospekcyjnych za tą kopalinią. Podstawowym jej źródłem jest powietrze atmosferyczne, azot jest pozyskiwany również podczas procesów oczyszczania (odazotowania) gazu ziemnego, skraplania oraz podczas odzyskiwania helu.

**Gaz ziemny** to naturalne nagromadzenie węglowodorów w skorupie ziemskiej, których głównym składnikiem jest metan,

a w mniejszej ilości mogą występować także etan, propan, butan, węglowodory ciekłe oraz inne składniki gazowe, na przykład azot, hel, tlenek i dwutlenek węgla i siarkowodór. Złoża gazu ziemnego w Polsce występują w utworach permu – dolomitu głównego (61 złóż o zasobach 53,4 mld m<sup>3</sup>), wapienia cechsztyńskiego i czerwonego spągowca (88 złóż; 49,6 mld m<sup>3</sup>), karbonu, dewonu i kambru (18 złóż; 4,8 mld m<sup>3</sup>) na Niżu Polskim oraz kambru w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej Morza Bałtyckiego (5 złóż o zasobach 5,1 mld m<sup>3</sup>), a także w utworach fliszowych Karpat zewnętrznych (34 złoża; 1,2 mld m<sup>3</sup>), miocenie zapadliśka przedkarpackiego (106 złóż; 35,8 mld m<sup>3</sup>) oraz w podłożu paleozoiczno-mezozoicznym jednostek karpaccich (12 złóż o zasobach 1,3 mld m<sup>3</sup>). Łączne zasoby polskich złóż gazu ziemnego na koniec 2023 roku wyniosły 151,3 mld m<sup>3</sup>, przy wydobyciu 4,6 mld m<sup>3</sup>. Najwięcej gazu ziemnego wydobyto z utworów permu – wapienia cechsztyńskiego i czerwonego spągowca (2,3 mld m<sup>3</sup>) oraz miocenu zapadliśka przedkarpackiego (1,2 mld m<sup>3</sup>) i z dolomitu głównego (1,0 mld m<sup>3</sup>). Zasoby perspektywiczne konwencjonalnych złóż gazu ziemnego w Polsce szacowane są na prawie 1800 mld m<sup>3</sup>, przy czym największe nadzieje na nowe odkrycia związane są z utworami permu – czerwonego spągowca i dolomitu głównego. Tymczasem zasoby złóż niekonwencjonalnych w łupkach niższego paleozoiku wynoszą 187,1–778,8 mld m<sup>3</sup>. W odniesieniu do gazu zamkniętego w piaskowcach czerwonego spągowca, karbonu i kambru łączne zasoby technicznie wydobywalne szacowane są na 494,6–781,4 mld m<sup>3</sup>.

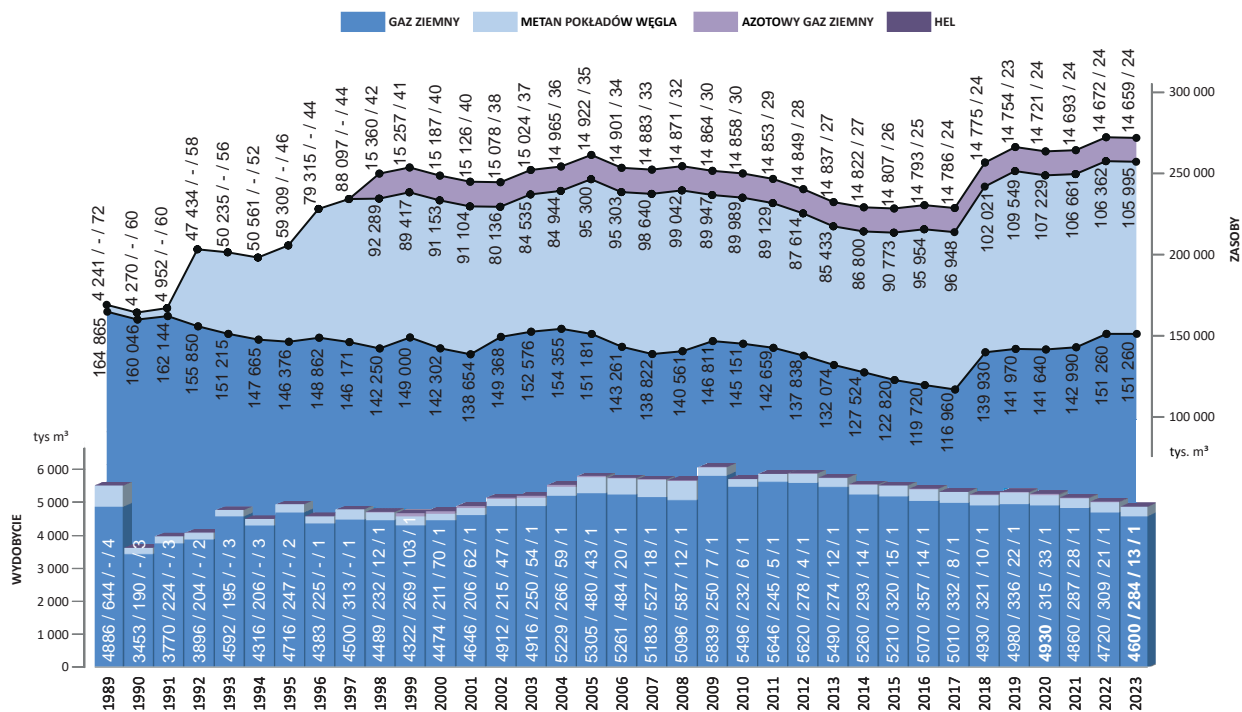
**Hel** należy do grupy gazów szlachetnych, jego niewielkie nagromadzenia stwierdzono w wielu złożach gazu ziemnego w po-

łudniowej części monokliny przedsudeckiej (na obszarze Zielona Góra–Rawicz–Odolanów). Hel występuje w utworach górnego czerwonego spągowca, wapienia cechsztyńskiego i dolomitu głównego. Jedynie w złożu Trzebusz na Pomorzu Zachodnim hel nagromadzony jest w piaskowcach karbonu górnego. Zasoby helu udokumentowano w 18 złożach, w których koncentracja pierwiastka waha się od 0,22 do 0,42%, przy czym próg 0,2% obj. stanowi kryterium bilansowości. Łączne udokumentowane zasoby helu w Polsce na koniec 2023 roku wnoszą 23,96 mln m<sup>3</sup>.

Odzyskiwanie helu prowadzone jest od 1975 roku, od kiedy ruszyła w Polsce oczyszczalnia gazu ziemnego w Odolanowie (obecnie ORLEN S.A.). W 2023 roku odzysk helu z 11 jego złóż wyniósł 0,64 mln m<sup>3</sup>, przy czym podana wartość nie uwzględnia odzysku helu ze złóż, w których jego domieszka nie została formalnie udokumentowana. Całkowity odzysk czystego helu w Odolanowie w 2023 roku z wydobywanego w Polsce gazu ziemnego wyniósł 2,63 mln m<sup>3</sup>. Zasoby perspektywiczne helu

Zagłębia Węglowego (DZW) oraz Lubelskiego Zagłębia Węglowego (LZW) jest bardzo słabe, a stwierdzone koncentracje metanu są tam znacznie mniejsze, dlatego obecnie trudno ocenić ich znaczenie gospodarcze. Na koniec 2023 roku w Polsce było udokumentowanych 65 złóż MPW: 29 złóż znajduje się w obszarach eksploatowanych złóż węgla (jako kopalina towarzysząca), 24 – w obszarach nieeksploatowanych złóż węgla (również jako kopalina towarzysząca), a 12 to złoża metanu jako kopaliny głównej w złożu. Udokumentowane zasoby bilansowe wydobywalne MPW wyniosły 106,0 mld m<sup>3</sup>. Wydobycie metanu w 2023 roku wyniosło 283,83 mln m<sup>3</sup>. Jest to wielkość oznaczająca odmetanowanie, czyli ilość metanu ujmowanego przez stacje odmetanowania poszczególnych kopalń węgla kamiennego oraz metan eksploatowany samodzielnie, na zasadzie samowypływu gazu z otworów wiertniczych, sięgających do zrobów zlikwidowanych kopalń węgla kamiennego. Ilość metanu wyemitowanego wraz z powietrzem kopalnianym systemem wentylacji, określana jako

Zasoby i wydobycie gazu ziemnego/metanu pokładów węgla azotowego gazu ziemnego/helu na podstawie Bilansów zasobów złóż kopalni w Polsce



szacowane są na około 34,68 mln m<sup>3</sup> i są to szacunki uwzględniające 30 złóż gazu ziemnego, w których nie udokumentowano zasobów helu.

**Metan pokładów węgla (MPW)** to cząsteczki gazu zaabsorbowane na ziarnach węgla kamiennego, które w toku eksploatacji węgla są uwalniane do wyrobisk górniczych. Z powodu zagrożenia metanowego gaz ten jest ujmowany przez zakłady odmetanowania kopalń w trakcie robót wyprzedzających. Część tego gazu emitowana jest wraz z powietrzem wentylacyjnym. Metan jest też eksploatowany powierzchniowymi otworami wiertniczymi, które szczelinują pokłady węgla, umożliwiając wpompowanie wody złożowej i powodując desorpcję i emisję metanu. Złoża metanu pokładów węgla (MPW) zostały udokumentowane w złożach węgla kamiennego Górnośląskiego Zagłębia Węglowego (GZW). Rozpoznanie warunków metanowych Dolnośląskiego

emisa z wentylacją, wyniosła 460,49 mln m<sup>3</sup>. Tymczasem łączne zasoby prognostyczne metanu w Polsce według stanu na koniec 2018 roku wyniosły 1,69 mld m<sup>3</sup> tylko w GZW, a zasoby perspektywiczne 111,27 mld m<sup>3</sup> we wszystkich zagłębiach łącznie.

### Wodór

Na obszarze Polski nie udokumentowano jeszcze samodzielnych złóż wodoru, nie był też nigdy brany pod uwagę jako kopalina towarzysząca w złożach innych gazów. Obecność wodoru wśród metanu, cięższych węglowodorów czy azotu stwierdzono w wielu złożach gazu ziemnego w Polsce, jego zawartość zazwyczaj nie przekracza jednak 1% obj. Wyjątkiem jest tutaj złożo ropy naftowej Jeniniec w dolomicie głównym, w którym zawartość wodoru w gazie towarzyszącym ropie naftowej osiąga

10,36%. Wodór często występuje w towarzystwie helu, należałoby zatem zastanowić się, czy możliwe jest jego techniczne odzyskiwanie podczas eksploatacji i oczyszczania gazu ziemnego, podobnie jak odzyskuje się hel. Obecnie nie są znane prawidłowości występowania akumulacji wodoru naturalnego, choć jego obecność jako gazu wolnego lub gazu rozpuszczonego w wodach/solankach została zauważona w kambrze, dewonie, karbonie, permie – czerwonym spągowcu, wapieniu cechsztyńskim, dolomicie głównym, paleozoiczno-mezozoicznym podłożu Karpat czy w samych jednostkach karpackich – Karpatach zewnętrznych i miocenie zapadliska przedkarpackiego [Wójcik, 2024]. Obecnie nie jest znana geneza tych nagromadzeń. Nie są też znane kryteria bilansowości potencjalnych złóż wodoru. Są to zagadnienia, których opracowaniem w najbliższych latach zajmie się państwowa służba geologiczna.

Zgodnie z zapisami ustawy z 9 czerwca 2011 roku „Prawo geologiczne i górnicze” (art. 10), złoża węglowodorów, w tym oczywiście złoża gazu ziemnego, azotowego gazu ziemnego, a także metanu występującego jako kopalina towarzysząca, gazów szlachetnych, bez względu na miejsce ich występowania, czy wodoru objęte są własnością górniczą. Prawo własności górniczej przysługuje Skarbowi Państwa. Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż, w tym oczywiście różnego rodzaju gazów, wymaga posiadania odpowiedniej koncesji, udzielanej przez ministra klimatu i środowiska w trybie międzynarodowego przetargu organizowanego przez organ koncesyjny lub w trybie przetargu inwestorskiego – na wniosek zainteresowanego podmiotu (tzw. procedura open door). Powyższe procedury zostały szczegółowo opisane w naszych innych publikacjach [Wójcik i in., 2022 a, b]. W najbliższym czasie organ koncesyjny planuje przeprowadzić dwie rundy przetargów na koncesje węglowodorowe w Polsce, których przedmiotem będzie łącznie 6 obszarów perspektywicznych dla odkrycia złóż gazu ziemnego w utworach permu – czerwonego spągowca i cechsztynu/dolomitu głównego, mezozoiku Niżu Polskiego oraz na obszarze Karpat (obszary Blok 208, Blok 413–414, Cybinka-Torzym, Gostyń, Koło i Zielona Góra Zachód). Szczegółowe informacje o tych obszarach zebrała państwowa służba geologiczna w indywidualnych pakietach danych geologicznych, które dostępne są na stronie internetowej <https://www.pgi.gov.pl/obszary-przetargowe.html>.

Obecnie – według stanu na koniec września 2024 roku – w Polsce obowiązuje 15 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów, 42 koncesje łączne oraz 181 koncesji wydobywczych. Od 12 lat, czyli od szczytu boomu łupkowego, liczba udzielanych koncesji stopniowo maleje. Oczywiście jest zatem pytanie: czy warto jeszcze prowadzić poszukiwania takich surowców jak gaz ziemny, zwłaszcza w perspektywie stopniowego odchodzenia od paliw kopalnych? Próbując na nie odpowiedzieć, postaramy się przedstawić problem z dwóch różnych perspektyw.

W kontekście agresji Rosji na Ukrainę nietrudno zauważyć, jak chwiejne może być bezpieczeństwo surowcowe państwa, którego podstawowym źródłem surowców energetycznych jest ich import z zagranicy. Fluktuacje cen gazu na międzynarodowych rynkach surowcowych czy choćby drożność dróg importu (np. sytuacja Niemiec po awarii gazociągu Nord Stream), pokazały wagę i znaczenie wiedzy o zasobach złóż kopalin udokumentowanych w kraju, a zwłaszcza o zasobach złóż surowców energetycznych.

W Polsce, przy zapotrzebowaniu na wysokometanowy i azotowany gaz ziemny, sięgającym łącznie 15,55 mld m<sup>3</sup>, eksploatacja ze złóż krajowych w 2022 roku pokryła 27% zużycia. Czy jest to wartość, która w chwili kryzysu jest w stanie zabezpieczyć funkcjonowanie krytycznych elementów naszego państwa? I na jak długo? Według statycznego modelu wystarczalności zasobów, czyli zakładającego stabilne tempo eksploatacji bez przyrostu zasobów, złoża gazu ziemnego wyczerpią się za około 30 lat. Zakładając jednak, że utrzyma się trend wzrastającego zapotrzebowania na gaz ziemny, przy jednoczesnym stabilnym poziomie wydobywania i dotychczasowym tempie nowych odkryć (tzw. wystarczalność dynamiczna), zasoby gazu wyczerpią się po około 60 latach...

Z drugiej strony, wydaje się, że nawet u kresu transformacji energetycznej znajdzie się jeszcze miejsce dla spadkobierców sektora poszukiwania i eksploatacji złóż surowców energetycznych. Z pewnością dużą szansą jest dla niego transformacja technologii w kierunku zatłaczania mediów do górotworu (np. dwutlenku węgla) albo eksploracja surowców energetycznych neutralnych dla środowiska, jak np. wodór naturalny. Obecnie państwowa służba geologiczna stara się rozpoznać występowanie i gospodarzy potencjał wodoru zakumulowanego w skorupie ziemskiej. Prace te będą realizowane w ramach pionierskiego projektu zatytułowanego „Potencjał rozpoznania i zagospodarowania złóż wodoru naturalnego w Polsce”, którego pierwsze rezultaty spodziewane są już za 2 lata. Odkrywanie złóż wodoru naturalnego wymaga zaangażowania wielu instytucji badawczych i przemysłu, jest olbrzymim wyzwaniem naukowym, ekonomicznym i technicznym. Dostrzegają to PIG – PIB, Akademia Górniczo-Hutnicza, Instytut Gospodarki Surowcami i Energią PAN oraz ORLEN S.A., które 18 października 2024 roku zawarły porozumienie o współpracy, powołując GeoHydrogen – Polską Inicjatywę na rzecz Naturalnego Wodoru. I w tym właśnie dostrzegamy szansę na ponowny rozkwit badań podstawowych w geologii i nowy impuls rozwoju sektora gazu. Dostrzega to również Izba Gospodarcza Gazownictwa, która poprzez współpracę z jednostkami naukowymi i przemysłem buduje unikatową przestrzeń, umożliwiającą kompleksowe i skuteczne wdrażanie innowacyjnych pomysłów i rozwiązań w sektorze.

**Dariusz Brzeziński, Martyna Czapigo-Czapla, Agnieszka Malon, Marcin Tymiński, Adam Wójcicki, Krystian Wójcik, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Zakład Geologii Gospodarczej i Bilansowania Złóż**

#### Bibliografia

- Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 31.12.2023 roku*, red.: M. Szufflicki, A. Malon, M. Tymiński, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, 2024, Warszawa.
- Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski według stanu na 31.12.2018 roku*, red.: K. Szamałek, M. Szufflicki, W. Mizerski, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, 2020, Warszawa.
- K. Wójcik, J. Zacharski, M. Łojek, S. Wróblewska, H. Kiersnowski, K. Waśkiewicz, A. Wójcicki, R. Laskowicz, K. Sobień, T. Peryt, A. Chylińska-Macios, J. Sienkiewicz, 2022 a, *New Opportunities for Oil and Gas Exploration in Poland – A Review*. *Energies*, 15 (5): 1–25.
- K. Wójcik, J. Zacharski, M. Łojek, S. Wróblewska, H. Kiersnowski, K. Waśkiewicz, A. Wójcicki, R. Laskowicz, K. Sobień, T. Peryt, A. Chylińska-Macios, J. Sienkiewicz 2022 b, *Poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce – szósta runda przetargowa*, „Przegląd Geologiczny”, 70 (5): 363–372.
- K. Wójcik, 2024, *Wodór naturalny w Polsce*, „Przegląd Geologiczny”, 72 (11).

# Rola biogazu w dekarbonizacji gospodarki

Anita Bednarek, Anna M. Klepacka

Dekarbonizacja w świetle polityki ochrony środowiska oznacza proces polegający na ograniczeniu, a docelowo zaprzestaniu emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Jednym z najważniejszych proponowanych wariantów dekarbonizacji europejskiej gospodarki jest wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii (OZE). Dzięki temu możliwe jest przekształcenie Europy w gospodarkę o wysokiej efektywności energetycznej i niskich emisjach CO<sub>2</sub> [1].

Według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) koszt dekarbonizacji gospodarki do 2050 roku wyniesie około 100 bilionów dolarów, co jest wartością zbliżoną do PKB świata. Niewątpliwie dominującą rolę w globalnej emisji CO<sub>2</sub> odgrywa produkcja energii [2], ponieważ jednym z głównych antropogenicznych źródeł emisji metanu jest jego ułatnianie się podczas wydobywania paliw kopalnych (około 30%). Dekarbonizacja gospodarki ma wpływ na zwiększenie zapotrzebowania na energię nawet przy efektywnym gospodarowaniu, dlatego tak ważne są bezemisyjne odnawialne źródła energii, takie jak instalacje fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe na lądzie (on shore) i na morzu (off shore), elektrownie wodne czy biogazownie, które w Polsce, mimo że przynoszą wiele korzyści środowiskowych, społecznych i ekonomicznych, odgrywają znacznie mniejszą rolę niż powinny. Korzyści wynikające z wytwarzania biogazu mogą też zostać odniesione do konkretnych sektorów gospodarki: rolnictwa, przemysłu spożywczego, energetyki i ciepłownictwa, gazownictwa, transportu itp. Warto podkreślić, że poszczególne sektory działają w synergii, są dla siebie klientami i dostawcami, dlatego korzyści dla jednego sektora będą miały odzwierciedlenie w innym sektorze na zasadzie „efektu domina” [3]. Na przykład rynek paliw gazowych jest dostawcą surowca do produkcji energii elektrycznej i ciepłej, przemysł rolno-spożywczy nie będzie funkcjonował bez sektora energetycznego czy transportu, a transport nie będzie funkcjonował np. bez paliw gazowych.

Dekarbonizację można przeprowadzać w różny sposób, uzależniony od rodzaju działalności i źródeł emisji, którą ta działalność generuje. Zmierzenie emisji jest pierwszym i niezbędnym krokiem do zaplanowania i podjęcia działań w zakresie zmniejszenia negatywnego wpływu działalności, dlatego należy najpierw określić stan odniesienia, np. poprzez rzetelną kalkulację śladu węglowego, który jest pomiarem emisji gazów cieplarnianych wywoływanych przez dany podmiot, osobę, produkt lub nawet wydarzenie czy usługę. Obliczenie śladu węglowego przeprowadza się dla trzech zakresów (rysunek 1).

Emisje z zakresu 3 są średnio ponad 11 razy wyższe niż łączne emisje w zakresach 1 i 2, jednakże ich identyfikacja i uwzględnienie

Rysunek 1. Zakresy emisji gazów cieplarnianych

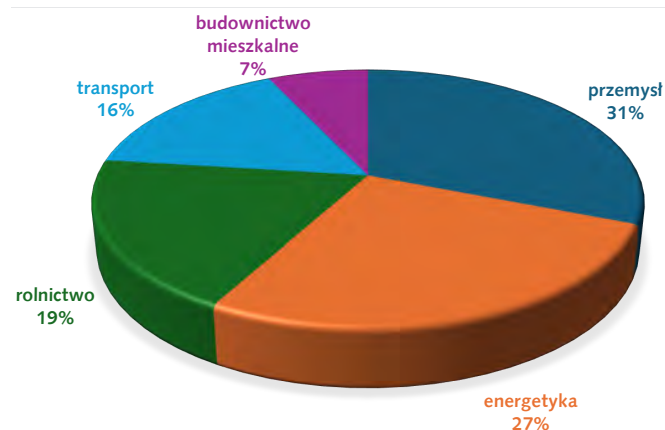


Źródło: <https://climateandstrategy.com>

nie w kalkulacji śladu węglowego ma wpływ na określenie strategii klimatycznej oraz ustalenie celów redukcyjnych.

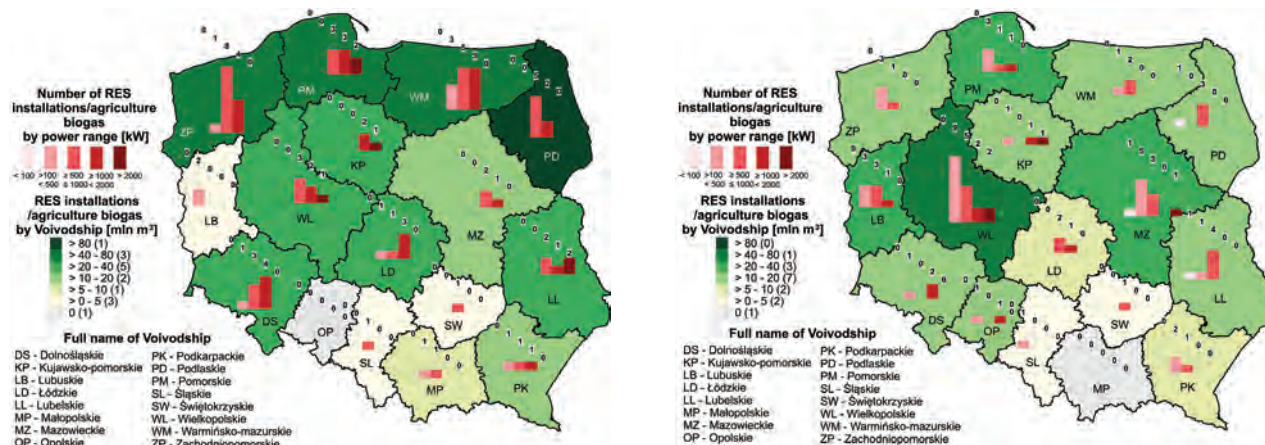
Wiedza na temat głównych źródeł emisji pozwala precyzyjnie ocenić faktyczny wpływ na środowisko, śledzić i analizować postępy, a także kontrolować realizację celów. Jest to ważne, tym bardziej że w dążeniu do dekarbonizacji gospodarki konieczne jest rozbieżność emisji na poszczególne sektory, w których emisyjność kształtuje się na różnych poziomach (rysunek 2).

Rysunek 2. Globalne emisje CO<sub>2</sub> w rozbięciu na sektory [Gates, 2021]



Źródło: J. Kozłowski, Trudna droga do dekarbonizacji gospodarki, „Nauka” 4/2022.

Rysunek 3. Mapy biogazowni rolniczych: od stycznia 2011 roku do czerwca 2016 roku (lewa) oraz od lipca 2016 roku do stycznia 2024 roku (prawa)



Źródło: A. Bednarek, A. M. Klepacka, The sensitivity of agricultural biogas plants to changes in energy prices in Poland, Economics and Environment nr 2(89)2024 [10].

Niewątpliwie przemysł i energetyka odgrywają zasadniczą rolę w globalnej emisji  $CO_2$ , ale działają w ścisłej symbiozie, ponieważ ten pierwszy nie ma racji bytu bez tego drugiego. Również transport odgrywa ogromną rolę w przemyśle. Natomiast rolnictwo kojarzy się przede wszystkim z uprawą ziemi oraz chowem i hodowlą zwierząt, ale jednocześnie w znacznym stopniu uzależnione jest od paliw kopalnych. Jest nie tylko emitentem gazów cieplarnianych, ale też konsumentem energii, mając jednocześnie ogromny potencjał do wytwarzania energii z OZE [4].

Zgodnie z rejestrem wytwórców biogazu rolniczego, prowadzonym przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa, na 29.10.2024 roku w Polsce działa 176 biogazowni rolniczych (łącznie instalacji biogazowych, w tym rolniczych, wynosi około 400) o łącznej mocy elektrycznej 166,301 MW i rocznej wydajności produkcji biogazu na poziomie prawie 681 mln  $m^3$ . Przy rocznej produkcji w UE (około 17 mld  $m^3$  biogazu i 4 mld  $m^3$  biometanu) wydajność polskich biogazowni rolniczych wypada dość skromnie, tym bardziej że szacuje się, iż Polska jako piąty kraj w UE – z największym potencjałem produkcji biometanu – może wytwarzać go około 3–6 mld  $m^3$  rocznie [5].

## Dekarbonizacja energetyki

Energetyka to gałąź przemysłu zajmująca się pozyskiwaniem, przetwarzaniem, gromadzeniem oraz użytkowaniem różnych

form i nośników energii. Jednym z takich nośników jest biogaz, mający ogromne znaczenie dla sektora energetycznego, przede wszystkim w kontekście jego dekarbonizacji [3]. Biogazownie są nie tylko źródłem OZE, ale są również źródłem stabilnym, o wysokiej sprawności wytwarzania, a wadą większości odnawialnych źródeł energii, poza biogazem, jest to, że są one niedyspozycyjne, co oznacza, że nie można dowolnie sterować ich produkcją [2]. Ponadto, biogazownie mogą pełnić też rolę magazynów biogazu, są świetnym uczestnikiem rynku mocy, mogą również być doskonałym uzupełnieniem mniej stabilnych OZE, np. w ramach cable – pooling, ponieważ czasy, kiedy energia płynęła jednokierunkowo – od dużych producentów do odbiorców – minęły bezpowrotnie. Obecnie przepływ energii odbywa się w obu kierunkach, a produkcja jest bardziej rozproszona, dlatego w systemie konieczne są stabilne źródła energii.

W kontekście dekarbonizacji istotne znaczenie mają wskaźniki emisyjności produktów. Mają one zastosowanie przy wyliczaniu efektu ekologicznego w przypadku modernizacji lub realizacji nowych przedsięwzięć skutkujących ograniczeniem emisji. Zużycie energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego oraz emisje i wskaźniki emisji w latach 2015–2022, publikowane w raportach Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), przedstawia tabela 1.

W 2022 roku wskaźnik emisji zmniejszył się o ponad 14% w stosunku do 2015 roku. W uzasadnieniu Ministerstwa Rolnic-

Tabela 1. Wskaźniki emisji dotyczące energii elektrycznej w latach 2015–2022

		Lata							
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Wielkość emisji $CO_2$	[t]	120 264 966	119 212 624	121 505 263	119 899 867	107 359 967	99 611 3611	16 561425	113 799 238
Ilość energii elektrycznej u odbiorców końcowych	[MWh]	150 725 321	152 564 389	156 176 430	156 684 321	149 419 459	142 775 599	164 726 431	166 049 114
Wskaźnik emisji dla odbiorców końcowych	[t/MWh]	0,798	0,781	0,778	0,765	0,719	0,698	0,708	0,685

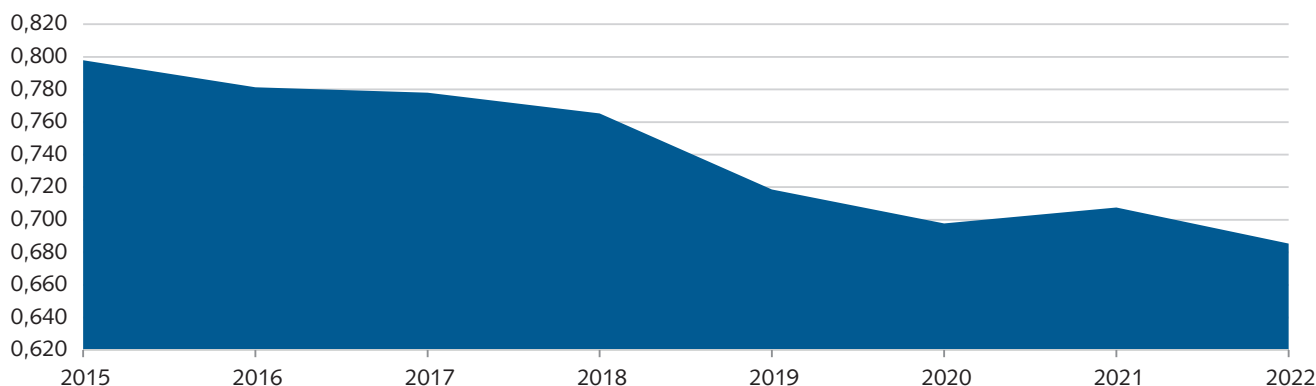
Źródło: opracowanie własne na podstawie raportów KOBiZE [6].

stwa i Rozwoju Wsi do tzw. specustawy biogazowej wskazano, że potencjał w zakresie biogazu rolniczego wynosi w Polsce około 2 GW mocy elektrycznej. Przy założeniu, że z 1 MW wytwarzane jest i wprowadzane do sieci około 8000 MWh energii elektrycznej, energetyka może uniknąć emisji około 11 mln ton CO<sub>2</sub>, co stanowi prawie 10% emisji dotyczącej energii elektrycznej w 2022 roku.

## Dekarbonizacja sektora gazu

O dekarbonizacji sektora gazowego mówi się już nie tylko w kontekście oczekiwań środowiskowo-klimatycznych, ale również w odniesieniu do europejskich przepisów prawa, ponieważ to jego wskaźniki przekładają się na sektor energetyki czy transportu, a w konsekwencji na przemysł. W obrocie jest wiele

Rysunek 4. Wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> w latach 2015–2022



Źródło: opracowanie własne na podstawie raportów KOBIZE [6].

rodzajów paliw gazowych, do których zgodnie z ustawą „Prawo energetyczne” należą „gaz ziemny wysokometanowy lub zazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biometan i biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia”. [3]. Dekarbonizacja oznacza jednak odejście od paliw kopalnych, co powoduje, że gaz ziemny, który jest istotnym surowcem energetycznym w wielu działach gospodarki, staje się paliwem przejściowym.

Globalne dążenie do niskoemisyjnej i zrównoważonej gospodarki doprowadziło do rozwoju niskoemisyjnych alternatyw dla gazu ziemnego. Do głównych niskoemisyjnych substytutów gazu zalicza się przede wszystkim biogaz i biometan. Biogaz to mieszanina gazów powstających w wyniku rozkładu w atmosferze beztlenowej materii organicznej, takiej jak na przykład odpady komunalne. Biometan natomiast to oczyszczony biogaz uszlachetniony do jakości gazu ziemnego (mierzonej kalorycznością i brakiem zanieczyszczeń), który może być wykorzystany w postaci gazu sieciowego, jako gaz skroplony (bioLNG) lub sprężony (bioCNG). Biogazownie traktowane są jak źródła gazu o niskiej emisji dwutlenku węgla, ponieważ ich produkcja i wykorzystanie stanowi zamknięty obieg węgla.

Przyszłością gazownictwa jest również tzw. mała kogeneracja oparta na turbinach i silnikach gazowych instalowanych w miejscach bezpośredniego odbioru energii, zwana też kogeneracją rozproszoną. Biogazownie są właśnie takimi źródłami: rozproszonymi o mocy dostosowanej do lokalnych potrzeb, dlatego ode-

grają znaczącą rolę w zaspokojeniu potrzeb lokalnego przemysłu, sektora handlu i usług dla gospodarstw domowych [3].

## Dekarbonizacja ciepłownictwa

Ciepłownictwo to dział energetyki zajmujący się wytwarzaniem, przesyłaniem i wykorzystywaniem ciepła. Polski sektor ciepłowniczy należy do największych w Europie zarówno pod względem mocy zainstalowanej źródeł ciepła, jak i liczby odbiorców tzw. ciepła zdalaczynnego (tj. rozprowadzanego z ciepłowni na odległość nawet do kilkunastu kilometrów, do wielu budynków, za pomocą sieci ciepłowniczej). Sieci ciepłownicze mają charakter lokalny i w większości opierają się na węglu lub gazie.

Podstawowym substratem do wytwarzania energii w centralnych ciepłowniach systemowych powinny być mieszaniny ga-

zowe zawierające coraz więcej gazów zdekarbonizowanych, co umożliwi niskoemisyjne wytwarzanie ciepła. Korzystanie z paliwa zdekarbonizowanego, które jest możliwe jedynie przy udziale biogazu i biometanu, ułatwi transformację przedsiębiorstw energetycznych w kierunku efektywnych systemów ciepłowniczych. Biogazownie w głównej mierze zlokalizowane są na obszarach wiejskich, na których raczej nie ma sieci ciepłowniczych. Mogą więc i powinny odegrać znaczącą rolę w kreowaniu nowych, zeroemisyjnych sieci ciepłowniczych albo w transformacji istniejących. Dodatkowo, jak już zostało wspomniane, systemy ciepłownicze, w odróżnieniu od elektroenergetycznych, mają charakter lokalny, dlatego awarie, ograniczenia w dostawach, wyzwania i przeprowadzane modernizacje dotyczą miejscowych systemów, a nie całego systemu.

Nie bez znaczenia dla ciepłownictwa będą również technologie wodorowe, zwłaszcza technologie pozwalające na pozyskiwanie zielonego wodoru, które pozwolą rozwijać lokalne klastry wodorowe, opierające się na lokalnej produkcji wodoru, powiązanej ze zdecentralizowaną produkcją energii odnawialnej, w tym zielonego ciepła. Dedykowana infrastruktura wodorowa może również wykorzystywać wodór do wytwarzania i dostarczania ciepła do budynków mieszkalnych i komercyjnych.

Warto również zwrócić uwagę na to, że społeczne postrzeganie problemów ciepłownictwa w Polsce jest nieproporcjonalne do jego znaczenia. Zaspokojenie potrzeb cieplnych budownictwa mieszkaniowego w miastach i na wsi stanowi około 80% łącznych wydatków budżetów domowych na energię. Ceny ciepła i opału

znacznie bardziej obciążają budżety domowe niż ceny energii elektrycznej, dlatego tak ważne jest szukanie tańszych możliwości ogrzewania budynków mieszkalnych, a jedną z nich jest wykorzystywanie ciepła z biogazowni, które – w przeciwieństwie do energii elektrycznej – nie jest usługą importowalną i jest ograniczone do działającej sieci ciepłowniczej [7].

## Dekarbonizacja transportu

Proces dekarbonizacji transportu drogowego opiera się głównie na elektromobilności. W odniesieniu do floty osobowej i dostawczej oraz komunikacji miejskiej mówi się przede wszystkim o napędzie elektrycznym lub bateryjnym. Natomiast w przypadku transportu drogowego dalekiego zasięgu największe znaczenie odegra napęd oparty na produkcji energii elektrycznej z wodnorodnych ogniw paliwowych. Obie technologie są dojrzałe i w obu przypadkach decydującą rolę odegra rozwój sieci ładowania i sieci tankowania wodoru.

Elektromobilność to niejedyna droga ku zielonej transformacji w sektorze transportu. Mimo że biogazownie wytwarzające energię elektryczną wraz z innymi OZE mogą przyczynić się do realizacji unijnych celów w tym zakresie, to jednak należy rozpatrywać je w szerszej perspektywie. W biogazowniach produkowany jest biogaz, który po oczyszczeniu i skropleniu (bioLNG) może stanowić doskonale paliwo transportowe. Produkcja biometanu umożliwia również ekonomicznie uzasadnioną rozproszoną produkcję wodoru, który może być wykorzystany w transporcie. Korzyści płynące z działania biogazowni czy biometanowni w kontekście transportu są o tyle istotne, że sposób zaspokajania danej potrzeby może być dostosowany do konkretnych potrzeb, czyli wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby elektromobilności czy wodoru na potrzeby wodoromobilności, czy w końcu potrzeby wytwarzania bioLNG, zasilające samochody ciężarowe, a także maszyny rolnicze [3].

## Dekarbonizacja przemysłu

W odróżnieniu od transformacji energetycznej i dekarbonizacji transportu, dekarbonizacja przemysłu jest na bardzo wczesnym etapie. Gaz ziemny jest istotnym surowcem energetycznym i odgrywa ważną rolę w wielu gałęziach przemysłu, począwszy od paliwowo-energetycznego, poprzez chemiczny, metalurgiczny, aż po przemysł mineralny i spożywczy [8]. Ponieważ gaz ziemny jest tylko paliwem pomostowym, w zielonej transformacji przemysłu kluczową rolę odegra OZE, w tym biogaz i biometan, na którym już teraz zyskuje wielu uczestników szeroko pojętego rynku. Szacuje się, że łączne zapotrzebowanie przemysłu na to bezemisyjne i uniwersalne paliwo gazowe kształtuje się na poziomie 3,5–4,5 mld m<sup>3</sup>/rok. Wynika to głównie z dużego potencjału dekarbonizacyjnego biometanu, który jest doskonałym narzędziem m.in. do obniżenia śladu węglowego w procesach produkcyjnych.

## Dekarbonizacja rolnictwa

Rolnictwo jest pierwszym ogniwem w procesie dekarbonizacji, bo to ono w głównej mierze dostarcza substrat do wytwarzania biogazu, dzięki czemu produkty uboczne i pozostałości pochodzenia rolniczego oraz odpady z przemysłu rolno-spo-

żywczego zagospodarowywane są w najbardziej optymalny sposób, z jednoczesnym wychwytywaniem z nich metanu. Przekłada się to bezpośrednio na obniżenie emisji gazów cieplarnianych.

Poza wytwarzaniem energii z OZE, na redukcję śladu węglowego w rolnictwie ogromny wpływ ma również produkt pofermentacyjny, będący wysokiej jakości nawozem organicznym, którego stosowanie powoduje lepsze wykorzystanie azotu w nawożeniu i wpływa na zmniejszenie zużycia pestycydów na skutek zniszczenia nasion chwastów w procesie fermentacji. Szacuje się, że redukcje emisji gazów cieplarnianych związanych z nawożeniem pól w porównaniu z nawożeniem mineralnym wynoszą 1,25 t CO<sub>2</sub>/ha [9]. Biorąc pod uwagę powierzchnię użytków rolnych w Polsce (14 048 tys. ha), potencjał redukcji emisji wynosi ponad 17mln t CO<sub>2</sub> (przy założeniu, że podaż nawozu organicznego jest równa popytowi).

\* \* \*

System energetyczny i gazowy oparty na biogazie i biometanie ma ogromne znaczenie dla dekarbonizacji gospodarki. Jest nie tylko substytutem gazu ziemnego umożliwiającym neutralne dla klimatu wykorzystanie energii w obiegu Power-to-Gas-to-Power, ale także przyczynia się do intensyfikacji transformacji energetycznej na wielu płaszczyznach. O roli biogazu w dekarbonizacji gospodarki można myśleć na wiele sposobów i w każdym z nich dostrzega się synergię z przemysłem. Warto jednak pamiętać, że rola biogazu nie sprowadza się jedynie do aspektów związanych z zieloną transformacją. Biogazownie przynoszą korzyści w dużo szerszym zakresie. Przyczyniają się do ochrony bioróżnorodności. Wspierają usługi związane z gospodarowaniem odpadami, mogą też być wsparciem w przeciwdziałaniu marnotrawieniu żywności. Wspomagają również rozwój lokalnych społeczności energetycznych i przedsiębiorczości.

**Anita Bednarek, dyrektor ds. zrównoważonego rozwoju Goodvalley, członek zarządu PSPBR**  
**Anna M. Klepacka, profesor Instytutu Rozwoju Wsi i Rolnictwa Polskiej Akademii Nauk**

### Bibliografia

- [1] E. Jankowska, *Dekarbonizacja europejskich gospodarek w ujęciu przestrzennym*, Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Studia i Prace WNEiZ US nr 45/2 2016.
- [2] J. Kozłowski, *Trudna droga do dekarbonizacji gospodarki*, „Nauka” 4/2022.
- [3] A. Bednarek, *Kto (s)korzysta na biogazie*, raport „Biogaz i biometan w Polsce 2024”.
- [4] A. Bednarek, *Rolnictwo i tereny wiejskie – jaki potencjał dla polskiej energetyki? w Polskie Rolnictwo u progu wielkiej transformacji*, Pomorski Thinkletter nr 3(14)/2023.
- [5] Raport „Biogaz i biometan w Polsce 2024”.
- [6] Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej za lata 2015–2022, publikowane przez KOBiZE (<https://www.kobize.pl/pl/fileCategory/id/28/wskazniki-emisyjnosci>).
- [7] P. Jeżowski, *O niektórych problemach gospodarki niskoemisyjnej*, „Studia z Polityki Publicznej”, nr 1(13)2017.
- [8] M. Chaczykowski, *Rola gazownictwa w transformacji energetycznej w Polsce*, „Gaz, Woda, i Technika Sanitarna”, 09.2022.
- [9] „Wieprzowina – nowa perspektywa” raport 2021 (<https://polskie-mieso.pl/wieprzowina-nowa-perspektywa/>).
- [10] A. Bednarek, A. M. Klepacka, *The sensitivity of agricultural biogas plants to changes in energy prices in Poland*, *Economics and Environment* nr 2 (89) 2024.

# Modele biznesowe dla biogazowni i biometanowni

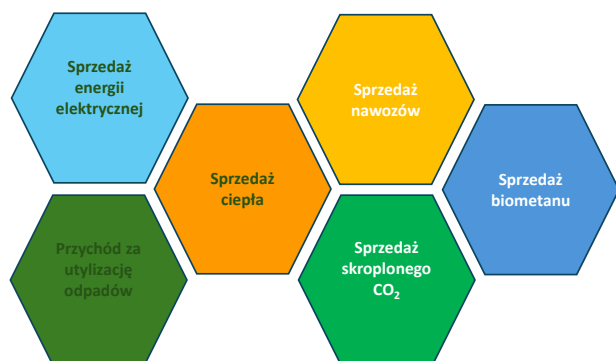
Zsuzsanna Iwanicka

Wielu z nas zadaje sobie pytanie, co kryje się pod pojęciem modeli biznesowych. W zależności od tego z kim rozmawiamy, jest ono różnie definiowane. Ogólnie model biznesowy to długoterminowy plan działania, ukierunkowany na maksymalizację zysków i minimalizację wydatków. Czasami określane jest także mianem „definicji źródeł przychodów”. W niniejszym artykule na przykładzie biogazowni i biometanowni chciałabym przybliżyć, jak modele biznesowe są rozumiane i analizowane w instytucjach finansujących.

## Źródła przychodów

Wśród wszystkich instalacji generujących energię z odnawialnych źródeł, biogazownie i biometanownie są wyjątkowe, ponieważ mają większe możliwości dywersyfikacji źródeł przychodów niż elektrownie wodne, wiatrowe lub słoneczne, bazujące na sprzedaży energii elektrycznej (rysunek). Kluczem do osiągnięcia sukcesu inwestycyjnego jest realne oszacowanie przychodów i kosztów eksploatacyjnych.

Źródła przychodów biometanowni



## Energia elektryczna

W biogazowniach podstawowym produktem jest biogaz<sup>1</sup>, mający wiele zastosowań. W klasycznym modelu biznesowym biogazownie zarabiają na sprzedaży energii elektrycznej, wyprodukowanej w kogeneratorze w procesie spalania oczyszczonego biogazu. Większość biogazowni korzysta z systemu FIT/FIP<sup>2</sup>, w którym w perspektywie piętnastu lat zapewnione są wyższe od wartości rynkowych ceny sprzedaży energii elektrycznej.

## Ciepło

Komplementarnym źródłem przychodu jest tutaj także ciepło. Jego sprzedaż jest znacznie większym wyzwaniem niż energii elektrycznej, ponieważ potrzebna jest dodatkowa infrastruktura do dostarczenia ciepła do odbiorcy. Obecnie w większości polskich biogazowni ciepło nie jest w pełni zagospodarowane z powodu braku lokalnych odbiorców. Jeżeli w odległości 1,0–1,5 km znajduje się węzeł ciepłowniczy, warto uzyskać zgodę

na wprowadzenie ciepła do sieci. Kolejną opcją jest wykorzystanie ciepła w działalności dodatkowej, np. w suszarni, hodowli zwierząt lub uprawie roślin. Alternatywą są również mobilne magazyny ciepła, które ładowane są w biogazowni, następnie samochodem transportowane do obiektu, który poprzez wymienniki ciepła ogrzewany jest z podłączonego magazynu ciepła. Niestety, mimo że ta technologia jest dojrzała i sprawdzona, w Polsce się jeszcze nie rozpowszechniła. Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w Ząbkach (PWIK) jest pionierem we wdrożeniu tego rozwiązania. Dwa magazyny ciepła o pojemności po 1 MWh, naprzemienianie ładowane m.in. ciepłem odpadowym odzyskanym ze ścieków komunalnych, zastąpiły wysłużone kotły węglowe i ograniczyły zużycie gazu ziemnego do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody użytkowej w obiektach PWIK<sup>3</sup>.

O ile przychody ze sprzedaży energii elektrycznej są łatwe do weryfikacji, przychody z ciepła wymagają szczegółowej analizy, która uwzględni sezonowość zapotrzebowania odbiorców na ciepło. Dodatkowym wyzwaniem jest określenie przychodów, gdy ciepło używane jest w ramach własnej działalności gospodarczej.

## Utylizacja odpadów

Zarówno biogazownie, jak i biometanownie mogą zarabiać na utylizacji odpadów, takich jak przeterminowana żywność, odpady poubojowe lub selektywnie zebrane, biodegradowalne odpady komunalne. Podstawowym wymogiem jest, aby podmiot dysponował pozwoleniem na przetwarzanie odpadów. Kluczową kwestią jest wybór technologii dostosowanej do zmiennych parametrów utylizowanych odpadów oraz zawartych w nich zanieczyszczeń. Konieczna jest również instalacja do rozpakowania odpadów, a w modelu finansowym po stronie kosztowej powinno się ująć opłatę za utylizację odpadów opakowaniowych. Dla instytucji finansujących podstawą do uwzględnienia przychodów z utylizacji odpadów jest przedstawienie aktualnych listów intencyjnych lub zawartych umów na określony wolumen odpadów przekazanych biogazowni do utylizacji.

## Poferment

W modelu biznesowym szczególną pozycję zajmuje poferment, ponieważ może on być potencjalnym źródłem zarówno

przychodu, jak i wydatków – w zależności od lokalnego zapotrzebowania na nawozy naturalne – oraz jakości pofermentu. O ile na etapie planowania inwestycji możemy namierzyć lokalnych odbiorców pofermentu, jego jakość weryfikujemy dopiero w fazie eksploatacji biogazowni. Po przebadaniu powstałego pofermentu okazuje się, czy nadaje się on do wykorzystania jako ulepszcacz gleby lub nawóz organiczny, a także czy potrzebne są dodatkowe procesy technologiczne do jego obróbki i stabilizacji, takie jak np. rozdrabnianie lub higienizacja. W tym czasie rozpoczyna się również proces certyfikacji pofermentu, który potwierdza jego właściwości nawozowe i daje podstawę do wprowadzenia na rynek. Jeżeli poferment z powodów jakościowych lub braku odbiorców nie jest wykorzystany, traktowany jest jako odpad i ponoszone są koszty za jego utylizację.

### **Biometan i dwutlenek węgla**

W ostatnich latach w wielu krajach europejskich wzrasta liczba biometanowni. Przeważnie powstają one na bazie istniejących biogazowni, które w ramach modernizacji wyposażane są w instalacje do kompleksowego oczyszczania i osuszania biogazu. Z punktu widzenia modelu biznesowego zasadniczą różnicą między biometanownią a biogazownią jest taka, że biometanownie zarabiają na sprzedaży biometanu<sup>4</sup>. Coraz częściej sprzedają też dwutlenek węgla. Biometanownie również wyposażone są w kogeneratory, jednak wyprodukowana energia elektryczna i ciepło przeznaczone są do zaspokojenia własnych potrzeb, a nie do celów zarobkowych.

### **Wyzwania**

Przy tak zróżnicowanych źródłach dochodów wiele osób może zaskoczyć fakt, że zarówno w Polsce, jak i za granicą biogazownie i biometanownie nie są zyskowne, jeżeli nie korzystają ze wsparcia inwestycyjnego lub przychodowego. Wynika to z wysokich i trudnych do przewidzenia kosztów eksploatacyjnych, szczególnie wydatków ponoszonych na zakup substratu niezbędnego do produkcji biogazu. Ilość substratów dostępnych za darmo lub za dopłatą jest ograniczona, więc większość biogazowni bazuje na surowcach kupowanych. Ponieważ ich cena zależy od urodzaju i nie jest skorelowana z ceną energii elektrycznej lub gazu ziemnego, kondycja finansowa biogazowni może się znacznie pogorszyć, gdy z powodu słabych plonów rolnych ceny substratów są wysokie.

### **Gwarancja dostępności substratu**

W modelach biznesowych biogazowni utrzymanie wydatków na przewidywalnym i niskim poziomie ma kluczowe znaczenie i banki szczegółowo analizują, w jakim systemie będzie zapewniony substrat. Optymalne jest, gdy biogazownie bazują na odpadach roślinnych i zwierzęcych pochodzących z własnych upraw i hodowli lub z okolicznych gospodarstw rolnych, powiązanych z biogazownią, na przykład poprzez odbiór pofermentu jako naturalnego nawozu w rozliczeniu za substrat. Taka relacja zwiększa też pewność dostarczenia niezanieczyszczonego substratu do biogazowni, skoro trafia z powrotem na pola uprawne w postaci pofermentu.

W ostatnich latach w Europie obserwujemy korzystną dla stabilności działania biogazowni zmianę w doborze substratu. Zamiast celowych upraw przeznaczonych do produkcji biogazu,

np. kiszonki z całej kukurydzy, wzrasta wykorzystanie roślinnych odpadów rolniczych. Takie podejście jest zadowalające zarówno z punktu widzenia społecznego, jaki i środowiskowego, ponieważ umożliwia jednoczesną produkcję żywności i substratu energetycznego. Jednym z wdrażanych substratów jest słoma kukurydzy jako pozostałość po produkcji ziaren kukurydzy. Badania przeprowadzone na Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu wykazały, że kiszonka ze słomy kukurydzy, zebrana i procesowana w odpowiednim reżimie technologicznym, jest substratem tańszym, ma wyższą o około 25–35% wydajność do produkcji metanu niż kiszonka z całej kukurydzy<sup>5</sup>. Również instytucje finansujące preferują takie rozwiązanie, ponieważ nawet w latach nieurodzajnych stabilniejsza jest dostępna baza surowcowa do produkcji biogazu.

### **Nadzór technologiczny**

Zachodząca w biogazowniach fermentacja metanowa jest procesem mikrobiologicznym, który bazuje na aktywności mikroorganizmów do rozkładu materii organicznej. Są to przede wszystkim bakterie, efektywne w odpowiednim zakresie parametrów fizykochemicznych oraz przy ustalonym składzie gatunkowym. Największym wyzwaniem eksploatacyjnym biogazowni jest utrzymanie produkcji biogazu na zakładanym poziomie. W tym celu konieczne jest monitorowanie procesu fermentacji i stały nadzór technologiczny nad pracą instalacji. Warto mieć na uwadze, że substraty cechują się zmiennością w czasie, np. z powodu sezonowości produkcji lub kosztów zakupu. W efekcie konieczna jest współpraca z kompetentnym technikiem, który na podstawie parametrów fizykochemicznych w komorze fermentacyjnej i właściwości dostępnych surowców określi reżim wprowadzenia nowego substratu. W modelu biznesowym konieczne jest określenie formy nadzoru technologicznego, a następnie uwzględnienie go w kosztach eksploatacyjnych.

### **Sprzedaż biometanu**

Obecnie w Polsce przed rozpoczęciem budowy biometanowni kluczowe jest ustalenie sposobu dostarczenia biometanu do odbiorcy końcowego. W Europie, gdzie liczba biometanowni stale rośnie, istnieje kilka schematów dystrybucji biometanu, takich jak:

- a) przyłączenie do sieci gazowej,
- b) utworzenie lokalnej sieci biometanu wraz ze stacją tankowania sprężonego biometanu (bioCNG),
- c) transport sprężonego lub skroplonego biometanu (bioLNG) w zbiornikach i butlach.

Każda metoda dystrybucji biometanu wymaga zaprojektowania potrzebnej infrastruktury technicznej, uzyskania zgód administracyjnych oraz znalezienia odbiorców. Instytucje finansujące szczegółowo analizują, czy wybrany kanał dystrybucji biometanu jest realny do wdrożenia oraz czy baza odbiorców jest stabilna i zdywersyfikowana. Wybierając model sprzedaży biometanu, konieczne jest uwzględnienie kosztów energii elektrycznej na skroplenie lub sprężenie biometanu w końcowej cenie, ponieważ jest to znacząca, stała pozycja kosztów eksploatacyjnych.

Dla inwestorów zatłaczanie biometanu do sieci gazowej jest ekonomiczną i atrakcyjną formą transportu, ponieważ daje dostęp do szerokiej bazy odbiorców. W Polsce producenci biometanu mają trudność z zawieraniem konsumowalnej umowy przyłączeniowej do sieci gazowych, mimo że szeroko stosowa-

ne membranowe technologie oczyszczania gwarantują czystość biometanu. Największą barierą jest spełnienie minimalnej wymaganej wartości opałowej, jeżeli ustalana jest na poziomie kaloryczności gazu ziemnego, który zawiera także propan i butan, więc jego wartość opałowa jest wyższa od metanu. Poszczególne kraje Unii Europejskiej dysponują sporym doświadczeniem w eksploatacji gazociągów do transportu biometanu, 58% biometanowni jest podłączonych do sieci dystrybucyjnej, a 17% do sieci przesyłowej, co powinno ułatwić wdrożenie tego rozwiązania w Polsce<sup>6</sup>.

W wielu krajach w procesie dekarbonizacji transportu samochodowego sięgano po biometan. Na przykład w Estonii, w kraju o powierzchni 7-krotnie mniejszej od Polski, w ostatnich sześciu latach w ramach modernizacji biogazowni powstało 8 biometanowni. Całość wyprodukowanego biometanu wykorzystywana jest w transporcie, dostępnych jest 28 stacji do tankowania bioCNG i bioLNG<sup>7</sup>.

Również w Finlandii i we Włoszech wyprodukowany biometan w całości przeznaczony jest dla transportu. Z punktu widzenia biznesowego w Polsce takie rozwiązanie jest również korzystne, mamy dobrze rozwiniętą sieć dystrybucyjną LNG na stacjach paliw oraz szeroką bazę odbiorców. Do pełnego wdrożenia tej opcji potrzebne są jeszcze regulacje prawne. W lipcu bieżącego roku weszło w życie pierwsze wspierające rozporządzenie, które umożliwia transport biometanu i biogazu innymi środkami transportu niż gazociągi do wykorzystania poza miejscem ich wytwarzania<sup>8</sup>.

Liczne europejskie przykłady świadczą o tym, że biometan jest realnym i stabilnym odnawialnym źródłem energii, mającym kluczową rolę w dekarbonizacji gospodarki. Jednak do skutecznego wdrożenia tej technologii, szczególnie na początkowym etapie

niezbędne jest spójne i stabilne wsparcie polityczne, okazane w regulacjach prawnych oraz w przejrzystym systemie wsparcia, o które branża od wielu lat postuluje. To również zwiększa otwartość banków do finansowania biometanowni.

**Dr inż. Zsuzanna Iwanicka, główny inżynier ekolog w Banku Ochrony Środowiska**

<sup>1</sup> Biogaz jest mieszaniną gazów powstających w procesie beztlenowego rozkładu biomasy. Składa się z 50–70% metanu, 30–40% dwutlenku węgla, pary wodnej, siarkowodoru, amoniaku i innych śladowych zanieczyszczeń.

<sup>2</sup> System *Feed in Tariff* (FIT) to zapisany w ustawie o odnawialnych źródłach energii system taryf z gwarantowaną ceną energii elektrycznej, z której mogą korzystać m.in. biogazownie rolnicze o mocy elektrycznej do 0,5 MW, natomiast *Feed in Premium* jest systemem dopłat do ceny rynkowej (*feed-in-premium*) dla instalacji biogazowych o mocy do 1 MW.

<sup>3</sup> <https://magazynbiomasa.pl/rozwiązanie-dla-pozyskiwania-ciepła-zesciekow-komunalnych/>, 29.08.2024.

<sup>4</sup> Biometan składa się z metanu uzyskanego w procesie osuszenia i oczyszczenia biogazu z innych gazów, jego parametry są zbliżone do gazu ziemnego.

<sup>5</sup> Słoma kukurydziana to naprawdę dobry materiał na biogaz (magazynbiomasa.pl) 14.08.2024.

<sup>6</sup> [GreenMeUp-Variations-in-Natl.-Grid-Connection.pdf](#) (europeanbiogas.eu), 14.08.2024.

<sup>7</sup> *PowerPoint Presentation* (greenmeup-project.eu), 30 sierpnia 2024 roku.

<sup>8</sup> Rozporządzenie ministra klimatu i środowiska z 26 czerwca 2024 roku w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe.

# Rola biometanu w transformacji energetycznej

**Aleksandra Chełmińska, Bartosz Safiejko**

Dla Unii Europejskiej transformacja energetyczna jest jednym z kluczowych priorytetów. Oznacza to, że polscy przedsiębiorcy muszą nie tylko przygotować się na zmiany, ale także brać w nich aktywny udział. Aby to osiągnąć, potrzebują jasnej strategii. Polska jest w europejskiej czołówce, jeśli chodzi o dostępność biomasy, czyli jednego z głównych – poza wiatrem i słońcem – źródeł energii odnawialnej. I choć nasze warunki klimatyczne nie sprzyjają pozyskiwaniu energii na dużą skalę z innych źródeł, to jedynie 22% uczestników polskiego rynku biogazu bierze pod uwagę rozszerzenie łańcucha wartości o biometan.

**N**ie sposób zakwestionować korzyści środowiskowych biometanu, który – dzięki niskiej, a czasem nawet ujemnej emisyjności – może konkurować z gazem ziemnym. Przy jego produkcji wykorzystywane są odpady organiczne, spełniając wytyczne gospodarki o obiegu zamkniętym. Ze względu na zbliżone właściwości biogazu można użyć praktycznie wszędzie tam, gdzie używany jest gaz ziem-

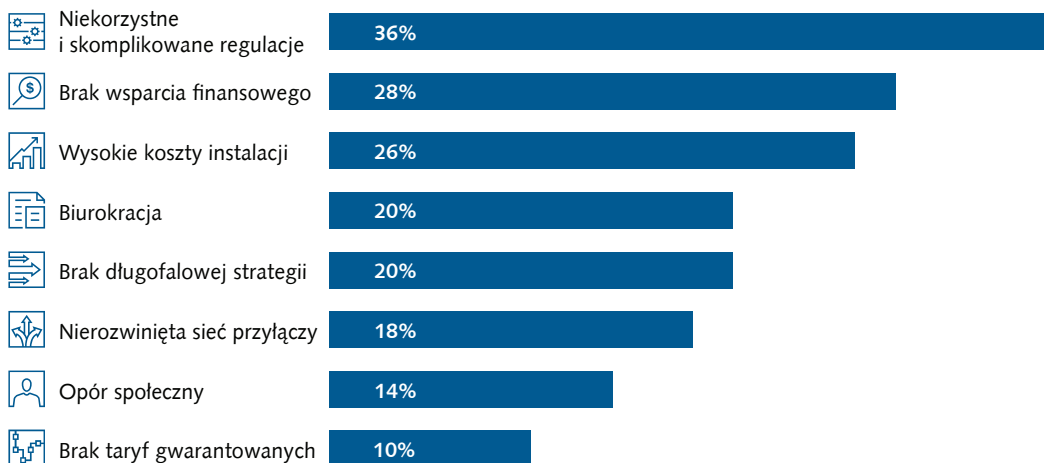
ny. Dlatego eksperci wiążą z nim wiele możliwości, takich jak np. zazielenienie miksu energetycznego, obniżenie emisji obywateli niezgazyfikowanych (jako bioLNG) czy dekarbonizacja transportu. Instytucje unijne także dostrzegły jego ogromny potencjał, co można zauważyć w agendzie REPowerEU, w której ustanowiony został cel produkcji na poziomie 35 mld m<sup>3</sup> w 2030 roku.

## Perspektywy rozwoju rynku biometanu

Unia Europejska nie była jednak pierwszym forum dla działań związanych z biometanem. Już kilkanaście lat temu niektóre państwa Europy Zachodniej wdrożyły spójne strategie umożliwiające dynamiczny rozwój sektora zielonego gazu, dzięki któremu łączna europejska produkcja przekracza obecnie 3,5 mld m<sup>3</sup>. Polska ma wiele do nadrobienia. W przeciwieństwie do Europy Zachodniej nasz biometanowy potencjał nie został jeszcze wykorzystany. Problem na pewno nie leży w braku dostępu do surowca. Polska może pochwalić się jednym z największych zasobów użytecznych biogazowo substratów w Unii Europejskiej – i to zarówno jeśli chodzi o fermentację metanową, jak i, w przyszłości, o gazyfikację biomasy. Trudno również doszukiwać się przeszkód od strony popytu, co widać w danych, według których zapotrzebowanie na gaz w 2030 roku szacowane jest na około 25 mld m<sup>3</sup>, z importem jako głównym źródłem podaży. Każdy wyprodukowany metr sześcienny gazu nie tylko jest potrzebny rynkowo, ale również zwiększa stabilność i niezależność energetyczną kraju. Przodujemy w Europie w liczbie pojazdów ciężarowych i wielkości floty autobusowej, a nasze porty są jednymi z najszybciej rozwijających się na kontynencie. Nieuchronna dekarbonizacja transportu lądowego i morskiego wymagać będzie przejścia na nowe paliwa, a na pozycję lidera zmian wysuwa się LNG oraz jego zielony odpowiednik, czyli bioLNG.

Mimo to polski rynek biometanu nie rozwija się na miarę swojego potencjału. Zastanawiające jest więc, co blokuje jego rozwój oraz jaką rolę mógłby odgrywać, gdyby przeszkody zostały usunięte. Strategy& opracowało raport pt. „Jak biometan posłuży w transformacji energetycznej?”, który odpowiada na te pytania.

Raport Strategy& (opinie respondentów w proc.)



Zapytani o to, co najczęściej blokuje rozwój na rynku, respondenci wskazali na bariery administracyjne i regulacyjne, brak odpowiednich systemów wsparcia oraz opór społeczny. I choć jedynie jedna piąta jako istotną przeszkodę określiła brak długofalowej strategii, warto zauważyć, że właściwie każdy z wymienionych powyżej czynników utrudniających rozwój biometanu wynika pośrednio lub bezpośrednio z braku spójnej, ogólnonarodowej strategii energetycznej. Brakuje planu, który uwzględniałby biometan na równi z innymi rozwiązaniami, takimi jak na przykład wodór. Tylko na podstawie takiego planu można budować przyjazny dla innowacyjności klimat inwestycyjny.

## Strategia na ratunek

Jeśli chodzi o budowanie niezależności oraz konkurencyjności gospodarki, dopiero opracowanie strategii da odpowiedź na pytanie, czy rozwój biometanu będzie dla tych obszarów kluczowy. To ze strategii muszą wynikać działania regulacyjne, poprzedzone konsultacjami i skierowane na usuwanie barier rozwojowych oraz wzmocnienie stabilności inwestycyjnej branży biogazowej i biometanowej. Poza konsultacjami pierwszym krokiem powinno być określenie wizji dla biometanu w polskim miksie energetycznym, razem z dogłębną analizą rynku. Dopiero potem będzie można zająć się operacjonalizacją strategii, która wypracowane pomysły zmieni w konkretne działania (m.in. wdrożenie odpowiednich regulacji). Tak przygotowany, odporny na nagłe zmiany plan realnie poprawi klimat inwestycyjny, zachęcając do lokowania kapitału w aktywa biometanowe w Polsce.

## Jaka przyszłość przed biometanem?

W raporcie pt. „Jak biometan posłuży w transformacji energetycznej?” zasygnalizowaliśmy także, jak przygotowanie strategii może wpłynąć na produkcję biometanu w Polsce. Biorąc pod uwagę doświadczenia innych krajów i odpowiedzi respondentów, opracowaliśmy dwa prawdopodobne scenariusze. W wariantcie optymistycznym, w którym udaje się przygotować i wdrożyć ogólnokrajową strategię, zrealizowalibyśmy nasz potencjał w 2035 roku, produkując ponad 5 mld m<sup>3</sup> biometanu. Natomiast w wariantcie realistycznym, zakładającym brak planu oraz jedynie punktowe wdrażanie regulacji, bez wcześniejszego określenia roli biometanu w polskiej gospodarce, moglibyśmy uzyskać częściowo

wy wzrost rynku, prawdopodobnie nie uzyskując jednak pełnego potencjału.

Z raportu wynika, że trudno będzie wykorzystać potencjał produkcji biometanu bez wcześniejszego opracowania i wdrożenia odpowiedniej strategii w tym zakresie. Choć w 2023 roku podjęto kroki, takie jak na przykład uchwalenie ustawy o biogazowniach rolniczych czy nowelizacja ustawy o OZE, działania te trudno obecnie uznać za część szerokiego i spójnego planu rozwojowego.

**Bartosz Safiejko, dyrektor Strategy& w Polsce**  
**Aleksandra Chelmińska, menedżer Strategy& w Polsce**

# PGE Energia Ciepła zmienia ciepłownictwo

Tomasz Gurdak, Tomasz Rutka, Jan Dębski

**N**owoczesne elektrociepłownie, wykorzystujące gaz ziemny do produkcji energii elektrycznej i ciepła, wsparte instalacjami OZE, to inwestycje PGE Energia Ciepła z Grupy PGE, która od kilku lat zmienia ciepłownictwo w kierunku nisko- i zeroemisyjnym. Zgodnie z planem dekarbonizacji aktywów PGE Energia Ciepła od 2030 roku ciepło w elektrociepłowniach będzie produkowane wyłącznie w źródłach nisko- i zeroemisyjnych.

PGE Energia Ciepła ma przygotowany plan dekarbonizacji aktywów, który uwzględnia perspektywy średnio- i długoterminowe. Plan dekarbonizacji aktywów zakłada realizację do 2030 roku inwestycji zarówno w kogenerację (CHP), jak i źródła ciepłownicze (HOB) wykorzystujące gaz ziemny i biomasę, a także magazyny ciepła. Inwestycje te są konieczne, aby można było zrezygnować z wykorzystania węgla w jednostkach ciepłowniczych do 2030 roku. Dzięki tym inwestycjom PGE Energia Ciepła zrealizuje znaczące redukcje emisji na poziomie 45% w 2029 roku, przewyższając w ten sposób wymagany przez Komisję Europejską wskaźnik redukcji emisji, który ostatecznie został określony na 30,4% w 2029 roku.

Plan dekarbonizacji aktywów zakłada dywersyfikację źródeł wytwarzania i inwestycje w czyste źródła energii – instalacje OZE, w tym w wielkoskalowe pompy ciepła (z dolnym źródłem ciepła w ściekach komunalnych i ciekach wodnych oraz odzyskujące ciepło odpadowe), biomasę, kolektory słoneczne czy magazyny ciepła zasilane źródłami OZE.

## Inwestycje dekarbonizacyjne PGE Energia Ciepła

PGE Energia Ciepła prowadzi proces transformacji ciepłownictwa w swoich elektrociepłowniach od 2018 roku. Dotychczas na realizację inwestycji w latach 2018–2023 przeznaczyła około 2,7 mld zł. Obecnie przygotowujących do realizacji i już realizowanych jest łącznie 18 inwestycji ciepłowniczych w 12 lokalizacjach.

Największą prowadzoną obecnie inwestycją jest nowa gazowa elektrociepłownia w Siechnicach – EC Czechnica 2, która jeszcze w tym roku zostanie przekazana do eksploatacji. Jej moc cieplna osiągnie 315 MWt, a elektryczna 179 MWe. W zakres nowej elektrociepłowni będą wchodzić: blok gazowo-parowy (179,4 MWe/162,9 MWt), kotłownia szczytowa i rezerwowa (4x38 MWt) oraz akumulator ciepła. Nowa elektrociepłownia zastąpi dotychczasową instalację opartą na węglu kamiennym, dzięki czemu możliwa będzie redukcja emisji dwutlenku węgla o ponad 40 proc. oraz o ponad 90 proc. tlenków siarki i tlenków azotu.

PGE Energia Ciepła jako pierwsza w Polsce wdrożyła w grudniu 2021 roku w EC Gdańsk technologię *Power to Heat*, oddając do eksploatacji kotły elektrodowe o mocy 70 MWt, zasilane energią elektryczną. Celem jest, aby ciepło wytworzone z energii elektrycznej z OZE miało status ciepła zielonego i przyczyniało się do „zazieleniania” systemów ciepłowniczych. W elektrociepłow-

ni w Kielcach pierwszym etapem transformacji technologicznej było oddanie do eksploatacji w 2023 roku gazowej kotłowni rezerwowo-szczytowej o mocy 160 MWt, która zastąpiła kotłownię węglową. W 2024 roku przekazano do eksploatacji nowoczesny turbospół gazowy o mocy elektrycznej około 7 MWe i mocy termicznej 14 MWt, zapewniając kieleckiemu systemowi ciepłowniczemu status efektywnego.

W bydgoskiej elektrociepłowni w 2023 roku przekazano do eksploatacji nowoczesną kotłownię gazową o łącznej mocy termicznej 40 MWt. Tym samym dzięki tej inwestycji zastąpione zostały wysłużone kotły węglowe pracujące w Elektrociepłowni Bydgoszcz I. Nowe źródło gazowe w porównaniu ze starą kotłownią znacząco zredukowało emisje tlenków siarki (o 98 proc.) i azotu (o 75 proc.). W 2025 roku w Bydgoszczy planowane jest oddanie do eksploatacji gazowego źródła kogeneracyjnego o łącznej mocy 52,6 MWe/50,8 MWt (5 x silnik gazowy), kotła rezerwowo-szczytowego (gazowy) o mocy 38 MWt, a także kotła elektrodowego (25 MWt), wytwornicy pary o mocy 12,5 MWt.

W grudniu 2023 roku we wrocławskim Zawidawiu oddano również do użytku nowe agregaty kogeneracyjne współpracujące z układem kolektorów słonecznych (2 MWe i 2,5 MWt).

Dekarbonizacja aktywów wytwórczych w Zgierzu w sposób znaczący ograniczyła emisyjność wytwarzania. Oddano tam do eksploatacji nowoczesny gazowy blok silnikowy oraz kotłownię gazową, współpracującą z układem kolektorów słonecznych (silniki gazowe 14,4 MWe/15 MWt, KRS 7 MWt, sol. 100 kW). Nowa inwestycja zastąpiła dotychczasową, wysokoemisyjną elektrociepłownię opalaną węglem brunatnym. Dzięki nowej technologii wytwarzania ograniczona zostanie emisja dwutlenku węgla o około 50 proc, dwutlenku siarki o 98 proc., a tlenków azotu o 80 proc.

W maju 2024 roku w gdyńskiej elektrociepłowni PGE Energia Ciepła została przekazana do eksploatacji nowa kotłownia rezerwowo-szczytowa (dwupaliwowa), o łącznej mocy 90 MWt. Zastąpiła ona kotły mazutowe z lat siedemdziesiątych. W pierwszym etapie, gdy paliwem będzie olej lekki, emisja dwutlenku węgla obniży się o 22 proc., tlenków siarki o 88 proc., tlenków azotu o 67 proc., a pyłów o 90 proc. W drugim etapie, gdy paliwem będzie gaz, redukcja emisji będzie jeszcze większa.

W 2024 roku przekazano również do eksploatacji kotłownię rezerwowo-szczytową w Lublinie (182 MWt) i Gorzowie Wielkopolskim (62 MWt). W I kwartale 2025 roku planowane jest przekazanie do eksploatacji II linii termicznego przetwarzania z odzyskiem energii w rzeszowskiej ITPOE (instalacja termicznego przetwarzania z odzyskiem energii).

Wszystkie oddawane do eksploatacji przez PGE Energia Ciepła nowe urządzenia wytwórcze zredukują niemal do zera emisję pyłów, średnio o ponad 90% tlenków siarki i tlenków azotu oraz o około 40% dwutlenku węgla. Dodatkową korzyścią środowiskową

technologii opartej na gazie będzie brak odpadów paleniskowych, które powstawały podczas spalania węgla, a co za tym idzie – brak potrzeby ich składowania. Zrealizowane inwestycje w kotłownie gazowe przyspieszają odejście od węgla i proces dekarbonizacji, ale warto podkreślić, że przygotowywane są kolejne inwestycje, w tym właśnie między innymi w technologii *Power to Heat*, które znacząco zwiększą efektywność systemów ciepłowniczych miast. Poza wspomnianymi inwestycjami w Bydgoszczy w realizacji są projekty inwestycyjne w Gdyni (zespół silników gazowych o mocy do 50 MWe, kotłownia rezerwowo-szczytowa o mocy 3x30 MWt, kocioł parowy 26 MWt, kocioł biomasowy o mocy około 30 MWt). PGE Energia Ciepła w całym procesie dekarbonizacji planuje swoje inwestycje również z wykorzystaniem paliwa gazowego, które jako paliwo przejściowe jest istotnym elementem transformacji energetycznej. Warto tu zwrócić uwagę na współpracę PGE Energia Ciepła z Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. oraz z Polską Spółką Gazownictwa. PGE Energia Ciepła m.in. na podstawie umów o przyłączenie z GAZ–SYSTEM obecnie realizuje gazociąg DN 300 MOP 8,4 MPa o długości 8,2 km, łączący sieć przesyłową z instalacjami i urządzeniami w EC Gdynia, oraz gazociąg DN 300 MOP 8,4 MPa o długości około 5 km do EC Kraków. Na podstawie umowy o przyłączenie z Polską Spółką Gazownictwa PGE Energia Ciepła będzie również dysponowała paliwem gazowym w EC Gdańsk.

## Efektywne systemy ciepłownicze

Szczególnie dużym wyzwaniem, zwłaszcza dla dużych systemów ciepłowniczych, jest 2035 rok, od którego produkcja z OZE (ciepła odpadowego) powinna stanowić minimum 35%. Jest to konieczne, aby systemy utrzymały status efektywnych energetycznie. W celu utrzymania takiego statusu przez system ciepłowniczy, wraz ze zmianami definicji wymagań w strategii *Fit for 55*, konieczne jest właśnie zwiększenie udziału energii z OZE. Aby sprostać tym kryteriom, wszystkie inwestycje realizowane przez PGE Energia Ciepła odpowiadają wymogom środowiskowym.

W celu zdekarbonizowania systemów ciepłowniczych w miastach PGE Energia Ciepła planuje zainwestować 8–10 mld złotych. Aby osiągnąć zamierzone efekty, prowadzony jest dialog z przedstawicielami samorządu i operatorami systemów ciepłowniczych – dystrybutorami (tam, gdzie nie jest ona w posiadaniu PGE Energia Ciepła). To pozwoli na określenie w procesie transformacji ról każdego uczestnika lokalnych rynków ciepła, potrzeb i perspektyw w celu znalezienia synergii i korzyści dla każdego.

Bardzo istotne w transformacji ciepłowniczej i utrzymaniu efektywności systemów jest finansowanie. Dlatego ważne jest również skuteczne implementowanie do polskiego prawa regulacji przyjmowanych na poziomie unijnym oraz uruchomienie – w odpowiednim czasie i odpowiadającym potrzebom – programów pomocowych (fundusze krajowe i unijne w formie dotacji i preferencyjnych pożyczek), z których skutecznie będzie można współfinansować transformację sektora ciepłowniczego w Polsce.

W dyskusji o osiągnięciu i utrzymaniu efektywnego systemu ciepłowniczego należy pamiętać nie tylko o formach wsparcia, ale również o tym, że ciężar transformacji nie powinien spoczywać wyłącznie na wytwórcach ciepła, co mogłoby wynikać z podstawowego wymogu związanego z koniecznością zmiany miksu energetycznego w systemach ciepłowniczych, ale i na operatorach sieci ciepłowni-

czej – dostosowanie do zmiany parametrów nośnika ciepła, a także odbiorcach końcowych poprzez, m.in. prowadzenie przez nich działań termomodernizacyjnych budynków i modernizacji instalacji odbiorczych, które łącznie wpłyną na optymalizację kosztów dekarbonizacji. Wpłynie to na poziom zapotrzebowania na ciepło i pozwoli na bardziej efektywne przesyłanie i rozprowadzenie ciepła o obniżonych parametrach.

PGE Energia Ciepła chce pozostać wiodącym producentem ciepła sieciowego i oferować swoim klientom czystą energię w akceptowalnej cenie. Warunkiem powodzenia transformacji jest ścisła współpraca pomiędzy jednostkami samorządu terytorialnego a wytwórcami i właścicielami sieci ciepłowniczych. Istotne jest również skuteczne implementowanie do polskiego prawa regulacji przyjmowanych na poziomie unijnym.

## Kotły elektrodowe – elektryfikacja ciepłownictwa

Rozwój źródeł OZE w systemie elektroenergetycznym, w tym farm wiatrowych i fotowoltaiki, postrzegany jest przez PGE Energia Ciepła w kategorii szansy na transformację ciepłownictwa w kierunku m.in. elektryfikacji, co jest już faktem nie tylko w Skandynawii, ale także w Gdańsku, gdzie w coraz większym stopniu kotły elektrodowe są wykorzystywane do produkcji ciepła.

Koszt zabudowy kotłów elektrodowych to kilkaset tysięcy złotych na MW mocy cieplnej zainstalowanej, zaś koszt budowy akumulatora ciepła to kilka tysięcy za MWh ciepła. Można powiedzieć, że taniej się nie da. Technologii tej sprzyja także zwolnienie mocy OZE z rozpoznania we współczynniku EWA (wskaźnik efektywności wykorzystania majątku, wskazujący faktyczne wykorzystanie aktywów trwałych), co obniża ryzyko zwrotu z kapitału takich inwestycji na rynku ciepła.

Kotły elektrodowe mogą okazać się najtańszą i najbezpieczniejszą inwestycją w moce szczytowe i rezerwowe w systemach ciepłowniczych pod warunkiem, że energia do ich zasilania, pochodząca z OZE, da możliwość zaliczenia wytworzonego ciepła do ciepła zielonego.

Docelowo ciepłownictwo powinno stać się równoprawnym partnerem systemu energetycznego opartego na energii odnawialnej, wspierając jego bilansowanie poprzez wykorzystanie nadwyżek energii w okresie nadprodukcji ze źródeł pogodozależnych i dostarczanie energii elektrycznej ze skojarzonego wytwarzania z ciepłem w okresie niedoboru. Kluczowym elementem skutecznej współpracy między systemami elektroenergetycznym i ciepłowniczym będzie dalsza cyfryzacja wspierana przez inteligentne technologie. Te innowacje umożliwią redukcję zużycia oraz poprawę efektywności zarówno u producentów energii i ciepła, jak i u odbiorców końcowych.

Cyfryzacja stwarza możliwość optymalizacji i usprawnienia procesów produkcji i dystrybucji ciepła, co przekłada się na zwiększenie efektywności i zmniejszenie zużycia energii i mocy. W nowoczesnym systemie ciepłowniczym z wieloma producentami konieczne będzie wsparcie ze strony sztucznej inteligencji, ponieważ ręczne zarządzanie dynamicznymi zmianami w tak złożonych systemach jest niezwykle trudne.

**Tomasz Gurdak, kierownik Działu Przygotowania i Wsparcia Inwestycji, PGE Energia Ciepła**  
**Tomasz Rutka, kierownik ds. analiz biznesowych, PGE Energia Ciepła**  
**Jan Dębski, kierownik projektów, PGE Energia Ciepła**

# Środki na transformację zwiększającą bezpieczeństwo energetyczne

Rozmowa z **Konradem Wojnarowskim**, podsekretarzem stanu w Ministerstwie Funduszy i Polityki Regionalnej

## Jak rząd widzi rolę gazownictwa w perspektywie najbliższych lat?

Gaz ziemny odpowiada za istotną część pokrycia zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju, a szczyt krajowego zapotrzebowania na ten surowiec, jak przewiduje projekt KPEiK, nastąpi w latach 202–2030. W procesie transformacji energetycznej gaz ziemny będzie pełnił rolę pomostową i pozwoli w sposób płynny, dzięki możliwości bilansowania systemu, przeprowadzić dekarbonizację gospodarki. W związku z potrzebą realizacji celów klimatycznych w najbliższych latach, sektor gazowy będzie musiał zmierzyć się z wyzwaniem dostosowania instalacji i urządzeń do transportowania i magazynowania gazów zdekarbonizowanych, tj. biometanu, wodoru i gazów syntezowych.

Podjąłem tylko skrótowo niektóre zagadnienia, które są pewnym novum. Oczywiście, kluczową sprawą pozostaje zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i stabilności funkcjonowania infrastruktury gazowej dla potrzeb państwa i obywateli.

## Jaki jest pakiet dostępnych środków związanych z transformacją sektora gazowniczego i wyzwaniami w zakresie bezpieczeństwa energetycznego?

Rząd od lat wspiera inwestycje związane z gazyfikacją oraz zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego, czego dowodem jest również wynegocjowanie z KE wsparcia na ten cel z funduszy UE.

Polska przystąpiła do realizacji transformacji energetycznej, która wyznacza kierunek działań w ramach najważniejszych priorytetów w zakresie klimatu i środowiska. Celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej Europy w 2050 roku.

Obok zmniejszenia emisyjności sektora energetycznego kluczowym wyzwaniem rozwojowym jest zapewnienie gospodarce, instytucjom oraz obywatelom stabilnych i optymalnie dostosowanych do potrzeb dostaw energii po akceptowalnej ekonomicznie cenie.

Zachodzące i przyszłe zmiany wymagają nowoczesnej, niezawodnej i „inteligentnej” infrastruktury energetycznej (w tym także gazowej).

Środki na infrastrukturę gazową w programie FEnIKS 2021–2027 to około 700 mln euro. Wspierane są inwestycje związane z budową, rozbudową, przebudową, zmianą przeznaczenia, przekształceniem lub modernizacją sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu. Inwestycje te mają być technicznie przyszłościowe (*future-proof*). Mają uwzględniać przygotowanie sieci do wprowadzenia do systemu gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, takich jak np. wodór, biometan czy gaz syntezowy. Projekty z zakresu gazu ziemnego powinny zostać wybrane do 31.12.2025 roku i umożliwić zastąpienie instalacji zasilanych stałymi paliwami kopalnymi (zgodnie z art. 7h rozporządzenia 2021/1058). Te projekty nie będą mogły być kontynuowane w kolejnej perspektywie finansowej.

Środki na transformację energetyczną są także w Krajowym Planie Odbudowy i Zwiększania Odporności. Łączna alokacja na transformację energetyczną w KPO to 7,1 mld euro w części grantowej i 22,6 mld euro w części pożyczkowej. W ramach KPO realizowana będzie m.in. transformacja kluczowych sektorów gospodarki do modelu niskoemisyjnego. W ramach tego działania środki europejskie zostaną przeznaczone na dodatkowe finansowanie przedsięwzięć związanych z transformacją energetyczną poprzez inwestycje dotyczące poprawy efektywności energetycznej oraz zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

W ramach KPO realizowana jest inwestycja G3.2.1 – Budowa infrastruktury gazowej zapewniająca bezpieczeństwo energetyczne – na którą przeznaczone jest 631 mln euro w części pożyczkowej KPO (około 2,7 mld złotych). Inwestycja G3.2.1 obejmuje budowę 250 km połączenia gazowego pomiędzy Gdańskiem a Gustorzynem, umożliwiającego transport gazu w wysokości 1 320 000 m<sup>3</sup>/h.



### **Jak ocenia pan skuteczność polskich firm gazowych w pozyskiwaniu funduszy europejskich?**

Polskie firmy gazowe są bardzo skuteczne w pozyskiwaniu funduszy europejskich. W ramach pierwszego naboru na dystrybucję gazu w działaniu 2.3 w FEnIKS 2021–2027 beneficjenci złożyli 22 wnioski na łączną kwotę dofinansowania ponad 1,5 mld złotych (przekraczającej dwukrotnie zaplanowaną alokację na ten nabór, tj. 700 mln złotych).

Kolejny nabór na dystrybucję gazu planowany jest w listopadzie 2024 roku, z terminem składania wniosków do końca stycznia 2025 roku.

Jestem przekonany, że nadchodzące lata przyniosą kolejne inwestycje zwiększające bezpieczeństwo energetyczne i przyspieszające transformację energetyczną Polski. Powstała, również dzięki środkom unijnym, infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu będzie technicznie przyszłościowa i dostosowana do transportowania gazów niskoemisyjnych i odnawialnych.

### **Jak działania w obszarze polityki regionalnej wpłyną na wyrównywanie różnic w dostępności do infrastruktury gazowej pomiędzy poszczególnymi regionami Polski, szczególnie na terenach wiejskich?**

Planowanie i kierunki rozwoju sieci dystrybucyjnej są szczegółowo przedstawione w Planie Rozwoju Polskiej Spółki Gazownictwa na lata 2024–2028. O roli środków unijnych już rozmawialiśmy. Jeśli chodzi o regiony rolnicze, to dużą szansą dla nich będzie umożliwienie wtłaczania do sieci gazowej biometanu, co uwolni lokalne potencjały. Odwracając trochę pytanie – z perspektywy rozwoju regionalnego – inwestycje tego rodzaju to szansa na wyrównywanie dysproporcji rozwojowych regionów, pobudzanie koniunktury gospodarczej, nowe możliwości dla przemysłu czy, w okresie przejściowym, możliwość zastąpienia węgla, na przykład w ogrzewnictwie indywidualnym, i poprawa jakości powietrza.

### **Wielkość dotacji unijnych na cele energetyczne w latach 2004–2024 wyniosła 55 mld PLN. W jakim zakresie korzystają z tych środków poszczególne sektory energetyki, zwłaszcza gazownictwo, i jaka jest perspektywa budżetowa planowana na lata 2025–2030 łącznie, w tym dla wsparcia projektów gazowych?**

Obecnie możemy jedynie mówić o trwającej perspektywie 2021–2027. Nie są znane ramy dla kolejnej perspektywy. Łączna alokacja na transformację energetyczną w FEnIKS 2021–2027 to 6,1 mld euro. Wsparcie przeznaczone jest na:

- poprawę efektywności energetycznej w budynkach administracji centralnej, domach jednorodzinnych i budynkach wielorodzinnych, a także w dużych i średnich przedsiębiorstwach (około 2,5 mld euro, w tym 200 mln euro na wymianę źródeł ciepła zasilanych węglem na zasilane gazem ziemnym),
- infrastrukturę ciepłowniczą rozumianą zarówno jako źródła wysokosprawnej kogeneracji, jak i sieci ciepłownicze (łącznie około 1,2 mld euro),
- odnawialne źródła energii (538 mln euro), w tym biogaz i biometan – do 12 grudnia br. trwa nabór wniosków z budżetem 300 mln zł na ten cel,
- inteligentną infrastrukturę elektroenergetyczną i gazową (około 1,82 mld euro, w tym 700 mln euro na dystrybucję i transport gazu ziemnego).

Jak wspominałem wcześniej, wybór i zakontraktowanie inwestycji dotyczących infrastruktury gazu ziemnego do współfinansowania ze środków UE może odbywać się wyłącznie do 31 grudnia 2025 roku. Po tej dacie takie inwestycje nie będą mogły aplikować o środki UE. Wynika to z legislacji UE, która dąży do neutralności klimatycznej i zmniejszenia wykorzystywania paliw kopalnych.

### **Co chciałby pan przekazać członkom Izby Gospodarczej Gazownictwa?**

MFIPR rozpoczęło prace nad przygotowaniem nowej średniookresowej strategii rozwoju kraju do 2035 roku. Chcemy prowadzić prace nad tym dokumentem, tak aby był gotowy w połowie przyszłego roku. Jednym z trzech celów głównych strategii jest tworzenie warunków dla konkurencyjnej i sprawiedliwej gospodarki, respektującej środowisko naturalne i klimat. Chcemy przeprowadzić transformację w sposób sprawiedliwy, minimalizujący koszty społeczne i gospodarcze, przy wykorzystaniu krajowych potencjałów, które zapewnią gospodarce nowe impulsy rozwojowe. Wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego będzie pełniło ważną rolę w tym procesie. Umożliwi m.in. zapewnienie energii dla przemysłu, bezpieczny przyrost wolumenów OZE do czasu rozwoju nowych technologii, wprowadzenia na szeroką skalę magazynów energii elektrycznej czy rozwoju usług elastyczności sieci. Opracowując projekt, staramy się jak najszerzej włączyć w proces wszystkie środowiska, zatem jesteśmy otwarci na współpracę i dialog.

Rozmawiała  
**Julita Wróbel-Siemieniuk**



# Dostawy gazu ziemnego jednym z filarów bezpieczeństwa energetycznego Polski

ORLEN dysponuje w pełni zdywersyfikowanym portfelem dostaw gazu ziemnego. Krajowe zapotrzebowanie na ten surowiec zaspokajane jest

wydobyciem własnym zarówno ze złóż w Polsce, jak i na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz zakupami od zagranicznych dostawców.

## Zdywersyfikowane i elastyczne dostawy gazu ziemnego, oparte na solidnych fundamentach

Eksploracja własnych złóż gazu jest jednym z fundamentów zapewnienia niezakłóconych dostaw tego surowca. W 2023 roku wydobycie własne gazu zarówno ze złóż krajowych, jak i zagranicznych wyniosło około 7,1 mld m<sup>3</sup>, co odpowiadało około 42 proc. zużycia gazu ziemnego w Polsce.

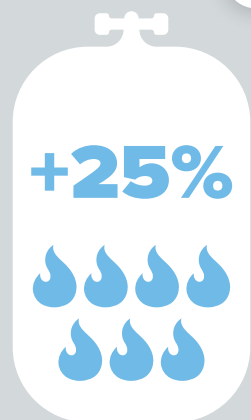
W ostatnich latach krajowe wydobycie wyniosło średniorocznie około 3,5 mld m<sup>3</sup>, a jego wkład w zaspokojenie krajowego zapotrzebowania wyniósł około 20 proc. Gaz pochodzący z wydobycia z własnych krajowych złóż jest najpewniejszym źródłem.

Istotnym źródłem dostaw gazu jest wydobycie własne Grupy ORLEN na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W 2023 roku wyniosło ono około 3,1 mld m<sup>3</sup>. W 2024 roku spółka zaplanowała wzrost wydobycia gazu ziemnego w Norwegii do około 4,5 mld m<sup>3</sup>. Gaz wydobywany ze złóż w Norwegii przesyłany jest do Polski gazociągiem *Baltic Pipe*.

W 2023 roku dostawy gazu do Polski, realizowane przez Grupę ORLEN gazociągiem *Baltic Pipe*, wyniosły ponad 6 mld m<sup>3</sup> i zabezpieczyły około 1/3 krajowego zapotrzebowania na gaz. ORLEN ma zarezerwowane 8 mld m<sup>3</sup> rocznej przepustowości tego gazociągu. Przez *Baltic Pipe* płynie do Polski gaz pochodzący z własnego wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz przesyłany na podstawie zawartych kontraktów.



Bezpieczeństwo dostaw gazu wzmacnia realizowana przez ORLEN inwestycja w rozbudowę największego magazynu gazu w Polsce – PMG Wierzchowice. Dzięki inwestycji łączne krajowe zdolności magazynowania gazu wzrosną w ciągu dwóch najbliższych lat o 1/4 – do ponad 4 mld m<sup>3</sup>. To tyle, ile zużywają wszystkie gospodarstwa domowe w Polsce przez około 10 miesięcy.

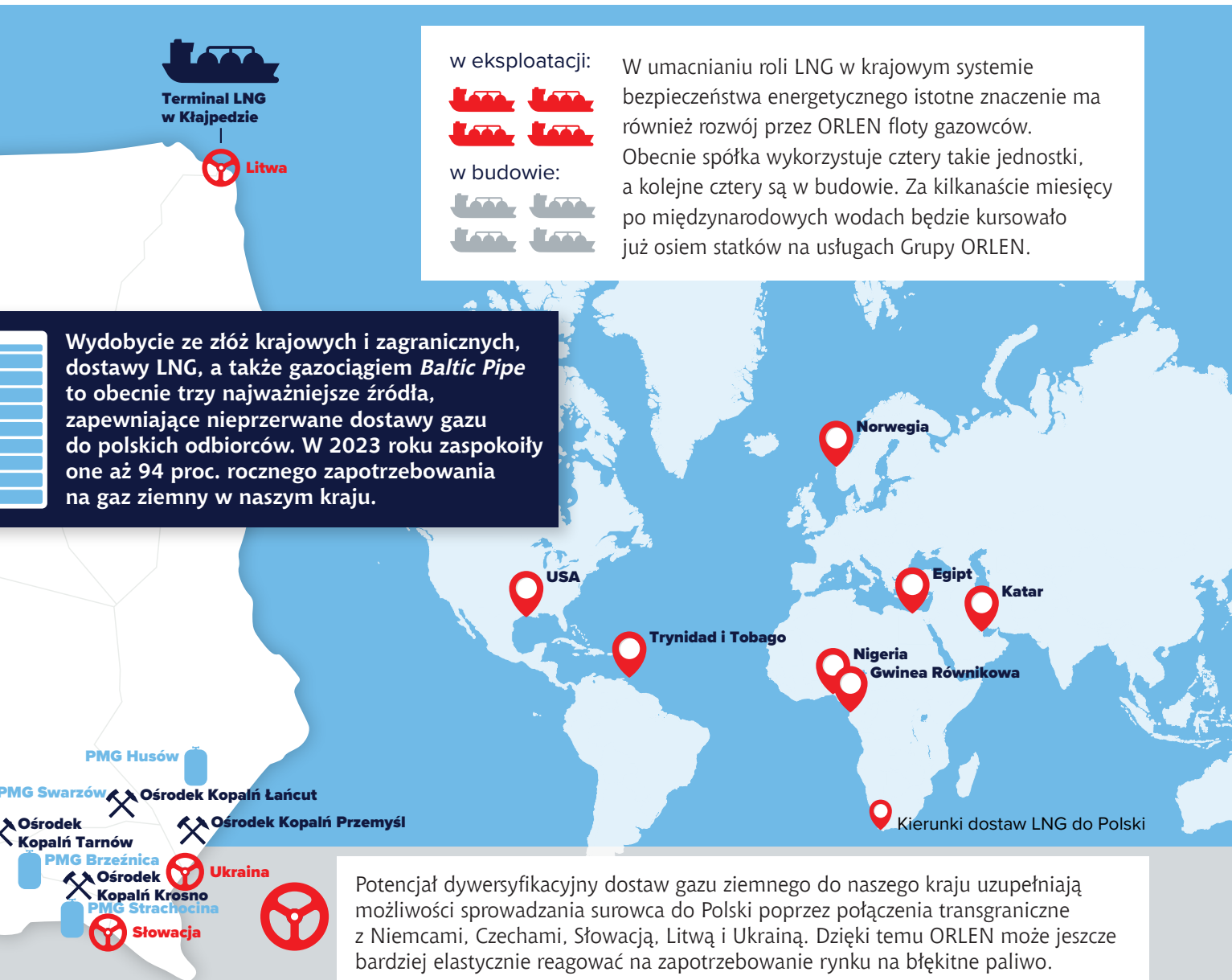


Jednym z fundamentów bezpieczeństwa gazowego są dostawy LNG, które Grupa ORLEN odbiera w terminalu LNG w Świnoujściu. W 2023 roku wyniosły one ponad 6 mld m<sup>3</sup> i zabezpieczyły około 1/3 całkowitego zapotrzebowania na gaz w Polsce.

Główne kierunki importu LNG to USA i Katar, ale spółka sprowadzała gaz również z innych krajów, między innymi z Norwegii, Nigerii, Egiptu, Trynidadu i Tobago oraz Gwinei Równikowej. Dostawy LNG są realizowane zarówno w ramach kontraktów długoterminowych, jak i poprzez elastyczne zakupy spot.

ORLEN planuje dalszą intensyfikację dostaw LNG, co będzie możliwe dzięki uruchomieniu drugiego gazoportu w Zatoce Gdańskiej, które planowane jest na 2028 rok. Po oddaniu inwestycji do użytku oraz zakończeniu rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu łączna przepustowość obu instalacji osiągnie około 14 mld m<sup>3</sup> rocznie.

Dostawy LNG realizujemy również poprzez terminal LNG w litewskiej Kłajpedzie w wielkości około 0,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Grupa ORLEN posiada rezerwację mocy regazyfikacyjnych w terminalu LNG w Kłajpedzie do końca 2032 roku.



## Nie tylko bezpieczeństwo – gaz ziemny paliwem „pomostowym” transformacji

Proces transformacji musi być przeprowadzony przede wszystkim w sposób bezpieczny dla polskiej gospodarki i polskich odbiorców. W kolejnych latach gaz stanie się jednym z filarów krajowego systemu elektroenergetycznego. Rolą elektrowni gazowych będzie również stabilizowanie pracy źródeł OZE. Dzięki dużej elastyczności elektrownie sprawnie zwiększą produkcję prądu, na przykład w sytuacjach deficytu produkcji energii z wiatru i słońca, co jest szczególnie ważne w naszej szerokości geograficznej.

# Segment poszukiwania i wydobywania Grupy ORLEN – tradycja i nowoczesność

**Piotr Wojtasik**

Obszar upstream jest jednym z najważniejszych dla zapewnienia nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców w Polsce. Osiągnięcie nadrzędnego celu, jakim jest bezpieczeństwo energetyczne kraju, realizowane jest dzięki codziennej pracy, w której etos górniczy i wielopokoleniowa tradycja spotykają się z umiejętnym wykorzystaniem nowoczesnych rozwiązań technologicznych. Wynikiem tego niezwykłego połączenia są unikalne kompetencje, budujące potencjał segmentu w skali międzynarodowej.

## Cel strategiczny – bezpieczeństwo energetyczne

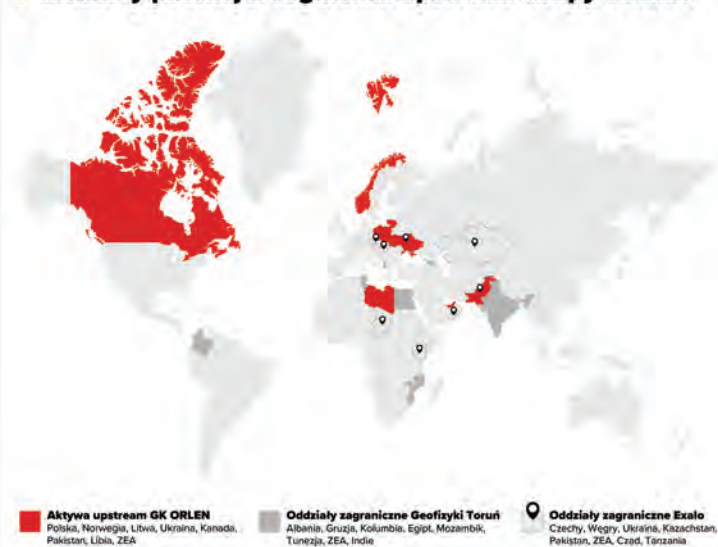
Wydobycie gazu ziemnego przez Grupę ORLEN odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski. W 2023 roku wyniosło ono około 7,1 mld m<sup>3</sup> (zarówno ze źródeł krajowych, jak i zagranicznych), czyli odpowiadało za ponad 40% zużycia błękitnego paliwa w Polsce. Najwięcej gazu wyprodukowano ze złóż krajowych – około 3,4 mld m<sup>3</sup>, zaspokajając aż 20% zapotrzebowania na ten surowiec. Co szczególnie istotne, krajowe wydobywanie daje najpewniejszy dostęp do błękitnego paliwa i tym samym zmniejsza zależność od importu gazu. Jednak nie tylko ono stanowi o sile segmentu poszukiwania i wydobywania w Grupie ORLEN. Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym eksploatację węglowodorów prowadzi spółka zależna – Orlen Upstream Norway. W 2023 roku wydobywanie w tym regionie wyniosło około 3,1 mld m<sup>3</sup>, ale w bieżącym roku planowany jest jego wzrost aż o 50%, do około 4,5 mld m<sup>3</sup>. Gaz wydobywany ze złóż w Norwegii dostarczany jest do Polski poprzez gazociąg *Baltic Pipe*. Skalę działalności segmentu upstream i jej globalny charakter najlepiej obrazują liczby. Grupa jest obecna na pięciu kon-

tywentach, prowadzi eksploatację węglowodorów w pięciu krajach, a w ośmiu posiada zasoby, działa na podstawie 360 koncesji, eksploatuje 239 złóż i 2377 odwiertów. Udokumentowane zasoby ropy i gazu Grupy ORLEN wyniosły na koniec ubiegłego roku 1,3 mld boe, z czego aż 75% stanowił gaz ziemny. Dodatkowo, bezpieczeństwo dostaw gazu, zapewniane przez obszar upstream, wzmacnia realizowana przez ORLEN inwestycja w rozbudowę największego magazynu gazu w Polsce – PMG Wierzchowice. Dzięki inwestycji łączne krajowe zdolności magazynowania gazu wzrosną w najbliższych dwóch latach aż o 1/4, do ponad 4 mld m<sup>3</sup>.

## Konsolidacja krajowych aktywów upstream

W wyniku połączenia ORLEN z PGNiG oraz LOTOS w 2022 roku, w Grupie ORLEN znalazły się m.in. krajowe aktywa poszukiwawczo-wydobywcze, umiejscowione w kilku podmiotach. Aby zwiększyć efektywność zarządzania tym ogromnym potencjałem, koncern podjął decyzję o ich konsolidacji w jednej spółce – ORLEN Upstream Polska. Finalizowany obecnie proces obejmuje następujące podmioty: ORLEN Upstream Polska, LOTOS Petrobaltic i LOTOS Upstream oraz Zespół Oddziałów PGNiG ORLEN S.A., wraz z podziemnymi magazynami gazu. Integracja aktywów poszukiwawczo-wydobywczych będzie opierać się w największym stopniu na zasobach byłego PGNiG, które zarówno w zakresie rzeczowym, jak i kompetencyjnym będą głównym i zasadniczym elementem spółki ORLEN Upstream Polska. Wkład pozostałych spółek wzmocni posiadane kompetencje i wzbogaci doświadczenia, co przyczyni się do jeszcze efektywniejszej realizacji procesów oraz usprawni proces zarządzania tym dużym obszarem. Stworzenie jednego, silnego podmiotu w segmencie upstream Grupy ORLEN umożliwi maksymalizację efektywności ekonomicznej i operacyjnej posiadanych krajowych zasobów wydobywczych. Ich integracja poprawi efektywność wydobywania gazu w Polsce, co stanowi nadrzędny cel. Zapewnienie stabilnego krajowego wydobywania gazu w długoterminowej perspektywie znacząco wzmocni bezpieczeństwo dostaw tego surowca do odbiorców, będąc jednym z jego

## Globalny potencjał segmentu upstream Grupy ORLEN





najpewniejszych filarów. Ponadto, w wyniku reorganizacji segmentu poszukiwania i wydobywania w ramach ORLEN S.A. powstanie centrum kompetencyjne ds. upstream. Będzie ono odpowiedzialne za rozwój i koordynację działań oraz standaryzację i synergię procesów w całym łańcuchu wartości w tym segmencie, a także poza nim (na przykład CCS czy magazynowanie wodoru). Prowadzony nadzór obejmie wszystkie aktywa poszukiwawczo-wydobywcze obszaru upstream Grupy ORLEN, zarówno krajowe, jak i zagraniczne, a także potencjał spółek *stricte* serwisowych, czyli usługowych dla upstream, takich jak: Geofizyka, Exalo Drilling czy PGNiG Technologie.

### Tradycja i nowoczesność

Segment poszukiwania i wydobywania Grupy ORLEN wyraża z bogatego dziedzictwa tradycji górników, gazowników i naftowców. Wyrazem więzi z wielopokoleniową tradycją są coroczne obchody Barbórki – najważniejszego święta branżowego, kultywowanego ze szczególnym szacunkiem i dumą. O wyjątkowości Barbórki świadczy m.in. wpisanie tego święta na krajową listę niematerialnego dziedzictwa kulturowego. Ponadto, w grudniu 2025 roku, podczas sesji Komitetu Międzyrządowego ds. Ochrony Niematerialnego Dziedzictwa Kulturowego, zapadnie decyzja o wpisaniu „Barbórki i tradycji górniczych” na listę reprezentatywną niematerialnego dziedzictwa kulturowego ludzkości, prowadzoną przez UNESCO. Etos górniczy, przekazywany od pokoleń, nie tylko się nie zestarzał, ale wydaje się, że dzisiaj jest jedną z poszukiwanych kompetencji przyszłości. Potwierdzeniem tej tezy są wyniki segmentu upstream, które wnoszą znaczący wkład w dochody całego koncernu. Kolejnym dowodem jest fakt, że budowany przez lata w Polsce efektywny system ośrodków kopalń utrzymuje wydobywanie gazu na relatywnie wysokim i stabilnym poziomie, co zresztą jest głównym celem również w następnych latach. *Know-how* pracowników segmentu poszukiwań i wydobywania Grupy ORLEN, którzy eksploatują w kraju ponad dwa tysiące otworów, jest imponujące. Wiedza zdobyta przy odkryciach największych krajowych złóż ropy i gazu, a także kilkadziesiąt lat gromadzonych doświadczeń sprawiają, że Orlenowy upstream ma dobrze zidentyfikowane struktury geologiczne znacznej części kraju, związane przede wszystkim z zasobami węglowodorów, ale też innych surowców. Za pomocą narzędzi geofizycznych 2D rozpoznane zostały profile sejsmiczne o długości około 180 000 kmb, czyli

prawie 4,5 długości równika. Z kolei realizowane od 1993 roku prace polowe 3D umożliwiły rozpoznanie geofizyczne o powierzchni 23 550 km<sup>2</sup>. Czerpiąc z bogatego doświadczenia, a jednocześnie korzystając z najnowocześniejszych rozwiązań stosowanych w branży, segment poszukiwań i wydobywania Grupy ORLEN łączy tradycję z nowoczesnością.

### Więcej gazu z krajowych złóż

ORLEN nie tylko poszukuje nowych złóż, ale optymalizuje także procesy poszukiwawczo-wydobywcze, dzięki którym zwiększa wydobywanie ze złóż eksploatowanych już od wielu lat. Jednym z przykładów takich działań jest inwestycja związana z budową tłoczni gazu ziemnego w Kopalni Kościan-Brońsko w województwie wielkopolskim, która została zakończona na przełomie listopada i grudnia 2023 roku. Inwestycja pozwoli zwiększyć wydobywanie gazu ziemnego z już eksploatowanych złóż o dodatkowe około 10 mld m sześć. i wydłuży okres eksploatacji kopalni o kilkanaście lat. Kolejnym przykładem zwiększenia zdolności wydobywczych na eksploatowanych zasobach są prace terenowe, które ORLEN rozpoczął na początku grudnia tego roku – związane z inwestycją na złożu gazu ziemnego Przemysł w województwie podkarpackim. W jej wyniku w okresie dwóch dekad przewidywane dodatkowe wydobywanie gazu wyniesie około 1,3 mld m<sup>3</sup>. Pierwszy gaz z nowej inwestycji popłynie do odbiorców w I kwartale 2026 roku, a pełna zdolność wydobywcza zostanie osiągnięta w 2027 roku. Podobnie jak w przypadku Kopalni Kościan-Brońsko, inwestycja pozwoli przedłużyć istnienie Ośrodka Kopalń Przemysł o co najmniej 20 lat. Złoże Przemysł jest największym złożem gazu ziemnego w Polsce, z którego w okresie 65 lat wydobyto około 67 mld m<sup>3</sup>. Obecnie roczne wydobywanie sięga 400 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego o bardzo dobrych parametrach, w którym zawartość metanu mieści się w granicach 98–99%. Zasoby wydobywalne tego złoża wynoszą, zgodnie z zatwierdzoną dokumentacją geologiczną, około 9 mld m<sup>3</sup> gazu.

Zwiększając efektywność segmentu upstream, Grupa ORLEN odpowiada na wyzwania przyszłości, zarówno dotyczące bezpieczeństwa energetycznego, jak i najważniejszego wyzwania naszych czasów – konieczności przeprowadzenia transformacji energetycznej i możliwości jej sfinansowania. Rozwijając obszar poszukiwań i wydobywania, ORLEN nieustannie szuka nowych rozwiązań dotyczących nie tylko wydobywania węglowodorów. Jednym z przykładów takich działań jest przystąpienie w październiku tego roku do Polskiej Inicjatywy na rzecz Naturalnego Wodoru, w której partnerami spółki są wybitne polskie ośrodki naukowe, prowadzące badania związane z wodorem, w tym także w zakresie jego poszukiwań: Akademia Górniczo-Hutnicza, Państwowy Instytut Geologiczny – PIB oraz Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. Inicjatywa wpisuje się w politykę ORLEN w zakresie współpracy ze środowiskami naukowymi, którą koncern realizuje od wielu lat, a której wyniki wdraża w praktyce biznesowej.

**Piotr Wojtasik, główny specjalista ds. public relations, Oddział Centralny PGNiG w Warszawie ORLEN S.A.**

# Ciepłownictwo w centrum uwagi gazowników

Maciej Kołodziejek, Marcin Zięba

Transformacja krajowej energetyki najczęściej kojarzy się z energią atomową i OZE, które stopniowo zastąpią paliwa kopalne. Debaty na ten temat zazwyczaj dotyczą wytwarzania i krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a dużo rzadziej obejmują kogenerację lub ciepłownictwo.

**T**ymczasem – według wielu prognoz – ten rynek wydaje się szczególnie atrakcyjny z uwagi na rosnące zapotrzebowanie na gaz ziemny, który z wielu powodów będzie w tym segmencie jedynym paliwem rozpatrywanym w perspektywie nadchodzących dekad trwania polskiej transformacji. Nastąpi to równoległe ze zmniejszeniem wolumenu sprzedaży klientom indywidualnym, wynikającym z ograniczenia zużycia na potrzeby domowe. Powstała w ten sposób luka wypełni właśnie energetyka rozproszona, zapewniająca ciepło i energię elektryczną szeroko pojętemu budownictwu wielorodzinnemu, m.in. osiedlom mieszkaniowym. To sprawia, że gaz w dobie transformacji ma zapewnioną pewną pozycję. W zależności od przyjętego modelu błękitne paliwo będzie nieodzownym elementem miksu energetycznego w nadchodzącym dwudziestoleciu, a nawet dłuższej perspektywie.

## PERSPEKTYWY DLA CIEPŁOWNICTWA I KOGENERACJI

*– Istniejąca oraz rozwijająca się infrastruktura obejmująca sieci przesyłowe, dystrybucyjne i magazyny, odegra kluczową rolę w kształtowaniu rynku gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, takich jak wodór czy biometan, wspierając ich powszechne zastosowanie w przyszłej gospodarce, zwłaszcza w ciepłownictwie – powiedziała Beata Kurdelska, prezes PGNiG OD, podczas trzeciej edycji Baltic Economic Congress.*

## DEKARBONIZACJA SZANSĄ DLA RYNKU GAZU

Według Narodowego Centrum Badań i Rozwoju\*, dotychczasowy model pozyskiwania energii za pomocą spalania jej chemicznych nośników (paliw kopalnych i biomas) zostanie zastąpiony energią elektryczną ze źródeł wiatrowych, fotowoltaicznych i ewentualnie elektrowni jądrowych. Ich dyspozycyjnym uzupełnieniem będą elektrownie gazowe, dla których bezemisyjnym paliwem docelowo będą biometan i wodór. Rolę krótkoterminowych (skala godzin) magazynów energii będą pełniły elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) i magazyny bateryjne. Średnioterminowymi magazynami energii (skala dni) będą magazyny ciepła. Długoterminowymi zaś magazynami oparte na nośnikach chemicznych, takich jak biometan i wodór.

W najbliższych latach transformacji konieczne jest wybudowanie nowych bloków gazowych, które muszą zapewnić ciągłość dostaw energii elektrycznej we współpracy z pogodozależnymi źródłami OZE. Bloki te powinny powstawać przy elektrociepłowniach jako typowe bloki kogeneracyjne, spalające gaz ziemny. Ze względu na ich docelowy, krótki czas pracy będą to w większości turbiny gazowe OCGT o mocy od kilku do kilkudziesięciu MW z kotłami odzysknicowymi. W dużych sieciach ciepłowniczych znajdą zastosowanie bloki CCGT o większej mocy, które dobrze sprawdzą się przy włączaniu na kilkudniowe, zimowe okresy niższej produkcji z OZE.

Początkowo elektrociepłownie gazowe będą używane w sposób typowy dla ich dotychczasowej pracy, dostosowując działanie do aktualnego zapotrzebowania na ciepło. W połączeniu z relatywnie niewielkimi i tanimi dobowymi magazynami ciepła w słonecznej porze roku będą pracowały w godzinach nocnych, uzupełniając instalacje fotowoltaiczne pracujące w godzinach dziennych. Maksymalna ilość ciepła dostarczonego w ten sposób wyniesie 80 000 TJ rocznie, przy uwzględnieniu sprawności elektrowni i wykorzystaniu ciepła odpadowego. Przekłada się to na zużycie około 4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, przy dodatkowym dostarczeniu do sieci 16 TWh dyspozycyjnej energii elektrycznej.

Budowane na potrzeby sieci ciepłowniczych bloki gazowe początkowo będą spalały gaz ziemny, docelowo przechodząc na biometan i wodór. W miarę postępowania transformacji energetycznej, moc instalacji nie ulegnie zmianie, stopniowo będzie tylko maleć ilość spalane paliwa, a wraz z nią współczynnik wykorzystania mocy. Wykres pokazuje rosnący wolumen zapotrzebowania na gaz ziemny w perspektywie przynajmniej do 2040 roku.

## CZAS DO DZIAŁANIA: DZIŚ I JUTRO

Pociąg Transformacja 2050 już ruszył i rozpędza się w swoim tempie. Jest ono zależne od wielu uwarunkowań, m.in. strategicznych, finansowych i legislacyjnych. Choć w tym zakresie występuje wiele zmiennych i niewiadomych, należy założyć, że odchodzenie od paliw kopalnych przez branżę ciepłowniczą będzie odbywać się właśnie w opisany powyżej sposób. Oznacza

to potrzebę znaczących inwestycji po stronie lokalnych wytwórców, przybliżających przedstawienie istniejących mocy wytwórczych na nowe paliwa oraz zaprojektowanie powstających ciepłowni w kierunku generacji lub kogeneracji rozproszonej, opartej na nowym miksie paliwowym.

– *W codziennych kontaktach z najważniejszymi odbiorcami jesteśmy proaktywnym doradcą, który nie tylko buduje stałą relację, ale i każdorazowo uwzględnia specyfikę danego podmiotu, analizując dotychczasowy pobór oraz wybiegając w przyszłość, tak aby z funkcji sprzedawcy gazu stać się długoterminowym i równorzędnym partnerem biznesowym. Taką relację można nawiązać tylko*

*wtedy, gdy obie strony są biznesowo usatysfakcjonowane każdego dnia i na każdym etapie współpracy* – podsumował **Jacek Bartosik, dyrektor Departamentu Zarządzania Sprzedażą i Obsługą Klienta PGNiG OD.**

**Maciej Kołodziejek, kierownik Działu Produktów Dedykowanych, Biuro Zarządzania Ofertą Produktową**  
**Marcin Zięba, ekspert ds. Public Relations, Departament Komunikacji**

\* A. Gutowski, M. Popkiewicz, W. Racięcki, M. Skwarczyński, A. Więcka, P. Zienowicz, *Koncepcja dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego według NCBR, opracowana w ramach konsultacji „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu do 2030 roku”.*

## Wspieramy powodzian

### Maciej Kołodziejek, Marcin Zięba

Powódź w Polsce jesienią tego roku była wyjątkowo dotkliwa, szczególnie dla południowo-zachodnich regionów kraju. Podczas najbardziej intensywnych opadów deszczu nastąpiły uszkodzenia gazociągów, przez co wystąpiły przerwy w dostawach gazu. Szczególnie dotknięte były regiony Dolnego Śląska i Opolszczyzny, na których woda zalała stacje redukcyjne i przepompownie.

**P**odczas gdy ponownym przywracaniem zasilania zajęły się spółki PSG i GAZ-SYSTEM, w PGNiG OD skupiliśmy się na społecznym i pragmatycznym aspekcie klęski żywiołowej. Nie mogliśmy przejść obojętnie obok wszechogarniającego nieszczęścia, wiedząc, że prawdziwym priorytetem powodzian jest odbudowa domostw i przywracanie godnych warunków codziennego życia.

#### PŁATNOŚCI Z EMPATIA

Według szacunków PGNiG OD, powódź dotknęła nawet setek tysięcy klientów indywidualnych i biznesowych. W obliczu tak destrukcyjnego żywiołu błyskawicznie podjęliśmy decyzje, które realnie pomogły i do dziś skutecznie pomagają im w powrocie do normalności. Pomoc podzieliliśmy na trzy pakiety, obejmujące zarówno domy i mieszkania, jak i firmy.

- 1. Płatności.** Automatycznie wydłużyliśmy terminy płatności wystawionych faktur do 90 dni, a na wniosek klienta termin należności możemy dodatkowo, bezodsetkowo przedłużyć. Wstrzymaliśmy działania windykacyjne dla płatności przeterminowanych i wydłużyliśmy ich terminy w sposób analogiczny dla nowych faktur. Tak samo postąpiliśmy w przypadku prognoz do wystawienia – zostały one przedłużone o takie same okresy, tak aby pozwolić powodzianom w trudnym czasie zamiast opłacaniem faktur za gaz zająć się tym, co najważniejsze.
- 2. Brak gazu.** Jeżeli u klienta wystąpiła całkowita lub ograniczona dostawa gazu, wstrzymaliśmy wysyłanie do niego dokumentów rozliczeniowych do 30 dni od daty wznowienia zasilania. PSG udzieliło takim odbiorcom specjalnych bonifikat, a PGNiG OD renekuje

z nimi kontrakty, aby zniwelować ewentualne kary czy opłaty za uzgodnioną wcześniej ilość paliwa, która nie mogła zostać dostarczona i odebrana.

- 3. Indywidualny.** Renegocjujemy zawarte umowy, tak aby w razie potrzeby złagodzić i ułatwić procedury zamówienia gazu lub obniżyć cenę surowca. W drodze indywidualnych rozmów z klientami staramy się, w miarę istniejących możliwości, proponować niestandardowe rozwiązania czy umorzyć powstałe należności.

#### WSPÓLNYMI SIŁAMI WOLONTARIATU



Tomasz Kozieja, PGNiG OD, podczas prac remontowych.

W pomoc dla powodzian włączyliśmy się też aktywnie w ramach wolontariatu ORLEN. Pojechaliśmy do Głuchołazów i wsi Nowy Świętów w województwie opolskim, gdzie domy i mieszkania miejscowej ludności zostały zalane niemal do poziomu dwóch metrów. Przez kilka dni pracowaliśmy ciężko fizycznie, m.in. skuwając zalane tynki, zabezpieczając dobytek mieszkańców, osuszając

pomieszczenia i pomagając w innych pracach porządkowych. Największym podziękowaniem za naszą pracę były uśmiechy i ciepłe słowa powodzian, którzy każdego dnia doceniali nasz wysiłek. Ideę wolontariatu z pewnością będziemy w PGNiG OD kontynuować, bo zawsze warto czynić dobro.

# PSG rozpoczyna w Łódzkiem inwestycję wartą 185 mln zł

**Grzegorz Cendrowski**

30 października Polska Spółka Gazownictwa rozpoczęła kolejny etap realizacji kluczowego projektu gazowego dla województwa łódzkiego; podpisano już umowę z wykonawcą inwestycji. Budowa gazociągu wysokiego ciśnienia Łyszkowice–Koluszki–Brzeziny–Łódź zapewni bezpieczne dostawy paliw gazowych dla mieszkańców regionu oraz pozwoli na zasilenie błękitnym paliwem, a w przyszłości biometanem, m.in. elektrociepłowni EC4 w Łodzi. W ramach inwestycji zostanie wybudowanych około 60 kilometrów gazociągu wysokiego ciśnienia.

**J**est to największe w historii zadanie realizowane przez Polską Spółkę Gazownictwa na terenie województwa łódzkiego. Inwestycja ma na celu zwiększenie możliwości dystrybucyjnych paliw gazowych w regionie łódzkim, który w przeciwnym wypadku już w 2030 roku mógłby napotkać ograniczenia w przyłączaniu nowych odbiorców, głównie z sektora energetycznego.

*w 2040 roku. Musimy mieć zatem na uwadze, że rozwój gazowej sieci dystrybucyjnej stanowi kluczowy element transformacji w kierunku gospodarki nisko- i zeroemisyjnej – powiedział Jacek Podgórski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa.*

Zadanie może być realizowane dzięki temu, że zostało ujęte w ustawie z 24 kwietnia 2009 roku o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. W ramach tego projektu Polska Spółka Gazownictwa zainwestuje w gazyfikację województwa łódzkiego ponad 185 mln zł.

*– Gazociąg, który będzie przebiegał przez 12 gmin naszego regionu, zapewni ciągłość dostaw gazu, i dalszą realizację transformacji energetycznej. Cieszę się, że Polska Spółka Gazownictwa inwestuje w województwo łódzkie. To szansa na rozwój dla naszego regionu, a także zwiększenie możliwości dystrybucji paliw gazowych w regionie – stwierdziła Dorota Ryl, wojewoda łódzki.*

W ramach inwestycji Polska Spółka Gazownictwa wybuduje:

- gazociąg wysokiego ciśnienia, łączący stację gazową Łyszkowice ze stacją GAZ–SYSTEM w Pszczonowie,
- gazociąg wysokiego ciśnienia relacji Łyszkowice–Łódź, wraz z budową stacji gazowej w Łyszkowicach i węzła gazowego Łódź Wschód.

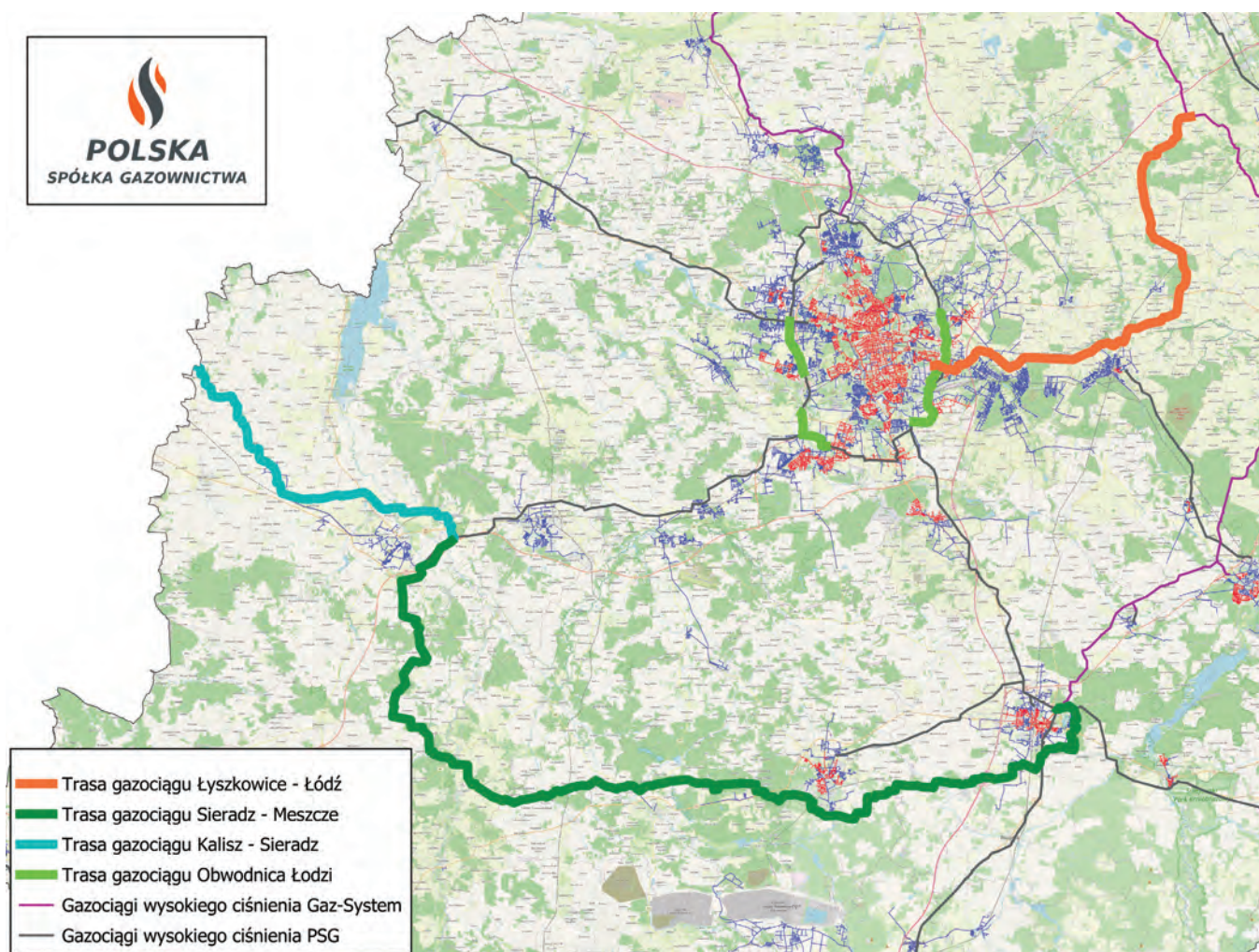
Gazociągi będą przebiegać przez 12 gmin województwa łódzkiego: Łyszkowice, Maków, Lipce Reymontowskie, Słupia, Dmosin, Rogów, Jeżów, Brzeziny, Koluszki, Andrespol, Nowosolna oraz miasto Łódź.

*– Łódź stawia na dywersyfikację źródeł energii. Doświadczenie nauczyło nas, że nie możemy stawiać na jedno rozwiązanie – w kwestii energetyki trzeba mieć alternatywę. Dlatego z wielką radością i nadzieją patrzymy na tę inwestycję. Bardzo dziękuję wszystkim naszym partnerom – wojewodzie, Zarządowi Polskiej*



Łódź – na zdjęciu Jacek Podgórski, prezes PSG, z Miszelem Gwiazdowskim, prezesem ROMGOS Engineering.

*– Zgodnie ze stanowiskiem sektora ciepłowniczego i elektrociepłowniczego paliwa gazowe, czyli gaz ziemny i biometan, uzupełnione przez odnawialne źródła energii, będą w przyszłości stanowiły podstawę miksu energetycznego w tym sektorze. Przewiduje się wzrost zapotrzebowania na paliwa gazowe dla tego sektora w Polsce z 4,2 mld m<sup>3</sup> gazu w 2020 roku do około 12,3 mld m<sup>3</sup>*



Spółki Gazownictwa, Veolii Energii Łódź oraz wykonawcy gazociągu za to, że podjęli się tego wyzwania i dzięki temu za kilka lat to gaz, a nie węgiel będzie podstawą ogrzewania w Łodzi – powiedziała **Hanna Zdanowska, prezydent Łodzi**.

Jednym z podmiotów sektora ciepłowniczego, który zostanie przyłączony do sieci gazowej dzięki zwiększeniu przepustowości, jest Veolia Energia Łódź i elektrociepłownia miejska EC4 w Łodzi, która w 2022 roku zawarła z Polską Spółką Gazownictwa umowę o przyłączenie.

– *Możliwość zaopatrzenia w paliwo gazowe to jeden z istotnych elementów realizacji strategii dekarbonizacji łódzkiego systemu ciepłowniczego. W nowym miksie paliw gaz ziemny odgrywać będzie znaczącą rolę w produkcji w kogeneracji energii elektrycznej i ciepła systemowego. Z rozpoczynającą się inwestycją powiązane są inwestycje realizowane przez Veolię w Łodzi, które mają w kolejnych latach zapewnić bezpieczeństwo i ciągłość dostaw ciepła systemowego dla naszych odbiorców. W naszych inwestycjach gazowych przewidujemy możliwość współspalania zielonych paliw – biometanu lub wodoru. Postrzegamy zatem tworzoną infrastrukturę dostaw gazu ziemnego nie tylko jako pomostową, ale również jako krok w kierunku zaopatrzenia naszego systemu w ekologiczne paliwa* – dodała **Anna Kędzióra-**

**-Szwagrzak, prezes zarządu, dyrektor generalny Veolia Energia Łódź.**

W środę Polska Spółka Gazownictwa podpisała umowę z wykonawcą prac budowlanych – konsorcjum firm ROMGOS Engineering oraz ROMGOS Gwiazdowscy. Termin ukończenia wszystkich prac zaplanowano na grudzień 2026 roku.

Budowa gazociągu wysokiego ciśnienia Łyszkowice–Koluszki–Brzeziny–Łódź jest pierwszym z trzech kluczowych przedsięwzięć realizowanych przez Polską Spółkę Gazownictwa w województwie łódzkim, których celem jest zapewnienie bezpieczeństwa ciągłości dostaw gazu i dalszej realizacji transformacji energetycznej.

W najbliższym czasie spółka rozpocznie działania związane z budową gazociągu Kalisz–Sieradz oraz przebudową „pierścienia łódzkiego”, najstarszej części układu sieci wysokiego ciśnienia wokół Łodzi.

**Grzegorz Cendrowski, p.o. dyrektor Departamentu Komunikacji, PSG**

# PSG uzyskała 41 mln zł dofinansowania na kluczowe projekty

**Sebastian Mańczyk**

28 października w siedzibie Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej podpisano dwie umowy o dofinansowanie dla projektów Polskiej Spółki Gazownictwa. Realizacja tych przedsięwzięć pozytywnie wpłynie na bezpieczeństwo dostaw gazu oraz redukcję emisji metanu do atmosfery.

Umowy o dofinansowanie w formie pożyczek na łączną kwotę 41 mln zł podpisali Jacek Podgórski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, Szymon Paweł Moś, członek zarządu PSG, oraz Paweł Augustyn, zastępca prezesa zarządu NFOŚiGW. Dofinansowanie pochodzi ze środków Programu Priorytetowego NFOŚiGW „Innowacje dla środowiska”. Inwestycje pozwolą na ograniczenie emisji metanu do atmosfery o ponad 122 tony rocznie.

– 4 sierpnia 2024 roku weszło w życie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie reduk-

znacząco wpłyną także na bezpieczeństwo eksploatacji i obsługi gazociągów, stanowią też kolejny ważny krok w kierunku cyfryzacji procesów w Polskiej Spółce Gazownictwa – powiedział **Jacek Podgórski, prezes zarządu PSG.**

– Jestem przekonany, że program „Innowacje dla środowiska” przyczyni się do rozwoju przedsiębiorstw, a w konsekwencji krajowej gospodarki. Oferowane przez NFOŚiGW środki, w wysokości 2 mld zł, z czego 90 procent w formie pożyczek, umożliwią firmom realizację inwestycji w technologie, które zwiększą ich efektywność i pozytywnie wpłyną na środowisko – stwierdził **Paweł Augustyn, zastępca prezesa zarządu NFOŚiGW.**

Dofinansowanie obejmuje dwa projekty:

- zakup i wdrożenie systemu diagnostycznego ciągów redukcyjnych na stacjach gazowych,
- system rozlokowania specjalistycznych jednostek operacyjnych, realizujących prace na sieci gazowej z wykorzystaniem technologii zamknięć hermetycznych gazociągów.

Pierwszy projekt pozwoli na ograniczenie emisji metanu podczas prac technicznych poprzez zastosowanie elektronicznego systemu diagnostycznego, sprawdzającego główne komponenty stacji gazowych. Przełoży się to również na bezpieczeństwo dostaw gazu dzięki zwiększeniu dokładności kontroli pracy poszczególnych urządzeń na ciągu technologicznym.

Celem drugiego projektu jest wdrożenie systemu organizacji specjalistycznych prac na sieci gazowej, co pozwoli na skuteczniejsze stosowanie technologii zamknięć hermetycznych. Dzięki temu ograniczona zostanie emisja metanu podczas prac na sieciach. Rozwiązanie to poprawi również bezpieczeństwo użytkowania sieci gazowych wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia, umożliwiając szybsze zastosowanie zamknięć hermetycznych w sytuacjach awaryjnych.

**Sebastian Mańczyk, starszy specjalista ds. komunikacji, Polska Spółka Gazownictwa**



Od lewej: Jacek Podgórski, prezes PSG, Paweł Augustyn, zastępca prezesa zarządu NFOŚiGW, oraz Szymon Moś, członek zarządu PSG..

*cji emisji metanu w sektorze energetycznym, które ustanawia przepisy mające na celu m.in. ograniczenie emisji pochodzących z sektora gazu ziemnego. Uzyskane dofinansowanie pomoże nam zrealizować projekty istotne z punktu widzenia nowych regulacji. Oba przedsięwzięcia*

# Barbórka Centralna Polskiej Spółki Gazownictwa

**Agnieszka Ambroź**

Centralne obchody branżowego święta Barbórki za nami. Uroczystości odbyły się 27 listopada we Wrocławiu, a ich hasłem przewodnim było: „Dziękujemy za Waszą służbę”, które w kontekście niedawnej powodzi nabrało szczególnego znaczenia.

Udział w tegorocznej Barbórce wzięli: Barbara Brodowska-Mączka, dyrektor generalny Kancelarii Prezydenta RP, członkowie zarządu PSG, prof. Adam Szurlej, członek Rady Nadzorczej PSG, zaproszeni goście i oczywiście pracownicy Polskiej Spółki Gazownictwa.

Uroczystości rozpoczęły się w Archikatedrze pw. św. Jana Chrzciciela na Ostrowie Tumskim, gdzie została odprawiona msza święta w intencji pracowników Polskiej Spółki Gazownictwa. Eucharystię uświetniły poczty sztandarowe Polskiej Spółki Gazownictwa i strony społecznej, a także orkiestra górnicza Mysłowice-Wesoła. W oprawę zaangażowani byli pracownicy PSG. Tym, którzy osobiście nie mogli wziąć udziału we mszy świętej, zapewniono transmisję live w internecie. Po zakończeniu mszy świętej



uczestnicy uroczystości, przy dźwiękach orkiestry górniczej, wzięli udział w tradycyjnym przemarszu barbórkowym ulicami Ostrowa Tumskiego oraz wzdłuż wrocławskich bulwarów.

Kolejnym punktem obchodów była uroczysta akademia, podczas której wiele razy wybrzmiało wspomniane hasło przewodnie „Dziękujemy za Waszą służbę”. Jak podkreślił w przemówieniu Jacek Podgórski, prezes zarządu PSG, słowa te są wyrazem uznania za pracę, niezawodność i gotowość do działania pracowników Polskiej Spółki Gazownictwa, szczególnie w trudnych warunkach, a z takimi musieliśmy mierzyć się po powodzi. Są również wyrazem wdzięczności za wielką determinację i płynącą z serc troskę, z jaką przywracane były dostawy gazu

w dotkniętych kataklizmem regionach. Dla wielu pracowników PSG były to bardzo trudne tygodnie, wymagające poświęcenia, nieszablonowych działań i ogromnego wysiłku. Ten czas pokazał jednak również, jak wielką siłą jest solidarność i współpraca w obliczu katastrofy.

Życzenia barbórkowe uczestnikom obchodów przekazał prezydent Andrzej Duda. List głowy państwa odczytała dyrektor Barbara Brodowska-Mączka. Barbórkowe życzenia i słowa uznania przekazał również Ireneusz Fąfara, prezes zarządu, dyrektor generalny ORLEN S.A. Jego list odczytał Arkadiusz Kazana, członek zarządu PSG.

Podczas akademii wręczono odznaczenia państwowe i medale za długoletnią służbę oraz uhonorowano osoby szczególnie zaangażowane w przywracanie dostaw gazu osobom poszkodowanym przez powódź. Odznaczenia „Zasłużony dla Polskiej Spółki Gazownictwa” otrzymali pracownicy PSG – monterzy, mistrzowie, specjaliści, kierownicy budowy, kierownicy gazowni. Spotkanie to było hołdem dla codziennej pracy pracowników Polskiej Spółki Gazownictwa – służby, dzięki której do tysięcy domów, firm i instytucji płynie gaz, zapewniając im ciepło i bezpieczeństwo.

Całej gazowniczej rodzinie życzymy opieki patronki, św. Barbary, oraz wszelkiej pomyślności w życiu zawodowym i prywatnym.

**Agnieszka Ambroź, Departament Komunikacji,  
Polska Spółka Gazownictwa**

# Infrastruktura GAZ–SYSTEM odporna na powódź – działania spółki w zakresie ochrony infrastruktury przesyłowej

**Magdalena Kowalska**

Wrześniowa powódź, która nawiedziła południowo-zachodnią Polskę, pozostawiła po sobie liczne zniszczenia. Spowodowała wiele strat będących poważnym wyzwaniem dla operatorów branży gazowniczej. Firma GAZ–SYSTEM stanęła przed zadaniem zabezpieczenia i przywrócenia pełnej sprawności infrastruktury przesyłowej gazu, aby pomóc powrócić do normalności regionom dotkniętym klęską. Zadanie to udało się wykonać.

**P**owódź, w zależności od oddziału mniej lub bardziej dotknęła infrastrukturę przesyłową spółki. Służby eksploatacyjne natychmiast zareagowały na sytuację kryzysową. W ramach działań naprawczych specjaliści Gazowego Pogotowia Technicznego, terenowych jednostek eksploatacji oraz Działu Pomiarów i Automatyki przeprowadzili szczegółowe inspekcje obiektów i instalacji, naprawili uszkodzenia oraz wzmocnili zabezpieczenia. Dzięki szybkim reakcjom, determinacji oraz zaangażowaniu pracowników i służb państwowych sytuacja została opanowana, a wywołane powodzią zniszczenia na obiektach gazowych zostały naprawione bez przerw w dostawach do sieci dystrybucyjnej. Współpraca z władzami lokalnymi i służbami ratowniczymi pozwoliła skutecznie przywrócić pełną sprawność infrastruktury, tak aby Krajowy System Przesyłowy pozostał stabilny, a infrastruktura nie była zagrożona.

– *Zaangażowanie i determinacja naszych pracowników, a także służb państwowych pozwoliły zapewnić ciągłość przesyłu gazu mimo miejscami trudnej sytuacji na obsza-*

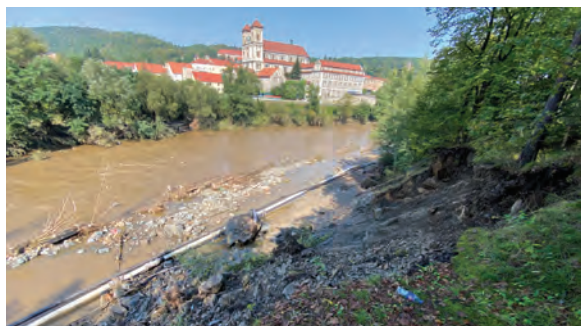
*rach dotkniętych powodzią. Dzięki wspólnemu wysiłkowi obecnie możemy skupić się na zabezpieczeniu infrastruktury oraz łagodzeniu skutków dla spółki i społeczności lokalnych. Serdecznie dziękuję wszystkim zaangażowanym osobom za profesjonalizm i solidarność, które są kluczowe dla utrzymania ciągłości przesyłu i zapewnienia bezpieczeństwa infrastruktury – powiedział Sławomir Hinc, prezes GAZ–SYSTEM.*

W wyniku powodzi wystąpiły podtopienia i zalania niektórych elementów infrastruktury spółki, które w większości przypadków nie wywołały poważnych szkód. Przed nadejściem fali powodziowej z terenów położonych w dolnym biegu Odry ewakuowano najcenniejszą aparaturę, a po ustąpieniu bezpośredniego zagrożenia zabezpieczony sprzęt został ponownie umieszczony w pierwotnych lokalizacjach. Działania te zapewniły minimalizację strat i szybkie przywrócenie sprawnego działania infrastruktury.

## Wrześniowa powódź dotknęła tereny oddziałów w Świerklanach, Poznaniu i we Wrocławiu

### ■ Oddział w Świerklanach

Sytuacja powodziowa na terenie oddziału dotyczyła głównie obszaru działania Terenowej Jednostki Eksploatacji w Bielsku-Białej, Świerklanach i Opolu. Przed nadejściem fali powodziowej TJE podjęły działania przygotowawcze – zabezpieczono niezbędne materiały, sprzęt i paliwo, co umożliwiło szybką reakcję w sytuacji kryzysowej. Zwiększono także obsadę dyżurów domowych, aby zapewnić większą dostępność pracowników gotowych do podjęcia natychmiastowych działań. Na obszarze oddziału infrastruktura działała nieprzerwanie z niewielkimi zakłóceniami wynikającymi z przerw w dostawach prądu. W sytuacjach wyjątkowych, aby utrzymać zasilanie systemów telemetrycznych, wykorzystano zasilanie ze źródeł awaryjnych. Doszło do zalania ośmiu stacji i odsłonięcia czterometrowego odcinka gazociągu DN 300. Po szczegółowych inspekcjach infrastruktury Terenowa Jednostka Eksploatacji w Świerklanach wymieniła gazomierz w jednym z obiektów. Pozostałe obiekty wymagały jedynie prac porządkowych. Sytuacja newralgiczna wystąpiła przy przekroczeniu rzeki Wisły, gdzie degradacja dna



Awaria gazociągu DN 300 relacji Ołtaszyn–Kudowa.

spowodowała lokalne wypłylenie gazociągu DN 300 relacji Komorowice–Skoczów i odsłonięcie lica rury. Służby eksploatacyjne przeprowadziły działania umożliwiające doraźne przywrócenie pierwotnego przykrycia gazociągu. Prowadzone są także wzmożone kontrole w miejscu odkrycia oraz przygotowania do wejścia do koryta rzeki i przywrócenia poprawnego narzutu kamienia.

#### ■ Oddział w Poznaniu

Intensywne prace zabezpieczające przeprowadzono także na terenie oddziału w Poznaniu, dzięki czemu nie odnotowano strat wywołanych powodzią. Część obiektów była zagrożona zalaniem, jednak dzięki monitoringowi stabilności wałów oraz zgłaszaniu konieczności szybkiej interwencji odpowiednim służbom majątek przesyłowy nie uległ uszkodzeniu.

#### ■ Oddział we Wrocławiu najbardziej dotknięty skutkami powodzi



Zabezpieczanie gazociągu DN 300 relacji Ołtaszyn–Kudowa.

W rejonie Kotliny Kłodzkiej zostały podtopione i zalane stacje redukcyjno-pomiarowe, doszło też do odsłonięcia gazociągu DN 300 relacji Ołtaszyn–Kudowa w miejscowości Bardo. Wielkość fali powodziowej spowodowała, na odcinku około 500 m, całkowite „zabranie” przez rzekę skarpy koryta rzeki, drogi oraz pasa ziemi, w którym zlokalizowany był gazociąg. Aby wyeliminować ryzyko przerwania zasilania Kotliny Kłodzkiej w gaz służby eksploatacyjne niezwłocznie podjęły działania zmierzające do jego zabezpieczenia. W prace zasadnicze zaangażowane były służby GPT Wrocław oraz TJE Wrocław. Dodatkowo, w celu zapewnienia bezpiecznego wykonywania prac na czynnym gazociągu, wykonano układ regulacyjny umożliwiający obniżenie ciśnienia w sieci oraz awaryjne zasilanie Kotliny Kłodzkiej w przypadku przerwania gazociągu. Wykonanie układu regulacyjnego nie byłoby możliwe bez GPT Grudziądz, zaangażowanego w sprawne wykonanie przebiegów z wykorzystaniem metody hermetycznej. Aby zobrazować skalę wykonanych prac należy wspomnieć o udziale kilkudziesięciu osób, użyciu około 8 tys. ton kruszywa i skał, wykonaniu prawie 450 transportów oraz zastosowaniu 60 wielkogabarytowych prefabrykatów betonowych. Należy tu podkreślić bardzo dobrą współpracę z lokalnymi władzami samorządowymi i 1. Pułkiem Saperów z Brzegu. Prace zakończyły się budową muru oporowego z prefabrykatów betonowych oraz zasypką wypłyconego gazociągu DN 300. Teren wokół prac został wyrównany i ogrodzony, a skarpa jest pod stałym monitoringiem geodezyjnym. Całość prac zabezpiecza-



Umocnianie muru oporowego od strony rzeki wzdłuż gazociągu DN 300 relacji Ołtaszyn–Kudowa.

jących odsłonięty gazociąg wykonano w wyjątkowo krótkim czasie – 20 dni.

Dodatkowo trzeba też wspomnieć o sprawnym przywróceniu do pełnej funkcjonalności zalanych stacji gazowych w rejonie Kłodzka oraz udziale pracowników GAZ–SYSTEM w pracach zabezpieczających wał przeciwpowodziowy w rejonie Brzegu Dolnego. Należy podkreślić zaangażowanie i dyspozycyjność pracowników, którzy czynnie uczestniczyli w działaniach ratunkowych i naprawczych, dbając o sprawne odbudowanie zabezpieczeń na elementach systemu przesyłowego dotkniętych skutkami powodzi. Ich profesjonalizm i determinacja odegrały kluczową rolę w utrzymaniu bezpieczeństwa pracy systemu i ciągłości przesyłu gazu.

#### Plany modernizacji sieci przesyłowej

Spółka planuje przeprowadzenie prac remontowych i modernizacyjnych na wybranych odcinkach sieci, które były zagrożone podczas tegorocznej powodzi. Obecnie trwa przygotowanie dokumentacji formalnoprawnej i technicznej oraz kompletowanie materiałów niezbędnych do realizacji przebudowy gazociągu DN 300 relacji Ołtaszyn–Kudowa. Oddział w Świerklanach prowadzi ustalenia w sprawie przekładki gazociągu DN 300 relacji Komorowice–Skoczów poprzez nowe przekroczenie rzeki Wisły.

#### GAZ-SYSTEM solidarny z powodzianami

GAZ–SYSTEM aktywnie zaangażował się w działania z zakresu CSR. Zarząd spółki przekazał darowiznę dla Polskiego Czerwonego Krzyża, wspierając organizację w świadczeniu pomocy dla poszkodowanych. Ponadto, firma rozpatruje wnioski o wsparcie finansowe od jednostek zlokalizowanych na obszarach dotkniętych powodzią, mając na względzie konieczność ich odbudowy oraz pomoc społecznościom lokalnym. Również pracownicy spółki włączyli się aktywnie w pomoc powodzianom, organizując zbiórki i dostarczając najpotrzebniejsze rzeczy na zalane tereny.

Temat ochrony przeciwpowodziowej był od zawsze ważny dla spółki. Dzięki porozumieniu zawartemu podczas opracowywania dokumentacji projektowej dla gazociągu Rembelszczyzna–Mory w 2022 roku, GAZ–SYSTEM dofinansował 80 proc. kosztów realizacji przedsięwzięcia, jakim była przebudowa wału rzeki Wisły w Łomiankach na odcinku Buraków–Sady. Współrealizacja inwestycji z PGW Wody Polskie przyczyniła się do poprawy bezpieczeństwa mieszkańców Warszawy i sąsiednich gmin.

**Magdalena Kowalska, Pion Komunikacji Korporacyjnej i Marketingu, GAZ–SYSTEM**

# Wyzwania techniczne w integracji OZE z siecią elektroenergetyczną

Paweł Przygodzki, Mirosław Dyrda

**W**spółczesna transformacja energetyczna, dążąca do ograniczenia emisji dwutlenku węgla i zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w globalnym miksie energetycznym, stawia przed inżynierami i operatorami sieci elektroenergetycznej wiele wyzwań technicznych. Przyłączenie jednostek OZE, takich jak farmy wiatrowe czy instalacje fotowoltaiczne, do sieci elektroenergetycznej musi być przeprowadzone w sposób gwarantujący zachowanie bezpieczeństwa i stabilności pracy sieci. W tym celu wymagane jest zastosowanie narzędzi informatycznych, telekomunikacyjnych oraz zapewniających cyberbezpieczeństwo.

W artykule omówimy, jak zaawansowane rozwiązania IT mogą pomóc w sprostaniu tym wyzwaniom, jednocześnie zapewniając optymalne wykorzystanie instalacji OZE.

## Techniczne aspekty przyłączania OZE do sieci

### Sterowanie i monitorowanie pracy jednostek wytwórczych

Aby jednostki OZE mogły sprawnie funkcjonować w ramach systemu elektroenergetycznego, kluczowe jest zastosowanie odpowiednich systemów kontroli i nadzoru. Rozwiązania te umożliwiają nie tylko optymalizację procesu wytwarzania energii, ale zapewniają też zgodność z wymaganiami operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Pierwszym istotnym elementem jest sterownik nadrzędny, umożliwiający implementację zaawansowanych układów sterowania i regulacji dla całej instalacji, w której zostają zaimplementowane sygnały zewnętrzne od operatorów sieci. Stanowi on interfejs między systemami IT a urządzeniami zarządzającymi jednostkami OZE, co pozwala na efektywną koordynację pracy instalacji oraz zbieranie danych operacyjnych z systemów wbudowanych w jednostki wytwórcze. Istotną cechą sterownika jest także jego zdolność do współpracy z różnorodnymi urządzeniami za pomocą przemysłowych protokołów komunikacyjnych, co pozwala na elastyczne dostosowanie instalacji do złożonych wymagań technicznych.

Doskonałym uzupełnieniem sterowników są systemy EMS (*Energy Management System*), które są typem systemu SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). EMS, podobnie jak SCADA, umożliwia monitorowanie i wizualizację pracy jednostek OZE oraz archiwizację danych pomiarowych. Systemy EMS pełnią jednak bardziej wyspecjalizowaną rolę, skupiając się na zarządzaniu energią. Dzięki temu oprócz standardowych funkcji SCADA, takich jak bieżące śledzenie parametrów (np. poziomu produkcji energii, zużycia zasobów czy warunków środowiskowych). Pozwala to operatorom na szybką reakcję na ewentualne nieprawidłowości oraz lepsze

dopasowanie produkcji energii do dynamicznych potrzeb, co zwiększa efektywność i stabilność całej instalacji.

### Infrastruktura serwerowa i sieciowa

Należy również pamiętać, że chociaż wiele rozwiązań IT może być oferowanych w modelu usług chmurowych, kluczowa pozostaje lokalna infrastruktura serwerowa i sieciowa na terenie jednostek OZE. Lokalna infrastruktura jest niezbędna, aby zagwarantować ciągłość działania systemów oraz umożliwić szybkie reagowanie na zmiany warunków operacyjnych. Posiadanie niezawodnej infrastruktury zapewnia efektywne sterowanie jednostką, stabilne połączenie między systemami sterowania jednostką a systemami operatorów sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych, a także minimalizuje opóźnienia w przesyłaniu danych, co jest kluczowe dla precyzyjnego zarządzania produkcją energii.

Nie można zapominać, że źle zaprojektowana lub nieodpowiednio wdrożona infrastruktura może prowadzić do zakłóceń w przepływie danych, błędów w komunikacji i utrudnień w realizacji zdalnych poleceń. Takie problemy mogą utrudniać współpracę z operatorem, wpływać na stabilność dostaw energii i prowadzić do niezgodności z regulacjami, co z kolei może wiązać się z konsekwencjami finansowymi, takimi jak kary czy zwiększone koszty operacyjne.

### Systemy wspierające współpracę z operatorem sieci

■ Jednym z największych wyzwań technicznych związanych z przyłączaniem jednostek OZE do sieci elektroenergetycznej jest spełnienie wymagań operatorów systemów przesyłowych. Aby jednostki wytwórcze mogły zostać przyłączone do sieci przesyłowej lub świadczyć usługi systemowe i bilansujące na rzecz operatora sieci przesyłowej, konieczne jest zastosowanie kilku systemów IT, które wspierają wymianę informacji operacyjnych. System WIRE (Wymiana Informacji o Rynku Energii) to kluczowe narzędzie, za pomocą którego podmioty uczestniczące w rynku energii przesyłają do operatora zgłoszenia handlowe i techniczne, włączając oferty na usługi bilansujące. Operator sieci wykorzystuje te informacje do planowania operacji na sieci oraz optymalizacji jej pracy. WIRE służy również do przesyłania danych rozliczeniowych i pomiarowych, związanych z usługami świadczonymi przez jednostki OZE.

■ **System SOWE** (System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami) – jego głównym zadaniem jest przekazywanie informacji i uzgadnianie z operatorem sieci przesyłowej planów dostępności i ograniczeń jednostek grafikowych, uczestniczących w świadczeniu usług bilansujących. Ważne jest, aby każda jednostka przysyłała informacje o wszelkich ograniczeniach związanych z produkcją, takich jak awa-

rie czy planowane prace remontowe. Za pośrednictwem SOWE przesyłane są również plany koordynacyjne, które operator przesyłowy generuje na podstawie harmonogramów dostępności jednostek oraz zakontraktowanych usług bilansujących.

■ **System LFC** (*Load Frequency Control*) odpowiada za zdalne sterowanie jednostkami wytwórczymi oraz monitorowanie ich parametrów operacyjnych. Jest on kluczowym narzędziem do zarządzania obciążeniem jednostek OZE w czasie rzeczywistym. To za pomocą tego systemu operator sieci przesyłowej przesyła sygnały sterujące dla poszczególnych jednostek, związane m.in. z usługami dostawy mocy bilansujących (FCR, FRR), co ma znaczenie dla stabilności całego systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie system przesyła komplet parametrów opisujących bieżący stan pracy danej jednostki, właściwy dla jednostki graficznej danego typu.

■ **ARNE** to system automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, niezbędny w przypadku jednostek wytwórczych, które muszą świadczyć usługi regulacyjne na rzecz operatora systemu przesyłowego. System ten odgrywa kluczową rolę w zapewnieniu stabilności sieci elektroenergetycznej, zarządzając przepływami mocy biernej i napięcia, a jest to szczególnie istotne w kontekście dużych instalacji OZE. ARNE umożliwia zautomatyzowane, precyzyjne sterowanie, co znacząco ułatwia zarządzanie instalacjami i zapewnia optymalne funkcjonowanie jednostek w sieci.

## Optymalizacja pracy jednostek OZE

Kolejnym wyzwaniem związanym z przyłączaniem jednostek OZE do sieci elektroenergetycznej jest optymalizacja ich pracy. Oprócz systemów monitorujących niezbędne są również narzędzia, które pozwalają na efektywne zarządzanie energią generowaną przez te jednostki.

Przykładem takiego rozwiązania jest system *Energy Link*, czyli tzw. Wirtualna Elektrownia. System umożliwia zarządzanie wieloma jednostkami wytwórczymi OZE, magazynami energii, sterowanymi odbiorcami, wchodzącymi w skład portfela jednostek danego klienta. Jest to narzędzie pozwalające na prognozowanie (np. cen energii, generacji energii przez źródła OZE, zapotrzebowania odbiorców) a także agregację danych pomiarowych poszczególnych jednostek. Na podstawie zebranych danych aplikacja przygotowuje optymalny plan pracy dla poszczególnych jednostek składowych agregatu. Aplikacja może dążyć m.in. do maksymalizacji zysku z arbitrażu lub minimalizacji wolumenu niezbilansowania w ramach agregatu. Drugą, bardzo ważną funkcją aplikacji jest deagregacja poleceń sterujących i planów pracy przesłanych zwrótnie przez operatora sieci przesyłowej w związku z zakontraktowanymi usługami bilansującymi.

*Energy Link* przekazuje wypracowane informacje dotyczące agregatu do kolejnej aplikacji *LUX Planner*.

*LUX Planner* pozwala na zarządzanie i optymalizację na poziomie portfolio jednostek graficznych. Moduł optymalizacyjny wykorzystany w *LUX Planner* obsługuje jednostki graficzne wszystkich typów, uprawnione do świadczenia usług bilansujących (m.in. jednostki graficzne wytwórcze, jed-

nostki graficzne źródeł odnawialnych, jednostki graficzne magazynów czy jednostki graficzne agregatów). Pozwala na wyznaczenie optymalnego kosztowo grafiku pracy jednostek, a także na opracowanie ofert na moce bilansujące. Następnie komplet dokumentów wynikowych (programy pracy, oferty na MB) są generowane w wymaganych przez OSP standardach i przekazywane do systemu WIRE, który przesyła je do OSP.

Dzięki takim systemom jak *Energy Link* i *LUX Planner* właściciele jednostek lub podmioty zajmujące się agregacją mogą lepiej zarządzać portfelem jednostek OZE, planując bardziej efektywnie ich udział w świadczeniu usług bilansujących.

## Kluczowe aspekty cyberbezpieczeństwa

W miarę jak rośnie liczba rozproszonych jednostek OZE podłączanych do sieci elektroenergetycznej, wzrasta również ryzyko cyberataków, które mogą zakłócić ich działanie. Rozproszony charakter tych jednostek wymaga szczególnego podejścia do cyberbezpieczeństwa, ponieważ każda z nich stanowi potencjalny punkt dostępu dla nieautoryzowanych działań. Infrastruktura energetyczna, w tym jednostki OZE, jest kluczowym elementem systemu krajowego, dlatego konieczne jest wdrożenie kompleksowych zabezpieczeń.

Cyberbezpieczeństwo w tym kontekście oznacza nie tylko ochronę przed nieautoryzowanym dostępem, ale także zapewnienie integralności i poufności danych przesyłanych między rozproszonymi jednostkami OZE a operatorami sieci.

## Cyberbezpieczeństwo a rozwój technologii

Integracja jednostek OZE z siecią elektroenergetyczną to proces wymagający zaawansowanych narzędzi technologicznych, które wspierają zarówno monitorowanie i sterowanie jednostkami, jak i współpracę z operatorami sieci. Wprowadzenie nowoczesnych systemów, takich jak EMS, *Energy Link*, *LUX Planner*, ARNE czy LFC, umożliwia efektywne zarządzanie jednostkami OZE i optymalizację ich pracy w warunkach rynkowych.

Rzeczywisty rozwój technologii OZE wymaga również zwrócenia uwagi na cyberbezpieczeństwo, które staje się podstawowym elementem w kontekście ochrony infrastruktury energetycznej. Ostatecznie, zaawansowane rozwiązania IT są nieodzownym elementem przyszłości systemów elektroenergetycznych, umożliwiając pełne wykorzystanie potencjału odnawialnych źródeł energii.

Wraz z dynamicznym rozwojem technologii i innowacji w sektorze odnawialnych źródeł energii, zarządzanie tymi jednostkami będzie ewoluować w kierunku jeszcze większej złożoności, z jednoczesnym wzrostem dostępności i efektywności operacyjnej. Kluczowym czynnikiem sukcesu stanie się integracja kompetencji operatorów systemów energetycznych, inżynierów oraz specjalistów ds. analizy danych, umożliwiającą pełne wykorzystanie potencjału OZE i wspierającą transformację energetyczną w kierunku zrównoważonych rozwiązań.

**Paweł Przygodzki, dyrektor ds. rozwoju Transition Technologies – Control Solutions, Mirosław Dyrda – Business Development Manager Transition Technologies – Systems.**

# Rola gazu w drodze TERMIKI do dekarbonizacji

Wojciech Dorobiński

Ciepłownictwo stoi przed ogromnym wyzwaniem związanym z dekarbonizacją i osiągnięciem neutralności emisyjnej. W opublikowanym niedawno raporcie Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej stwierdziło, że łączne nakłady na transformację źródeł ciepła systemowego powinny sięgać prawie pół biliona złotych, aby zapewnić zakładane efekty w 2050 roku.

## Z GAZEM NAM PO DRODZE

– Wydatki będą dotyczyły trzech obszarów. Pierwszy to majątek wytwórczy, czyli ciepłownicze systemy wytwarzania, drugi to majątek dystrybucyjno-przesyłowy, a trzeci to obszar modernizacji budynków – powiedział **Andrzej Gajewski, prezes zarządu PGNiG TERMIKA S.A.** – Naszą spółkę czekają szczególne wyzwania, bo dziś węgiel stanowi jeszcze 61,5% mocy cieplnej zainstalowanej w warszawskich aktywach ciepłowniczych, pozostałe opieramy na gazie (22,5%) i innych technologiach (16% – olej lekki i biomasa). Nie zapominajmy, że działa-



W Ciepłowni Kawęczyn powstaje nowoczesna kotłownia gazowo-olejowa.

my na terenie największej polskiej aglomeracji, dostarczając prawie 80 procent ciepła potrzebnego stolicy.

Pierwszym, znaczącym krokiem do ograniczenia spalania węgla w TERMICE było uruchomienie bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań. Żerański blok to jedna z najnowocześniejszych jednostek gazowo-parowych w Polsce do produkcji ciepła i energii elektrycznej. W elektrociepłowni będzie pełnił funkcję jednostki podstawowej. Ma moc cieplną 326 MWt, a elektryczną 494 MWe. Rocznie wyprodukuje 3 TWh energii elektrycznej i 1,9 TWh ciepła. W ciągu roku może spalić od 500 do 650 mln m<sup>3</sup> gazu. Przejście na nowe paliwo pozwoliło Ec. Żerań zmniejszyć emisję dwutlenku węgla z około 95 do około 56 kg na każdy wytworzony GJ energii.

Oprócz bloku gazowo-parowego na Żeraniu pracują także dwie gazowe kotłownie szczytowe. Pierwsza – kotłownia gazowa nr 1, KG-1 – to zespół trzech kotłów wodnych o mocy 130 MWt każdy. Druga – kotłownia gazowa nr 2, KG-2 – z dwoma kotłami wodnymi o mocy również po 130 MWt – zastąpiła wyłączone z eksploatacji kotły węglowe K-9 i K-10, natomiast zamiast kotłów K-11 i K-12 pracuje KG-1.

– Zgodnie z naszymi założeniami gaz będzie paliwem przejściowym, a podstawą transformacji energetycznej będzie właśnie wykorzystanie ciepła generowanego

## Rola gazu według „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu”

W 2022 roku zainstalowana moc na gaz ziemny w elektrowniach i elektrociepłowniach wynosiła około 4 GW. Główną rolą mocy gazowych jest podnoszenie stabilności pracy KSE w sytuacji intensywnego wzrostu mocy zainstalowanych w źródłach zeroemisyjnych, ale zależnych od warunków atmosferycznych. Moce gazowe traktuje się jako źródła przejściowe w procesie transformacji. Tym samym przyrost mocy zainstalowanej może być na poziomie nie wyższym niż niezbędny i mieć charakter przejściowy do czasu, w którym możliwe będzie zapewnienie stabilności pracy systemu przy wykorzystaniu zeroemisyjnych technologii i rozwiązań. Prognozowana znacząca rola gazu ziemnego w bilansowaniu KSE wynika przede wszystkim z uwzględnienia jednostek będących obecnie w budowie oraz tych, które charakteryzują się wysokim stopniem zaawansowania procesu inwestycyjnego.



Blok gazowo-parowy w EC Żerań.

z gazu i energii odnawialnej. W perspektywie 2035 roku chcemy całkowicie wyeliminować węgiel z produkcji energii. Nowy miks paliwowy ma być oparty w około 67% na gazie, a prawie 25% ma zapewnić energia odnawialna i nowe technologie, wykorzystujące potencjał ciepła odpadowego ze ścieków komunalnych, spalin i systemów chłodzących, oraz zastosowanie akumulatorów ciepła. Szacujemy, że efektem wdrożenia tego planu będzie spadek emisji CO<sub>2</sub> o prawie 3 miliony ton, co stanowi redukcję tej emisji o około 55% w porównaniu z 2019 rokiem – dodał Andrzej Gajewski.

## PRZEZ GAZ ZIEMNY DO BIOGAZU

– Blok gazowo-parowy Ec. Żerań pokazuje, w jakim kierunku zmierza PGNiG TERMIKA. Całkowita dekarbonizacja nie byłaby możliwa w perspektywie 2035 roku, czy nawet 2040 roku, gdyby nie posiłkowanie się niskiemisyjnym paliwem pomostowym, jakim jest gaz ziemny – stwierdził prezes Gajewski. – TERMIKA rozpoczęła modernizację swoich zakładów w kierunku nisko- i zero-emisyjnych źródeł energii, kładąc nacisk właśnie na gaz ziemny. Żerański blok i kotłownie to niejedynie inwestycje gazowe TERMIKI. Kończymy właśnie kolejne budowy w Ciepłowni Kawęczyn i Elektrociepłowni Pruszków – powstają tam kotłownie gazowo-olejowe, a w Pruszkowie dodatkowo hala maszynowni silników gazowych. Zainstalowano tam trzy urządzenia firmy Jenbacher o łącznej mocy 12 MWe/12 MWt. Nowa kotłownia olejowo-gazowa oraz montaż silników gazowych nie zamykają



Pruszków – kotłownia gazowo-olejowa już pracuje.

etapu modernizacji pruszkowskiego zakładu. Trwa też przygotowanie dokumentacji przetargowej na budowę kotłowni biomasowej o mocy 35 MWt oraz dodatkowego silnika gazowego o mocy 4 MWe/4 MWt. Realizacja prac związanych z ich budową zaplanowana jest na lata 2025–2027 – dodał prezes TERMIKI.

Na potrzeby przyszłego zasilania do Kawęczyna doprowadzono też gazociąg o długości 2 km i średnicy DN 300, biegnący od stacji GAZ–SYSTEM w Żąbkach do Ciepłowni

### Biometaan według założeń „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu”

Biometaan to odnawialny i bezemisyjny substytut gazu ziemnego. Stanowi nośnik energii chemicznej, łatwy w magazynowaniu w istniejącej infrastrukturze gazu ziemnego. W sytuacjach szczytowego zapotrzebowania bądź niewystarczającej generacji energii z wiatru i słońca (zimowe dni bezwietrzne) biometaan może być użyty w szczytowych elektrowniach gazowych. Jego potencjał techniczny szacowany jest na 8 mld m<sup>3</sup> rocznie, niemniej jego potencjał ekonomiczny jest znacznie mniejszy.

Kawęczyn. W centralnej części terenu ciepłowni powstała stacja redukcyjna, skąd po redukcji ciśnienia gaz trafia do nowoczesnej kotłowni olejowo-gazowej (KGO). Nowe kotły dostosowane są do wymagań wynikających z konkluzji BAT dla nowego obiektu opalanego olejem lekkim o całkowitej mocy cieplnej w paliwie <300 MWt oraz opalanego gazem o mocy cieplnej w paliwie >100 MWt.

Najważniejszym projektem inwestycyjnym, związanym z zastępowaniem węgla w miksie wytwórczym TERMIKI, jest budowa bloku gazowo-parowego w największej polskiej elektrociepłowni Ec. Siekierki. Jednostka kogeneracyjna o mocy ponad 550 MWe i 330 MWt ma zostać oddana do eksploatacji w 2030 roku. Obecnie realizowany jest etap przygotowawczy, polegający na budowie przyłącza gazu do Ec. Siekierki, który jest kluczowy dla realizacji tej inwestycji. Uzyskano już pozwolenie na jego budowę.

– Bloki gazowo-parowe stanowią stabilny pomost do osiągnięcia neutralności klimatycznej. W niedalekiej przyszłości będzie można zasilać je zielonym wodorem czy biogazem. GK ORLEN realizuje obecnie projekt badawczy, który ma ustalić techniczne możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej do przesyłu mieszanki wodoru z gazem ziemnym. Nasze turbiny gazowe są, i będą, gotowe do współspalania wodoru. Niemniej jednak kolejnymi inwestycjami w Siekierkach będzie budowa układów kondensacji spalin wraz z pompami ciepła, które pozwolą na odzysk ciepła zawartego w spalinach. Powstanie też kotłownia elektrodowa zasilana energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii w momentach występowania jej nadwyżek w sieci – podsumował Andrzej Gajewski.

Wojciech Dorobiński, główny specjalista ds. komunikacji, zespół ds. komunikacji korporacyjnej, biuro komunikacji, PGNiG TERMIKA, Grupa ORLEN



# Współpraca pracodawcy ze związkami zawodowymi

**Agnieszka Fulara-Jaroszyńska**

Związki zawodowe są organizacjami społecznymi zrzeszającymi pracowników, powołanymi w celu reprezentowania ich zbiorowych i indywidualnych praw i interesów. Zasady współpracy pracodawcy z organizacjami związkowymi regulują powszechnie obowiązujące przepisy prawa, a przede wszystkim ustawa z 23 maja 1991 roku o związkach zawodowych oraz kodeks pracy.

**O**bowiązek współpracowania ze związkiem zawodowym, działającym na terenie zakładu pracy, wynika wprost z art. 23<sup>2</sup> k.p., który stanowi, że „jeżeli przepisy prawa pracy przewidują współdziałanie z zakładową organizacją związkową, w indywidualnych sprawach ze stosunku pracy, pracodawca ma obowiązek współdziałać w takich sprawach z zakładową organizacją związkową reprezentującą pracownika z tytułu jego członkostwa w związku zawodowym albo wyrażenia zgody na obronę praw pracownika niezrzeszonego w związku – zgodnie z ustawą o związkach zawodowych”. Na terenie zakładu pracy może działać kilka związków zawodowych i każdy z nich broni praw zrzeszonych w nim pracowników.

Pracodawca podejmuje współpracę ze związkiem zawodowym, który zrzesza co najmniej 10 członków będących jego pracownikami lub osobami świadczącymi pracę na podstawie umowy cywilnoprawnej przez co najmniej 6 miesięcy (np. umowy-zlecenia). Jeżeli liczba członków związku jest niższa niż 10, pracodawca nie ma obowiązku współpracować z taką organizacją. Informację o liczbie członków związku pracodawca uzyskuje od samej organizacji związkowej. Organizacja związkowa ma bowiem obowiązek przekazywać pracodawcy informację o liczbie członków dwa razy w roku, tj. do 10 stycznia oraz do 10 lipca. W razie nieprzekazania takiej informacji organizacja związkowa traci wszystkie uprawnienia wynikające z przepisów prawa. W razie wątpliwości co do prawdziwości informacji przekazanej przez związek zawodowy pracodawca może ją zakwestionować poprzez złożenie w okresie 30 dni pisemnego zastrzeżenia. Wówczas, także w okresie 30 dni związek ma obowiązek złożyć do sądu wniosek o ustalenie (potwierdzenie) liczby członków, w przeciwnym razie traci wszelkie uprawnienia wynikające z przepisów prawa.

## Obowiązki pracodawcy względem związków zawodowych

Na pracodawcy, u którego działają organizacje związkowe ciąży wiele obowiązków i obostrzeń zarówno w zakresie zbiorowego prawa pracy, jak i indywidualnych spraw pracowniczych. Pracodawca ma obowiązek konsultowania ze związkiem zawodowym zamiar podejmowania następujących działań wobec pracownika – członka związku:

- wypowiedzenia umowy o pracę,
- wypowiedzenia warunków pracy lub płacy,
- rozwiązania umowy o pracę bez wypowiedzenia (w trybie art. 52 lub art. 53 kodeksu pracy).

Powyższe dotyczy zarówno umów o pracę na czas określony, jak i na czas nieokreślony.

Obowiązek konsultacji nie występuje, jeżeli rozwiązujemy lub zmieniamy umowę o pracę w trybie porozumienia stron.

## Procedura konsultacji

- Pracodawca na piśmie pyta organizację związkową czy określona osoba, z którą zamierza rozwiązać umowę o pracę lub zmienić jej warunki pracy lub płacy korzysta z ochrony związku działającego na terenie pracodawcy. Związek zawodowy ma 5 dni na udzielenie odpowiedzi. Jeżeli nie potwierdzi lub w ogóle nie odpowie, pracodawca może potraktować pracownika jakby nie był objęty ochroną związku. Takie stanowisko zajął także Sąd Najwyższy w wyroku z 20 lipca 2000 roku I PKN 748/99. „Nieudzielenie przez zakładową organizację związkową informacji o pracownikach korzystających z jej obrony (...) zwalnia pracodawcę z obowiązku współdziałania z tą organizacją, także w zakresie uzyskania zgody zarządu zakładowej organizacji związkowej na rozwiązanie stosunku pracy z członkiem zarządu lub komisji rewizyjnej tej organizacji (art. 32 ust. 1 ustawy o związkach zawodowych)”.
- Jeżeli związek potwierdzi, że dana osoba jest jego członkiem lub korzysta z jego ochrony, pracodawca ma obowiązek skonsultować, na piśmie, przyczynę wypowiedzenia/wypowiedzenia zmieniającego lub rozwiązania umowy o pracę.
- Organizacja związkowa przedstawia wówczas opinię co do takiego zapytania w okresie 5 dni, jeżeli sprawa dotyczy wypowiedzenia umowy o pracę oraz 3 dni, gdy sprawa dotyczy rozwiązania umowy o pracę bez wypowiedzenia. Stanowisko (opinia) związku nie jest dla pracodawcy wiążąca, ale nie może on wręczyć pracownikowi wypowiedzenia lub rozwiązania umowy o pracę w trybie dyscyplinarnym przed otrzymaniem tego stanowiska. Jeżeli związek w ww. terminie nie przedstawi swojego stanowiska, pracodawca może wręczyć dokumenty o rozwiązaniu/wypowiedzeniu umowy o pracę bez dalszego czekania na stanowisko związku.

## Udział związku zawodowego w procedurze nakładania na pracownika kary porządkowej

Pracodawca nie musi konsultować ze związkiem zawodowym decyzji o nałożeniu kary porządkowej. Jednak musi konsultować sprzeciw (odwołanie) od takiej kary. Jeśli pracownik złoży sprzeciw od nałożonej na niego kary porządkowej, praco-

dawca powinien najpierw zapytać związek, czy pracownik jest ich członkiem, a jeżeli jest on członkiem związku zawodowego, pracodawca powinien przekazać treść sprzeciwu pracownika, aby związek mógł przedstawić swoje stanowisko. Dopiero po otrzymaniu opinii związku lub po upływie 5-dniowego terminu pracodawca może podjąć decyzję o uwzględnieniu lub odrzuceniu sprzeciwu pracownika. W tym przypadku terminy są bardzo istotne, ponieważ pracodawca ma jedynie 14 dni na rozpatrzenie sprzeciwu pracownika, zgodnie z przepisami kodeksu pracy. W tym okresie powinna nastąpić konsultacja z organizacją związkową, która łącznie z zapytaniem o członkostwo może zająć nawet 10 dni.

### **Wpływ organizacji związkowych a wewnątrzzakładowe źródła prawa pracy**

W zakresie zbiorowego prawa pracy pracodawca ma obowiązek uzgodnienia ze związkami zawodowymi treści:

- 1) regulaminu wynagradzania,
- 2) regulaminów nagród i premiovania,
- 3) regulaminu zakładowego funduszu świadczeń socjalnych. W tym przypadku rola związków jest szczególna, bowiem pracodawca powinien współdziałać ze związkami w zakresie przyznawania pracownikom świadczeń z zakładowego funduszu świadczeń socjalnych. Zazwyczaj obowiązek ten jest realizowany poprzez zapewnienie miejsca przedstawicielom związku w komisji socjalnej decydującej o przyznawaniu środków z funduszu.
- 4) planu urlopów, regulaminu pracy,
- 5) wykazu prac szczególnie niebezpiecznych, o którym mowa w art. 151(7) § 4 kodeksu pracy,
- 6) niektórych przedłużonych okresów rozliczeniowych,
- 7) wprowadzenia tzw. ruchomego czasu pracy.

Powyższe dotyczy zarówno tworzenia nowych regulaminów, jak i wprowadzania zmian do już istniejących. Przez uzgodnienie należy rozumieć uzyskanie zgody związku zawodowego na daną treść powyższych dokumentów.

Związek zawodowy uprawniony jest także do wystąpienia z inicjatywą rozpoczęcia rokowań nad wprowadzeniem u pracodawcy zakładowego układu zbiorowego pracy. Pracodawca nie może odmówić udziału w rokowaniach nad układem zbiorowym pracy. W sytuacjach przewidzianych ustawą o rozwiązywaniu sporów zbiorowych związek zawodowy jest też uprawniony do wdania się z pracodawcą w spór zbiorowy oraz do organizacji strajku.

### **Ochrona i uprawnienia działaczy związkowych**

Niektórym członkom związku przysługuje szczególna ochrona przed wypowiedzeniem umowy o pracę, wypowiedzeniem jej warunków oraz rozwiązaniem bez wypowiedzenia. To zarząd związku wskazuje, kto jest objęty taką ochroną. Maksymalna liczba takich działaczy wynika wprost z przepisów. Takim działaczom przez okres kadencji w zarządzie związku zawodowego nie można bez zgody związku jednostronnie wypowiedzieć umowy, wypowiedzieć warunków umowy czy rozwiązać umowy.

Działaczom związkowym przysługuje także prawo do zwolnienia od pracy z zachowaniem prawa do wynagrodzenia na wykonanie doraźnej czynności związkowej, której nie można

wykonać poza godzinami pracy. Zwolnienie jest przyznawane na czas wykonania tej doraźnej czynności. Zwolnienia udziela pracodawca, zatem związek powinien każdorazowo wcześniej wystąpić do pracodawcy o udzielenie tego zwolnienia.

Oprócz zwolnienia na doraźną czynność związkową członkowie zarządu związku zawodowego mogą korzystać ze zwolnienia od pracy, którego miesięczny wymiar jest uzależniony od liczby członków związku. Może z niej skorzystać jedna osoba lub też pula godzin zwolnienia może zostać podzielona na kilka osób.

### **Składki związkowe**

Związek samodzielnie decyduje, czy i w jakiej wysokości chce pobierać składki od swoich członków. Może jednak pisemnie zwrócić się do pracodawcy, aby pracodawca potrącał składki związkowe z wynagrodzeń konkretnych pracowników i przekazywał je na wskazany rachunek bankowy związku. Wtedy pracodawca ma obowiązek to zrobić.

Warunkiem koniecznym do takiego potrącania składek z wynagrodzenia jest zgoda pracownika wyrażona na piśmie.

### **Obowiązek udzielenia informacji**

Związek zawodowy może żądać od pracodawcy udzielenia informacji, które są niezbędne do prowadzenia działalności związkowej, dotyczące:

- 1) warunków pracy i zasad wynagradzania,
- 2) działalności i sytuacji ekonomicznej pracodawcy, związanych z zatrudnieniem oraz przewidywanych w tym zakresie zmian,
- 3) stanu, struktury i przewidywanych zmian zatrudnienia oraz działań mających na celu utrzymanie poziomu zatrudnienia,
- 4) działań, które mogą powodować istotne zmiany w organizacji pracy lub podstawach zatrudnienia.

Wskazane powyżej informacje są przykładowe, związek może żądać także innych danych. Pracodawca ma 30 dni kalendarzowych na przedstawienie związkowi żądanych informacji.

Istnieją też kwestie, które pracodawca jedynie konsultuje z organizacją związkową – brak zgody związku nie blokuje wtedy możliwości ich wprowadzenia. Należy do nich m.in. wprowadzenie procedury zgłoszeń wewnętrznych dla sygnalistów, polityki pracy zdalnej.

### **Pozostałe uprawnienia związków zawodowych**

Pracodawca obowiązany jest także, na warunkach umowy zawartej ze związkiem zawodowym, udostępnić zakładowej organizacji związkowej pomieszczenia i urządzenia techniczne (komputer, telefon, skaner), które są niezbędne do wypełniania swojej roli w zakładzie pracy. Z jednej strony pracodawca ma obowiązek je udostępnić, a z drugiej musi to odbyć się na podstawie umowy. Można więc wymagać, aby związek płacił za najem takiego pomieszczenia.

Za utrudnianie lub brak współpracy ze związkami zawodowymi pracodawca może zostać ukarany grzywną przez Państwową Inspekcję Pracy. Natomiast za uporczywe utrudnianie działalności grozi pracodawcy odpowiedzialność karna w postaci grzywny lub ograniczenia wolności.

**Agnieszka Fulara-Jaroszyńska, dyrektor Pionu Zarządzania Zasobami Ludzkimi, EUROPOL GAZ S.A.**

# Ewolucja koncepcji zorganizowanej platformy obrotu (OMP) w REMIT

**Olga Dzilińska-Pietrzak**

**K**oncepcja zorganizowanej platformy obrotu (*organised marketplace* – OMP) lub rynku zorganizowanego pojawiła się jako element reżimu REMIT<sup>1</sup> – kluczowy ze względu na konsekwencje takiej klasyfikacji w co najmniej sześciu istotnych omówionych poniżej obszarach.

## 1. Rozróżnienie kontraktów niestandardowych i standardowych

Kontrakt standardowy w rozumieniu REMIT oznacza kontrakt dotyczący produktu energetycznego sprzedawanego w obrocie hurtowym, dopuszczonego do obrotu na zorganizowanej platformie obrotu niezależnie od tego, czy transakcja faktycznie dokonywana jest na tej zorganizowanej platformie obrotu (art. 2 pkt 2 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014<sup>2</sup>).

## 2. Format raportowania

Z kolei rozróżnienie na kontrakty niestandardowe i standardowe wpływa na formaty raportowania transakcji i zleceń (odpowiednio: tabela 2 lub tabela 1 załącznika do rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014).

## 3. Umowy klientów/odbiorców końcowych

Dodatkowo, wszystkie kontrakty będące przedmiotem obrotu na OMP podlegają raportowaniu zgodnie z art. 8 ust. 1 REMIT oraz z zasadami określonymi w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) nr 1348/2014. Od tej zasady praktycznie nie ma wyjątków, dlatego nawet kontrakty klientów końcowych będące przedmiotem obrotu na zorganizowanych rynkach powinny być zgłaszane do europejskiego regulatora energetyki niezależnie od prognozy rocznego zużycia 600 GWh lub więcej.

Konsekwencja powyższej zasady polega na tym, że klienci końcowi handlujący takimi kontraktami mają obowiązek dokonać rejestracji w europejskim rejestrze uczestników rynku energii zgodnie z art. 9 ust. 1 REMIT.

## 4. Raportowanie zleceń

W zakresie obowiązku REMIT zlecenia należy zgłaszać wyłącznie:

- a) jeżeli zlecenie zostało złożone na zorganizowanej platformie obrotu,
- b) w związku z postępowaniem w wyniku pierwotnej alokacji zdolności przesyłowych przez operatora systemu przesyłowego lub w jego imieniu.

Poza tym Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) podkreśla, że nie ma obowiązku raportowania zleceń poza zorganizowaną platformą obrotu.

## 5. Obowiązki sprawozdawcze

Na zorganizowanych platformach obrotu ciąży obowiązek raportowania transakcji na nich dokonywanych, co w istotny sposób zwalnia ich członków lub uczestników z obowiązków sprawozdawczych REMIT.

Zgodnie z art. 6 ust. 1 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 raportowanie szczegółowych informacji dotyczących produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym na zorganizowanej platformie obrotu powinno odbywać się za pośrednictwem właściwej, zorganizowanej platformy obrotu lub systemów kojarzenia zleceń lub systemów zgłaszania transakcji. Zorganizowana platforma obrotu musi zaoferować umowę w sprawie przekazywania danych na żądanie uczestników rynku. Niemniej jednak zorganizowana platforma obrotu sama nie ma obowiązku stać się zarejestrowanym mechanizmem sprawozdawczym (RRM).

## 6. Data rozpoczęcia raportowania

Zgodnie z art. 12 ust. 2 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 – stwierdzenie, że kontrakt jest realizowany na zorganizowanej platformie obrotu wyznaczało datę rozpoczęcia raportowania na 7 października 2015 roku, a nie 7 kwietnia 2016 roku, jak w przypadku pozostałych umów.

## Stara definicja OMP

Początkowo OMP zdefiniowana została w art. 2 pkt 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 jako:

- a) wielostronny system, który kojarzy lub ułatwia kojarzenie wielu składanych przez strony trzecie zleceń kupna i sprzedaży produktu energetycznego sprzedawanego w obrocie hurtowym w sposób skutkujący zawarciem kontraktu,
- b) każdy inny system lub mechanizm, w którym składane przez strony trzecie zlecenia kupna i sprzedaży produktu energetycznego sprzedawanego w obrocie hurtowym mają możliwość interakcji w sposób skutkujący zawarciem kontraktu.

Zakres definicji wprost obejmuje giełdy energii elektrycznej i gazu ziemnego, brokerów i inne osoby zawodowo zajmujące się pośredniczeniem w zawieraniu transakcji oraz systemy obrotu, zgodnie z art. 4 MiFID II<sup>3</sup>. W konsekwencji, wykreowane na podstawie MiFID II zorganizowane platformy obrotu (OTF) oraz zasadniczo zmodyfikowane przez MiFID II wielostronne platformy obrotu (MTF), a w opinii ACER także podmioty systematycznie internalizujące transakcje, są objęte zakresem omawianej definicji OMP.

Pojęcie „osób trzecich” odgrywa na gruncie tej definicji kluczową rolę przy ustalaniu, co stanowi OMP; aby można było uznać ten rynek za zorganizowany, musi istnieć możliwość transakcji „wielu do wielu”. Dlatego wielostronne systemy, które pozyskują lub sprzedają energię w imieniu operatorów systemów przesyłowych (OSP) wyłącznie do celów bilansowania, nie powinny być uznawane na podstawie art. 2 pkt 4 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 za zorganizowane rynki, jeżeli systemy te działają wyłącznie w imieniu OSP.

### Nowe kryteria kwalifikacji jako OMP

Natomiast, zgodnie ze zmianami wprowadzonymi przez REMIT II<sup>4</sup> (art. 2 ust. 20 znowelizowanego rozporządzenia), zorganizowana platforma obrotu oznacza giełdę energii, brokera energetycznego, platformę zdolności energetycznych lub inny system lub mechanizm, w ramach którego (1) dochodzi do interakcji wielu deklaracji gotowości stron trzecich do zakupu lub sprzedaży (2) produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym (3) w sposób, który może skutkować transakcją. Definicja została więc wyraźnie rozszerzona i wprost kwalifikuje jako OMP platformę zdolności energetycznych oprócz znanych z definicji w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) nr 1348/2014: giełdy energii i brokera energetycznego. Osoby zawodowo pośredniczące w zawieraniu transakcji (PPAT) oraz systemy obrotu w rozumieniu art. 4 MiFID II należy obecnie uważać za OMP, jeżeli spełniają 3 nowe ww. kryteria.

Konsekwencją zastosowanej w art. 2 ust. 20 znowelizowanego REMIT alternatywy (w odniesieniu do deklaracji stron trzecich do zakupu/sprzedaży – kryterium w pkt. (1) powyżej jest możliwość uznania za OMP również platform, na których dochodzi do zawierania transakcji między jednym sprzedawcą a wieloma kupującymi (lub jednym kupującym z wieloma sprzedawcami) – jeśli pozostałe kryteria: pkt (2) i pkt (3) OMP zostaną spełnione – w tym platform, za pomocą których operatorzy oferują swoje usługi.

### Stanowisko europejskiego regulatora

ACER dotychczas konsekwentnie prezentowała opisane wyżej stanowisko<sup>5</sup>, podkreślając konieczność indywidualnego rozpatrywania poszczególnych platform pod kątem definicji z art. 2 ust. 2 znowelizowanego REMIT. W praktyce decydującym kryterium może więc okazać się to, jak należy rozumieć sposób skutkujący zawarciem transakcji (pkt 3) powyżej. Na razie brak doprecyzowania tego kluczowego kryterium skłania do zastosowania wykładni literalnej, tzn. stwierdzenia, że interakcja prowadzona za pomocą OMP może zakończyć się transakcją poprzez działanie wyłącznie w ramach platformy, systemu lub mechanizmu, który za OMP miałby zostać uznany – bez konieczności wykonywania dodatkowych działań poza OMP (podpisywania umów, weryfikacji kontrahentów itp.).

ACER przyznaje, że potrzebne są dalsze wytyczne dotyczące zakresu nowej definicji OMP. W kontaktach z uczestnikami rynku wyraża także oczekiwania lub przekonanie, że zmiana rozporządzenia wykonawczego

REMIT będzie miała również znaczenie dla dalszego zdefiniowania nowych obowiązków dotyczących OMP, co będzie istotne dla interpretacji zakresu definicji.

Nie sposób zauważyć, iż – zgodnie z obowiązującym art. 3 ust. 2 rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 – ACER sporządza i publikuje wykaz OMP, a OMP przedkładają ACER identyfikacyjne dane referencyjne w odniesieniu do każdego produktu energetycznego sprzedawanego w obrocie hurtowym, jaki dopuszczają do obrotu. Informacje muszą być przedłożone w formie określonej przez ACER przed rozpoczęciem obrotu w ramach danego kontraktu. Dodatkowo, po wejściu w życie REMIT II podmioty objęte obecnie nową definicją OMP zostały też zobligowane do zgłaszania się do ACER za pośrednictwem odpowiedniego formularza. Nie jest zatem możliwe odroczenie zbadania spełniania kryteriów definicji wprowadzonej przez REMIT II, nawet jeśli ta kwalifikacja miałaby ulec zmianie w wyniku zmiany rozporządzenia wykonawczego, co potwierdza stanowisko ACER, która oczekuje dalszych aktualizacji listy OMP po opublikowaniu dodatkowych wytycznych lub po zmianie rozporządzenia wykonawczego.

Takie stanowisko budzi niemałe kontrowersje w środowisku ze względu na szeroki zakres obowiązków ciężących na operatorach OMP, w tym w zakresie nadzoru nad prawidłowością obrotu i przeciwdziałania manipulacjom na rynku, które ze swojej istoty wydają się niedostosowane do platform sprzedażowych prowadzonych przez jedną ze stron transakcji, a nie zawodowego pośrednika w ich zawieraniu – takiego jak giełda energii lub broker energetyczny. Dotychczas także ACER stała na stanowisku, że brokerzy (będący raczej zorganizowanymi platformami rynkowymi niż brokerami wykonującymi transakcje) nie są uczestnikami rynku i nie powinni występować w roli kontrahenta<sup>6</sup>. Tymczasem operatorzy systemów dystrybucyjnych, systemu magazynowania i systemu LNG zostali w wyniku REMIT II wprost uznani za uczestników rynku (art. 2 pkt 7 znowelizowanego REMIT).

### Olga Dziłińska-Pietrzak, Gas Storage Poland sp. z o.o.

<sup>1</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 roku w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (dalej: REMIT), Dz.U. UE L 326 z 8.12.2011, s. 1.

<sup>2</sup> Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 roku w sprawie przekazywania danych, wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii, Dz.U. L 363 z 18.12.2014, s. 121.

<sup>3</sup> Dyrektywa PE i Rady 2014/65/UE z 15 maja 2014 roku w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE, Dz.U. UE L 173 z 12.06.2014, s. 84.

<sup>4</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1106 z 11 kwietnia 2024 roku w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w odniesieniu do poprawy ochrony UE przed manipulacjami na hurtowym rynku, Dz.U. UE L z 17.04.2024, s. 1.

<sup>5</sup> ACER, *Open letter on the implications of the revision of Regulation (EU) No 1227/2011 on REMIT data reporting aspects and notification obligations*, 16.04.2024, Ref. Ares(2024)2630259 - 10/04/2024, <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/REMIT/Guidance%20on%20REMIT%20Application/Open%20Letters%20on%20REMIT%20Policy/Open-letter-on-REMIT-revision-implications.pdf>

<sup>6</sup> Podręcznik użytkownika raportowania transakcji ACER (TRUM), wydanie z czerwca 2020 roku.

# Regulacje prawne sprzyjają wzrostowi udziału LNG w sektorze żeglugi morskiej

Konrad Śliwka

Impulsem do rozwoju LNG jako paliwa bunkrowego było przyjęcie tzw. dyrektywy siarkowej, nakładającej na armatorów statków pływających po obszarach SECA (*Sulphur Emission Control Areas*), do których należy m.in. Morze Bałtyckie, obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1% od 2015 roku. Restrykcje dotyczyły paliw stosowanych na pokładzie w silnikach głównych, pomocniczych, spalarkach okrętowych i kotłach. Międzynarodowa Organizacja Morska (IMO) zaostrzyła następnie wymagania dotyczące zawartości siarki w paliwie dla całego globu, nieobjętego obszarem kontroli emisji, określając maksymalny limit jej zawartości na 0,5% od 2020 roku (uprzedni pułap to 3,5%). Zaostrzone wymogi emisyjności spowodowały wzrost zainteresowania paliwami niskoemisyjnymi i alternatywnymi, ponieważ wielu armatorom nie opłacało się instalowanie urządzeń do odsiarczania spalin lub płuczek (tzw. *scrubberów*). W 2021 roku Morze Bałtyckie zostało dodatkowo włączone w strefę NECA (*Nitrogen Emission Control Area*), która wymaga od armatorów znacznego ograniczenia emisji podtlenków azotu.

Mijający rok przyniósł istotne zmiany, ponieważ dekarbonizacja transportu morskiego przeszła z faz analiz i dyskusji w etap praktycznej realizacji. Zarówno Unia Europejska, jak i IMO przyjęły i zaczęły wdrażać konkretne inicjatywy mające na celu zmniejszenie śladu węglowego przez sektor transportu morskiego, który – odpowiadając za transport około 90% towarów w światowym handlu (licząc wagowo) – generuje przy tym około 3% globalnych emisji gazów cieplarnianych<sup>1</sup>.

## Inicjatywy UE

25 kwietnia 2023 roku Rada Unii Europejskiej formalnie przyjęła nowe przepisy w zakresie reformy unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), będące częścią pakietu *Fit for 55* – „Gotowi na 55”<sup>2</sup>. Do funkcjonującego już od kilkunastu lat w UE systemu EU ETS została włączona m.in. żegluga morska, a poszczególne kategorie statków i gazów cieplarnianych będą do niego włączane w kilku etapach. Obowiązki przedsiębiorstw żeglugowych w zakresie umarzania uprawnień będą wprowadzane stopniowo: 40% – dla emisji zweryfikowanych w 2024 roku, 70% – dla emisji w 2025 roku i 100% – dla emisji zweryfikowanych w 2026 roku i latach kolejnych. Najpierw system obejmie tylko jeden gaz cieplarniany (GHG) – CO<sub>2</sub>, a począwszy od 2026 roku dwa kolejne GHG: metan (CH<sub>4</sub>) oraz podtlenek azotu (N<sub>2</sub>O). W 2024 roku zostały włączone do systemu EU ETS jednostki pasażerskie i cargo o pojemności brutto powyżej 5000 GT (*Gross Tonnage*)<sup>3</sup>. Statki *offshore* o pojemności powyżej 5000 GT najpierw zostaną włączone do systemu monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji (EU MRV), a następnie – od 2026

roku – ich emisje zostaną objęte systemem EU ETS. Statki *offshore* oraz statki cargo o pojemności brutto od 400 do 5000 GT zostaną najpierw objęte EU MRV w 2025 roku, a następnie Komisja Europejska przeanalizuje wyniki i podejmie decyzję, czy one też zostaną włączone do EU ETS. Systemem EU ETS dla żeglugi morskiej zostaną objęte w 100% emisje pochodzące z rejsów między portami krajów Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG<sup>4</sup>) i emisje przy nabrzeżu w obrębie portów państw EOG oraz 50% emisji dla statków wypływających z portów EOG do portów z państw trzecich i 50% emisji statków, które wpływają do portów EOG z państw trzecich.

25 lipca 2023 Rada Unii Europejskiej formalnie przyjęła rozporządzenie o tzw. inicjatywie FuelEU Maritime, będącej częścią unijnego pakietu „Gotowi na 55”. Jest to kolejna inicjatywa UE, której celem jest zwiększenie popytu na odnawialne i niskoemisyjne paliwa, upowszechnienie ich stosowania oraz zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych pochodzących z żeglugi, składająca się z trzech filarów<sup>5</sup>.

1. Redukcja intensywności emisji gazów cieplarnianych. Począwszy od 2025 roku statki operujące w EOG będą zobligowane do utrzymania emisyjności GHG poniżej określonego limitu, którego wartość co 5 lat będzie sukcesywnie obniżana, osiągając docelowo wartość 18,23 gCO<sub>2</sub>e/MJ w 2050 roku. Wartość referencyjna to 91,16 gCO<sub>2</sub>e/MJ, zaraportowana w ramach EU MRV w 2020 roku. Co istotne, emisje będą roz-

Trajektoria redukcji emisji CO<sub>2</sub> nakreślona przez FuelEU Maritime.

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Redukcja [%]		-2	-6	-14,5	-31	-62	-80
Graniczna emisja [gCO <sub>2</sub> e/MJ]	91,16	89,34	85,69	77,94	62,90	34,64	18,23

Źródło: FuelEU Maritime, <https://ww2.eagle.org/en/rules-and-resources/regulatory-updates/fuel-eu-maritime.html>

patrywane w całym łańcuchu wartości paliwa – *Well-to-Wake* (WtW), czyli suma emisji powstałych podczas eksploatacji/produkcji paliwa, jego transportu i dystrybucji (*Well-to-Tank*) oraz wykorzystania paliwa na pokładzie (*Tank-to-Wake*). Statki niespełniające wymagań, których emisyjność przekroczy zakładany poziom, będą zobligowane do płacenia kar. Limity emisji gazów cieplarnianych będą dotyczyły statków pasażerskich i cargo o wielkości ponad 5000 GT i obejmą 100% emisji z rejsów pomiędzy portami położonymi w EOG, a także z postojów w tych portach, oraz 50% emisji z podróży międzynarodowych z i do EOG.

2. Obowiązek zasilania energią z lądu (*onshore power supply* – OPS) statków cumujących w głównych europejskich portach. Od 2030 roku wszystkie kontenerowce i statki pasażerskie o pojemności powyżej 5000 GT będą zobligowane do zasilania energią z lądu podczas cumowania w portach Trans-europejskiej Sieci Transportowej – TEN-T. Statek korzystający z technologii bezemisyjnej będzie wyłączony z tego obowiązku.
3. System zachęt mających wspierać upowszechnianie tzw. paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin* – RFNBO) o wysokim potencjale dekarbonizacji. W latach 2025–2033 wykorzystywanie paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego będzie premiovane poprzez stosowanie przy obliczaniu intensywności emisji GHG danej jednostki „mnożnika motywującego”, który umożliwi dwukrotne liczenie energii z RFNBO, co wydatnie obniży poziom emisji dla danej jednostki używającej paliwa RFNBO.

## Inicjatywy IMO

IMO prowadzi działania zmierzające do ograniczenia emisji z żeglugi międzynarodowej, której przejawem są m.in. wprowadzane wymagania dotyczące działalności operacyjnej statków: EEXI (*Energy Efficiency Existing Index* – Wskaźnik Istniejącej Efektywności Energetycznej), EEDI (*Energy Efficiency Design Index* – Projektowy Współczynnik Efektywności Energetycznej), CII (*Carbon Intensity Indicator* – Wskaźnik Intensywności Emisji) oraz SEEMP (*Ship Energy Efficiency Management* – Plan Zarządzania Efektywnością Energetyczną Statku). 7 lipca 2023 roku państwa członkowskie IMO, zebrane w Komitecie Ochrony Środowiska Morskiego (MEPC 80), przyjęły natomiast Strategię IMO 2023 dotyczącą redukcji emisji gazów cieplarnianych ze statków.

Główne ambicje przyjętej strategii<sup>6</sup>

1. Spadek intensywności emisji dwutlenku węgla przez statki poprzez dalszą poprawę efektywności energetycznej nowych statków.
2. Spadek intensywności emisji CO<sub>2</sub>, przypadającej na pracę przewoźową w żegludze międzynarodowej, przynajmniej o 40% do 2030 roku, biorąc za punkt odniesienia 2008 rok (przy czym indykatywny cel kontrolny na 2030 rok to redukcja o minimum 20%).
3. Wzrost wykorzystania technologii, paliw oraz źródeł energii o zerowej lub bliskiej zeru emisji gazów cieplarnianych do wartości minimum 5% (z ambicjami dążenia do 10%) udziału w całkowitej zużytej energii przez żeglugę międzynarodową w 2030 roku.
4. Redukcja emisji gazów cieplarnianych z żeglugi międzynarodowej do zera netto do około 2050 roku, z uwzględnieniem

różnych uwarunkowań krajowych. Równocześnie należy kontynuować wysiłki na rzecz stopniowego wycofywania emisji gazów cieplarnianych, spójnie z długoterminowym celem w zakresie temperatury określonym w art. 2 porozumienia paryskiego.

Według IMO koszyk środków prowadzących do spełnienia ambitywnych celów klimatycznych w zakresie żeglugi międzynarodowej powinien się oprzeć na dwóch filarach:

- technicznym – normie/standardzie dotyczącym paliw żeglugowych, regulującym stopniowe zmniejszanie intensywności emisji gazów cieplarnianych,
- ekonomicznym – mechanizmie ustalania cen emisji GHG z transportu morskiego.

IMO podkreśla, że oba filary powinny skutecznie promować energetyczną transformację żeglugi i zapewniać branży morskiej niezbędną zachętę, równocześnie przyczyniając się do jednakowych warunków działania oraz równej i sprawiedliwej transformacji.

## Działania głównych graczy na rynku

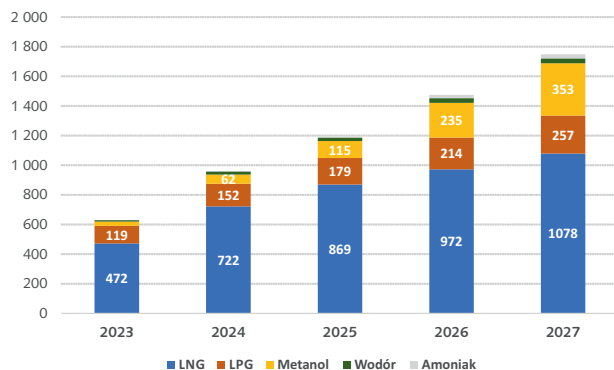
Równoległe do działań regulatorów rynku, także i główni interesariusze (armatorzy, porty) dostrzegają konieczność dekarbonizacji żeglugi morskiej. Owocem spotkań podczas COP 28, odbywającym się w Dubaju, była wspólna deklaracja dyrektorów generalnych pięciu największych światowych operatorów kontenerowych (CMA CGM, A.P. Moller – Maersk, Hapag-Lloyd, MSC, Wallenius Wilhelmsen), w której apelują o wyznaczenie granicznej daty dla nowo budowanych statków napędzanych jedynie paliwami kopalnymi i naciskają na IMO, aby stworzyła regulacje korzystne dla przyspieszenia transformacji w kierunku zielonych paliw<sup>7</sup>. Presja na armatorów i zarządzających portami jest również wywierana przez klientów, ponieważ coraz więcej przedsiębiorstw na świecie zwraca uwagę na strategię ESG jako kluczową dźwignię do budowy wartości i liczy ślad węglowy z zakresu 3 (w łańcuchu dostaw) – na podstawie tych kryteriów będzie wybierać przewoźników i porty, które nie będą obciążały ich emisjami CO<sub>2</sub>. To może być istotny czynnik nowej konkurencji w logistyce, z czego najwięksi gracze na rynku zdają sobie sprawę.

## Przyszły miks paliw żeglugowych

Co warto podkreślić, inicjatywy UE i IMO nie zawierają żadnych zaleceń odnośnie do stosowania jakiegokolwiek konkretnego paliwa lub technologii. Nie ma zatem jedynej słusznej drogi dekarbonizacji – armatorzy mogą zdecydować się na jedno z paliw alternatywnych w postaci LNG, LPG, wodoru, amoniaku czy metanolu. Początkowo będą to – z uwagi na niedostateczną podaż – paliwa pochodzenia kopalnego, które z czasem będą zastępowane przez paliwa oparte na biomasie (biopaliwach), „niebieskich” paliwach wytworzonych na bazie paliw kopalnych z zastosowaniem wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> (CCS) oraz, finalnie, paliwach syntetycznych wytworzonych z wykorzystaniem wychwyconego CO<sub>2</sub> i zielonego wodoru (e-paliwa, RFNBO). W pierwszym etapie paliwa niskoemisyjne lub zeroemisyjne będą blendowane z paliwami pochodzenia kopalnego, zapewniając zmniejszenie emisyjności floty żeglugowej w średnim horyzoncie czasowym, zgodnie z trajektorią nakreśloną przez IMO i UE.

Rynek paliw bunkrowych w ostatnich latach transformuje się w kierunku wzrostu wykorzystania paliw alternatywnych. Obec-

Wykres 1. Wzrost floty statków napędzanych paliwami alternatywnymi (dane nie zawierają LNG carriers służących do transportu LNG oraz jednostek wyposażonych w napęd bateryjny/hybrydowy).



Źródło: DNV – Alternative Fuels Insight

nie trudno wskazać docelowy miks paliwowy dla transportu morskiego w przyszłości, ale z wykresu numer 1 wynika, że wzrasta zainteresowanie statkami napędzanymi paliwami alternatywnymi – przede wszystkim LNG. Już w 2027 roku flota statków napędzana LNG przekroczy symboliczny próg 1000 statków (w 2015 roku były zaledwie 62 statki napędzane skroplonym gazem ziemnym)<sup>8</sup>. W ostatnim czasie na popularności zyskuje metanol, którego głośnym orędownikiem jest duński operator Maersk – paliwo to znajdzie zastosowanie przede wszystkim w przypadku kontenerowców. Udział LPG ogranicza się w zasadzie do zbiornikowców na LPG, przystosowanych do spalania gazu i wyposażonych w systemy wykorzystujące LPG. W bieżącym portfelu zamówień flota napędzana na paliwa alternatywne stanowi w ujęciu ilościowym 17,69%, z czego na LNG przypada 9,73%, metanol 5,26%, LPG 1,83%, wodór 0,48% i amoniak 0,38%<sup>9</sup>. Odsetek udziału paliw alternatywnych byłby jeszcze wyższy, gdyby uwzględnić LNG carriers, służące do transportu LNG. W światowe trendy wpisują się także inwestycje dokonywane w Polsce. W ramach programu „Batory” w Gdańskiej Stoczni Remontowej powstaną dwa promy ro-pax zasilane LNG dla Polskiej Żeglugi Morskiej (PŻM – operator Unity Line) i jeden dla Polskiej Żeglugi Bałtyckiej (PŻB – operator Polferries)<sup>10</sup>. W lipcu 2024 roku stan zaawansowania



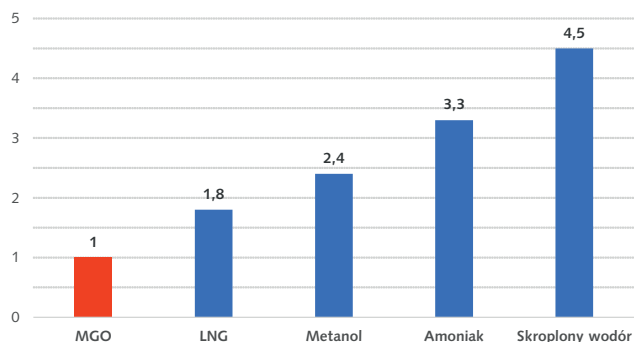
Operacja bunkrowania LNG w technologii TTS (Truck-To-Ship), wykonywana przez PGNiG Obrót Detaliczny.

budowy pierwszego promu dla PŻM wyniósł 85%, a drugiego 60%<sup>11</sup>.

Popularność LNG wynika z dostępności paliwa, infrastruktury technicznej, znajomości własności fizykochemicznych skroplonego gazu ziemnego oraz ugruntowane przez lata doświadczeń procedury i regulacje dotyczące bezpieczeństwa i wykorzystania LNG na statkach. Pierwszy transport statku z ładunkiem w postaci LNG – The Methane Pioneer – odbył się już w 1959 roku na trasie z Lake Charles w USA do Canvey Island w Wielkiej Brytanii<sup>12</sup>. Co istotne, stosowanie LNG zapewnia natychmiastowe ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> o około 20% oraz wydatne zmniejszenie emisji NO<sub>x</sub> i niemal całkowitą eliminację cząstek stałych i SO<sub>x</sub>, odpowiadających za lokalne zanieczyszczenie atmosfery. Szacunki dokonane przez organizację Transport & Environment<sup>13</sup> wskazują, że stosowanie LNG pochodzenia kopalnego będzie gwarantowało emisję CO<sub>2</sub> zgodną z trajektorią nakreśloną przez UE w ramach FuelEU Maritime aż do 2039 roku dla dwusuwowego silnika wysokoprężnego typu dual fuel. Ewentualny blend ze skroplonym gazem pochodzenia biologicznego lub syntetycznym LNG zapewni dalszą redukcję śladu węglowego i zgodność z długoterminowymi wymaganiami regulacyjnymi UE i IMO. Kwestią problematyczną jest występowanie tzw. poślizgu metanu (methane slip), czyli wydostawania się niewielkich ilości metanu z silnika podczas spalania LNG, jednak w ostatnich latach działy R&D najważniejszych producentów silników okrętowych, jak MAN Energy Solutions czy Wartsila, poczyniły znaczne postępy w zakresie redukcji poślizgu metanu<sup>14</sup>. Objętościowa gęstość energetyczna LNG jest niższa niż paliw konwencjonalnych, ale większa niż pozostałych paliw alternatywnych, z którymi de facto będzie konkurować o udział w rynku. Według danych Clarksons z sierpnia 2024 roku, usługa bunkrowania LNG była dostępna w 192 portach na całym świecie<sup>15</sup>.

Drugim pod względem popularności paliwem alternatywnym został w ostatnim czasie metanol, jednak aby był on faktycznie paliwem przyczyniającym się do dekarbonizacji, musi to być metanol pochodzenia biologicznego albo zielony metanol, ponieważ metanol produkowany z paliw kopalnych cechuje większa emisyjność niż klasyczne paliwa konwencjonalne. Przewagą metanolu nad LNG są łatwiejsze warunki przechowywania i idące za tym mniejsze początkowe koszty modernizacji/budowy statku z uwagi na brak konieczności instalacji kosztownej kriogenicznej armatury i zbiorników. Jednak objętościowa gęstość energetyczna metanolu jest niższa niż paliw konwencjonalnych czy LNG, co oznacza konieczność wyposażenia statków w zbiorniki o większej pojemności (zmniejszając tym samym powierzchnię możliwą do zagospodarowania na komercyjny ładunek towarowy) lub wymuszając większą częstotliwość bunkrowań. Metanol ma własności toksyczne. Latem 2023 roku zasilany zielonym metanolem kontenerowiec Laura Maersk odbył dziewiczy rejs na trasie z Ulsan do Kopenhagi i był bunkrowany w Ulsan, Singapurze, Port Said i Rotterdamie<sup>16</sup>. Metanol jest wykorzystywany do celów przemysłowych na świecie, istnieje już dosyć dobrze rozbudowana infrastruktura związana z jego produkcją – jednak duże wyzwanie stanowić będzie kwestia zapewnienia odpowiedniej podaży biometanolu i zielonego metanolu. Brak dostępności zielonego metanolu i wysoka cena surowca sprawiły, że potentat kontenerowcy CMA CGM zdecydował w grudniu 2023 roku zmienić napęd – w zamawianych w chińskich stocznicach ośmiu kontenerowcach – z metanolu na LNG<sup>17</sup>. Główny propagator wdrażania metanolu

Wykres 2. Porównanie wymaganej wielkości zbiorników alternatywnych paliw żeglugowych ze względu na zawartą w nich wartość energetyczną w jednostce objętości (gęstość objętościowa energii). Punkt odniesienia stanowi energia zawarta w jednostce objętości paliwa konwencjonalnego MGO (*Marine Gas Oil*) [MGO=1].



Źródło: McKinsey Global Energy Perspective 2023.

jako paliwa żeglugowego (Maersk) w sierpniu 2024 roku przyznał z kolei, że w jego nowym zamówieniu na kontenerowce znalazły się także statki napędzane LNG<sup>18</sup>.

W kontekście paliw bunkrowych modnymi medialnie paliwami są wodór i amoniak, ponieważ nie zawierają w sobie atomów węgla, dzięki czemu nie generują emisji CO<sub>2</sub> podczas spalania paliwa. Jednak tak jak w przypadku metanolu, amoniak i wodór produkowane na bazie paliw kopalnych, tak jak obecnie, cechują się większą emisyjnością niż paliwa konwencjonalne. Skala produkcji zielonego wodoru i amoniaku będzie rosła w kolejnych latach, ale sektor żeglugi morskiej będzie musiał o niskoemisyjne i zeroemisyjne paliwa konkurować z innymi, trudnymi do dekarbonizacji dziedzinami transportu (pojazdy ciężarowe, lotnictwo) i przemysłu (produkcja cementu i stali, przemysł chemiczny). Problemem wodoru jest także szeroka granica palności i niewielka objętościowa gęstość energetyczna, przekładająca się na wymóg posiadania znacznie większych zbiorników lub będąca alternatywą – konieczność częstego zasilania w paliwo. Skroplenie wodoru zapewni zwiększenie jego objętościowej gęstości energetycznej, ale będzie wymagało bardziej zaawansowanych technologicznie instalacji i zbiorników niż dla LNG z uwagi na niższą temperaturę wrzenia (dla H<sub>2</sub> to -253°C). Barierą dla wdrożenia H<sub>2</sub> i NH<sub>3</sub> są także kwestie związane z brakami w infrastrukturze bunkrującej oraz brak procedur i regulacji dotyczących bezpieczeństwa i wykorzystania wodoru i amoniaku jako paliwa żeglugowego (amoniak od lat jest transportowany, ale jako surowiec do produkcji nawozów

Wykres 3. Kluczowe czynniki, które będą wpływać na decyzje armatorów dotyczące wyboru docelowego miks paliwowego floty



sztucznych). Obawy armatorów rodzi silna toksyczność amoniaku, stawiająca pod znakiem zapytania możliwość jego stosowania na promach pasażerskich.

Przed armatorami stoi zatem niełatwa decyzja – wyboru docelowego miks paliw żeglugowych, na które wpływ ma wiele czynników, które należy wziąć pod uwagę. Pewne jest jedno – regulacje UE i IMO, określające trajektorię dekarbonizacji, spowodują wykorzystanie na zdecydowanie większą skalę niskoemisyjnych paliw alternatywnych w najbliższych dekadach. Wzrost zapotrzebowania powinien przełożyć się na skłonność do podejmowania decyzji inwestycyjnych dotyczących wzrostu ich produkcji, co w połączeniu z rozwojem technologicznym spowoduje zmniejszenie kosztów paliw alternatywnych w przyszłości. Wdrażane regulacje, które będą stopniowo zacieśniać wymogi dekarbonizacji, powinny skutkować stopniowym zmniejszaniem dysproporcji cenowej pomiędzy paliwami kopalnymi a biopaliwami i paliwami syntetycznymi. Natomiast cenne doświadczenia zebrane przy wdrażaniu LNG jako paliwa bunkrowego powinny zostać wykorzystane przy wprowadzaniu na rynek innych paliw alternatywnych.

#### Inż. Konrad Śliwka, specjalista ds. wsparcia technicznego, Dział Logistyki i Bunkrowania LNG, PGNiG OD

<sup>1</sup> Review of maritime transport 2023. <https://unctad.org/publication/review-maritime-transport-2023>

<sup>2</sup> „Gotowi na 55”: Rada przyjmuje kluczowe akty pozwalające zrealizować cele klimatyczne na 2030 rok, <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2023/04/25/fit-for-55-council-adopts-key-pieces-of-legislation-delivering-on-2030-climate-targets/>

<sup>3</sup> Według szacunków UE stanowią 55% ogółu floty, ale odpowiadają za około 90% całkowitej emisji CO<sub>2</sub> z sektora morskiego.

<sup>4</sup> EOG obejmuje UE, Norwegię, Islandię i Liechtenstein.

<sup>5</sup> *FuelEU Maritime*, <https://ww2.eagle.org/en/rules-and-resources/regulatory-updates/fuel-eu-maritime.html>

<sup>6</sup> *Revised GHG reduction strategy for global shipping adopted*, <https://www.imo.org/en/MediaCentre/PressBriefings/pages/Revised-GHG-reduction-strategy-for-global-shipping-adopted-.aspx>

<sup>7</sup> *Shipping CEOs join forces to accelerate the decarbonization of the global maritime transport*, <https://cmacgm-group.com/en/news-media/shipping-ceos-join-forces-accelerate-decarbonization-global-maritime-transport>

<sup>8</sup> Liczba nie uwzględnia LNG carriers, służących do transportu LNG.

<sup>9</sup> DNV – *Alternative Fuels Insight*, dane aktualne na 15.11.2024 roku.

<sup>10</sup> Odradza się przemysł okrętowy. Postępuje budowa polskich promów, <https://24kurier.pl/aktualnosci/gospodarka/odradza-sie-przemysl-okretowy-postepuje-budowa-polskich-promow/>

<sup>11</sup> PZM dobrze ocenia postępy w budowie polskich promów, <https://www.portalmorski.pl/stocznie-statki/56006-pzm-dobrze-ocenia-postepy-w-budowie-polskich-promow>

<sup>12</sup> <https://www.gaz-system.pl/pl/terminal-lng/lng-w-pigulce.html>

<sup>13</sup> *FuelEU Maritime: T&E analysis and recommendations, Transport & Environment*.

<sup>14</sup> *Managing methane slip*, <https://www.man-es.com/marine/campaigns/methane-slip>

<sup>15</sup> *Green Technology & Alternative Fuel Uptake*, <https://insights.clarksons.net/green-technology-tracker-41-of-tonnage-ordered-in-1h-2024-alternative-fuelled/>

<sup>16</sup> *World's First Green Methanol-Powered Containership Docks in Egypt*, <https://www.ecomagazine.com/news/industry/world-s-first-green-methanol-powered-containership-docks-in-egypt>

<sup>17</sup> *CMA CGM flips newbuild fuel pick from methanol to LNG*, <https://www.lloydlist.com/LL1147539/CMA-CGM-flips-newbuild-fuel-pick-from-methanol-to-LNG>

<sup>18</sup> *Maersk Backtracks on LNG Skepticism in Large-Scale New Ship Order Plans*, <https://shipandbunker.com/news/world/993488-maersk-backtracks-on-lng-skepticism-in-large-scale-new-ship-order-plans>

# Potencjał produkcji biometanu w Polsce – szanse i zagrożenia

**Bartosz Moszowski, Martyna Mulica-Musiał**

Biometan, jako jedno z najczystszych odnawialnych źródeł energii, ma ogromny potencjał, aby stać się kluczowym elementem transformacji energetycznej w Polsce. Jak przedstawia raport opublikowany przez Polską Organizację Biometanu w lipcu 2024 roku, całkowity teoretyczny potencjał produkcji tego paliwa w Polsce wynosi aż 16 miliardów m<sup>3</sup> rocznie. Nawet realistyczne szacunki, uwzględniające ograniczenia technologiczne, informują o możliwości osiągnięcia 9 miliardów m<sup>3</sup>, co mogłoby pokryć znaczną część krajowego zapotrzebowania na paliwa odnawialne.

Zainteresowanie biometanem w kraju rośnie, a wyniki analizy wskazują na ogromne szanse, jakie niesie ze sobą wykorzystanie dostępnych zasobów biodegradowalnych, takich jak odpady komunalne, osady ściekowe czy odpady z sektora rolno-spożywczego. Tym bardziej kontrastuje to z faktem, że w Polsce wciąż nie powstała ani jedna komercyjna biometanownia. Nasz kraj, choć ma ogromny potencjał, nadal zostaje w tyle za europejskimi liderami, takimi jak Niemcy czy Francja, które już z powodzeniem rozwijają swoje rynki biometanu.

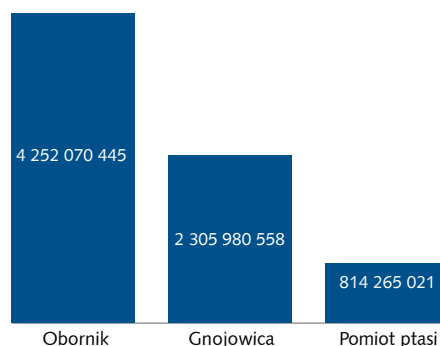
Raport Polskiej Organizacji Biometanu szczegółowo analizuje potencjał dostępnych zasobów w Polsce. Biodegradowalne odpady komunalne, stanowiące niemal 36% wszystkich selektywnie zbieranych odpadów, oferują znaczne możliwości produkcji biometanu. W 2022 roku zebrano około 2 milionów ton takich odpadów, a dodatkowe 2,5 miliona ton biodegradowalnych odpadów zmieszanych czeka na efektywne wykorzystanie. Obecna produkcja biogazu z odpadów komunalnych wynosi około 70 milionów m<sup>3</sup> rocznie, co mogłoby zostać przekształcone w około 42 miliony m<sup>3</sup> biometanu. Z kolei pełne zużycie niewykorzystanych zasobów z tej kategorii mogłoby podnieść produkcję do 312 milionów m<sup>3</sup> rocznie. Taki rozwój wymaga jednak intensyfikacji segregacji odpadów, inwestycji w zaawansowane systemy sortowania oraz działań edukacyjnych, które zmieniają nawyki mieszkańców.

Również osady ściekowe, których Polska wytwarza rocznie około 1 miliona ton, są niemal niewykorzystanym źródłem energii. Potencjał produkcji biometanu z tego surowca wynosi około 230 milionów m<sup>3</sup> rocznie. Największe możliwości są jednak w sektorze rolno-spożywczym. Odpady z sektora rolno-spożywczego, takie jak obornik, gnojowica czy pomiot ptasi, mogłyby dostarczyć ponad 7 miliardów m<sup>3</sup> biometanu rocznie. Po dodaniu odpadów z przetwórstwa spożywczego oraz możliwości wykorzystania słomy, potencjał sektora rolno-spożywczego w tym zakresie wzrasta do 15,6 miliarda m<sup>3</sup>. Dane te pokazują, że Polska posiada wszystkie niezbędne zasoby, aby stać się europejskim liderem w produkcji biometanu.

Sektor rolno-spożywczy w Polsce ma ogromny potencjał w zakresie produkcji biogazu i biometanu, jednak jego wykorzystanie jest na zaskakująco niskim poziomie. Obecnie do produkcji bio-

gazu wykorzystujemy jedynie 0,1% potencjału obornika, 5,4% gnojowicy oraz zaledwie 0,3% pomiotu ptasiego. Tymczasem przetwarzanie odpadów hodowlanych na biogaz pozwala zmniejszyć emisję metanu, wspiera rozwój odnawialnych źródeł energii, zwiększa też efektywność wykorzystania dostępnych zasobów. Ważnym atutem tego procesu jest poferment, produkt uboczny fermentacji, który może być wykorzystany jako nawóz. Mieszanie różnych substratów w produkcji biogazu pozwala uzyskać poferment o lepszych właściwościach niż tradycyjny obornik czy gnojowica. Dodatkowo, nawóz ten można wzbogacać, dopasowując jego skład do potrzeb gleby lub konkretnych upraw.

Całkowity potencjał produkcji biometanu z odpadów hodowlanych [m<sup>3</sup>]



W 2024 roku kontynuowane są działania mające na celu eliminowanie barier hamujących rozwój tego sektora. Przyjęte rozporządzenie ministra klimatu i środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe" z 26 czerwca 2024 r. (Dz.U.2024.974) wprowadza szczegółowe wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu i biometanu, a także reguluje transport paliwa poza sieciami gazowymi. Standaryzacja tych procesów ma na celu zwiększenie transparentności sektora oraz zachęcenie inwestorów do realizacji projektów. Natomiast obecnie procedowana jest nowelizacja ustawy wiatrakowej, wprowadzająca system aukcyjny

dla biometanu w instalacjach o mocy powyżej 1 MW. Rozwiązania to, oparte na kontraktach różnicowych, ma zapewnić rozwój większych projektów inwestycyjnych.

Choć Polska nie może jeszcze pochwalić się działającymi biometanowniami, pojawiają się pierwsze konkretne inwestycje. W ostatnich miesiącach media informowały o rozpoczynających się inwestycjach w sektorze biometanu. Jednym z najbardziej znaczących projektów jest budowa biometanowni w Kędzierzy-

Potencjał produkcji biometanu z odpadów biodegradowalnych [m<sup>3</sup>]



Całkowity potencjał produkcji z odpadów biodegradowalnych

3 116 714 95 m<sup>3</sup>

nie-Koźlu, realizowana przez spółkę Czysty Region we współpracy z firmą Envirogas. Inwestycja ta opiera się na polskiej technologii oczyszczania biogazu do biometanu, co stanowi przełom w krajo-

wej myśli technicznej. Uruchomienie biometanowni zaplanowano na 2025 rok.

Mimo tych pozytywnych sygnałów, sektor biometanu w Polsce nadal napotyka liczne bariery. Jednym z głównych problemów jest trudność w przyłączaniu nowych instalacji do sieci gazowych. Proces ten jest skomplikowany i czasochłonny, co zniechęca potencjalnych inwestorów. Dodatkowo, brakuje spójnych regulacji prawnych oraz stabilnych źródeł finansowania, a to utrudnia planowanie i realizację inwestycji. Kolejnym wyzwaniem jest infrastruktura nieprzystosowana do transportu i dystrybucji biometanu, co ogranicza możliwości jego efektywnego wykorzystania. Poza tym niska świadomość społeczna na temat korzyści płynących z wykorzystania biometanu sprawia, że projekty w tym zakresie nie cieszą się odpowiednim wsparciem społecznym.

Polska posiada znaczący potencjał w zakresie produkcji biometanu, który mógłby odegrać kluczową rolę w transformacji energetycznej kraju. Jednak aby w pełni go wykorzystać, konieczne jest dalsze eliminowanie istniejących barier, rozwój infrastruktury oraz zwiększenie świadomości społecznej na temat korzyści płynących z tego odnawialnego źródła energii.

Dzięki inwestycjom w nowe technologie, lepszemu zarządzaniu odpadami i sprzyjającym regulacjom, Polska ma szansę wykorzystać ogromny potencjał produkcji biometanu. To oznacza nie tylko możliwość redukcji emisji gazów cieplarnianych, ale także budowę stabilnego i zrównoważonego sektora energetycznego, który przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Dr inż. Bartosz Moszowski, GreenTech BMG Consulting  
Martyna Mulica-Musiał, BioEM Consulting Martyna Mulica-Musiał

## Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

27 listopada IGG przedstawiła w MKiŚ Radzie Koordynacyjnej Porozumienia Wodorowego oraz koordynatorom zespołów i inicjatorom powołania Izby Wodorowej (Polska Izba Wodorowa z Wielkopolski) obszar dotychczasowej działalności, realizowanej przez IGG, dotyczącej gospodarki wodorowej, która – w wyniku zmian wprowadzonych w statucie – obejmuje zakres transformacji energetycznej. Uczestnicy spotkania uznali potrzebę budowania platformy współpracy dla wzmocnienia oddziaływania porozumienia (MKiŚ) i nadania mu konkretnego charakteru w obszarze pełnego łańcucha gospodarki wodorowej.

28 listopada przedstawiciele IGG uczestniczyli w czwartej konferencji stron Porozumienia Sektorowego na rzecz Rozwoju Gospodarki Wodorowej, z udziałem Pauliny Hennig-Kloski, minister klimatu i środowiska, wiceministra Krzysztofa Bolesty, przewodniczącego Rady Koordynacyjnej Porozumienia Wodorowego, oraz prof. Marii Mrówczyńskiej, wiceminister nauki i szkolnictwa wyższego. Przedstawiciele porozumienia zrzeszającego ponad 280 podmiotów z sektorów administracji publicznej, biznesu, NGO oraz nauki spotkali się, aby omówić stan rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, w tym realizowane działania, i wyznaczyć cele na przyszłość. Podkreślili, jak istotne jest kształcenie nowych kadr dla sektora wodorowego,

a także stworzenie możliwości przekwalifikowania się pracowników z innych, mniej przyszłościowych sektorów.

Izba stale rozszerza aktywność w obszarze rozwoju rynku gazów zdekarbonizowanych. Wkrótce rozpoczniemy współpracę z Polskim Komitetem Normalizacyjnym, prowadząc koordynację prac Komitetu Technicznego nr 339 ds. Technologii i Procesów Wodorowych.

W ostatnich miesiącach IGG, przy współpracy z kancelarią JDP, przeprowadziła dla firm członkowskich trzy bezpłatne webinaria o tematyce:

- podwyższenie wynagrodzenia dla wykonawcy o znaczną kwotę,
- spółka a postępowanie karne – skutki i zasady odpowiedzialności karnej,
- korupcja menedżerska – czym jest i jak jej przeciwdziałać,
- nieprawdziwe informacje o podmiocie trzecim – jak uniknąć negatywnych konsekwencji? Co grozi wykonawcy?

IV kwartał 2024 roku był niezwykle intensywny dla zespołu IGG. Podejmowane działania wpisują się w strategiczne kierunki rozwoju sektora gazownictwa, ze szczególnym uwzględnieniem transformacji energetycznej i wdrażania innowacyjnych technologii.

Zachęcamy członków IGG do aktywnego udziału w kolejnych inicjatywach i konsultacjach. Propozycje i zgłoszenia można kierować pod adresem [office@igg.pl](mailto:office@igg.pl).

# Digital Twin w infrastrukturze gazowniczej a technologia BIM (cz. 2)

Jacek Magiera

W artykule omówiono koncepcję cyfrowych bliźniaków, ich typy i dostarczane funkcjonalności, przeanalizowano też pokrótce stan rozwoju tej technologii w branży gazowniczej, traktując systemy typu PIMS/EPMS (*Pipeline Information Management System/Enterprise Pipeline Management System*) jako praktyczne wcielenie tej koncepcji w życie. W pierwszej części omówiono zasadnicze cechy charakterystyczne tych technologii i poddano je kontrastywnej analizie pod kątem dzisiejszego rozumienia technologii cyfrowych bliźniaków poza branżą gazowniczą, w drugiej części omówiona jest koncepcja technologii cyfrowych bliźniaków dla gazownictwa, rozszerzonych o podejście OpenBIM i koncepcję otwartych ontologii dla branży gazowniczej, pozwalających na nowy poziom eksploracji tej koncepcji w gazownictwie, budowy cyfrowych bliźniaków w otwartej architekturze inteligentnej infrastruktury SI (ang. *smart infrastructure*) i ich włączenia w systemy cyfrowych bliźniaków poziomu narodowego (ang. *national digital twin*).

Przegląd technologii PIMS/EPMS dokonany w pierwszej części prowadził do wniosku, że – z jednej strony – szerokie zastosowanie systemów komputerowego wspomaganie monitoringu i zarządzania sieciami gazowniczymi typu PIMS/EPMS, mapowania urządzeń i systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w inteligentnym oprogramowaniu komputerowym, wykorzystywanie systemów czujników i sterowników na bieżąco raportujących stan operacji gazowych i systemów zdalnego/automatycznego sterowania infrastrukturą stanowi praktyczne wcielenie idei cyfrowych bliźniaków na poziomie tzw. *process twins* [1]. Z drugiej strony zwrócono uwagę na pewne niedostatki i niedoskonałości tych rozwiązań, związane m.in. z brakiem reprezentacji modeli graficznych 3D zarządzanej infrastruktury, brakiem danych o wielu krytycznych parametrach tej infrastruktury, znikomą przydatność do innych celów niż związane z bieżącymi operacjami, zarządzaniem i monitoringiem oraz – co może być najpoważniejszym zarzutem – brakiem zarówno otwartości modeli i formatów danych, jak i brakiem lub ograniczoną otwartością dla wymiany informacji z innymi systemami informatycznymi. Z punktu widzenia koncepcji cyfrowych bliźniaków w budownictwie, administracji czy powiązanych koncepcyjnie z ideą tzw. inteligentnych miast/inteligentnej infrastruktury (*Smart Cities/Smart Infrastructure*), systemy PIMS/EPMS są dalekie od tego ideału.

Potrzebne jest całościowe spojrzenie na infrastrukturę gazową i zrozumienie wartości wszechstronnej cyfryzacji wszystkich aspektów jej istnienia i działania, i to w całym cyklu jej życia – od koncepcji inwestycji i studiów wykonalności, przez projektowanie, realizację i eksploatację, aż do wycofania z użytkowania i ewentualnej rozbiórki – a nie tylko w fazie eksploatacji. Mówiąc językiem cyfrowych bliźniaków, systemy PIMS/EPMS nie pełnią funkcji tzw. *asset twins*, czyli cyfrowych bliźniaków aktywnych, pokazujących w komputerowych modelach odwzoro-

wane praktycznie 1:1 realne kształty obiektów i komponentów, ich położenie (względem siebie i geoprzestrzenne), zachowania funkcjonalne i powiązania w systemy, interakcje z inną infrastrukturą – także spoza organizacji eksploatującej daną infrastrukturę. Osobnym zagadnieniem jest też kwestia krytyczności poszczególnych składników tych zasobów i to nie tylko dla bieżących operacji danej instalacji, bo zazwyczaj są one mapowane w systemach PIMS/EPMS, ale szerszej, obejmującej na przykład zagadnienia zarządzania sytuacjami awaryjnymi (jak pożar, trzęsienie ziemi, konflikt zbrojny itp.), ich wpływem/udziałem w bilansie energetycznym kraju czy regionu, oddziaływaniami środowiskowymi, ekonomicznymi czy społecznymi. Jeżeli dzisiaj mówimy o cyfrowych bliźniakach poziomu danego kraju CBK (ang. *national digital twin*) [2], to bezsprzecznie mówimy o cyfrowej reprezentacji mega- i gigasystemów ekonomicznych, społecznych, militarnych, środowiskowych i innych oraz ich wzajemnych oddziaływaniach, czyli poziomie najbardziej zaawansowanych cyfrowych bliźniaków systemów (*systems twins*) [1]. Wprawdzie daleko jeszcze do pełnej realizacji tej idei, jednak mając świadomość możliwości, kierunków rozwoju i celów tych inicjatyw łatwiej dostrzec fundamentalnie ważne działania szczebla podstawowego – w poszczególnych organizacjach i dla poszczególnych elementów infrastruktury gazowej, których celem jest opisanie i budowa podstaw takich systemów na szczeblu poszczególnych jednostek operacyjnych, firm czy branż, a potem ich coraz szersza integracja w systemy *smart infrastructure/national digital twin*. Taka całościowa wizja cyfryzacji będzie możliwa tylko w jednym przypadku – opracowania i wykorzystywania zarówno otwartych standardów formatów danych, schematów danych, słowników danych i ontologii przemysłowych, jak i otwartych standardów integracji danych i wymiany danych w rozległych sieciach informatycznych. Zarówno wszelkie zamknięte systemy PIMS/EPMS,

jak i *asset twins* dla branży gazowniczej, oferowane przez podmioty komercyjne, do tego celu się nie nadają, pewną przydatność mogłyby oferować jedynie w przypadku publikacji otwartej specyfikacji interfejsów programistycznych API.

Spróbujmy w tej publikacji zdekodować te fundamentalnie ważne bazowe technologie, standardy i praktyki kładące podwaliny pod zaawansowane cyfrowe bliźniaki dla branży gazowej.

## Asset twins w gazownictwie i inteligentna infrastruktura

Pierwszym krokiem do budowy zaawansowanych cyfrowych bliźniaków całych systemów w branży gazowej (i poza nią) jest rozszerzenie cyfrowego opisu zasobu poszczególnych organizacji o bazowe modele typu *asset twins* i ucyfrowienie zasobów i etapów przedoperacyjnych (planowanie inwestycji, projektowanie, realizacja, odbiory). Ważne, aby systemy tego typu gromadziły wszelką informację poziomu eksploatacji, istotną z punktu widzenia utrzymania i zarządzania infrastrukturą w fazie eksploatacji. Oprócz modeli geometrycznych 3D systemy te powinny umożliwiać dostęp do danych technicznych zainstalowanych komponentów, danych produktowych, instrukcji użytkownika, serwisowania i przeglądów, danych o gwarancjach, przeglądach, deklarowanej trwałości i czasie życia, dokumentacji 2D i 3D CAD/BIM z fazy projektowania i realizacji, obliczeń inżynierskich i dokumentacji P&ID, danych o otaczającej – nawet niebędącej w posiadaniu da-

Pierwszym krokiem do budowy zaawansowanych cyfrowych bliźniaków całych systemów w branży gazowej (i poza nią) jest rozszerzenie cyfrowego opisu zasobu poszczególnych organizacji o bazowe modele typu *asset twins* i ucyfrowienie zasobów i etapów przedoperacyjnych (planowanie inwestycji, projektowanie, realizacja, odbiory).

nego podmiotu – infrastrukturze w terenie, danych o dostawcach, zewnętrznych firmach serwisujących obiekty i innych podmiotach zaangażowanych w dostarczanie usług i technologii. Systemy cyfrowych bliźniaków aktywów powinny także implementować szablony procedur utrzymaniowych, rejestr zdarzeń inicjujących w utrzymaniu (*trigger events*), rejestr wykonanych czynności oraz łączność z innymi systemami bazodanowymi i systemami klasy *enterprise* (np. typu ERP, systemów magazynowych, HR/kadrowych itp.), systemami analityki/inteligencji biznesowej.

Technologia – i otwarte standardy – dla opisu tego typu *asset twins* dla infrastruktury gazowej zasadniczo istnieją. To technologia BIM (*building information modeling*) i GIS (*geographical information systems*) i ich otwarte, interoperacyjne formaty danych (np. \*.ifc, \*.gml) i schematy danych: IFC [3], GML (a także CityGML, InfraGML i inne) [4, 5]. Umożliwiają one odwzorowanie realnych obiektów w postaci trójwymiarowych modeli infor-

macyjnych PIM/AIM (*Project Information Model/Asset Information Model*) [6], które opisują nie tylko geometrię obiektów i ich komponentów, ale pełną informację parametryczną, niezbędną do opisu ich różnorodnych cech fizycznych, materiałowych, lokalizacji, danych produktowych i utrzymaniowych, ich roli i funkcji w danym obiekcie, a także ich powiązania z innymi komponentami, zwłaszcza powiązania funkcjonalne, oddziaływania na inne komponenty i wpływ innych komponentów na nie. Pozwalają one także opisać kontekst geoprzestrzenny obiektów i ich oddziaływanie na otoczenie dzięki łatwej integracji technologii BIM i GIS. Wprawdzie ani schemat IFC, ani GML czy CityGML nie opisują jeszcze wielu elementów semantyki charakterystycznej dla systemów branży gazowej i na razie konieczne są jeszcze pewne kompromisy, jednak znaczny obszar opisu tych standardów pozwala już tworzyć wartościowe cyfrowe bliźniaki aktywów.

W obszarze cyfrowych bliźniaków aktywów, na potrzeby niniejszej publikacji, dla łatwiejszego objaśnienia potrzebnych kroków i wymagań, proponuje się wprowadzić następujące poziomy:

- a) cyfrowe bliźniaki aktywów poziomu bazowego – cyfrowe bliźniaki aktywów o podstawowym poziomie otwartości, dedykowane pojedynczym obiektom,
- b) cyfrowe bliźniaki aktywów poziomu organizacji – cyfrowe bliźniaki o standaryzowanych parametrach i funkcjach wewnątrz organizacji, opisujące całościowy portfel aktywów danej organizacji, umożliwiające integrację danych z różnych składników aktywów na poziomie syntaksu i standaryzowanych struktur danych,
- c) interoperacyjne cyfrowe bliźniaki aktywów poziomu całej branży – *asset twin* oparty na otwartych i uniwersalnych dla całej branży gazowej standardach i schematach danych opartych na branżowych słownikach danych i ontologii, wspólnych standardach w celu przygotowania, realizacji i eksploatacji infrastruktury.

Cyfrowe bliźniaki aktywów powinny powstawać jako naturalny wynik wdrożenia cyfrowej metodyki projektowania i realizacji inwestycji budowlanych z wykorzystaniem wspomnianych metodyk BIM i GIS. Ich bazową funkcjonalnością powinno być dostarczanie informacji, która będzie stanowić fundament do podejmowania decyzji w całym cyklu życia – czy to na etapie planowania, zamawiania, projektowania, realizacji inwestycji infrastruktury gazowej, czy w fazie eksploatacji, utrzymania, realizacji wartości i wycofania z eksploatacji i rozbiórki. Model informacyjny wytworzony dzięki takiej całościowej wizji cyfryzacji będzie w konsekwencji fundamentem dla wielu usług dostarczanych przez systemy informatyczne i dla dalszego rozwoju cyfryzacji branży gazowniczej.

Różnice między poszczególnymi poziomami cyfrowych bliźniaków aktywów, opisanymi powyżej jako opcje od a) do c), wynikają z wdrożonego w nich poziomu standaryzacji i interoperacyjności.

**Poziom bazowy (a)** – jest to cyfrowy bliźniak aktywów wytworzony na poziomie poszczególnych projektów, najczęściej w przypadku pilotaży lub pojedynczych inwestycji, zwykle o ograniczonym przestrzennie i co do skali rozmiarze. Realizowany, żeby „wypробować” możliwości technologii, często przez podmioty niemające jeszcze specjalnego doświadczenia i pełnej świadomości potencjału tych technologii. Nie zakłada się tu rozbudowanych wymagań informacyjnych, w przypadku pilotaży często w ogóle nie zakłada się wytwarzania modelu informacyjnego aktywów

AIM dla celów zarządzania\*. Cechą charakterystyczną tego poziomu jest też najczęściej brak scentralizowanego środowiska informatycznego dla przechowywania danych i zasobów takiego bliźniaka, ograniczona wymiana danych z innymi cyfrowymi bliźniakami aktywów danej organizacji (przede wszystkim z braku standardów i struktur danych) oraz innymi systemami informatycznymi organizacji. Jednak już ten poziom przełamuje jeden z bazowych problemów wielu organizacji, w literaturze angielskojęzycznej nazywany *disconnected data* [7], który po polsku najlepiej byłoby przetłumaczyć kolokwialnym bałagan w danych, bo o to tu *de facto* chodzi.

**Cyfrowe bliźniaki aktywów poziomu organizacji (b)** – po pozytywnych doświadczeniach pilotaży organizacje uświadamiają sobie ogromne zyski z posiadania scentralizowanych danych

Cyfrowe bliźniaki aktywów powinny powstawać jako naturalny wynik wdrożenia cyfrowej metodyki projektowania i realizacji inwestycji budowlanych z wykorzystaniem wspomnianych metodyki BIM i GIS.

o obiektach, procesach i wszelkiej dokumentacji ich dotyczącej, gromadzonych cyfrowo, możliwych do przeszukiwania, scalania, analizy, a przede wszystkim dostarczających bazy do podejmowania racjonalnych decyzji, zwłaszcza w sytuacjach krytycznych i awarii, kiedy czas podjęcia właściwych decyzji może przesądzać o poważnych konsekwencjach tego typu zdarzeń lub ich szybkim i bezproblemowym rozwiązaniu. Liczne analizy potwierdzają wartość tego typu systemów, ponieważ obniżają koszty utrzymania, redukują ryzyko i podnoszą ogólny poziom bezpieczeństwa, pozwalają też osiągnąć lepszy poziom efektywności eksploatacji infrastruktury [7]. Uzyskanie tego typu doświadczeń na poziomie podstawowym zachęca organizacje do budowy systemów cyfrowych bliźniaków aktywów poziomu organizacji, obejmujących całą zarządzaną i utrzymywaną infrastrukturę organizacji. Poziom ten wymaga inwestycji w kilku obszarach: w opracowanie i rozwój standardów i modeli danych, inwestowania w nowoczesne rozwiązania informatyczne dla przedsiębiorstw, inwestowania w cyfrowo kompetentne kadry, a także, a może przede wszystkim, inwestowania we wdrożenie nowego ładu korporacyjnego, obejmującego redefiniowanie roli cyfryzacji w organizacji z roli usługowej i pomocniczej na rolę podstawowego czynnika wzrostu, dźwigni do osiągnięcia celów biznesowych i strategicznych organizacji, nie mniej ważnego niż podstawowy obszar czy przedmiot jej aktywności (operacje gazowe).

**Cyfrowe bliźniaki aktywów poziomu branży (c)** – infrastruktura energetyczna kraju należy do strategicznych gałęzi przemysłu, mimo jej segmentacji na poszczególne typy i ze względu na relacje własnościowe interesujące byłoby scalanie istotnych informacji dla zarządzania strategicznego na poziomie regionów czy kraju. Istotne byłoby także mapowanie współzależności z innymi komponentami sektora paliwowego i energetycznego. Trudno jednak spodziewać się jednolitych standardów i struktur danych ponad poziomem poszczególnych organizacji i zarządców/opera-

torów, aby uzyskać możliwość integracji cyfrowych bliźniaków ponad poziomem poszczególnych podmiotów, konieczne jest więc sięgnięcie do technologii semantycznych, opartych na otwartych ontologiach, słownikach danych i uniwersalnych, konceptualnych modelach danych, które pozwoliłyby mapować poszczególne rozwiązania *asset twinów* na poziom branży czy kraju i wymieniać i/lub integrować między nimi dane. Konieczne w tym wypadku jest oparcie się na technologiach integracji danych typu *linked data* [8] i koncepcji *semantic web* – sieci semantycznej, którą w cytowanym powyżej artykule Tom Berners-Lee nazywa *web of data* [8]. Wdrożenie tego poziomu oznaczać też musi podjęcie wysiłku standaryzacyjnego na poziomie branży i/lub kraju oraz wdrożenie legislacji czy innych mechanizmów wymuszenia stosowania ich uniwersalnie przez wszystkie podmioty w branży.

### Technologie dla budowy cyfrowych bliźniaków aktywów

Uzyskanie poszczególnych poziomów zaawansowania cyfrowych bliźniaków aktywów wymaga sporego wysiłku, budowy wizji, strategii i ładu korporacyjnego które mogłyby doprowadzić do podjęcia wysiłków budowy standardów i inwestycji w cyfryzację cyklu życia aktywów branży gazowniczej. Szczęśliwie, istnieją technologie potrzebne do realizacji tych wizji.

1. Technologia semantycznego modelowania danych budowlanych BIM/OpenBIM.
2. Technologia semantycznego modelowania danych geoprzestrzennych GIS.
3. Technologie semantycznego modelowania danych, języki dla modelowania danych, ontologie i języki definiowania ontologii (np. języki z rodziny IDEF/Express/UML, RDF, OWL itp.).
4. Technologie integracji danych *linked data* i sieci semantycznej *semantic web* (standardy W3C, język zapytań w rozproszonych zasobach webowych SparQL).
5. Repozytoria ontologii, w tym ontologii zarówno dla budownictwa, jak i przemysłu paliwowego i energetycznego oil&gas, np. *Pipeline Network Ontology* – PNO, *Oil and Gas Ontology* – OGO, *Pipeline Integrity Management Ontology* – PIMO, *framework* normy wieloczęściowej ISO 15926 [9], jej konceptualny model danych, bibliotekę danych referencyjnych RDL (*reference data library*) i jednolitą identyfikację zasobów URI (*uniform resource identifier*) [10].

Oprócz wymienionych technologii i standardów istnieją inne, przydatne dla budowy cyfrowych bliźniaków aktywów i ich integracji w otwartych systemach sieci semantycznych. Wspomniana norma wieloczęściowa ISO 15926 stanowi solidną podstawę do modelowania cyfrowego branż *oil and gas*. Dedykowana jej strona internetowa <https://15926.org/> [dostęp – lipiec 2024] gromadzi informacje o inicjatywach powiązanych z działaniami na rzecz unifikacji cyfrowej reprezentacji infrastruktury dla celów globalnej interoperacyjności poziomu semantycznego i gromadzenia, integrowania i archiwizowania informacji dotyczących cyklu życia infrastruktury przemysłowej w gazownictwie i przemyśle paliwowym. Także inicjatywa *The Open Group OSDU*<sup>®</sup> Forum, dostępna pod adresem <https://osduforum.org/> [dostęp lipiec 2024], zawiera wiele cennych inicjatyw i zasobów, jest to forum współdziałania do przygotowywania i udostępniania standardów, w tym np. niektórych z wymienionych powyżej ontologii. Szersze omówienie

tych inicjatyw przekracza ramy niniejszej publikacji, warto jednak odnotować, że wiele inicjatyw i standardów przydatnych do celów budowy cyfrowych bliźniaków infrastruktury gazowej istnieje i można je wykorzystać. Istnieją także ogólne ontologie budowlane i słowniki danych, np. takie jak *building SMART Data Dictionary* [11], *Shapes Constraint Language* [12], *Flow Systems Ontology* [13], *Building Topology Ontology* [14], *W3C Semantic Sensor Network Ontology (SSN)* [15] i inne – więc już dziś mamy solidne podstawy standardów i technologii pod budowę otwartych, interoperacyjnych cyfrowych bliźniaków branży gazowej poziomu *smart infrastructure*. Szczęśliwie, dane czasu rzeczywistego, dostarczane przez systemy PIMS/EPMS, powszechnie używane w branży gazowej, mogą zostać – np. poprzez interfejsy programistyczne API – wykorzystane jako dwukierunkowy interfejs między bliźniakami aktywów a bieżącymi operacjami infrastruktury, tworząc zaawansowane systemy klasy *system twins*.

\* \* \*

Celem niniejszej publikacji było zwrócenie uwagi czytelników na dynamiczny rozwój koncepcji cyfrowych bliźniaków, pokazanie ich walorów w branży gazowniczej i możliwych powiązań z eksploatowanymi systemami PIMS/EPMS. Chodziło jednak o znacznie szersze spojrzenie i pokazanie ogromnej wartości alternatywnego podejścia do budowy cyfrowych bliźniaków, tzw. cyfrowych bliźniaków aktywów *asset twins*. W tym kontekście przedyskutowano krytyczną rolę wdrożenia cyfrowego opisu aktywów w całym cyklu ich życia z wykorzystaniem technologii BIM i GIS, cyfrowego planowania, projektowania, realizacji i eksplo-

## Uzyskanie poszczególnych poziomów zaawansowania cyfrowych bliźniaków aktywów wymaga sporego wysiłku, budowy wizji, strategii i ładu korporacyjnego które mogłyby doprowadzić do podjęcia wysiłków budowy standardów i inwestycji w cyfryzację cyklu życia aktywów branży gazowniczej.

atacji tychże aktywów oraz nie mniej krytyczną rolę korzystania ze standardów otwartych i technologii opartej na standardach otwartych, gwarantujących możliwość stopniowego rozszerzania funkcjonalności poszczególnych bliźniaków oraz stopniowego podnoszenia poziomu ich integracji na poziomie branży i kraju. Szkieletowo omówiono niektóre standardy i technologie w celu pokazania, że istnieje praktyczna baza dla wdrażania w życie tych koncepcji i osiągnięcia znaczących korzyści w codziennych operacjach eksploatacji i utrzymania infrastruktury gazowej, a także zarządzania na szczeblu kraju, zarządzania kryzysowego, zarządzania śladem węglowym czy wspierania bezpieczeństwa i ciągłości działania. Wcielenie tych koncepcji w życie stworzyłoby nową jakość w zarządzaniu, eksploatacji i utrzymaniu infrastruktury gazowniczej, otwierając jednocześnie te systemy – dzięki otwartości standardów i technologii – na możliwość budowy jeszcze bardziej zaawansowanych systemów typu CBK. Pierwszym kro-

kiem do uzyskania tego efektu jest wdrożenie metodyki *Open-BIM* w planowaniu, projektowaniu, realizacji i eksploatacji obiektów branży gazowej i ucyfrowienie w ten sposób całego cyklu ich życia. To pierwszy i nieodzowny krok do wdrożenia idei inteligentnej infrastruktury i cyfrowych bliźniaków.

W publikacji pominięto ważny wątek komercyjnych systemów cyfrowych bliźniaków aktywów dostarczanych przez wiele firm na bazie ich własnych rozwiązań i technologii. Oczywiście, systemy tego typu są dostępne na rynku i pozwalają szybko i ze wsparciem technicznym wdrożyć koncepcję *asset twins/process twins* i *system twins*. Powodem rezygnacji z dyskusji komercyjnie dostępnych systemów tego typu był fakt, że są to systemy zamknięte, oparte na wewnętrznych i zastrzeżonych standardach danych, schematach danych i interfejsach wymiany informacji, co czyni je praktycznie nieprzydatnymi do budowy szerszych, ponad poziomem poszczególnych organizacji, otwartych systemów cyfrowych bliźniaków. Wydaje się, że jest to duża niedogodność, przekreślająca lub znacznie ograniczająca tworzenie zrębów dla budowy systemów inteligentnej infrastruktury i cyfrowego bliźniaka kraju. A akurat w przypadku segmentu energii i paliw sprawa ta ma krytyczny wydźwięk.

**Dr inż. Jacek Magiera, Katedra Technologii Informatycznych w Inżynierii, Wydział Inżynierii Lądowej, Politechnika Krakowska**

\* Wtedy oczywiście nie powstaje model AIM/bazowy *asset twin* w rozumieniu powyższych definicji, powstaje jednak model projektowy PIM, wytwarzany dla fazy projektowania i realizacji inwestycji, który ma służyć przede wszystkim podejmowaniu bieżących decyzji na tych etapach, a który *de facto* umożliwia jednak transfer niektórych danych do modelu eksploatacyjnego AIM, jak np. dotyczących lokalizacji w terenie, cech geometrycznych, danych o materiałach, relacjach przestrzennych i przestrzeniach itp., bo model PIM z definicji zawiera dane tego typu.

### Bibliografia

- [1] J. Magiera, Digital Twin w infrastrukturze gazowniczej a technologia BIM, „Przegląd Gazowniczy” 2(82), 2024, s. 60–62.
- [2] HM Government, National Digital Twin Programme (NDTP), <https://www.gov.uk/government/collections/the-national-digital-twin-programme-ndtp> - dostęp lipiec 2024].
- [3] <https://ifc43-docs.standards.buildingsmart.org/> [dostęp lipiec 2024].
- [4] <https://www.ogc.org/standards/gml/> [dostęp lipiec 2024].
- [5] <https://www.ogc.org/standards/> [dostęp lipiec 2024].
- [6] PN-EN ISO 19650-1:2018.
- [7] M. Schwartz, *The Importance Of Connecting Construction Data For Built Assets*, Forbes.com, <https://www.forbes.com/sites/forbestechcouncil/2024/07/15/the-importance-of-connecting-construction-data-for-built-assets/> [dostęp lipiec 2024].
- [8] T. Berners-Lee, Linked Data. W3C.org, <https://www.w3.org/DesignIssues/LinkedData.html> [dostęp lipiec 2024].
- [9] Norma wieloczęściowa ISO 15926 Industrial automation systems and integration – Integration of life-cycle data for process plants including oil and gas production facilities – części od 1 do 13, część 1 Overview and fundamental principles - [<https://www.iso.org/standard/29556.html> – dostęp lipiec 2024].
- [10] V. Ebrahimipour, S. Yacout (eds.), *Ontology Modeling in Physical Asset Integrity Management*, Springer International Publishing, 2015 (DOI 10.1007/978-3-319-15326-1\_1)
- [11] <https://www.buildingsmart.org/users/services/buildingsmart-data-dictionary/> [dostęp lipiec 2024].
- [12] <https://www.w3.org/TR/shacl/> [dostęp lipiec 2024].
- [13] <https://alikucaavci.github.io/F5O/> [dostęp lipiec 2024].
- [14] <https://w3c-lbd-cg.github.io/bot/> [dostęp lipiec 2024].
- [15] <https://www.w3.org/TR/vocab-ssn/> [dostęp lipiec 2024].

# Rewizja regulacji o utrzymywaniu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Agnieszka Górka

Rynek gazu ziemnego, a zwłaszcza sektor magazynowania gazu ziemnego, czekają duże zmiany regulacyjne w zakresie obowiązku utrzymywania zapasów gazu ziemnego, który jest uregulowany w tzw. ustawie o zapasach<sup>1</sup>. Czynnikiem wymuszającym rewizję kształtu modelu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego jest niezgodność dotychczasowych krajowych regulacji z unijnym rozporządzeniem SoS<sup>2</sup>. Rozwiązaniem mającym wyeliminować niezgodność obecnych przepisów ze wspomnianym rozporządzeniem UE jest projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach<sup>3</sup>, ponownie opublikowany w wykazie prac legislacyjnych Rady Ministrów pod numerem UC50. Projekt ten został już zgłoszony w poprzedniej kadencji Sejmu pod numerem UC52.

## Sprawa: Komisja Europejska przeciwko Polsce

W wyniku wielu skarg od podmiotów gospodarczych Komisja Europejska w 2018 roku na podstawie art. 258 TFUE wszczęła przeciwko Polsce postępowanie w sprawie uchybienia zobowiązaniom państwa członkowskiego<sup>4</sup>. Sprawa dotyczyła niezgodności art. 24a ust. 3 ustawy o zapasach z rozporządzeniem SoS. Wspomniany przepis nakazuje przedsiębiorcom wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i dokonującym przywozu gazu ziemnego, którzy utrzymują zapasy obowiązkowe tego gazu w instalacjach magazynowych zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, aby wykorzystywali oni zdolności przesyłowe zarezerwowane na potrzeby dostarczenia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do polskiej sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej wyłącznie na te potrzeby.

Z przepisu wynika, że przepustowość przesyłowa nie może być wykorzystywana w innych celach, np. handlowych, na rynku wtórnym w czasie, gdy nie ogłoszono sytuacji kryzysowej na rynku gazu. Prawo wyklucza również stosowanie zasady „wykorzystaj lub strać”. W świetle przywołanych regulacji takie wymogi nie dotyczą natomiast dostawców gazu utrzymujących zapasy obowiązkowe gazu. Jak wskazano w komunikatach Komisji Europejskiej, krajowe regulacje dotyczące utrzymywania zapasów poza Polską stwarzają ryzyko zakłócenia konkurencji, utrudniają funkcjonowanie rynku wewnętrznego oraz zagrażają bezpieczeństwu dostaw gazu, ponieważ prawo krajowe zwiększa ryzyko ograniczeń przesyłowych w punktach połączeń międzysystemowych<sup>5</sup>.

W celu doprowadzenia do wykonania zobowiązań wynikających z prawa UE Komisja Europejska przesłała Polsce wezwania do usunięcia uchybienia w związku z brakiem zgodności krajowych regulacji z unijnymi wymaganiami określonymi w rozporządzeniu SoS. W związku z niepodjęciem przez Polskę działań w określonym terminie KE podjęła decyzję o skierowaniu do Polski uzasadnionej opinii, w której szczegółowo przedstawiła argumenty świadczące o istnieniu zarzucanego uchybienia.

Dalszy brak reakcji ze strony polskiego ustawodawcy postawił Komisję Europejską wobec konieczności rozpoczęcia sądowej fazy postępowania. Komisja Europejska podjęła 16 listopada 2023 roku decyzję o skierowaniu do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej sprawy przeciwko Polsce w związku z nakładaniem restrykcyjnych wymogów na przedsiębiorstwa prowadzące transgraniczny handel gazem ziemnym na mocy krajowych przepisów dotyczących magazynowania gazu<sup>6</sup>. Najnowsza adnotacja z 24 kwietnia 2024 roku dla sprawy INFR (2017)2155 wskazuje, że postępowanie sądowe zostało odroczone<sup>7</sup>. Należy zaznaczyć, że art. 1 pkt 6 projektu ustawy o zmianie ustawy o zapasach uchyla wadliwą regulację z art. 24a ust. 3 obowiązującej obecnie ustawy o zapasach.

## Nowa rola Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych

Nowym podmiotem odpowiedzialnym za tworzenie i utrzymywanie zapasów obowiązkowych gazu ziemnego będzie Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych (dalej RARS). Tym samym RARS otrzyma pierwszeństwo w organizowanej corocznie przez operatora systemu magazynowania procedurze rezerwowania zdolności magazynowych.

W imieniu Skarbu Państwa RARS będzie dokonywała zakupów zapasów obowiązkowych gazu ziemnego za pośrednictwem giełdy towarowej. Po uzyskaniu zgody ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi RARS będzie mogła również dokonywać transakcji zakupu lub sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej innego państwa członkowskiego Europejskiego Obszaru Gospodarczego. Tak zorganizowany system zakupów i sprzedaży zapewni ceny kształtowane na podstawie mechanizmów rynkowych, co przyczyni się do zwiększenia wolumenów będących przedmiotem obrotu za pośrednictwem giełdy towarowej.

RARS będzie utrzymywała zapasy strategiczne gazu ziemnego w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczania do systemu przesyłowego gazowego całkowitej ilości tych zapasów w okresie nie dłuższym niż 50 dni. Decyzje o rozmieszczeniu zapasów w poszczególnych

instalacjach magazynowych będą podejmowane do 15 kwietnia przez operatorów (systemu przesyłowego, systemu magazynowania) oraz RARS. Zapasy strategiczne gazu ziemnego będą utrzymywane na terytorium Polski lub, po uzyskaniu zgody ministra ds. gospodarki surowcami energetycznymi, na terytorium innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym – w instalacjach magazynowych przyłączonych do systemu gazowego. W przypadku chęci utrzymywania zapasów poza granicami Polski konieczne będzie uzyskanie zgody w formie decyzji ministra ds. gospodarki surowcami energetycznymi. Ma to na celu minimalizowanie ewentualnego ryzyka, przede wszystkim o charakterze geopolitycznym, takiego jak np. wojna, oraz zagwarantowanie spełnienia ustawowych przesłanek.

Przedsiębiorcy na podstawie art. 24a ustawy o zapasach nie będą musieli zawierać umów o świadczenie usług magazynowania z operatorem systemu magazynowania gazu (Gas Storage Poland sp. z o.o., zagraniczny operator) lub umowy biletowej określonej w art. 24b ustawy o zapasach z przedsiębiorstwem prowadzącym działalność w zakresie obrotu gazem (PGNiG S.A. Grupa ORLEN). W ostatnim przypadku przedsiębiorca ominię również postępowanie w sprawie zatwierdzenia przez prezesa URE treści umowy biletowej. Nowy model procesu systemu utrzymywania zapasów zmniejsza liczbę obowiązków sprawozdawczych na przykład w sprawie przedkładania informacji o wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do 15 maja każdego roku prezesowi URE w celu ich weryfikacji, wymaganych na podstawie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach. Nie będą również prowadzone postępowania przez prezesa URE w sprawie ustalenia m.in. pierwszej wielkości zapasów obowiązkowych dla podmiotów prowadzących działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiotów dokonujących przywozu gazu ziemnego.

## Wielkość i koszty zapasów

Wielkość zapasów obowiązkowych na dany rok gazowy stanowi iloczyn 35% łącznej wielkości zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny w okresie kolejnych dni nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz, występującego z prawdopodobieństwem statystycznym raz na 20 lat, oraz korekcyjnego współczynnika ryzyka bezpieczeństwa gazowego<sup>8</sup>. Sposób ustalania wielkości zapasów strategicznych powiela rozwiązania przewidziane w art. 6 ust. 1 lit. b rozporządzenia SoS.

Pierwszy rok gazowy utrzymywania zapasów obowiązkowych według nowych reguł rozpocznie się 1 października 2025 roku. Dane o wielkości zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny operator systemu przesyłowego gazu przekaże ministrowi właściwemu ds. gospodarki surowcami energetycznymi w terminie do 30 listopada 2024 roku. Wielkość zapasów strategicznych gazu ziemnego i współczynnik na dany rok gazowy określi w decyzji minister ds. gospodarki surowcami energetycznymi w terminie do 31 grudnia 2024 roku.

Przedsiębiorstwa zobowiązane będą wnosili opłatę za tworzenie i utrzymywanie zapasów strategicznych gazu ziemnego na rzecz Funduszu Zapasów Interwencyjnych i Zapasów Strategicznych Gazu Ziemnego. Opłatę gazową oblicza się jako iloczyn stawki opłaty gazowej określonej w przepisach rozpo-

ządzenia oraz wykazanej w deklaracji ilości gazu ziemnego wysokometanowego odebranego w poprzednim miesiącu przez przedsiębiorstwo. Maksymalna stawka opłaty gazowej wynosi 100 PLN/MWh. Przedsiębiorstwa będą zobowiązane w terminie do 28 dnia każdego miesiąca do złożenia prezesowi RARS deklaracji za poprzedni miesiąc oraz uiszczenia opłaty gazowej. Przed rozpoczęciem roku gazowego w świetle nowego systemu utrzymywania zapasów należy złożyć pierwszą deklarację oraz zapłacić opłatę gazową do 28 września 2025 roku. Prezes URE cofnie koncesję na obrót paliwami gazowymi w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne nie wnieśli opłaty gazowej za okres co najmniej trzech miesięcy.

\* \* \*

Zaproponowane regulacje mają na celu wyeliminowanie kluczowego problemu, jakim jest niezgodność przepisu art. 24a ust. 3 ustawy o zapasach z unijnym rozporządzeniem SoS, która doprowadziła do naruszenia przez Polskę zobowiązań państwa członkowskiego i wszczęcia postępowania przed TSUE. Wraz z nowym systemem zmniejszy się także liczba obciążeń administracyjnych związanych z utrzymywaniem zapasów przez zobowiązane podmioty, co ułatwi prowadzenie działalności. Niewątpliwie, przedstawiona reforma modelu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu poprawi konkurencyjność i spowoduje zwiększenie liczby podmiotów na polskim rynku. W ocenie skutków regulacji wskazano, że stanie się to również dzięki obniżeniu kosztów prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu zwłaszcza dla mniejszych podmiotów, co będzie skutkowało obniżeniem początkowych kosztów wejścia na polski rynek gazu<sup>9</sup>.

**Agnieszka Górka, Associate w Kancelarii Kozłowski Tomasiak Oszczak sp.k., doktorantka Uniwersytetu Gdańskiego**

<sup>1</sup> Ustawa z 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (t.j. Dz.U. z 2023 roku, poz. 1650 z późn. zm.).

<sup>2</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 roku, dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010, (Dz.U. L 280 z 28.10.2017).

<sup>3</sup> Przebieg prac legislacyjnych projektu ustawy o zmianie ustawy o zapasach, opublikowanego w wykazie pod nr. UD50, zob. <https://legislacja.gov.pl/projekt/12386350> (dostęp: 30.06.2024 r.).

<sup>4</sup> *Security of gas supply: the European Commission decides to refer Poland to the Court of Justice of the European Union for measures imposing additional costs on cross-border gas trade*, zob. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_23\\_5687](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_5687) (dostęp: 29.07.2024 r.).

<sup>5</sup> *Ibidem*.

<sup>6</sup> *European Commission at work*, zob. [https://ec.europa.eu/atwork/applying-eu-law/infringements-proceedings/infringement\\_decisions/?lang\\_code=en&langCode=EN&version=v1&typeOfSearch=byDecision&page=6&size=10&order=desc&sortColumns=decisionDate&decisionDateFrom=01%2F07%2F2023&memberState=PL](https://ec.europa.eu/atwork/applying-eu-law/infringements-proceedings/infringement_decisions/?lang_code=en&langCode=EN&version=v1&typeOfSearch=byDecision&page=6&size=10&order=desc&sortColumns=decisionDate&decisionDateFrom=01%2F07%2F2023&memberState=PL) (dostęp: 29.07.2024 r.).

<sup>7</sup> *Ibidem*.

<sup>8</sup> Korekcyjny współczynnik ryzyka bezpieczeństwa gazowego wyznacza się w przedziale od 1 do 2,5 na podstawie danych historycznych za okres ostatnich pięciu lat dotyczących bilansu i zużycia gazu ziemnego.

<sup>9</sup> Przebieg prac legislacyjnych... *op.cit.*

# Targi EXPO-GAS już wkrótce!

**W** okresie 8–10 kwietnia 2025 roku w Targach Kielce odbędzie się XIII edycja Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS. To wyjątkowe wydarzenie, zapewniające zarówno poznanie rozwiązań oferowanych przez dziesiątki dostawców, jak i nawiązanie osobistych relacji z potencjalnymi kontrahentami. Targi EXPO-GAS przyczyniają się do rozwoju polskiego rynku gazu ziemnego, rozprzestrzeniając wiedzę na temat standaryzacji technicznej, a także propagując informacje na temat nowych technologii i promując najnowsze osiągnięcia techniczne polskich firm całego sektora energetycznego.

Zważywszy na zmiany na rynku gazowniczym i w jego otoczeniu, na najbliższej edycji targów położony zostanie nacisk na technologie służące transformacji sektora, a rola gazów zdekarbonizowanych będzie szczególnie zaakcentowana.

W części wystawowej wydarzenia zaprezentowane będą między innymi sieci i urządzenia gazowe, stacje gazowe, odbiorniki gazu, aparatura kontrolno-pomiarowa, automatyka przemysłowa dla gazownictwa, tłocznie gazu, urządzenia, materiały i sprzęt do budowy i wyposażenia wszelkiego rodzaju infrastruktury technicznej, również takie, które uzyskały już certyfikaty dla wodoru.

Ponadto, tak jak w przypadku poprzednich edycji, targom będzie towarzyszyła konferencja IGG pt. „Praktyczne zastosowanie wodoru w gazownictwie”, zaplanowana na drugi dzień. Najważniejszymi zagadnieniami poruszonymi podczas wydarzenia będą kwestie operacjonalizacji dekarbonizacji sektora i wdrażania konkretnych rozwiązań. Nieodległe już cele legislacji UE na 2030 rok sprawiają, że na decyzje biznesowe w sprawie inwestycji jest coraz mniej czasu.

Kolejnego dnia targów odbędą się warsztaty techniczne pt. „Wymagania techniczne transportu CO<sub>2</sub>, biometanu i wodoru”. Izba, jako jedyny w Polsce samorząd gospodarczy, tworzy dokumenty standaryzacyjne dla branży gazowniczej, pozwalające na ujednoczenie i uszczegółowienie wymagań w działalności technicznej.

W targach EXPO-GAS 2023 wzięło udział ponad 130 wystawców z Polski, Ukrainy, Niemiec, Szwajcarii, Czech i Słowacji, a wystawę odwiedziło ponad 3500 branżowych zwiedzających. Odbywające się w cyklu dwuletnim Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS w 2025 roku będą trwały o jeden dzień dłużej.

Serdecznie zapraszamy do udziału w XIII edycji Targów EXPO-GAS oraz wydarzeniach towarzyszących.

Spokojnych,  
ciepłych Świąt  
Bożego Narodzenia

życzy Zespół Organizacyjny  
Targów Techniki Gazowniczej

**EXPO**  **GAS**



JAPONIA, 22 - 29 MARCA 2025

# JAPAN HYDROGEN ENERGY TOUR

Wodór i SMR jako filary  
neutralności węglowej –  
benchmarking w czołowych  
ośrodkach technologicznych

kontakt:  
wydarzenia@igg.pl  
+48 22 631 08 37  
+48 798 160 806

Zapraszamy do  
udziału w wizycie studyjnej.

## Nagroda na Targach EXO-GAS, kwiecień 2023

Medal w kategorii:

**„Urządzenia i elementy do budowy  
sieci gazowych”**

Producent: GAMRAT S.A.



Łuki gięte są produkowane z wysokiej jakości dwuwarstwowych rur PE do paliw gazowych klasy PE 100 RC. Są przeznaczone do budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej paliw gazowych. Metodę formowania łuków giętych i innowacyjną technologię ich wytwarzania opracował dział B+R GAMRAT. Została opatentowana przez GAMRAT S.A. jako sposób formowania łukowych kształtek z odcinków rur wykonanych z tworzyw termoplastycznych. Dzięki zastosowaniu innowacyjnego rozwiązania po podgrzaniu rury następuje jej wygięcie w sposób eliminujący pamięć kształtu rury.

Łuki produkowane są w całym zakresie dostępnych średnic w przedziale od 90 do 630 mm, kątach od 11 do 90 stopni i wszystkich SDR-ach (11, 17, 17,6), w których dostępne są rury. Deklarowany przez GAMRAT promień gięcia wynosi  $r = 3,5 d$ . Łuki gięte zapewniają dużo lepsze właściwości hydrauliczne oraz mniejsze miejscowe opory przepływu.

Wykorzystywanie łuków giętych PE GAMRAT eliminuje konieczność stosowania współczynników korygujących wytrzymałość ciśnieniową, tak jak w łukach segmentowych.

Łuki gięte można zgrzewać zarówno elektrooporowo, jak i doczołowo. W porównaniu z łukami wyprodukowanymi innymi technologiami ten typ łuków zapewnia wyższą wytrzymałość mechaniczną i hydrostatyczną: 20 C – 100 h, 80 C – 165 h, 80 C – 1000 h. Badanie wytrzymałości hydrostatycznej wykonało laboratorium GAMRAT S.A.

Czas indukcji utleniania (surowiec) ISO 11357 >20 min./200°C, wskaźnik szybkości płynięcia (surowiec) ISO 1133– 1190°C/5 kgs, gęstość – zgodne z PE-EN 1555-3 + A1: 2021 – 12.



# WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO TO FUNDAMENT BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI

Eksploracja własnych zasobów oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu to dopełnienie gwarancji nieprzerwanych dostaw błękitnego paliwa do milionów polskich odbiorców. Krajowe wydobycie to kluczowy obszar działalności **Grupy ORLEN** na rodzimym rynku, zapewniający korzyści finansowe dla polskich gmin i paliwo do transformacji i rozwoju gospodarki.