

czerwiec 2023

Przegląd Gazowniczy

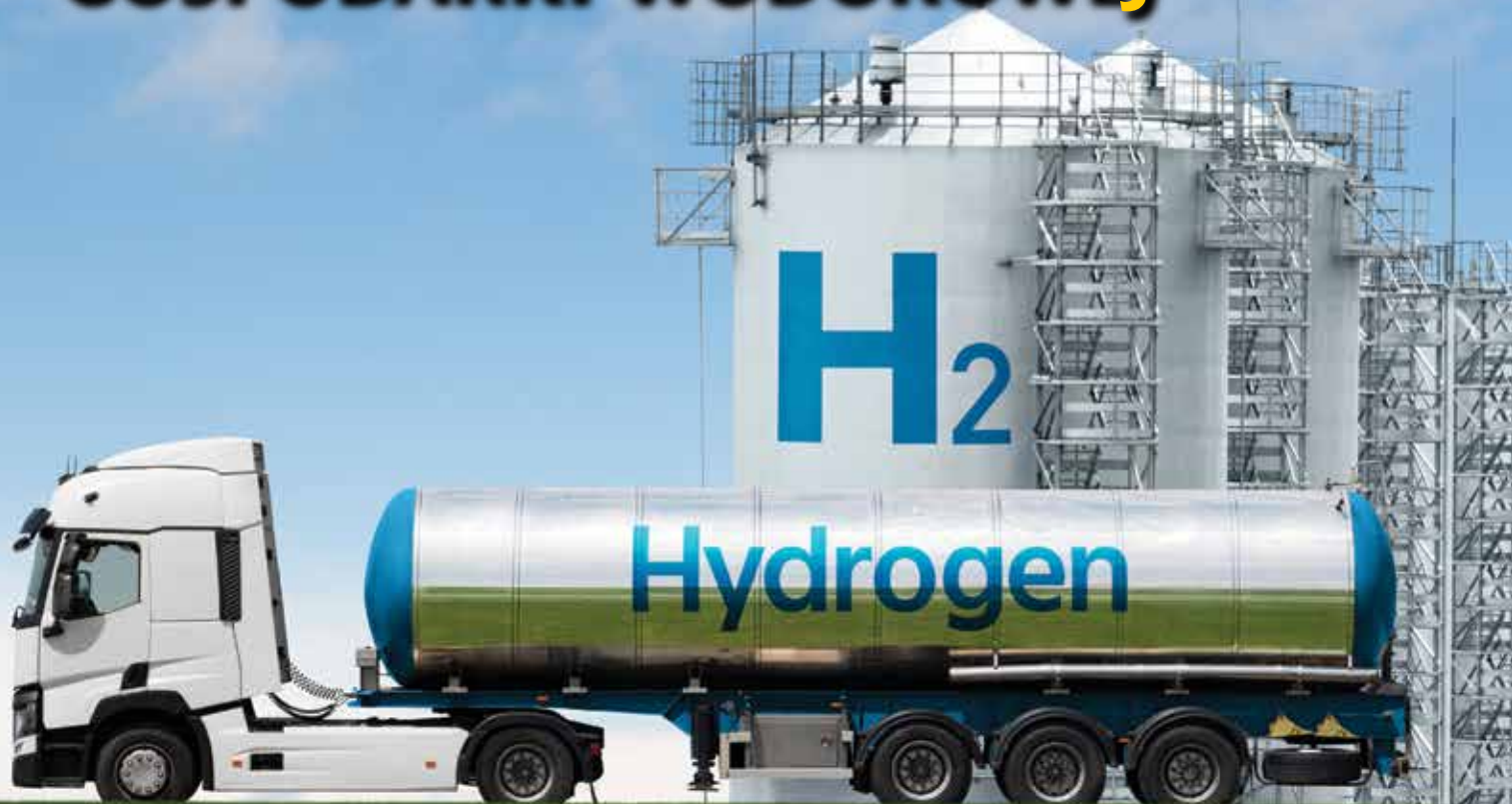
nr 2 (78)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

ŁAŃCUCH WARTOŚCI GOSPODARKI WODOROWEJ



WARSZTATY TECHNICZNE

organizowane przez IGG
w drugiej połowie 2023 roku o tematyce:

- gaz ziemny jako surowiec,
- H₂ – najmniejsza cząsteczka w energetyce,
- CH₄ – doskonały tetraedr w gospodarce.

Blizsze informacje na stronie internetowej:

www.igg.pl tel. +48 22 631 08 37

ZAPRASZAMY

SZANOWNI PAŃSTWO,

Izba Gospodarcza Gazownictwa prowadzi nabór
do XIX edycji studiów MBA dla firm z branży:
energetycznej, gazowniczej, paliwowej, ciepłowniczej
oraz zaprasza na webinaria poświęcone zakresowi studiów
oraz ich organizacji, którym będą towarzyszyć przykładowe wykłady.

**Dołącz do prestiżowego grona absolwentów studiów MBA
MBA to znak najwyższej jakości edukacji!!!**

Blizsze informacje na stronie internetowej:

www.igg.pl tel. 48 22 631 08 38

ZAPRASZAMY

Tematem przewodnim czerwcowego numeru „Przeglądu Gazowniczego” jest wodór. Ten jeden z najmniejszych pierwiastków, który może odegrać ogromną rolę w transformacji energetycznej Polski i świata, dający szansę na magazynowanie energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w sposób nieszkodzący środowisku naturalnemu. Wodór ma być receptą na niezależnienie się Europy od importu paliw kopalnych. Nowe technologie produkcji i wykorzystania wodoru, weryfikowane obecnie w praktyce sprawiają, że jego rozpowszechnienie w gospodarce staje się coraz bardziej realne i stanowi tylko kwestię czasu. Konieczne jest stworzenie strategicznych planów rozwoju rynku wodoru w Polsce, które uwzględnią czynniki techniczne, ekonomiczne i regulacyjne i będą sprzyjały maksymalizacji własnej produkcji. Wodór może stanowić czynnik stabilizujący system elektroenergetyczny poprzez zastosowanie koncepcji konwersji energii (*Power to Gas, Gas to Power*). Działania IGG, sprzyjające rozpowszechnianiu wiedzy na temat wodoru, i jej inicjatywy legislacyjne powinny pozwolić branży gazownicznej na odegranie znaczącej roli we współtworzeniu gospodarki wodorowej w Polsce.

Istotnym zagadnieniem w tworzeniu łańcucha wartości gospodarki wodorowej jest jego finansowanie. Pojawiają się środki na realizację projektów wodorowych. Brakuje natomiast dedykowanych systemowych narzędzi wsparcia sprzyjających rozwojowi sektora gazów nisko- i zeroemisyjnych. Na tym tle za istotne wydarzenie ostatniego kwartału należy uznać przyjęcie szczegółowych kryteriów dla projektów gazowniczych realizowanych przy wsparciu Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FEnIKS). Dzięki temu w najbliższym czasie planowane jest rozpoczęcie naboru projektów przesyłu i dystrybucji gazu. Nowe technologie umożliwiają współużytkowanie tradycyjnego paliwa gazowego z odnawialnymi paliwami gazowymi.

Kotły gazowe H2READY, są już przygotowane do współpalania gazu ziemnego z domieszką wodoru. W ograniczaniu emisyjności budownictwa mieszkalnego, poza zastosowaniem tych urządzeń, możliwe są również rozwiązania polegające na układach hybrydowych, stworzonych np. z pompy ciepła, instalacji fotowoltaicznej i kondensacyjnego kotła gazowego. Ograniczenie emisyjności wykorzystywanych do celów komunalnych urządzeń, z których nadal większość stanowią kotły na paliwa stałe, jest priorytetem najbliższych lat. Stopniowa dekarbonizacja gospodarki z zastosowaniem paliw gazowych jest rozwiązaniem niezawodnym i optymalnym.

W tym wydaniu piszemy również o Targach EXPO-GAS, zorganizowanych przez IGG wspólnie z Targami Kielce. Było to wyjątkowe wydarzenie, w którym wzięła udział znaczna liczba firm i zwiedzających, a towarzysząca im konferencja i warsztaty oraz imprezy związane z obchodami XX-lecia działalności IGG spotkały się z uznaniem uczestników. Duże zainteresowanie wzbudziła również, zorganizowana przez IGG, konferencja „Normalizacja i standaryzacja jako niezbędne regulacje XXI wieku” oraz czerwcowe warsztaty pt. „Przyłączanie biometanowni do sieci gazowej w praktyce”, a także kilka zrealizowanych webinarów. Doceniam Państwa zaangażowanie, bardzo dziękuję wszystkim uczestnikom za udział w wydarzeniach zorganizowanych przez IGG w drugim kwartale 2023 roku i zapraszam na kolejne.



Robert Perkowski
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)

Jacek Brzozowski (PGNiG GRUPA ORLEN)

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

Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)

Magdalena Wiciak (PSG sp. z o.o.)

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

Ewa Kukulska-Zajac (INiG-PIB)

Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)

Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN)

Antonina Lenkiewicz (PGNiG GRUPA ORLEN)

Piotr Wojtasik (PGNiG GRUPA ORLEN)

Alicja Walecka (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 naczelny: Adam Cymer
tel. kom. 602 625 474,
e-mail: adam.cymer@gmail.com

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 **Zauroczony wodorem. Dlaczego wodór będzie paliwem XXI wieku?** – Andrzej P. Sikora
- 10 **Łańcuch wartości gospodarki wodorowej – produkcja i zastosowanie**
– Grzegorz Tchorek, Bartłomiej Nowak, Michał Grzybowski
- 15 **Łańcuch wartości gospodarki wodorowej – magazynowanie i transport**
– Piotr Mikusek, Michał Grzybowski, Filip Targowski, Grzegorz Tchorek
- 20 **Zielony wodór w dekarbonizacji** – Tomoho Umeda
- 23 **Wodór w infrastrukturze GAZ–SYSTEM: po co, jak i kiedy** – Paweł Ernst

KONFERENCJA

- 25 **„Normalizacja i standaryzacja jako niezbędne regulacje XXI wieku”** – Wojciech Kietliński

NASZ WYWIAD

- 26 **Gazownictwo kluczowym wsparciem transformacji** – rozmowa z Robertem Perkowskim, prezesem Izby Gospodarczej Gazownictwa

PUBLICYSTYKA

- 28 **Program FEniKS – które projekty mogą liczyć na dofinansowanie UE** – Michał Szpila
- 30 **Przyszłość energetyki gazowej** – Władysław Mielczarski

EXPO-GAS

- 32 **Targi EXPO-GAS 2023**

34 KOTŁY GAZOWE JAKO INDYWIDUALNE ŹRÓDŁO CIEPŁA – CO DALEJ?

PGNiG GRUPA ORLEN

- 36 **Wydobycie gazu ziemnego z własnych złóż ważnym ogniwem w łańcuchu dostaw błękitnego paliwa do odbiorców w Polsce**
- 38 **„Nowe technologie dla multienergetyki”
Gaz ziemny – istotny sojusznik walki o czyste powietrze**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 **PSG przygotowuje się do transportowania wodoru**
- 41 **Gotowi na biometan**
- 42 **Zmiana przepisów prawnych kluczem do rozwoju rynku biometanu**

GAZ–SYSTEM

- 44 **Zasady współpracy przy realizowanych przez PSE inwestycjach**
- 45 **Eksploatacja *Baltic Pipe* z udziałem profesjonalistów**

PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

- 46 **Termika na tropie wodoru**

TRANSITION TECHNOLOGIES

- 48 **Elastyczność bloków jądrowych w nowym systemie elektroenergetycznym**

EuRoPol GAZ s.a.

- 50 **Zabezpieczenie obiektów szczególnie ważnych dla państwa**

GAS STORAGE POLAND

- 52 **Niezawodność i bezpieczeństwo pracy zestawów turbokompresorów sprężających gaz w KPMG Mogilno**

TECHNOLOGIE

- 54 **Nowe technologie w rozwoju elektrolizerów** – Wacław Bilnicki
- 56 **Certyfikacja wyrobów i urządzeń dedykowanych gospodarce wodorowej proponowana przez INiG – PIB**
– Magdalena Świąt, Piotr Szewczyk, Robert Wojtowicz, Paweł Kułaga, Jacek Jaworski
- 59 **Pomiary rozliczeniowe dynamiczne w obszarze LNG małej skali** – Grzegorz Rosłonek, Cezary Starczewski

PRAWO

- 63 **Mechanizm kontraktu różnicowego w systemach wspaciaci** – Hanna Przewicka-Kamdar
- 64 **Przegląd ważniejszych inicjatyw legislacyjnych stymulujących rozwój rynku gazów odnawialnych i niskoemisyjnych w Polsce** – Tomasz Brzeziński, Tomasz Siedlecki



26



34

Fot. na okładce: iStock

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Drugi kwartał 2023 roku w IGG obfitował w wiele ważnych wydarzeń. W dniach 19–20 kwietnia Izba Gospodarcza Gazownictwa, wspólnie z Targami Kielce, zorganizowała **Targi EXPO-GAS**. Wydarzenie miało wyjątkowy charakter – odbyło się w roku jubileuszu XX-lecia Izby Gospodarczej Gazownictwa. Targi były okazją do zapoznania się z najnowszymi produktami i rozwiązaniami 139 zarówno polskich, jak i zagranicznych firm produkcyjnych i usługowych działających w obrębie gazownictwa i energetyki. Podczas dwóch dni wystawę odwiedziło 3858 zwiedzających. Więcej informacji o EXPO-GAS na str. 32.

Oprócz Targów EXPO-GAS odbyły się:

- 27 kwietnia 2023 roku – konferencja IGG pt. „Normalizacja i standaryzacja jako niezbędne regulacje techniczne XXI wieku”. Szerzej o tym wydarzeniu na str. 25.
- 13 czerwca 2023 roku – warsztaty techniczne „Przylączenie biometanowni do sieci gazowej w praktyce”. Więcej informacji na str. 66.

Ważnym wydarzeniem było Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków (ZWZC) Izby Gospodarczej Gazownictwa, które odbyło się 2 czerwca 2023 roku. Program ZWZC obejmował uzupełniające wybory do Zarządu IGG. Nowym członkiem zarządu została Iwona Waksmundzka-Olejniczak, której serdecznie gratulujemy. Więcej informacji na str. 6.

IGG – wraz z czterema organizacjami samorządowymi – rozpoczęła działania w zakresie zmiany przepisów dotyczących tzw. podatku minimalnego, który będzie obowiązywał branżę energetyczną i ciepłownictwo od 2024 roku. Skierowany do Ministerstwa Klimatu i Środowiska w czerwcu br. wniosek branży jest kolejnym działaniem w celu wypracowania końcowego stanowiska z Ministerstwem Finansów.

18 maja 2023 roku Komitet Monitorujący Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko na lata 2021–2027 (FENIKS) przyjął tzw. specyficzne kryteria wyboru projektów do dofinansowania inteligentnych sieci gazowych. Przyjęcie kryteriów poprzedziły dyskusje i intensywne prace, prowadzone przez przedstawicieli Izby Gospodarczej Gazownictwa. Więcej informacji znajduje się na str. 28.

25.05.2023 roku odbyło się pierwsze spotkanie Zespołu IGG ds. budowy i eksploatacji infrastruktury gazowej. Podstawowymi tematami prac są bezpieczeństwo wykonywania prac budowlanych, zwłaszcza ziemnych w otoczeniu infrastruktury gazowej oraz problemy i dobre praktyki przy pozyskiwaniu służebności przesyłu. Do zakresu prac zespołu włączono także następujące zagadnienia: opłaty za zajęcie pasa drogowego, inwestycje na terenie PKP, rozpoznanie podłoża gruntowego i problem osuwisk.

W ostatnich miesiącach IGG, przy współpracy z kancelarią JDP, przeprowadziła dla firm członkowskich pięć bezpłatnych webinarów o następującej tematyce:

- 10 maja 2023 roku – Konsorcjum – problemy prawne związane z pozyskiwaniem i realizacją zamówień publicznych.
- 10 maja 2023 roku – Czyn nieuczciwej konkurencji. Jak się przygotować i chronić tajemnicę przedsiębiorstwa?
- 31 maja 2023 roku – Wykluczenie z postępowania z uwagi na przeszłość kontraktową – kontrowersje.
- 21 czerwca 2023 roku – Jak rozmawiać z zamawiającym? O relacji z inwestorem z perspektywy wykonawcy.
- 22 czerwca 2023 roku – Kiedy inwestycję realizuje konsorcjum. Zagadnienia praktyczne.

- 23 maja, 30 maja i 6 czerwca 2023 roku odbył się cykl webinarów pt. „Karne wtorki”.

Informacje o terminach oraz szczegółach kolejnych bezpłatnych webinarów można znaleźć na naszej stronie internetowej.

11 maja 2023 roku zakończyła się V Edycja Ogólnopolskiego Konkursu dla Aplikantów Adwokackich i Radcowskich pt. „Spory budowlane w orzecznictwie SN”.

Konkurs zorganizowała Kancelaria JDP przy współpracy IGG i innych organizacji samorządów gospodarczych.

Ponadto, w omawianym okresie IGG objęła patronatem program „Młodzi liderzy budownictwa”, tworzony pod egidą Polskiego Związku Pracodawców Budownictwa.

W drugim kwartale 2023 roku IGG aktywnie zajmowała się następującą tematyką legislacyjną: projektem zmian w ustawach w celu ulepszenia środowiska prawnego i instytucjonalnego dla przedsiębiorców oraz projektem rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028, a także parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025. Najistotniejszym dla branży, opiniowanym w tym okresie dokumentem był projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu gazowego.

Zespół ds. Nowelizacji Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 28.12.2009 roku w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych przeanalizował zagadnienia związane z bezpieczeństwem i higieną pracy podczas wykonywania prac eksploatacyjnych na sieci gazowej. Wynikiem działań zespołu jest wniosek do ministra klimatu i środowiska o zmianę przepisów.

Z inicjatywy IGG odbyło się spotkanie w Ministerstwie Infrastruktury, dotyczące zagadnienia samoobsługowego tankowania CNG. W ramach kontynuacji prac zespołu do ministerstwa skierowane zostało pismo zawierające dodatkowe, uzupełniające informacje.

Izba Gospodarcza Gazownictwa, przy współpracy z Gdańską Fundacją Menedżerów, Uniwersytetem Gdańskim i IAE Aix – Marseille Graduate School of Management, jako instytucją walidującą, już po raz XIX rozpoczyna nabór do udziału w kolejnej edycji studiów MBA. Program Master of Business Administration to studia łączące kompetencje z zarządzania, finansów i umiejętności miękkich, które pomagają w zdobyciu, uporządkowaniu i pogłębieniu umiejętności menedżerskich. Zapraszamy wszystkich zainteresowanych do udziału w webinarach dotyczących studiów MBA, o terminie których będziemy informować na naszej stronie internetowej.

Po intensywnych miesiącach pracy czytelnikom „Przeglądu Gazowniczego” życzymy niezakłóconego odpoczynku, odprężenia oraz samych słonecznych dni w nadchodzącym okresie urlopowym.

Biurowo IGG

W naszych szeregach witamy nowe firmy:
Artbix sp. z o.o. INF-GAZ Jarosław Wesółowski



Leszek Drabio

- **16 czerwca br.** Decyzją prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzona została „Taryfa w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego nr 1/2023”, która będzie obowiązywała od 1 lipca br. do 31 marca 2024 roku.

- **13 i 14 czerwca w Warszawie odbyło się spotkanie grupy technicznej Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) oraz warsztaty dotyczące rozwoju technologii wychwytu, transportu, utylizacji i składowania dwutlenku węgla (z ang. CCUS carbon capture, utilisation and storage). W spotkaniu wzięł udział Piotr Dziadzio, wiceminister klimatu i środowiska. Gospodarzem i współorganizatorem wydarzenia było Ministerstwo Klimatu i Środowiska.**

- **3 czerwca br.** W życie weszło rozporządzenie ministra klimatu i środowiska z 2 maja 2023 roku w sprawie sposobu prowadzenia rozliczeń oraz bilansowania systemu przesyłowego gazowego w okresie uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz w okresie wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz.U. z 2023, poz. 961).

- **1 czerwca br.** ORLEN opublikował politykę klimatyczną. Dokument w kompleksowy sposób pokazuje podejście Grupy ORLEN do zarządzania kwestiami klimatycznymi i systematyzuje dotychczasowe działania w tym obszarze.

– *ORLEN jest liderem transformacji energetycznej w Polsce, wyznaczamy standardy tego procesu. Jednym z nich jest opublikowana właśnie „Polityka klimatyczna Grupy ORLEN”, która uszczegóławia nasze działania na rzecz osiągnięcia neutral-*

ności klimatycznej w 2050 roku. Ten cel zadeklarowaliśmy już trzy lata temu, jako pierwszy koncern paliwowo-energetyczny w Europie Środkowej. Przyjęcie polityki klimatycznej jest dla naszych inwestorów potwierdzeniem, że jesteśmy wiarygodnym partnerem, który konsekwentnie realizuje zamierzone cele, nie tylko zapewniając bezpieczeństwo energetyczne Europy Środkowej, ale równocześnie dbając o środowisko i alternatywne źródła energii – powiedział Daniel Obajtek, prezes zarządu PKN ORLEN.

– *W zaktualizowanej strategii uwzględniliśmy już wszystkie aktywa, które znalazły się w Grupie ORLEN w wyniku zrealizowanych w ubiegłym roku przejęć. Dodatkowo, znacząco podnieśliśmy nasze cele pośrednie w zakresie redukcji emisji, co przełoży się na intensyfikację naszych działań na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatu. Ogłoszona „Polityka klimatyczna Grupy ORLEN” wyjaśnia, w jaki sposób wyznaczaliśmy te nowe, jeszcze bardziej ambitne cele i, co równie ważne, jak zamierzamy je osiągnąć. Pomimo dynamicznie zmieniającego się otoczenia organizacyjnego i regulacyjnego, stworzyliśmy kompleksowy dokument, w którym pokazujemy, że mamy wiedzę, doświadczenie i zasoby, aby być odpowiedzialnym liderem zmiany – powiedziała Iwona Waksmundzka-Olejniczak, członkini zarządu ds. strategii i zrównoważonego rozwoju, pełnomocniczka ds. klimatu i zrównoważonego rozwoju.*

W lutym 2023 roku ORLEN zaktualizował strategię biznesową, zwiększając jednocześnie cele redukcyjne. Do 2030 roku Grupa ORLEN planuje o 25% zmniejszyć emisje CO₂e w segmencie wydobywania, rafinerii i petrochemii; aż o 40% (CO₂e/MWh) ograniczyć intensywność emisji w segmencie energetyki i o 15% zredukować emisje pochodzące ze sprzedanych produktów energetycznych (NCI, ang. *net carbon intensity*).

W „Polityce klimatycznej Grupy ORLEN” zdefiniowano konkretne działania koncernu w drodze do neutralności emisyjnej. Uszczegóławia ona realizację celów dekarbonizacyjnych i określa, jak w koncernie zorganizowano nadzór nad kwestiami klimatycznymi. Opisuje m.in. obowiązki pełnomocnika oraz Rady ds. Klimatu i Zrównoważonego Rozwoju. Funkcję pełnomocnika (jak również przewodniczącego Rady) pełni członek zarządu ds. strategii i zrównoważonego rozwoju. Ważnym elementem tego dokumentu jest analiza ryzyk i szans klimatycznych. Omówiono w nim ryzyka fizyczne (np. rosnącą temperaturę i ekstremalne warunki pogodowe), które materializują się w związku ze zmianami klimatu, a także ryzyka transformacyjne, czyli zmiany organizacyjne i biznesowe, które należy uwzględnić, aby koncern mógł się rozwijać i utrzymać konkurencyjność po 2030 roku. W publikacji przeanalizowano również szanse związane z niskimi i zeroemisijną energetyką oraz zrównoważoną mobilnością.

- **31 maja br.** PSG zakończyła projekt modernizacji łączności dyspozytorskiej. We wszystkich jednostkach dyspozycji gazu wdrożono jednolity i nowoczesny system obsługi połączeń z myślą o obsłudze numeru alarmowego 992 poprzez specjalnie do tego celu przygotowaną aplikację. Dzięki temu podniesiono poziom niezawodności i ciągłości działania linii alarmowej, szczególnie w przypadku dużej liczby połączeń czy awarii elementów infrastruktury telekomunikacyjnej.

– *Wprowadzenie tego usprawnienia pozwoli osobom dzwoniącym pod numer 992 nie tylko zgłosić usterkę, ale również, w przypadku awarii masowej, uzyskać automatyczną informa-*

2 czerwca 2023 roku, w Warszawie, odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Na mocy statutu Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz uchwały Zarządu IGG, Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby rozpatrzyło i zatwierdziło sprawozdanie z działalności IGG w 2022 roku oraz sprawozdanie Komisji Rewizyjnej, rozpatrzyło i zatwierdziło sprawozdanie finansowe IGG oraz przyjęło sprawozdanie z działalności standaryzacyjnej IGG w 2022 roku.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków podjęło również uchwałę w sprawie udzielenia absolutorium członkom Zarządu IGG za rok 2022 oraz członkom Komisji Rewizyjnej.

Uchwałą ZWZC z 2.06.2023 roku dokonano uzupełnienia składu Zarządu IGG poprzez wybór na członka zarządu obecnej, VII kadencji Iwony Waksmundzkiej-Olejniczak.

Ponadto, Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby zatwierdziło zasady i terminy wnoszenia opłaty wpisowej i składek członkowskich, a także zmieniło wysokość opłaty wpisowej i składek członkowskich. Zatwierdzony został regulamin członkostwa w Izbie Gospodarczej Gazownictwa. ZWZC podjęło także uchwałę w sprawie zmian do statutu IGG.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa podjęło uchwałę w sprawie przyznania odznak honorowych IGG.

cję. Dzięki wdrożeniu tego rozwiązania, PSG jest przygotowana na to, aby niemal natychmiast zarządzić niespodziewanie dużym strumieniem połączeń pod numerem alarmowym 992, zapewniając jego obsługę – dodał **Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa**.

● **31 maja br.** Grupa ORLEN poinformowała, że w lipcu cena gazu dla klientów PGNiG Obrót Detaliczny, rozliczających się według cennika „Gaz dla biznesu”, wyniesie 239,85 zł/MWh i będzie niższa o 53,58 zł/MWh niż w czerwcu (293,43 zł/MWh). Oznacza to obniżkę o prawie 70 proc. w stosunku do cen obowiązujących na początku roku.

– Kolejna w tym roku obniżka cen gazu dla klientów biznesowych to efekt wejścia PGNiG Obrót Detaliczny w skład silnej Grupy ORLEN. Stabilność finansowa, jaką zapewnia multienergetyczny koncern, pozwoliła PGNiG Obrót Detaliczny zmienić sposób ustalania ceny na bardziej elastyczny i odzwierciedlający sytuację na europejskim rynku gazu. Jednocześnie spółka może nadal gwarantować bezpieczeństwo dostaw gazu dla wszystkich swoich klientów – powiedział Daniel Obajtek, prezes zarządu PKN ORLEN.

Zgodnie z wprowadzonym od 1 kwietnia 2023 roku nowym sposobem kształtowania cennika, ceny w nim są indeksowane do notowań giełdowych. Cena dla klientów biznesowych, korzystających z cennika „Gaz dla biznesu” jest aktualizowana co miesiąc, a jej wysokość podawana jest z miesięcznym wyprzedzeniem.

● **31 maja br.** w Warszawie GAZ–SYSTEM zorganizował VI edycję Dnia Dostawcy. W spotkaniu wzięło udział ponad 140 dostawców z Polski i zagranicy. Głównym tematem tegorocznej edycji było doskonalenie i poprawa współpracy z kontrahentami. Takie działanie umożliwi sprawną realizację strategii spółki, która zakłada jej aktywny udział w transformacji energetycznej Polski i tworzenie warunków dla rozwoju gospodarki opartej na niskoemisyjnej energetyce.

Konferencję otworzył wiceprezes Andrzej Kensbok. Następnie pracownicy GAZ–SYSTEM przedstawili prezentacje dotyczące działalności firmy i współpracy z kontrahentami. Omówiono zasady tworzenia i zarządzania siecią przesyłową oraz połączeniami międzynarodowymi, które mają wpływ na poziom bezpieczeństwa energetycznego Polski. Przedstawiono również usługi laboratoryjne świadczone przez spółkę oraz plany inwestycyjne na lata 2023–2025. Dyskutowano także na temat sposobów kontraktowania materiałów, planów zamówień, polityki zakupowej spółki oraz dobrych praktyk procesów inwestycyjnych. Poruszono również kwestie związane z wymaganiami i procedurami dotyczącymi bezpieczeństwa pracy dla dostawców i wykonawców.

● **16 maja br.** W ramach pierwszego wspólnego przetargu na zakup gazu, ogłoszonego przez Komisję Europejską, przedstawiono oferty od 25 przedsiębiorstw, opiewające na ponad 13,4 mld metrów sześciennych gazu ziemnego.

● **4 maja br.** PGNiG Upstream Norway przejął aktywa wydobywcze Lotos Exploration and Production Norge, drugiej norweskiej spółki Grupy ORLEN. Pod względem zasobów i produkcji węglowodorów skonsolidowany podmiot znajduje się w pierwszej dziesiątce firm działających na Norweskim Szelfie Kon-

tynentalnym i odpowiada za połowę wydobycia koncernu. Integracja działalności poszukiwawczo-wydobywczej ułatwi inwestycje, czego efektem będzie wzrost produkcji węglowodorów i dalsze wzmocnienie pozycji Grupy ORLEN na norweskim rynku, który ma duże znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski.

● **1 maja br.** W życie weszła zmiana Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM. Zatwierdzona zmiana IRIESP jest efektem wyodrębnienia usługi sprężania w taryfie operatora systemu przesyłowego (OSP) na 2023 r. jako usługi nieprzesyłowej, a zatem rozliczanej odrębnie od usług przesyłowych i ma na celu uregulowanie formalnych aspektów związanych ze świadczeniem usługi sprężania paliwa gazowego.

● **26 kwietnia br.** operatorzy gazowych systemów przesyłowych z Polski i Danii podpisali *Memorandum of Cooperation*. Porozumienie ustanawia ramy współpracy pomiędzy GAZ–SYSTEM i Energinet w celu przyspieszenia transformacji energetycznej i wzmocnienia regionalnego bezpieczeństwa energetycznego w Europie. Operatorzy polskiego i duńskiego systemu przesyłowego zobowiązali się do wspólnego promowania wolnych przepustowości *Baltic Pipe* dla potrzeb uczestników rynku w regionie Morza Bałtyckiego i Europy Środkowo-Wschodniej, w celu realizacji założeń klimatycznych UE poprzez opracowywanie i wdrażanie krajowych polityk i strategii z tego obszaru. W tym celu spółki będą ściśle współpracować na forum międzynarodowych organizacji branżowych. W celu realizacji tych działań powołają grupy robocze w kilku sektorach badawczo-rozwojowych, w tym *Baltic Pipe*, biometan i wodór, z udziałem specjalistów w tych dziedzinach.

● **25 kwietnia br.** Rada UE przyjęła pięć kolejnych aktów prawnych w ramach pakietu legislacyjnego *Fit for 55*. Chodzi o regulacje w sprawie: przeglądu dyrektywy ETS, nowelizacji rozporządzenia o monitorowaniu, raportowaniu i weryfikacji emisji z transportu morskiego, przeglądu dyrektywy ETS w lotnictwie, rozporządzenia ustanawiającego Społeczny Fundusz Klimatyczny oraz rozporządzenia ustanawiającego CBAM.

● **12 kwietnia br.** Komisja Europejska zatwierdziła polski środek pomocy o wartości 158 mln euro na wsparcie LOTOS Green H2 sp. z o.o. – spółki celowej będącej własnością PKN ORLEN S.A. – w produkcji wodoru odnawialnego, który ma być wykorzystywany w procesach produkcyjnych rafinerii.

● **28 marca br.** Rada UE wypracowała stanowisko negocjacyjne (ogólne podejście) w sprawie dwóch projektów przewidujących wspólne zasady rynku wewnętrznego dla gazów odnawialnych, gazu ziemnego i wodoru.

● **28 marca br.** Rada UE osiągnęła porozumienie polityczne w sprawie proponowanego przedłużenia o rok dobrowolnego celu państw członkowskich w zakresie zmniejszenia zapotrzebowania na gaz o 15%. Podtrzymano przy tym możliwość ogłoszenia unijnego stanu alarmowego dotyczącego bezpieczeństwa podaży, w którym to przypadku zmniejszenie zapotrzebowania na gaz stałoby się obowiązkowe.

Zauroczony wodorem

Dlaczego wodór będzie paliwem XXI wieku?

Andrzej P. Sikora

Woda (kto nie pamięta powiedzenia „zimna woda zdrowia dodaje” – to główny budulec ciała człowieka, główny budulec znanego nam materialnego Wszechświata/Kosmosu/Universum, gdy pominiemy ciemną energię i czarną materię), a później wodór zauroczył mnie dobre 20 lat temu, kiedy dzięki fantastycznemu Władkowi Wawakowi¹, któremu opowiedziałem o cudzie wody² (...), ten natychmiast kazał wstawać od biurka – pojechaliśmy zwizytować wytwórnię wodoru w płockiej rafinerii. To wtedy narodził się w naszych głowach pomysł, aby w polskich warunkach próbować magazynować wodór w kawernach solnych (W. Wawak był jednym z ojców Solino – Grupa Orlen – posiada dwie kopalnie soli w Górze i Moglinie). Owocem tego był między innymi artykuł popołniony w 2013 roku pod kierownictwem prof. Macieja Kaliskiego „Wodór a podziemne magazynowanie energii w strukturach solnych”³. Tylko wtedy nikt nie chciał dać złamanego szeląga nawet na badania podstawowe, elektroliza była kosztowna, nieefektywna, a gaz ziemny wydawał się być paliwem przejściowym „na zawsze”. Wystartowaliśmy w programie HESTOR⁴, aby zbadać możliwości produkcji wodoru z „odpadowego prądu elektrycznego” właśnie w drodze elektrolizy i magazynowania tegoż w kawernach solnych, które zlokalizowane są praktycznie pod gdańską rafinerią. Jednak w 2017 roku okazało się to kompletnie nieopłacalne, nie było „darmowej” energii elektrycznej, a jak pamięć mnie nie myli, progami rentowności (*brake even point*) dla tego projektu był koszt energii elektrycznej nie wyższy niż 70 zł/MWh.

Szał z grafenem był kolejnym impulsem badawczym dla prób magazynowania wodoru w jego strukturach. Wstępne wyniki były bardzo obiecujące. Znowu szukaliśmy wsparcia i środków, sponsora, który chciałby uwierzyć zapaleńcom⁵. Powstał nawet zbiornik paliwowy w jednym z polskich ośrodków badawczych, auto tak zasilane przejechało 700 km na jednym tankowaniu i... nic.

Punktem zwrotnym był koniec drugiego dziesięciolecia XXI wieku i spotkanie G7 w Japonii, na które Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) przygotowała świetny dokument, kompendium wiedzy o szeroko pojętej gospodarce wodorowej, technologiach, wodorze – „The Future of Hydrogen”⁶. Covid-19, zbrojna agresja Rosji na Ukrainę, odcięcie gazu ziemnego Niemcom (eksplozje gazociągów Nord Stream 1 i 2), całej Europie i ogromne środki, siły zadedykowane rozwojowi, badaniom nad nowymi technologiami, zielony amoniak, magazynowanie energii tylko przyspieszyły działania. Dziś na wodorze znają się wszyscy, na każdej konferencji panel wodorowy itd., itp. Ale to bardzo dobrze, bo jakby Krzysztof Kolumb nie przekonał królowej Izabeli Kastyljskiej, nie dostał dodatkowego finansowania od kupieckiej rodziny Pinzonów, nie dopłynąłby do Ameryki. Dziś wszystkie ręce na pokład, musimy odkryć nową drogę do Indii dla światowej energetyki, gdyż epoka węglowodorów odchodzi na naszych oczach. Bo „im więcej wiesz, tym więcej pozostaje do poznania i wciąż tego przybywa” (cytat za Francisem Scottem Fitzgeraldem).

Moje zauroczenie jednym protonem i jednym elektronem, także jednym protonem i jednym neutronem, kolejnymi izotopami wodoru jest

tak wielkie jak urok, jaki rzucił na mnie paradoks Banacha-Tarskiego – przypominam, że to udowodnione twierdzenie głosi, iż trójwymiarową kulę można „rozciąć” na skończoną liczbę części (wystarczy ich pięć), a następnie, używając wyłącznie przesunięć i obrotów, można złożyć z tych części dwie kule o takich samych promieniach jak promień kuli wyjściowej (Laiku, uważaj! To jest matematyczny dowód na istnienie trójwymiarowych światów równoległych!). Kiedyś, jak pozwolicie, do Banacha wrócę. Dzięki niemu, z jego książek, miałem zaszczyt się uczyć, rozumiem rachunek różniczkowy i całkowy, ten rzucony urok. Ale dziś parę słów o budulcu Wszechświata – o WODORZE i jego izotopach. O energii bogów.

Fuzja jądrowa zachodzi, gdy jądra dwóch atomów (najlepiej deuteru i trytu – izotopów wodoru) są poddawane działaniu ekstremalnego ciepła o temperaturze co najmniej 100 mln °C co prowadzi do ich łączenia w nowy, większy atom (hel), wydzielający ogromne ilości energii. 13 grudnia 2022 roku oficjalnie potwierdzono, że pierwszy raz w historii ludzkości w kalifornijskim Narodowym Laboratorium Lawrence'a w Livermore w sterowanym procesie kilka dni wcześniej udało się uzyskać 2,5 MJ energii, zużywając do zasilania laserów 2,1 MJ, co oznacza, w skali laboratoryjnej podkreślam, zysk energetyczny na poziomie 20 proc. To przełom, ponieważ fuzja jądrowa nie emituje dwutlenku węgla, nie wytwarza długotrwałych odpadów radioaktywnych, a mała filizanka paliwa wodorowego może teoretycznie zasilić w energię cały dom przez setki lat. To przełom, który kończy epokę węgla i węglowodorów. I ta zmiana nastąpi gwałtownie, tak jak smartfon wyparł telefon. W moim przekonaniu – jak kto woli – Pan Bóg – Matka Natura – dała Ziemiom „złoty róg” w postaci twardych, trudnych związków wodorowych jak CH₄, H₂O i NH₃ – specjalnie piszę chemicznym szyfrem, aby pokazać w nich właśnie H. A Ty chamie go masz! (piszę o sobie!!!). I nie dopuszczam czasu przeszłego. „Miałeś chamie złoty róg!” Masz. My go mamy! I tylko od Ciebie, ode mnie, od naszej cywilizacji zależy – ciągle jeszcze jesteśmy na początku „Wesela” – czy zostanie Ci tylko sznur! O czapce z piór nie wspominam, zostawiając ją politykom.

Wszystko, co napisano do tej pory złego czy dobrego o wodorze jest prawdą. Bardzo bolesną prawdą. Tylko tak samo wyglądała bardzo bolesna prawda znakomitej firmy doradczej McKinsey, która popeliła z 40 lat temu raport o tym, że telefonia komórkowa nie ma szans, gdyż żaden inwestor nie będzie budować co 20–30 km masztów do transmisji danych, że w USA do 2000 roku będzie maksymalnie 900 000 abonentów⁷. Ten raport na lata zahamował rozwój telefonii komórkowej w USA i, szczęśliwie, nie zabił tej technologii w Europie. Bardzo bolesną prawdą był wyścig pomiędzy zaprzęgiem konnym a lokomobilą na 1 milę, urządzony między 6 a 14 października 1829 roku dla trasy parowozu między Manchesterem a Liverpooliem. Szczęśliwie dla ludzkości przegrał zaprzęg konny. Czytelniku, to między innymi dlatego poleciliśmy na Księżyc – choć niewiele brakowało, abyśmy do dziś konno jeździli do Paryża i żaglowcami, drogą Kolumba, podróżowali do Nowej Ziemi, zwanej potocznie USA. Kiedy pod koniec XIX wieku (1898) zgromadzili się wielcy tamtego świata w Nowym Jorku, koński nawóz (gówno!) był głównym

tematem międzynarodowej konferencji. Nie nowe ulice, nie nowe place i parki, nie koncepcje kształtowania przestrzeni, ale właśnie gówno (koński nawóz). Problem domagał się szybkiego i radykalnego rozwiązania, gdyż zachodnie miasta dramatycznie tonęły w odchodach. Pisano o tym wiele, również w poważnych pismach naukowych. Jednak prosty zakaz używania koni nie wchodził w grę, bo XIX-wieczne miasta były od nich strukturalnie uzależnione – w zasadzie nie było innego środka transportu. I pojawił się Ford. Okazało się, że ostatecznie był tańszy niż para koni. Jakie to proste.

Dlatego, między innymi, mamy fantastyczny dostęp do wiedzy (kiedy ostatni raz, Czytelniku, byłeś w bibliotece, przeczytałeś książkę, odwiedziłeś księgarnię? Co to jest księgarnia? – pyta dziś młode pokolenie...), abstrahując od potęgi mediów społecznościowych, od Chat OpenAI.

To prawda, że jako ludzkość stoimy na rozdrożu. Z jednej strony, trudno sobie wyobrazić życie bez energii, ale równie trudno sobie wyobrazić, że paliwa kopalne, w tym szczególnie węgiel, będzie tym surowcem energetycznym, na którym będziemy budować przyszłość. I przytoczę tu słowa zmarłego trzy lata temu w Londynie Ahmeda Zaki Yamaniego: „epoka kamienia łupanego nie skończyła się z powodu braku kamieni, a epoka ropy naftowej skończy się długo przed tym, gdy na świecie skończy się ropa”³. Epoka paliw, z naciskiem na ropę naftową, skończy się znacznie szybciej niż się tego spodziewamy. Wynika to z faktu, że w najbliższych latach zintensyfikuje się na świecie wydobycie tzw. *Natural Gas Liquids*, czyli najprostszycy łańcuchów węglowodorowych od metanu, etanu, propanu i butanu i tak jak Europa nauczyła się wykorzystywać powszechnie pojawiającą się ropę naftową w XX wieku, tak świat uczy się korzystać z NGL. A za chwilę z wodoru. Po to, by za moment pojawiła się nowa Maria Skłodowska-Curie z wiedzą o nowej energii. Bo ciemna energia i ciemna materia to dzisiaj wyzwanie dokładnie takie samo jak elektryczność i magnetyzm w czasie Newtona, jak podróż Kolumba do Indii, ale nasze dzieci, wnuki chcą podróżować i oczekują braku barier energetycznych. Stąd w mojej ocenie powoli nadciąga era (pokolenie wodoru), która będzie mostem energetycznym dla cywilizacji międzygwiazdowej, galaktycznej, dla cywilizacji, która nie będzie oparta na ziemskich surowcach kopalnych, a na energii z ciemnej energii lub ciemnej materii.

Muszę napisać to zdanie. Otrzymywanie wodoru czystego ze związków tego pierwiastka na Ziemi będzie tak proste jak odkręcenie wody w kranie, jak przesłanie wideorozmowy, jak pstryknięcie palcem. I to, że na Ziemi wodór występuje wyłącznie w związkach jest przewagą, a nie katastrofą. To, że znajdziemy go przede wszystkim w wodzie, ropy naftowej czy gazie ziemnym to wskazanie NATURY (Boga, jak kto woli). Bo „(...) bardzo mała cząsteczka wodoru nie tylko umyka ziemskiej grawitacji, ale też jest w stanie swobodnie przeniknąć przez praktycznie każdy materiał”. I to jest clou! „Nie znamy jeszcze efektywnego, czystego sposobu pozyskania wodoru” (elektroliza hahaha – koń by się uśmieł) bo „(...) Istnieją różne metody produkcji wodoru. Wszystkie jednak stają przed tym samym problemem. Aby pozyskać energię z wodoru, trzeba najpierw zużyć energię na pozyskanie samego wodoru. Co gorsza, wytworzenie wodoru wymaga więcej energii niż można z niego pozyskać. Nawet zakładając, że do produkcji wodoru można by wykorzystać teoretycznie darmową energię ze źródeł odnawialnych, wciąż bardziej ekonomicznie uzasadnione wydaje się wykorzystanie jej do innych zastosowań (np. ładowania samochodów elektrycznych)”. Tylko czy za życia Newtona, Kopernika nie było energii elektrycznej? Tylko czy jak bracia Wright wlatywali na maszynie cięższej od powietrza nie było wszystkich przeciwko nim? Chcę bardzo serdecznie podziękować Smerfowi Marudzie, wszystkim wodorowym oponentom – za odwagę.

Szanowni! Brawo! Trzeba mieć szacunek dla ludzi definiujących problemy, tak jak definiuje je Smerf Maruda. Każdemu szefowi projektu WODÓR życzę konsekwentnego Marudy z hasłem „to się Wam nie uda!”.

W moim przekonaniu idziemy do gwiazd, mamy perspektywę teleskopu Webba.

Skoro natura trzyma ten wodór w tak prostych strukturach jak woda czy amoniak, znaczy, że musi być łatwy sposób ich uwolnienia. Tak samo było z węglem, z którego też nie umieliśmy korzystać, aż ktoś wrzucił ten kamień do ogniska i się zapalił. Cud. Tym węglowym cudem XXI wieku jest wodór. A Wszechświat czeka na cywilizację energetyczną Ziemi, opartą na energii, którą już dziś doświadczamy, a której nie rozumiemy. I wierzę, że stanie się to bardzo szybko, nie w czasie kilku pokoleń, lecz już jutro, tzn. za kilka, powiedzmy do pięciu lat.

Najpowszechniej występujący pierwiastek we Wszechświecie to wodór. Występuje on obficie na całej Ziemi – w postaci cząsteczkowej w atmosferze – przy powierzchni w ilościach śladowych, natomiast w wysokich, bardzo rozrzedzonych warstwach jest składnikiem dominującym, jednak niemal wyłącznie w postaci związków chemicznych, takich jak węglowodory (paliwa kopalne) i woda (jedno z najsilniejszych wiązań chemicznych). Wodór to potęga energii i możliwość jej magazynowania.

Problem magazynowania energii elektrycznej jest jeszcze generalnie nierozwiązany, a nasza planeta jest całkowicie uzależniona od tzw. odnawialnych źródeł energii, w tym paliw kopalnych (każde o innym okresie odnowienia). Jedynymi funkcjonującymi sprawnie magazynami są wodne elektrownie szczytowo-pompowe, dające jednak mniejszą gęstość magazynowania energii oraz niekorzystnie wpływające na środowisko. „...W tym stuleciu ujarzmimy potęgę gwiazd, źródło energii bogów. Na krótką metę oznacza to wprowadzenie ery energii słoneczno-wodorowej, która zastąpi paliwa kopalne, a w dłuższej perspektywie czasowej – opanowanie syntezy jądrowej, a nawet energii słonecznej...”⁸.

Dr inż. Andrzej P. Sikora, Instytut Studiów Energetycznych sp. z o.o.

¹ Obecnie emerytowany pracownik PKN Orlen, ówczesnie członek zarządu, doradca zarządu PKN ORLEN.

² W każdym z stanów skupienia woda zachowuje się w różny sposób. Ciekawym zjawiskiem jest samo parowanie wody, która, parując, zwiększa swoją objętość 1650 razy. Temperatura wrzenia wody wzrasta wraz z ciśnieniem. Czysta woda, pozbawiona jakichkolwiek rozpuszczonych w niej gazów, wrze w bardzo wysokich temperaturach. Gęstość lodu też jest zmienna! Czytelnikom pragnącym dogłębnie poznać zagadnienia związane z wodą polecam na przykład wykład prof. Martina Chaplina z South Bank University w Londynie, dostępny pod linkiem: <http://www.lsbu.ac.uk/water/index.html>

³ file:///Users/andrzejp.sikora/Downloads/Wod%C3%B3r_a_podziemne_magazynowanie_ene.pdf

⁴ https://www.lotos.pl/2491/poznaj_lotos/projekty_dofinansowane_przez_ue/hestor Czas trwania: 1.01.2015 – 30.09.2017. Wartość projektu: 10 208 896 PLN; Kwota dofinansowania: 7 959 995 PLN. Skład konsorcjum: Grupa Lotos S.A., Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy CHEMKOP sp. z o.o., Politechnika Śląska, Politechnika Warszawska, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

⁵ K. Klima, A. Sikora, M. Sikora, *We have hydrogen and what next? Mamy wodór i co dalej?* Polish Technical Review No. 1/2021, s. 10–14; DOI: 10.15199/180.2021.1.2

http://polishtechnicalreview.com/images/volumens/images/volumens/PTR_1_2021/PTR2021-1-2.pdf

⁶ <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

⁷ https://en.wikipedia.org/wiki/McKinsey_%26_Company
<https://medium.com/@GuerricdeTernay/being-data-driven-isnt-compatible-with-being-innovative-161a97e9ed8f>

In the 1980s, AT&T reduced investments in cell towers due to McKinsey's prediction that there would only be 900,000 cell phone subscribers by 2000.

⁸ Kaku, 2010 w Kaliski & Sikora, 2013 – por. także przypis 3.

Łańcuch wartości gospodarki wodorowej – produkcja i zastosowanie

Grzegorz Tchorek, Bartłomiej Nowak, Michał Grzybowski

Poniższy tekst jest oparty na raporcie pt. „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej”¹, przygotowanym przez Instytut Energetyki i Wydział Zarządzania UW, a także na licznych, pogłębionych dyskusjach ze specjalistami rynku gazowniczego, w tym gronem ekspertów Grupy ds. Wodoru przy IGG, powołanej w 2019 roku. Członkami ww. grupy ekspertów są m.in. autorzy raportu: dr hab. Jakub Kupecki, prof. IEn, oraz dr hab. Grzegorz Tchorek, prof. IEn, ale przedstawiony w raporcie i artykule dorobek wiedzy jest też efektem kilkuletnich działań animacyjnych, edukacyjnych, badawczych i popularyzatorskich na rzecz gospodarki wodorowej, w których aktywnie uczestniczy IGG oraz jej członkowie.

W raporcie sięgamy do koncepcji łańcucha wartości jako prostego sposobu przedstawienia modelu dostarczenia wartości dla konsumenta w gospodarce wodorowej, pokazując metody:

- produkcji wodoru,
- magazynowania,
- przesyłu,
- dystrybucji,
- oraz jego różnorodne zastosowania.

Każdy z wymienionych wyżej elementów został w raporcie oceniony pod względem:

- gotowości technologicznej, mierzonej TRL,
- emisyjności mierzonej w wartości CO₂/kg wodoru oraz ceny produkcji 1 kg wodoru, jego przechowywania, transportu itp.,
- zmian regulacyjnych, analizowanych przez filtr takich regulacji jak REPowerEU, Nowy Pakiet Gazowy, dyrektywa RED + akty delegowane (RFNBO, RFC), taksonomia UE + akt delegowany itp.,
- zmian rynkowych obejmujących wrażliwość kosztu produkcji wodoru względem cen nośników energii elektrycznej i gazu ziemnego, oczekiwanych cen technologii do elektrolizy oraz szczegółowego rozbicia i analizy struktury kosztów produkcji wodoru w różnych metodach oraz w innych fragmentach łańcucha wartości.

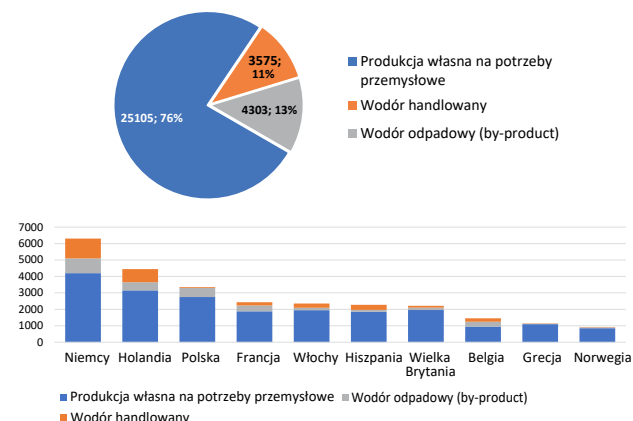
Produkcja – w stronę wodoru odnawialnego

W pierwszej części tekstu prezentujemy skrótową relację z wartości raportu w kontekście produkcji i wykorzystania wodoru. W drugiej części natomiast koncentrujemy się na magazynowaniu i transporcie wodoru, czyli jego przesyłu i dystrybucji.

Polska jest obecnie trzecim co do wielkości producentem wodoru w Unii Europejskiej i piątym na świecie. Roczna produkcja i zużycie wodoru w Polsce wynosi około 1,3 mln ton, a głównymi sektorami, które obecnie jednocześnie produkują i zużywają wodór są m.in. przemysł chemiczny i rafineryjny². Współczesna

produkcja wodoru w znaczącej części bazuje na procesie reformingu parowego metanu, który charakteryzuje się emisyjnością na poziomie około 10–12 t CO₂ na każdą tonę wyprodukowanego wodoru³. Oznacza to, że współczesne procesy przemysłowe wykorzystują tzw. szary wodór, pochodzący z paliw kopalnych. Służy on do bezpośredniego zastosowania w procesach technologicznych, np. w przerobieniu frakcji ropy naftowej metodą hydrokrakingu lub jako substrat w kolejnych reakcjach przemysłowych, takich jak proces syntezy amoniaku metodą Habera-Boscha.

Rysunek 1. Struktura produkcji wodoru w UE



Wprowadzane przepisy unijne w ramach pakietu *Fit for 55* zakładają, że produkcja wodoru i paliw pochodnych w Unii Europejskiej powinna zostać istotnie zdekarbonizowana. W procesie transformacji, której celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku europejska gospodarka ma w coraz większym stopniu wykorzystywać nisko- i zeroemisyjne odmiany wodoru i jego pochodnych. W tym kontekście wyróżniono następujące kategorie, do których należy wodór produkowany różnymi metodami:

- paliwa RFNBO⁴ – paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego, produkowane ze źródeł OZE innych niż biomasa.

W praktyce będzie to zarówno wodór odnawialny (pozyskany z reakcji elektrolizy wody z OZE), jak i paliwa pochodne, m.in. odnawialny amoniak, odnawialny metanol, paliwa syntetyczne. Do definicji paliw RFNBO w obecnym brzmieniu regulacji nie kwalifikują się m.in. wodór produkowany z energii z siłowni jądrowych, a także wodór produkowany z energii pochodzącej z biogazu lub biometanu.

■ **paliwa węglowe z recyklingu (RCF)**⁵ – paliwa ciekłe lub gazowe, które produkowane są z pochodzących ze źródeł nieodnawialnych ciekłych lub stałych strumieni odpadów nie nadających się do odzyskiwania materiałów zgodnie z art. 4 dyrektywy 2008/98/WE lub z nieodnawialnych gazów odlotowych i odpadowych z procesów technologicznych. Do tej definicji kwalifikować się będą wszystkie rodzaje wodoru powstające z odpadowych nośników energii, np. wodór produkowany z przerobu zmieszanych odpadów komunalnych (RDF) lub w procesach termochemicznych z udziałem odpadowego ciepła.

■ **wodór niskoemisyjny**⁶ – oznacza wodór, którego wartość energetyczna pochodzi ze źródeł nieodnawialnych i który spełnia wymóg dotyczący progu redukcji emisji na poziomie 70%. Należy przyjąć, że metodami produkcji wodoru niskoemisyjnego będzie można nazwać technologie bazujące na paliwach kopalnych, które osiągną 70-procentowy efekt redukcji emisji CO₂ w cyklu życia w stosunku do nośnika porównawczego. Do takich technologii można zaliczyć m.in. produkcję wodoru z gazu ziemnego z CCS, a także produkcję wodoru z energii z siłowni jądrowych.

Aby uznać wodór lub paliwa pochodne za zgodne z definicją RFNBO lub RCF, będą one musiały wykazać efekt 70-procentowej

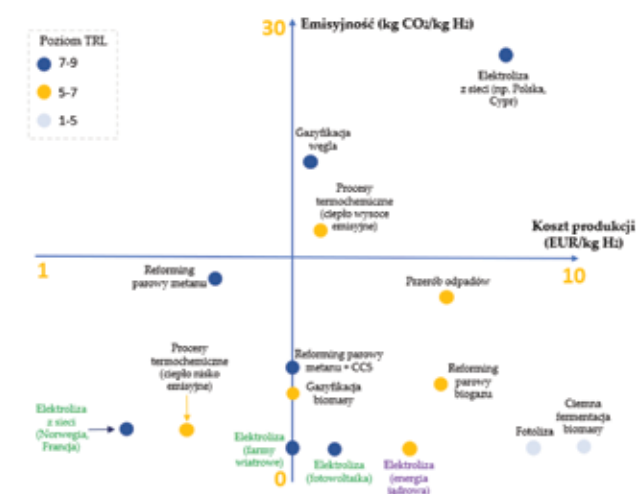
Poprawne zdefiniowanie, sklasyfikowanie i opomiarowanie emisyjności wybranych metod produkcji wodoru będzie kluczowe dla możliwości realizacji celów unijnych, a także przeprowadzania procesów dekarbonizacyjnych.

redukcji emisji CO₂ w stosunku do porównawczego nośnika energii (tzw. komparatora)⁷ zgodnie z zasadami wskazanymi w treści aktów delegowanych do dyrektywy RED III⁸, które szczegółowo określają metody produkcji i opomiarowania śladu węglowego paliw RFNBO i RCF w całym cyklu życia. Do końca 2024 roku Komisja Europejska planuje wydać także dedykowane akty delegowane, uszczegóławiające metodę opomiarowania emisyjności w całym cyklu życia dla wodoru niskoemisyjnego i paliw niskoemisyjnych (produkowanych na bazie wodoru niskoemisyjnego, np. niskoemisyjny amoniak).

Rysunek 2 przedstawia porównanie różnych metod produkcji wodoru w zależności od ich szacowanego kosztu wytworzenia, poziomu gotowości technologicznej TRL⁹, a także jednostkowej emisyjności. Metody produkcji wodoru oznaczone zieloną czcionką, po spełnieniu wymogów dyrektywy RED, będą kwalifikować się do definicji paliw RFNBO.

Warto zaznaczyć, że poprawne zdefiniowanie, sklasyfikowanie i opomiarowanie emisyjności wybranych metod produkcji wodoru będzie kluczowe dla możliwości realizacji celów unijnych,

Rysunek 2. Matryca emisyjności, kosztów produkcji i poziomu TRL dla wybranych metod produkcji wodoru



Źródło: G. Tchorek et al., „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce”, Instytut Energetyki, Wydział Zarządzania UW, Klub Energetyczny, 2023.

a także przeprowadzania procesów dekarbonizacyjnych. Zgodnie z unijną strategią wodorową z 2020 roku, Komisja Europejska zakłada, że do 2030 roku w Unii Europejskiej wyprodukowane zostanie 10 milionów ton wodoru odnawialnego (spełniającego definicję RFNBO), a w ramach pakietu REPowerEU z 2022 roku wskazano dodatkowy cel wzmacniający w postaci 10 milionów ton importu wodoru odnawialnego (również spełniającego definicję RFNBO). Narracja regulacyjna na poziomie UE wskazuje, że wodór odnawialny oraz jego pochodne wpisujące się w definicję paliw RFNBO są i będą traktowane priorytetowo w ramach realizacji procesów dekarbonizacyjnych, w tym będą przedmiotami dedykowanych mechanizmów wsparcia. Wodór spełniający definicję niskoemisyjnego, a także paliwa węglowe z recyklingu¹⁰ również mogą wesprzeć przemysłowe lub transportowe procesy dekarbonizacyjne, ale zakłada się, że nie będą obiektem priorytetu politycznego ani regulacyjnego na poziomie UE ze względu na pierwotne pochodzenie kopalne surowców do ich produkcji. Metody te mogą mieć charakter przejściowy. Obszarem dalszych dyskusji politycznych oraz burzliwych negocjacji (szczególnie ze strony państw bloku „proatomowego”, na czele z Francją¹¹) jest uwzględnienie wodoru produkowanego z energii z siłowni jądrowych w celach dyrektywy RED III. Podstawowym i bardzo silnym argumentem za uwzględnieniem tego rodzaju wodoru w celach RED III jest bardzo niski ślad węglowy generowany przy produkcji energii elektrycznej i/lub pary technologicznej z siłowni jądrowych, co jednocześnie przemawia za zrównoważonym charakterem tej metody¹². Dużą niewiadomą na poziomie regulacyjnym są także metody produkcji wodoru oparte na nośnikach pochodzenia biologicznego, jak biogaz, które obecnie są wyłączone z jakiegokolwiek definicji wodoru na poziomie UE.

Niemniej jednak uznaje się, że paleta technologiczna metod produkcji wodoru powinna być stosunkowo szeroka, szczególnie w pierwszych etapach rozwoju rynku, kiedy realizowane będą procesy skalowania rynku i obniżania jednostkowych kosztów produkcji wodoru. Ponadto, zakłada się, że w przypadku krajów o wysokiej emisyjności miks energetyczny, ze stosunkowo

mało zliberalizowanym rynkiem energii elektrycznej oraz trudnościami sieciowymi (np. Polska), realizacja celów UE wyłącznie z użyciem paliw RFNBO może być bardzo dużym wyzwaniem. Aby tego dokonać, konieczna będzie budowa dedykowanych źródeł OZE dla instalacji elektrolizy, liberalizacja rynku energii w kierunku źródeł rozporoszonych, a także opartych na linii bezpośredniej, oraz duże inwestycje w sieci, pozwalające na wzrost zdolności przyłączeniowych. Pozytywnym działaniem byłoby także dynamiczne obniżanie emisyjności jednostkowej krajowego mixu energetycznego, tak aby możliwe duże wolumeny wodoru mogły być produkowane z użyciem energii sieciowej. W kontekście polskiego rynku wodorowego strategicznie ważnym obszarem byłaby możliwość włączenia metod produkcji wodoru opartych na energii z siłowni jądrowych (biorąc pod uwagę plany rozwoju sektora dużych bloków jądrowych oraz SMR), a także na energii z przerobu biogazu/biometanu do realizacji celów UE. Wymienione metody charakteryzują się bardzo niskim oddziaływaniem na środowisko w cyklu życia, wspierają też procesy dekarbonizacyjne oraz koncepcję gospodarki o obiegu zamkniętym.

Korzystnym rozwiązaniem dla rozwoju rynku wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego w Polsce byłoby również wprowadzenie dedykowanego mechanizmu wsparcia w postaci np. wodorowych kontraktów różnicowych, które pokryją lukę finansową projektów

Obecnie dostępne są fundusze unijne i krajowe wspierające inwestycje wodorowe na poziomie CAPEX/OPEX, m.in. mechanizm IPCEI, CEF, Fundusz Innowacyjny oraz programy NFOŚiGW. Stopniowo wprowadzane są także dedykowane mechanizmy wsparcia, bazujące na stałych dopłatach lub kontraktach różnicowych, takich jak Europejski Bank Wodoru.

wodorowych w stosunku do substytucyjnych nośników energii (np. gaz ziemny), a także zapewnią tzw. bankowalność projektów wodorowych, doprowadzając do zabezpieczenia strumienia przychodów z inwestycji, co umożliwi pozyskanie bankowego finansowania dłużnego na tego typu inwestycje. Ministerstwo Klimatu i Środowiska pracuje nad dedykowanym mechanizmem wsparcia dla wodoru w Polsce¹³, który zapewni wsparcie finansowe, a także połączy stronę podażową z popytową w ramach aukcji. Interesującą inicjatywą finansową jest także Europejski Bank Wodoru, planowany przez Komisję Europejską, który ma być rodzajem dedykowanego mechanizmu dopłat do wyprodukowanego 1 kg wodoru (spełniającego definicję RFNBO). Pierwsza aukcja ma zostać uruchomiona pod koniec 2023 roku, a całkowite wsparcie dla projektów ma wynieść 800 mln EUR¹⁴.

Oprócz kwestii regulacyjnych produkcja wodoru to także wyzwania finansowe oraz współpracy z krajowym systemem elektroenergetycznym. Należy pamiętać, że rozwój rynku wodoru nie powinien być rozpatrywany wyłącznie z perspektywy jednostkowej, ale musi uwzględniać wiele czynników współzależnych, takich jak m.in. stan rozwoju sektora OZE, zdolności sieciowe, poziom liberalizacji rynku energii, a także dostępne fundusze wsparcia. Można zakładać, że sektor wodorowy uwypukli zarówno

no silne, jak i słabe strony poszczególnych systemów elektroenergetycznych w państwach UE.

Zastosowanie wodoru – zielony wodór w dekarbonizacji

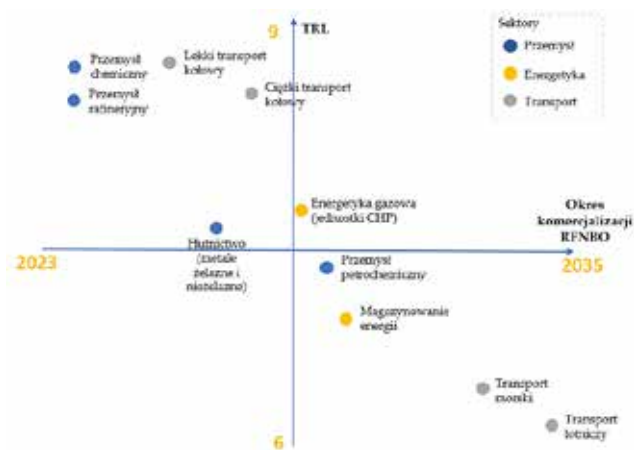
Wodór odnawialny (kwalifikujący się do definicji RFNBO), a także wodór niskoemisyjny, mają być dźwignią dekarbonizacji tych sektorów gospodarki, w których trudno będzie doprowadzić do bezpośredniej elektryfikacji. Dotyczy to zwłaszcza sektorów, które technologicznie bazują na złożonych reakcjach chemicznych, procesach wysokotemperaturowych lub nie są dostosowane do zasilania wyłącznie energią elektryczną. Do kluczowych sektorów zastosowania wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego należy zaliczyć:

- **przemysł** – zwłaszcza rafineryjny i chemiczny, w których obecnie używany wodór jest wysokoemisyjny (produkowany z paliw kopalnych), a zastosowanie mniej emisyjnych odmian wodoru może zapewnić istotną redukcję jednostkowych wskaźników emisyjności CO₂. Wykorzystanie wodoru jako nośnika dekarbonizującego może nastąpić także w sektorach przemysłowych, w których dzisiaj używa się gazu ziemnego lub węgla koksowniczego. Dotyczy to przede wszystkim hutnictwa metali żelaznych i nieżelaznych (produkcja stali i miedzi). Wymienione sektory mają stosunkowo największy potencjał wykorzystania wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego w perspektywie krótko- i średnioterminowej (do 2030 roku) z uwagi na brak realnie występujących alternatyw dla realizacji procesów obniżania emisji CO₂. Widoczny potencjał zastosowania wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego jako alternatywnego nośnika energii występuje także w sektorze petrochemii (m.in. w postaci alternatywnego wsadu surowcowego lub jako paliwo grzewcze), niemniej jednak wymagane są dodatkowe postępy i inwestycje technologiczne w tym zakresie,
- **transport** – sektor transportu jest nowym obszarem dla zastosowania technologii wodorowych (dotychczas wodór nie był powszechnie wykorzystywanym paliwem w transporcie). Zakłada się, że występujący w transporcie przyszły mix paliwowy będzie istotnie zróżnicowany, a stosowanymi nośnikami mogą być zarówno energia elektryczna, biopaliwa, wodór, jak i paliwa syntetyczne. Dobór najbardziej optymalnego paliwa będzie zależał od wielu zmiennych, m.in. postępu technologicznego, cen pojazdów, rodzaju trasy, rodzaju pojazdu, dostępności infrastruktury oraz zmian regulacyjnych. Przyjmuje się, że podobnie jak w przypadku sektora przemysłu, wodór i paliwa syntetyczne będą stosowane szczególnie w sektorach transportu trudnych do elektryfikacji. Do takich rodzajów transportu można zaliczyć transport ciężki, transport morski i lotniczy, a także kolejnictwo na niektórych trasach niezelektryfikowanych. Należy także spodziewać się, że wodór w postaci sprężonej lub skroplonej może mieć istotny udział w rynku autobusów i pojazdów osobowych, jednak w tych segmentach z dużym prawdopodobieństwem pojazdy FCEV będą konkurować z pojazdami bateryjnymi BEV. Zastosowanie wodoru i paliw syntetycznych wyprodukowanych zgodnie z założeniami RED III zapewni widoczne efekty redukcji emisji CO₂, a także pomoże zachować właścicielom flot długoterminową zgodność regulacyjną. Wyzwaniem będzie koszt moder-

nizacji floty, a także utrzymanie konkurencyjności międzynarodowej,

- **energetyka** – wodór w sektorze energetyki jest obecnie stosowany w małych wolumenach jako gaz techniczny lub chłodziwo. Niemniej jednak perspektywy jego rozwoju w tym sektorze są również obiecujące, choć wydaje się, że nie mają tak dużego potencjału jak przemysł i transport. Zastosowanie wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego w sektorze energetyki należy rozpatrywać na dwóch poziomach. Pierwszy dotyczy wykorzystania wodoru jako nośnika magazynującego energię elektryczną i zapewniającego bilansowanie krajowego systemu elektroenergetycznego. Szczególnie może to dotyczyć modeli biznesowych, w których wodór produkowany jest z nadwyżek

Rysunek 3. Matryca poziomu TRL oraz okresu komercjalizacji zastosowania paliw RFNBO w wybranych sektorach gospodarki.



Źródło: G. Tchorek *et al.*, „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce”, Instytut Energetyki, Wydział Zarządzania UW, Klub Energetyczny, 2023.

energii elektrycznej z OZE (okresy zimowo-wiosenne), następnie jest sezonowo magazynowany w strukturach podziemnych, aby finalnie zostać znowu zamieniony na energię elektryczną w okresach szczytu zapotrzebowania (okresy letnie)¹⁵. Istotnym obszarem zastosowania wodoru w energetyce może być także sektor gazownictwa, w którym wysokosprawne jednostki kogeneracyjne, obecnie zasilane gazem ziemnym, będą prawdopodobnie spalać coraz większe domieszki wodoru odnawialnego lub niskoemisyjnego. Zapewni to dekarbonizację jednostek gazowych, a także stopniowe zastępowanie gazu ziemnego w energetyce mniej emisyjnym substytutem. Projekty tzw. zazieleniania jednostek gazowych są już realizowane w Unii Europejskiej, a coraz więcej budowanych elektrowni ma techniczną zdolność domieszkiwania wysokimi stężeniami wodoru lub jego pochodnymi (tzw. jednostki H_2 -ready)¹⁶. Dekarbonizacja sektora gazu ziemnego z użyciem wodoru będzie wynikać głównie z wymogów regulacyjnych pakietu *Fit for 55* (m.in. dyrektywy o efektywności energetycznej, taksonomii UE oraz nowego pakietu gazowego).

Rysunek 3 stanowi porównanie trzech głównych sektorów zastosowania wodoru odnawialnego (paliw RFNBO) w przyszłości, biorąc pod uwagę okres komercjalizacji i poziom gotowości technologicznej (TRL).

Wodór stosowany w procesach dekarbonizacyjnych w UE będzie musiał charakteryzować się odpowiednimi właściwościami,

jeżeli chodzi o źródło pochodzenia oraz ślad węglowy, aby uznać go za zgodny z celami regulacyjnymi. Priorytetowym rodzajem wodoru, stosowanym w procesach dekarbonizacyjnych, będzie wodór wpisujący się w definicję paliw RFNBO. Wodór niskoemisyjny również będzie przyczyniać się do redukcji emisji CO_2 , jednak obecnie nie jest on przedmiotem dedykowanych celów regulacyjnych ani wielu mechanizmów wsparcia. W konsekwencji uznaje się, że transformacja wodorowa w UE, w tym jej tempo i dobór technologii, będzie wynikać z następujących czynników ekonomiczno-regulacyjnych:

- **presji dekarbonizacyjnej wynikającej z działania systemu EU ETS** – coraz wyższe koszty pokrywania emisji CO_2 wynikające ze stałego wzrostu cen uprawnień do emisji CO_2 , odejścia od darmowej alokacji uprawnień do 2034 roku, a także zaostrzających się benchmarków emisyjności CO_2 w poszczególnych sektorach EU ETS. Powoduje to, że procesy oparte na spalaniu węglowodorów mogą stawać się coraz mniej opłacalne. Węglowodory mogą być stopniowo zastępowane nisko- i zeroemisyjnymi nośnikami energii, np. paliwami RFNBO, które będą obciążone bardzo niskimi kosztami emisji lub nie będą nimi obciążone w ogóle. Oddziaływanie systemu EU ETS spowoduje, że jednostkowa emisyjność przedsiębiorstw w coraz większym stopniu będzie wpływać na ich pozycję rynkową w obszarze UE. Dużym wyzwaniem będzie utrzymanie konkurencyjności międzynarodowej przez firmy europejskie, biorąc pod uwagę koszty transformacji, w tym nakłady inwestycyjne związane z przejściem na użycie m.in. odnawialnego wodoru,
- **celów regulacyjnych dla zastosowania paliw RFNBO** – dyrektywa RED III, której treść została wstępnie zaakceptowana przez Parlament i Radę UE w marcu 2023 roku, zakłada 42-procentowy udział paliw RFNBO w zużyciu wodoru w przemyśle do 2030 roku oraz 60-procentowy do 2035 roku (art. 22), wprowadza także jako cel 1-procentowy udział paliw RFNBO w całkowitym zużyciu energii w transporcie do 2030 roku (art. 25). Cele dotyczące zastosowania paliw RFNBO w gospodarce UE, zawarte w tekście RED III, są głównymi czynnikami kreacji przyszłych rynków zbytu na wodór odnawialny. Cele dotyczące paliw RFNBO wprowadzone są także w odrębnych regulacjach dla transportu morskiego (rozporządzenie *FuelEU Maritime*) i lotniczego (rozporządzenie *REFuelEU Aviation*),
- **wprowadzanych mechanizmów pomocy publicznej** – kreacja dedykowanych mechanizmów wsparcia finansowego przeznaczonych dla podmiotów, które przeprowadzają transformację wodorową i są do tego zobligowane regulacyjnie, będzie kluczowa dla utrzymania optymalnej ekonomiki inwestycji, a w konsekwencji dla konkurencyjności międzynarodowej firm. Obecnie dostępne są fundusze unijne i krajowe wspierające inwestycje wodorowe na poziomie CAPEX/OPEX, m.in. mechanizm IPCEI, CEF, Fundusz Innowacyjny oraz programy NFOŚiGW. Stopniowo wprowadzane są także dedykowane mechanizmy wsparcia, bazujące na stałych dopłatach lub kontraktach różnicowych, takich jak Europejski Bank Wodoru. Kluczowym aspektem pozostają sposoby finansowania powyższych mechanizmów, z możliwym uniknięciem nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych. Wydaje się, że kluczowa będzie tutaj optymalna redystrybucja środków z uprawnień EU ETS (aukcyjnych/darmowych), a także unikanie nadmier-

nego przenoszenia kosztów systemowych na opłaty w rachunkach za energię elektryczną.

Zakłada się, że jednocześnie oddziaływanie powyższych czynników rynkowo-regulacyjnych spowoduje stopniowy rozwój rynku wodoru (zwłaszcza paliw RFNBO) na obszarze Unii Europejskiej, a także pozwoli w możliwie zoptymalizowany sposób rozłożyć koszty finansowania. Niemniej jednak należy pamiętać, że ambitna i szybka dekarbonizacja z użyciem wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego będzie wymagająca technologicznie, dlatego jej przeprowadzenie może wymagać stosunkowo dużych nakładów pieniężnych.

* * *

W przypadku transformacji wodorowej polskiego rynku należy wziąć pod uwagę przede wszystkim lokalne uwarunkowania systemu energetycznego oraz dostępność źródeł OZE. Wydaje się, że w związku z ambitnymi celami unijnymi w zakresie zarówno produkcji, jak i zastosowania paliw RFNBO, Polska powinna w sposób strategiczny zaplanować rozwój zdekarbonizowanego rynku wodorowego, biorąc pod uwagę wymienione wcześniej czynniki regulacyjne i ekonomiczne. Szczególnie ważne byłoby strategiczne uwzględnienie rozwoju rynku wodoru odnawialnego na poziomie takich dokumentów jak PEP 2040 i KPEiK, a następnie z doprowadzeniem do operacjonalizacji tych założeń na poziomie aktów prawnych. Prawdopodobny wydaje się również brak pełnych zdolności krajowych do pokrycia przyszłego zapotrzebowania na wodór odnawialny, dlatego niezbędne mogą być plany dotyczące importu wodoru i pochodnych. Państwa takie jak Niemcy, Holandia czy Belgia, mimo własnych zdolności produkcyjnych, już dzisiaj planują budowę terminali do importu wodoru i pochodnych, zakładając, że nawet ponad 50% przyszłego zapotrzebowania na paliwa RFNBO będzie realizowane w drodze importu (podobnie jak dzisiaj LNG)¹⁷.

Aby zapewnić optymalny model dekarbonizacji polskiej gospodarki, w tym zrealizować cele UE w zakresie wykorzystania wodoru odnawialnego, konieczne będzie stworzenie warunków dla maksymalizacji produkcji własnej, a także strategiczne zabezpieczenie kierunków importowych. W konsekwencji kluczowa wydaje się kreacja odpowiedniego otoczenia regulacyjnego na poziomie krajowym dla wodoru odnawialnego i paliw pochodnych. Istotnym działaniem może być dalsza liberalizacja rynku OZE na potrzeby rozwoju rynku paliw RFNBO¹⁸ (m.in. umożliwienie budowy linii bezpośrednich, bez nadmiarowych obciążeń finansowych, rozwój rynku PPA i magazynowania energii, a także wprowadzenie potencjalnych ulg w opłatach regulacyjnych i sieciowych dla dolin wodorowych). Przydatnym rozwiązaniem planistycznym byłoby także zabezpieczenie gruntów w kraju wyłącznie na potrzeby instalacji OZE dedykowanych produkcji wodoru, a nie wytwarzania energii na potrzeby sieciowe (szczególnie w pobliżu dużych zakładów przemysłowych). Ważną inwestycją infrastrukturalną z perspektywy zabezpieczenia importu wodoru i pochodnych może być również budowa terminalu morskiego dostosowanego do odbioru dostaw skroplonego wodoru lub amoniaku (wraz z kontraktacją odbiorców w Polsce). Oczekiwanym działaniem strategicznym dla wzrostu wykorzystania paliw RFNBO będzie także wprowadzenie większych funduszy krajowych dla pokrycia luki finansowej projektów (m.in. uruchomienie

środków z KPO czy Funduszu Transformacji Energetyki). Dobrym narzędziem do skalowania rynku wodoru i pochodnych mogłoby być także wprowadzenie dedykowanego systemu wsparcia (na wzór aukcji OZE), który pozwoliłby zaangażować się sektorowi bankowemu w rozwój tego sektora, zapewniając bardziej rynkowe metody finansowania rynku paliw RFNBO od typowych środków pomocy publicznej (kredyt na warunkach rynkowych zamiast grantu). Kumulacja odpowiednich działań regulacyjnych i strategicznych może zapewnić dynamiczny rozwój rynku wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego w Polsce. Należy pamiętać, że czas na zrealizowanie obowiązkowych celów UE będzie prawdopodobnie stosunkowo krótki (pierwsze cele obligatoryjne RED III przypadają na 2030 rok), konieczne jest więc przejście do fazy projektowania instalacji już teraz.

Dr hab. Grzegorz Tchorek, prof. IEn, Instytut Energetyki, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski
Dr hab. Bartłomiej Nowak, prof. ALK, Akademia Leona Koźmińskiego
Michał Grzybowski, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski

¹ Pełna wersja raportu znajduje się na stronie Izby Gospodarczej Gazownictwa – <https://www.igg.pl/>.

² Polska Strategia Wodorowa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku, Ministerstwo Klimatu i Środowiska.

³ Aktualny benchmark emisyjności dla instalacji produkcji wodoru w UE ETS na lata 2021–2025 wynosi 6,84 t CO₂/t wodoru i bazuje na wartości 10% najbardziej efektywnie pracujących instalacji (najmniej emisyjnych).

⁴ Zgodnie z definicją znajdującą się w art. 2 (36) dyrektywy RED III; COM (2021) 557.

⁵ Zgodnie z definicją znajdującą się w art. 2 (35) dyrektywy RED III; COM (2021) 557.

⁶ Zgodnie z definicją znajdującą się w art. 2 (10) nowej dyrektywy gazowej; COM (2021) 803.

⁷ 70-procentowy efekt redukcji emisji CO₂ w stosunku do nośnika porównawczego w praktyce sprowadza się do jednostkowej emisyjności na poziomie 3–3,4 t CO₂/t H₂ w całym cyklu życia (w zależności od aktu prawnego).

⁸ *Commission sets out rules for renewable hydrogen* (europa.eu).

⁹ TRL (z ang. *Technology Readiness Level*) to poziom gotowości technologicznej danego rozwiązania, urzędnienia czy metody produkcji. Poziom TRL 1 oznacza wstępne prace badawcze, a poziom TRL 9 oznacza pełną gotowość technologiczną do wejścia na rynek.

¹⁰ Dyrektywa RED III zakłada możliwość realizacji celu udziału OZE w sektorze transportu z wykorzystaniem paliw węglowych z recyklingu (art. 22 RED III).

¹¹ *EU countries slam 'crazy' France for taking renewables legislation 'hostage'* – POLITICO.

¹² *Hydrogen Production and Uses* – World Nuclear Association (world-nuclear.org).

¹³ Kolejny etap prac nad „Konstytucją dla wodoru” – Ministerstwo Klimatu i Środowiska – Portal Gov.pl (www.gov.pl).

¹⁴ *Commission outlines European Hydrogen Bank to boost renewable hydrogen* (europa.eu).

¹⁵ Wykorzystywanie wodoru jako krótkoterminowego magazynu energii w celu arbitrażu cenowego, np. na rynku bilansującym, może nie być opłacalne z uwagi na duże straty energii i technologie lepiej dopasowane do tego typu rozwiązań (np. magazyny baterijne).

¹⁶ *Germany to almost double gas firing capacity* – EURACTIV.com

¹⁷ *Germany will have to import 70% of green hydrogen* – econ minister | Reuters.

¹⁸ Stan rozwoju rynku paliw RFNBO w Polsce w znacznej części będzie wypadkową stanu rozwoju rynku OZE oraz poziomu jego liberalizacji.

Łańcuch wartości gospodarki wodorowej – magazynowanie i transport

Piotr Mikusek, Michał Grzybowski, Filip Targowski, Grzegorz Tchorek

Poniższy artykuł stanowi drugą część publikacji opartej na raporcie pn. „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej”, przygotowanym przez Instytut Energetyki i Wydział Zarządzania UW, a także licznych pogłębionych dyskusji ze specjalistami rynku gazowniczego, w tym w gronie ekspertów Grupy ds. Wodoru przy IGG, powołanej w 2019 roku. Skrót raportu stanowi dodatek do aktualnego numeru „Przeglądu Gazowniczego” nr 2 (78). Zawarte w nim przekrojowe informacje dotyczące łańcucha wartości gospodarki wodorowej w Polsce są efektem kilkuletnich działań animacyjnych, edukacyjnych, badawczych i popularyzatorskich na rzecz gospodarki wodorowej, w których aktywnie uczestniczy IGG i jej członkowie.

Magazynowanie i transport wodoru stanowią dwa środkowe z czterech elementów łańcucha wartości gospodarki wodorowej – obok jego produkcji (wraz z konwersją) i zastosowania¹. Ta centralna lokalizacja w łańcuchu wpływa na stosunkowo mniejsze zainteresowanie w powszechnej świadomości tymi elementami. Może to wynikać z pewnego uproszczonego założenia, że jeżeli produkcja wodoru będzie konkurencyjna oraz jeżeli zostanie wytworzony odpowiedni rynek po stronie popytowej, wtedy w konsekwencji odpowiednie formy magazynowania i transportu również zostaną wypracowane. Taka heurystyka myślowa może jednak okazać się zasadniczo błędna. Potencjał do nieprawidłowości takiego założenia można wykazywać z obecnych doświadczeń, w których mimo rozwiniętego rynku wodoru opartego na węglowodorach, niewykreowany został rynek jego wielkoskalowego magazynowania i transportu. Oczywiście, jedną z głównych przyczyn jest obecnie wyspecjalizowane sektorowe wykorzystanie wodoru i niekonkurencyjność szerokiego zastosowania w obszarach, w których musiałby rywalizować z tradycyjnymi paliwami kopalnymi². Wraz z zacieśnianiem się ram światowej i unijnej polityki klimatycznej należy spodziewać się coraz większej liczby czynników ograniczających konkurencyjność tradycyjnych paliw kopalnych i mechanizmów wspierających rozwój niskoemisyjnego wodoru oraz jego pochodnych. Dlatego niezbędne jest prowadzenie dedykowanych analiz i badań poświęconych magazynowaniu i transportowi wodoru, co może pozytywnie wpłynąć na mitygację ryzyka wystąpienia w tych obszarach wąskich gardeł o charakterze technologicznym, regulacyjnym czy ekonomicznym, uniemożliwiających upowszechnianie się zdekarbonizowanej gospodarki wodorowej.

Niniejsza publikacja została podzielona na dwie części poświęcone magazynowaniu i transportowi wodoru. Każda z nich zawiera odniesienie do otoczenia technologicznego, regulacyjnego i rynkowego w celu ukazania szerszej perspektywy poznawczej istniejącego i kreowanego otoczenia rozwoju gospodarki wodorowej. Treść oraz wnioski przedstawione w publikacji oparte są

na danych z raportu „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce”³, do którego autorzy odsyłają w przypadku chęci pogłębienia wiedzy.

Transport wodoru

Transport wodoru można ogólnie definiować jako działania mające zapewnić fizyczne dostarczenie odpowiednich wolumenów wodoru od producenta wodoru do jego odbiorcy. W sektorze energetycznym tradycyjnie przyjmuje się rozróżnienie na przesył i dystrybucję. Wyraźne rozgraniczenie obu tych form transportu jest umowne i odnosi się do transportowanego wolumenu, a co za tym idzie – również powiązanej z nim odległości niezbędnej do transportu. Ponieważ na gruncie projektowanych unijnych przepisów (o czym jeszcze będzie mowa w dalszej części artykułu) takie rozróżnienie prawnie nie jest dokonywane, na potrzeby niniejszej publikacji dystynkcja zostaje dokonana na podstawie odległości transportu. Transport na odległość 500 km i powyżej będzie traktowany jako przesył, zaś poniżej tej odległości jako dystrybucja. Rozróżnienie to wpływa na wybrane do analizy formy transportu.

Zasadniczo, wielkowolumenowy transport wodoru (przesył) będzie występować w formie transportu morskiego i rurociągowego. W każdej z tych form można wyróżnić dwie kategorie. W przypadku transportu morskiego to rozróżnienie będzie następować na podstawie kryterium nośnika wodoru – może on być transportowany w czystej formie (w stanie ciekłym lub gazowym) bądź w formie derywatu, np. pod postacią amoniaku, metanolu czy z wykorzystaniem ciekłych organicznych nośników (ang. *liquid organic hydrogen carriers*, LOHC). Natomiast transport rurociągowy może odbywać się za pomocą nowych, dedykowanych rurociągów, w których transportowany jest wodór o wysokim poziomie czystości albo jego derywat, np. amoniak, a także już istniejącymi sieciami gazowymi, poddanymi tzw. procesowi retrofitingu⁴, czyli dostosowania sieci do potrzeb transportu wodoru⁵.

W procesie przesyłu, poza samym transportem, uwzględnić trzeba także jego konwersję do formy, w której ma być transportowany, oraz potencjalną rekonwersję do formy, w której ma być wykorzystany, o ile jest to forma inna od formy transportu⁶.

Jak wynika z analiz, poziom gotowości technologicznej (ang. *technology readiness level*, TRL) różni się zasadniczo w zależności od skali przesyłu wodoru. Dla przesyłu powyżej 1000 ton wodoru dziennie pełnej gotowości technologicznej (TRL 9) w całym łańcuchu nie osiągnęła żadna z badanych metod⁷. Najbliżej tego poziomu jest transport wodoru pod postacią amoniaku, co wymagałoby dalszego rozwoju technologicznego dużych morskich jednostek transportowych. Każde z analizowanych rozwiązań charakteryzuje się korzyściami i problemami, na przykład transport w formie metanolu wymaga pozyskania dwutlenku węgla, co może obciążać dodatkowo śladem węglowym, ciekły wodór w transporcie morskim charakteryzuje się stosunkowo wysokimi stratami w postaci tzw. *boil off*⁸, zaś długodystansowy transport LOHC jest najmniej rozwiniętą technologią⁹. W odniesieniu do retrofittingu sieci, mimo prowadzenia pilotaży w tym zakresie, nie ma jednoznacznych wyników, jakie parametry technicz-

20 milionów ton zielonego wodoru konsumowanego w Unii Europejskiej ma pochodzić z importu, tj. będzie dostarczana w ramach dalekosiężnych form transportu (rurociągi i transport morski), z czego zakłada się, że import będzie prowadzony w 60% w formie bezpośrednio wodoru, zaś 40% to będzie derywat wodorowy w postaci amoniaku.

ne musi posiadać stal, aby możliwy był transport wodoru w już istniejących i często wiekowych sieciach gazowych¹⁰. Zdolność sieciowa do retrofittingu różnić się będzie nie tylko między krajami, ale również między regionami czy konkretnymi połączeniami w ramach tej samej sieci. Istotną barierą może okazać się również potrzeba dostosowania infrastruktury odbiorczej u odbiorców końcowych korzystających dotychczas z gazu.

W zakresie transportu (dystrybucji) wodoru o mniejszej skali i na krótsze dystanse, poza rurociągami występującymi również przy przesyłach, atrakcyjną metodą może okazać się transport intermodalny w formie gazowej (butle/rury z gazem) lub ciekłej (cysterny)¹¹. W zakresie wolumenu transportowanego wodoru, w transporcie drogowym, forma ciekła zapewnia obecnie około czterokrotnie większą pojemność, biorąc pod uwagę, że w jednej cysternie mieści się nawet powyżej 4000 kg wodoru w porównaniu z około 1000 kg w butlowozach transportujących wodór w formie gazowej¹².

Z punktu widzenia regulacyjnego dla transportu wodoru kluczowe znaczenie mają zwłaszcza trzy akty: Plan REPowerEU¹³, propozycja Pakietu Dekarbonizacyjnego Rynku Gazu Ziemi i Wodoru¹⁴ oraz akt delegowany do dyrektywy 2018/2001, dotyczący zasad obliczania poziomu emisji gazów cieplarnianych w przypadku paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego¹⁵ (ang. *renewable fuels of non-biological origin*; RFNBO). Wyznaczają one bowiem schemat regulacyjny dotyczący planowanej skali importu wodoru, zasad eksploatacji i udostępniania dedyko-

wanej infrastruktury wodorowej, a także zasad rozliczania emisji wodoru, co będzie wpływać na realizację celów unijnej polityki klimatycznej. Nie są to, oczywiście, jedyne akty odnoszące się do kwestii transportu wodoru i zarówno na gruncie unijnym, jak i krajowym można spotkać wiele innych regulacji, obejmujących aspekty szeroko rozumianego transportu.

Plan REPowerEU zakłada, że w 2030 roku połowa z 20 milionów ton zielonego wodoru konsumowanego w Unii Europejskiej ma pochodzić z importu, tj. będzie dostarczana w ramach dalekosiężnych form transportu (rurociągi i transport morski). Zakłada się przy tym, że import będzie prowadzony w 60% w formie bezpośrednio wodoru, zaś 40% to będzie derywat wodorowy w postaci amoniaku¹⁶. Mimo niewiążącego charakteru plan REPowerEU pokazuje, że Komisja Europejska traktuje rozwój przesyłu wodoru nie tylko jako jeden z ważnych elementów zaspokojenia europejskich potrzeb na ten gaz, ale wręcz warunek konieczny transformacji wodorowej UE. Rozwój importu, w znacznej mierze stymulowany regulacjami napędzającymi stronę popytową, a jednocześnie silnie ograniczającymi możliwości produkcji wodoru w Europie, dostrzegany jest również w ramach inicjatywy *European Hydrogen Backbone*, skupiającej się na rozwoju paneuropejskiej infrastruktury transportowej wodoru¹⁷.

Kluczowy z punktu widzenia zasad wykorzystywania transportowej infrastruktury wodorowej będzie projektowany Pakiet Dekarbonizacyjny Rynku Gazu Ziemi i Wodoru, na który składają się zmiany m.in. rozporządzenia oraz dyrektywy, określających kształt wewnątrzunijnego rynku gazu. W pakiecie tym uregulowane zostaną takie kwestie jak np. wyznaczenie zasad dostępu oraz świadczenia usług w zakresie wodoru, powołanie Europejskiej Sieci Operatorów Wodorowych (ENNOH), umożliwienie transportu zblendowanego wodoru przez połączenia transgraniczne do 5% zawartości mieszanki gazu, wprowadzenie od 1 stycznia 2031 roku zasady dostępu do sieci wodorowej na podstawie taryf czy wdrożenie zasad unbundlingu w ramach rozdziału wertykalnego i horyzontalnego. Dodatkowo, istotnym elementem pakietu jest stworzenie ram prawnych wykorzystania tzw. wodoru niskoemisyjnego, czyli wodoru, który przyczynia się do ograniczenia emisji względem swoich emisyjnych kopalnych odpowiedników o 70%, ale nie jest wytworzony przy użyciu źródeł odnawialnych. Komisja Europejska będzie również zobowiązana do przyjęcia do końca 2024 roku aktów delegowanych określających metody oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dzięki wodorowi niskoemisyjnemu.

Natomiast projektowany akt delegowany dotyczący metodyki jest istotny dla transportu wodoru ze względu na określenie zakresu emisji uwzględnianych przy określaniu spełnienia warunków kwalifikacji danego wodoru jako RFNBO. Emisje powiązane z transportem wodoru będą wliczane jako emisje samego wodoru, a tym samym transport będzie czynnikiem obciążającym *carbon footprint* wodoru.

W zakresie otoczenia rynkowego i kosztów transportowanego wodoru przeprowadzone analizy wskazują, że wybór konkretnego rozwiązania będzie silnie uwarunkowany lokalnymi potrzebami. Przy wielkoskalowym transporcie morskim¹⁸ technologią o średniej najniższej kosztów okazywał się transport czystego wodoru w formie ciekłej. Konkurencyjny wobec tej metody w zakresie najniższych kosztów był jedynie amoniak przy transporcie na odległości 20 000 km. Główne wady wykorzystania metanolu i amoni-

niaku jako formy transportowej powiązane są z wysoką wrażliwością na wzrost cen energii elektrycznej oraz kosztownością procesu rekonwersji (amoniak) i pozyskania nośnika (metanol). W przypadku wyeliminowania potrzeby dokonania rekonwersji do postaci wodorowej amoniaku i zastosowanie go bezpośrednio w tej formie może znacząco wpłynąć na obniżenie kosztów transportu i atrakcyjność tej metody. Alternatywna względem transportu morskiego metoda wykorzystująca rurociągi może

Długodystansowy transport morski [EUR/kgH₂]



Źródło: G. Tchorek *et al.*, „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce”, s. 72.

być atrakcyjna zwłaszcza w przypadku wykorzystania dużych (> 36-calowych) sieci. Atrakcyjność ta ze względu na spadek kosztów rośnie jeszcze bardziej w sytuacji dokonania retrofittingu istniejących instalacji, jednak w przypadku tak dużych odległości i struktury importowej gazu ziemnego możliwość przekształcenia sieci będzie ograniczona¹⁹.

W przypadku transportu w ramach dystrybucji analizowanymi metodami są transport rurociągami i transport kołowy w formie sprężonej i ciekłej. Oczywiście, nie wyklucza to innych metod transportu intermodalnego, np. kolejowego czy statkami śródlądowymi, jednak te metody są mniej elastyczne od transportu kołowego i uzależnione od dostępności odpowiedniej infrastruktury. Wyraźnie dostrzegalny jest wzrost opłacalności transportu za pomocą rurociągów wraz ze zwiększaniem się wolumenów

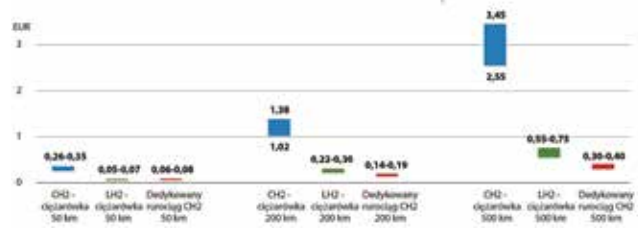
W przypadku formy gazowej można wyróżnić cztery główne formy magazynowania: kawerny solne, wyłożone kawerny skalne, wyczerpane złoża gazu oraz zbiorniki ciśnieniowe.

wodoru²⁰ oraz odległości, którą ma on pokonać do odbiorcy. Przy odległości 500 km wyraźnie deklasuje on transport kołowy w formie sprężonej i ciekłej, zakładając potrzebę transportu 400 000 tys. kg H₂ rocznie. Rozróżnienie pomiędzy transportem kołowym w formie sprężonej i ciekłej jest analogiczne. Wraz ze wzrostem odległości i wolumenu forma ciekła zyskuje na atrakcyjności. Wynika to z faktu, iż wyższe koszty sprężenia przy większych wolumenach kompensowane są przez około czterokrotnie większą pojemność jednego transportu, co obniża liczbę jednostek transportowych niezbędnych do zachowania ciągłości procesu dystrybucyjnego²¹.

Magazynowanie wodoru

Wyzwania związane z magazynowaniem wodoru w znacznej mierze stanowią lustrzane odbicie problemów dostrzeżonych

Transport krótko-, średnidystansowy [EUR/kgH₂]



Źródło: G. Tchorek *et al.*, „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce”, s. 76.

na gruncie analizy transportu wodoru. Główne podobieństwo stanowi kwestia trudności ze skalowaniem technologii oraz dostosowania obecnej struktury rynkowej do wielkoskalowego i bardziej powszechnego wykorzystania wodoru, także w nowych sektorach gospodarki, w których dotychczas nie był wykorzystywany. Mogłoby się wydawać, że ze względu na długą historię wykorzystania wodoru i powiązanych z tym potrzeb magazynowania kwestia ta nie będzie szczególnie problematyczna. I rzeczywiście, w przypadku małoskalowego magazynowania naziemnego jest to

Przykładowe metody magazynowania wodoru w zależności od stanu skupienia

	Forma gazowa	Forma ciekła	Forma stała
Skompresowany wódor	Syntetyczne węglowodory	Hybrydy chemiczne	Wodorki metali
	Skompresowany metan/SNG	Amoniak	Materiały porowate
	Ciekły SNG	Metanol	Borowodorek
	Syntetyczna benzyna	LOHC	Stopy typu AB
	Syntetyczny diesel	Ciekły wódor	Wodorek glinu
		LOHC	
		MCH	
		DBT	
		Izopropanol	
		Benzen	
			Grafen
			Aerogel węglowy
			Nanorurki węglowe

Źródło: G. Tchorek *et al.*, „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce”, s. 43.

technologia dojrzała i powszechnie stosowana²². Jednak ta forma przechowywania wodoru nie będzie w stanie wypełnić jednego z celów, jaki przed wodorem stawia Komisja Europejska, a mianowicie pełnienia funkcji sezonowego magazynu energii²³. Rola ta jest istotna zwłaszcza w kontekście dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii, które mają charakter pogodozależny²⁴.

Analizując otoczenie technologiczne, jednym z głównych kryteriów podziału jest wcześniej wspomniane rozróżnienie na magazynowanie naziemne (zbiornikowe) i podziemne (geologiczne)²⁵. Jednak nie jest to jedyne możliwe rozróżnienie, ponieważ kwestię magazynowania wodoru można analizować także przez pryzmat stanu skupienia.

W przypadku formy gazowej można wyróżnić cztery formy magazynowania²⁶: kawerny solne, wyłożone kawerny skalne, wyczerpane złoża gazu oraz zbiorniki ciśnieniowe. Najwyższą dojrzałością technologiczną charakteryzuje się ostatnia z wymienionych metod, jednak zbiorniki ciśnieniowe też mają znacznie ograniczone możliwości objętościowe w stosunku do magazynowania podziemnego. Spośród metod podziemnego magazynowania najbardziej rozwiniętą metodą jest wykorzystanie kawern solnych, której TRL wynosi 8–9. Zaletami tego rozwiązania są niskie straty wodoru, niskie ryzyko zanieczyszczenia przechowywanego gazu oraz duża pojemność magazynu, która jednak zależy od charakterystyki geologicznej danej struktury²⁷.

W przypadku magazynowania wodoru w formie ciekłej i stałej istnieje znaczna liczba potencjalnych sposobów przechowy-

wania. Zaczynając od najprostszej formy w postaci ciekłego czy- stego wodoru przez ciekłe formy derywatów wodorowych, jak wcześniej wspomniany amoniak czy metanol, LOHC w różnych konfiguracjach, a kończąc na wodorkach metali oraz przecho- wywaniu w materiałach porowatych²⁸. Spośród wymienionych metod najbardziej dojrzałą metodą jest magazynowanie wodoru w formie ciekłego amoniaku.

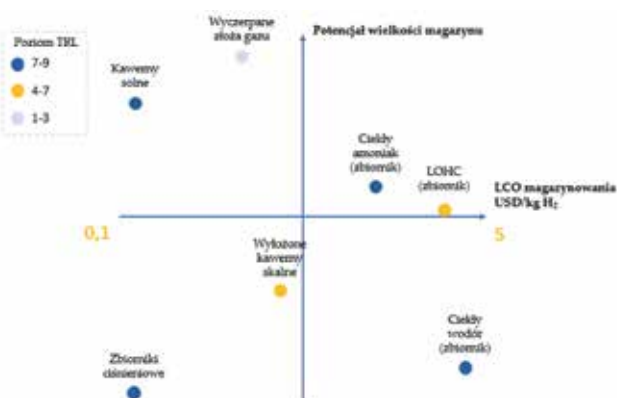
W kwestii regulacji obejmujących obszar magazynowania wo- doru, uwagi i wyróżnione akty prawne odnoszące się do trans- portu wodoru będą odnosić się również do kwestii magazynowa- nia. Na przykład Pakiet Dekarbonizacyjny Rynku Gazu Ziarnego i Wodoru przewiduje, iż za instalację magazynowania będą uzna- wane wyłącznie instalacje magazynujące wodór wysokiej czysto- ści, w tym części terminali wodorowych, co ma na celu wyłączenie instalacji przemysłowych z wodorem w formie gazu syntetycznego. Podobnie jak w przypadku magazynów gazu ziemnego, ma- gazynowanie wodoru będzie prowadzone przez wyodrębnionych operatorów zobowiązanych do zapewnienia bezpieczeństwa eksploatowanej infrastruktury, a także jej rozwoju. Infrastruktura magazynowa ma być udostępniana na niedyskryminacyjnych wa- runkach podmiotom trzecim. Przepisy dotyczące magazynowania mają również stanowić sposób promocji wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego, który będzie objęty obowiązkiem rabatów ta- ryfowych dla jego magazynowania.

Warto również zwrócić uwagę na jedną z krajowych regulacji, która będzie miała kluczowe znaczenie dla rozwoju magazynowa- nia wodoru w Polsce, tj. projekt UD280²⁹. Stanowi on komplek-

dujących, w tym Niemiec, które są obecnie największą gospodar- ką wodorową w Unii Europejskiej. Potencjał jest tym większy, że w przypadku kawern solnych koszty magazynowania wodoru w stosunku do wielkości magazynów oraz gotowości technolo- gicznej są stosunkowo niskie.

Analizując łańcuch wartości gospodarki wodorowej w odnie- sieniu do transportu i magazynowania wodoru, biorąc pod uwagę otoczenie technologiczne, regulacyjne i rynkowe, wyraźnie można dostrzec, że skala wyzwań związanych z dalszym rozwojem ry- nku jest znaczna. Z drugiej strony, liczba potencjalnych trudności tworzy pole do wypracowania nowych przewag konkurencyjnych przez krajowe przedsiębiorstwa. Będzie to jednak wymagać pod- jęcia działań o charakterze strategiczno-operacyjnym. W zakresie transportu punktem wyjścia powinno być określenie krajowego modelu dekarbonizacji sektora gazowego. Bez odpowiedniego zmapowania własnych możliwości wytwórczych i potencjału

Warto zwrócić uwagę na jedną z krajowych regulacji, która będzie miała kluczowe znaczenie dla rozwoju magazynowania wodoru w Polsce, tj. projekt UD280. Stanowi on kompleksową nowelizację, której celem jest umożliwienie bezzbiornikowego magazynowania wodoru m.in. w kawernach solnych.



Źródło: G. Tchorek *et al.*, „Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce”, s. 52.

sową nowelizację, której celem jest umożliwienie bezzbiorniko- wego magazynowania wodoru m.in. w kawernach solnych. Takie przedsięwzięcia mają uzyskać status inwestycji celu publicznego, co powinno ułatwić ich realizację. Dodatkowo, wprowadzane są ułatwienia mające zapewnić podmiotowi eksploatującemu dane złożę pierwszeństwo w uzyskiwaniu koncesji na magazynowanie wodoru w danym eksploatowanym złożu.

Analizując otoczenie rynkowe, należy zwrócić uwagę, iż Pol- ska, obok Niemiec, posiada jedno z największych potencja- łów geologicznych do magazynowania wodoru w kawernach solnych zlokalizowanych na lądzie, z szacowaną pojemnością 7.24 PWhH³⁰. Duża pojemność kawern solnych daje interesują- cą perspektywę rozwoju rynku magazynowania wodoru nie tylko na potrzebę krajowych użytkowników, lecz także państw sąsia-

importowego trudno będzie planować i rozwijać krajową infra- strukturę transportową. Tworzenie lokalnych stref bilansujących podaż i popyt, np. w formie dolin wodorowych, stanowi istotny element kształtowania rynku wodoru w Polsce, jednak w długiej perspektywie te lokalne centra mogą okazać się niewystarczające. Odpowiednie zaplanowanie działań transformacyjnych pozwoli- łoby skierować dodatkowe środki w te obszary geograficzne Pol- ski oraz sektory, które pozytywnie wpływałyby na rozwój systemu wodorowego. Działania te są nie mniej istotne z perspektywy roz- woju infrastruktury magazynowania wodoru. Potencjalne obsza- ry geologiczne magazynowania wodoru nie są rozłożone równo- miernie i dominują w centralnej Polsce oraz północno-zachodnich regionach. Tym samym odpowiednio wcześniejsze zaplanowanie rozwoju infrastruktury może być kluczem do obniżenia kosztów transportu i magazynowania wodoru w Polsce.

Mgr Piotr Mikusek, Wydział Prawa i Administracji, Uniwersytet Warszawski,
Michał Grzybowski, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski
Mgr Filip Targowski, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski
Dr hab. Grzegorz Tchorek, prof. IEn, Instytut Energetyki, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski

¹ J. Kupecki *et al.*, *Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku*, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, 2021, s. 27.

² S. Chen, A. Kumar, W. C. Wong, M.-S. Chiu, X. Wang, *Hydrogen value chain and fuel cells within hybrid renewable energy systems: Advanced operation and control strategies*, Applied Energy, tom 233–234, 2019, s. 322. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.003>.

³ G. Tchorek *et al.*, *Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce*, Instytut Energetyki – Instytut Badawczy, Wydział Zarządzania Uniwersy- tetu Warszawskiego oraz Klub Energetyczny, 2023.

⁴ L. Heidecke et al., *The Revision of the Third Energy Package for Gas*, European Parliament, Luxembourg 2022, s. 35.

⁵ Taki retrofit sieci może mieć charakter całkowity, tj. dostosowania sieci do transportu wyłącznie czystego wodoru albo charakter częściowy, gdzie sieć będzie transportować mieszaną gaz ziemnego i wodoru. Na potrzeby analizowano retrofit całkowity sieci.

⁶ A. Allsop, M. Bortolotti, *Clean Hydrogen Monitor 2022*, Hydrogen Europe, s. 94.

⁷ IRENA, *Global hydrogen trade to meet 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2022, s. 21.

⁸ A. Patonia, R. Poudineh, *Global trade of hydrogen: what is the best way to transfer hydrogen over long distances?*, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2022, s. 7.

⁹ IRENA, *Global hydrogen trade...*, s. 89.

¹⁰ ACER, *Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing*, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2021, s. 6.

¹¹ *Hydrogen Europe, Hydrogen Transport & Distribution. TECH Overview*, s. 1–2. [dostęp: 28 maja 2023]: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/Tech-Overview_Hydrogen-Transport-Distribution.pdf.

¹² J. Itonen et al., *Next Nordic Green Transport Wave – Large Vehicles. Hydrogen transport from large-scale production points to Nordic consumers*, Nordic Innovation, 2021, s. 7–8.

¹³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Plan REPowerEU, Bruksela, 18.05.2022, COM(2022) 230 final.

¹⁴ Wniosek dotyczący rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rynków wewnętrznych gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, Bruksela, 15.12.2021, COM(2021) 804 final. Wniosek dotyczący dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazów odnawialnych i gazu ziemnego oraz wodoru, Bruksela, 15.12.2021, COM(2021) 803 final.

¹⁵ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) z 10.02.2023, uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie minimalnego progu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych oraz poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, uzyskanego dzięki odnawialnym ciekłym i gazowym paliwom transportowym pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym (C/2023/1086 final), zwany dalej aktem delegowanym dotyczącym metodyki.

¹⁶ Commission staff working document implementing the REPowerEU Action Plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets. Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions REPowerEU Plan, SWD/2022/230 final.

¹⁷ R. van Rossum, J. Jens, G. La Guardia, A. Wang, L. Kühnen, M. Overgaag, *A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries, European Hydrogen Backbone*, 2022, s. 8–11.

¹⁸ Założenia poczynione przy wyliczeniach kosztów transportu dostępne są w G. Tchorek, *Łańcuch wartości gospodarki...*, 2023.

¹⁹ *Ibidem*, s. 71–74.

²⁰ Modelowana analiza prowadzona dla dystrybucji wodoru na poziomie 400 000 tys. kg rocznie.

²¹ G. Tchorek, *Łańcuch wartości gospodarki...*, s. 75–76.

²² A. Patonia, R. Poudineh, *Hydrogen storage for a net-zero carbon future*, The Oxford Institute for Energy Studies, 2023, s. 15.

²³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu, Bruksela, 8.07.2020, COM(2020) 301 final, s. 7.

²⁴ *Energy Transition Expertise Centre, The role of renewable H2 import & storage to scale up the EU deployment of renewable H2*, 2022, s. 16.

²⁵ DNV, *Hydrogen Forecast to 2050*. Energy Transition Outlook 2022, 2022, s. 60.

²⁶ G. Tchorek, *Łańcuch wartości gospodarki...*, s. 75–76.

²⁷ A. Patonia, R. Poudineh, *Hydrogen storage...*, s. 18; Energy Transitions Commission, *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy*, 2021, s. 43.

²⁸ A. Patonia, R. Poudineh, *Hydrogen storage...*, s. 4.

²⁹ Projekt ustawy Ministerstwa Klimatu i Środowiska o zmianie ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” oraz niektórych innych ustaw (UD280).

³⁰ D. G. Caglayan, N. Weber, H. U. Heinrichs, J. Linßen, M. Robinius, P. A. Kukla, D. Stolten, *Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe*, International Journal of Hydrogen Energy, tom 45(11), 2020, DOI:10.1016/j.ijhydene.2019.12.161, s. 10.

Literatura:

1. ACER, *Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing*, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2021.

2. A. Allsop, M. Bortolotti, *Clean Hydrogen Monitor 2022*, Hydrogen Europe.

3. D. G. Caglayan, N. Weber, H. U. Heinrichs, J. Linßen, M. Robinius, P. A. Kukla, D. Stolten, *Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe*, International Journal of Hydrogen Energy, tom 45(11), 2020, DOI:10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.

4. S. Chen, A. Kumar, W. C. Wong, M.-S. Chiu, X. Wang, *Hydrogen value chain and fuel cells within hybrid renewable energy systems: Advanced operation and control strategies*, Applied Energy, tom 233–234, 2019, s. 321–337. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.003>.

5. DNV, *Hydrogen Forecast to 2050*. Energy Transition Outlook 2022, 2022.

6. Energy Transitions Commission, *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy*, 2021.

7. Energy Transition Expertise Centre, *The role of renewable H2 import & storage to scale up the EU deployment of renewable H2*, 2022.

8. L. Heidecke, I. Kustova, M. Flickenschild, Y. Dijkhof, I. Larmi, H. van Til, M. van Benthem, N. Nguyen, *The Revision of the Third Energy Package for Gas*, European Parliament, Luxembourg 2022.

9. Hydrogen Europe, *Hydrogen Transport & Distribution. TECH Overview*. Dostęp [28 maja 2023]: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/Tech-Overview_Hydrogen-Transport-Distribution.pdf.

10. J. Itonen, A. Grzelec, E. Wiberg, B. Aronsson, J. B. Skúlason, T. J. Jensen, I. T. Wilhelmssen, J. Eriksen, *Next Nordic Green Transport Wave – Large Vehicles. Hydrogen transport from large-scale production points to Nordic consumers*, Nordic Innovation, 2021.

11. IRENA, *Global hydrogen trade to meet 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi 2022.

12. J. Kupecki, M. Blesznowski, K. Motyliński, M. Wierzbicki, S. Jagielski, M. Boiski, M. Krauz, M. Bąkała, K. Razumkova, M. Skrzyplikiewicz, A. Niemczyk, L. Ajdys, P. Boguszewicz, M. Kosiorek, M. Łazor, B. Czarniecki, L. Bronk, G. Tchorek, S. Wójtowicz, M. Brzozowski, W. Kozioł, J. Majczyk, T. Andrzejewski, B. Jabłońska, F. Targowski, M. Grzybowski, J. Fudała, E. Błaszczak, M. Cenowski, T. Müller, E. Strzelecka-Jastrząb, E. Wcisło, *Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku*, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, 2021.

13. A. Patonia, R. Poudineh, *Global trade of hydrogen: what is the best way to transfer hydrogen over long distances?*, The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford 2022.

14. A. Patonia, R. Poudineh, *Hydrogen storage for a net-zero carbon future*, The Oxford Institute for Energy Studies, 2023.

15. R. van Rossum, J. Jens, G. La Guardia, A. Wang, L. Kühnen, M. Overgaag, *A European hydrogen infrastructure vision covering 28 countries, European Hydrogen Backbone*, 2022.

16. G. Tchorek, F. Targowski, P. Mikusek, M. Grzybowski, *Łańcuch wartości gospodarki wodorowej w Polsce*, Instytut Energetyki – Instytut Badawczy, Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego oraz Klub Energetyczny, 2023.

Zielony wodór w dekarbonizacji

Tomoho Umeda

Twierdzenia o nieodłącznej roli wodoru w procesie dekarbonizacji mogą wydawać się wtórne i puste, jeśli wziąć pod uwagę, jak wiele projektów związanych z tym nośnikiem energii jest ogłaszanych na poziomie komunikacji medialnej, a jak niewiele z nich uzyskuje rzeczywistą pozytywną ostateczną decyzję inwestycyjną (FID). W ostatnim raporcie rocznym stowarzyszenia Hydrogen Europe znajdziemy zestawienie ukazujące rozdźwięk między około 1 GW projektów wodorowych ogłoszonych w 2022 roku w Europie a jedynie kilkudziesięcioma MW, które doczekały się decyzji o rozpoczęciu budowy/wykonaniu zamówień. W tym artykule postaram się odpowiedzieć, dlaczego tak się dzieje i jakie z tego wynikają wnioski dla rynku i branży gazowej. Odniosę się również do podsumowania całego ubiegłego roku, w którym główną rolę pełniła zbrojna napaść Rosji na Ukrainę i będące jej pochodną zawirowania na rynku energetycznym. Turbulencje, jakie wywołały następstwa tego, co rozpoczęło się 24 lutego, widoczne są do dzisiaj. Najnowszym akordem jest na przykład sytuacja puławskich Azotów.

Czy 2022 rok był rokiem wodoru?

Okazjonalny obserwator rynku wodorowego mógłby wysnuć wniosek, że 2022 rok był rokiem wodoru. Jeśli przed wojną w Ukrainie wodorowi towarzyszył rosnący *hype*, to Komisja Europejska, ogłaszając plan REPowerEU, uczyniła zeń najgorętszy temat energetyki. Prawdą jest, że we wrześniu ubiegłego roku, przy cenie na rotterdamkim rynku kontraktów terminowych przekraczającej 300 euro za 1 MWh gazu ziemnego, elektroliza błyskawicznie stała się technologią konkurencyjną kosztowo. Wówczas cena 1 kg wodoru w detalu przekraczała 120 zł/kg. Wodór wytwarzany w procesie elektrolizy stał się zatem realną opcją już w drugim kwartale 2022 roku. No właśnie, pytanie czy się stał?

Komisja Europejska, przedstawiając w ramach REPowerEU program zastąpienia węglowodorów z Rosji wodorem, wykorzystwała mechanizm znany z czasów walki z pandemią COVID-19 – ucieczki do przodu. Tak jak fundusze odbudowy przeznaczone na mitygację piętna gospodarczego pandemii miały i mają być wydatkowane w celach zbieżnych z polityką klimatyczną, tak samo działania wdrażane w ramach REPowerEU mają być budową nowych zasobów energetycznych, a nie restauracją starego porządku, ograniczającą się tylko i aż do przetasowania w źródle dostaw surowców. Stąd plan zastąpienia 10 mln ton rocznego wolumenu wodoru wytwarzanego w UE z gazu ziemnego przez elektrolityczny wodór odnawialny oraz import dodatkowych 10 mln ton już w 2030 roku. Takie wyobrażenie o sposobie wykorzystania wodoru w UE jest dla branży wodorowej fantastyczną wiadomością, bo na poziomie politycznym sankcjonuje sens rozwijania mocy wytwórczych. Problem polega na tym, że wyobrażenie polityków na temat sposobu funkcjonowania wodoru w gospodarce jest kalką z systemu gazowego, z jego wertykalnie zorganizowaną strukturą rynku. Powiedzieć, że takie idee nie wytrzymują zderzenia z rzeczywistością techniczną i technologiczną to nic nie powiedzieć. Doskonałym przykładem tego zjawiska była

podróż Olafa Scholza, kanclerza Niemiec, do Kanady (w sierpniu 2022 roku) w celu podpisania porozumienia dotyczącego importu, proszę wybaczyć kolokwializm, zielonego wodoru. Kanclerz poleciał po wodór, a wrócił, na szczęście, z listem intencyjnym na import amoniaku. Powód dla znawców tej branży jest oczywisty – wodór nie jest wydajnym nośnikiem energii, dającym się łatwo transportować na takie odległości. Mamy więc do czynienia z dwoma modelami rozwoju rynku: scentralizowanym, w którym wodór ma być następcą gazu ziemnego w ramach istniejącej infrastruktury, oraz rozproszonym, a więc takim, w którym nie bez powodu funkcjonuje obecnie. Pytanie, czy w dalekiej przyszłości te dwa modele mogą być ze sobą komplementarne – pozostawiam otwarte.

Przecież mamy statki, gazociągi, a nawet turbiny

Pewnej trudności temu zagadnieniu dodaje fakt, iż mimo rozwoju technologii do poziomu, w którym można już zorganizować transport wodoru na takim dystansie, nie wynika, że jest to racjonalne, ekonomicznie uzasadnione, a przede wszystkim sensowne. Dzięki nieprawdopodobnej determinacji twórców tego projektu (KHI) jako ludzkość mamy gotowy gazowiec, zdolny do transportu skroplonego wodoru drogą morską – Suiso Frontier, który może przewieźć 1250 m³ skroplonego wodoru. Pierwszy rejs tej jednostki odbył się w trakcie wybuchu wojny w Ukrainie, podczas transportu ładunku z Australii do Japonii (zresztą nie bez incydentów pożarowych)¹.

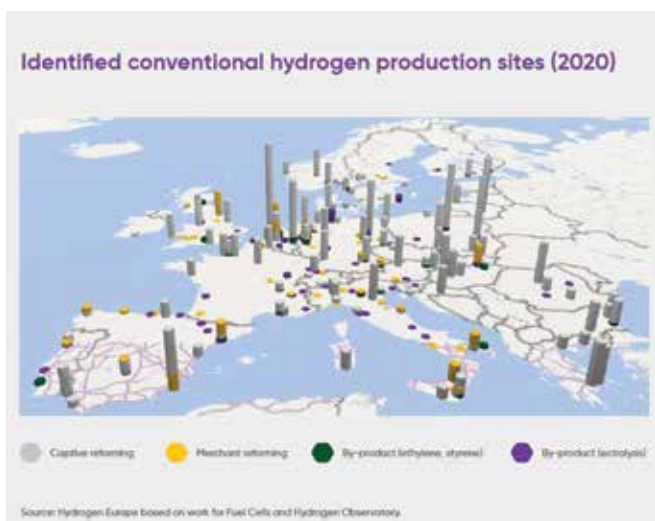
Kawasaki Heavy Industries ma na koncie więcej takich osiągnięć, jak choćby projekt H2 Lingen, w którym wspólnie z RWE zamierza zainstalować 34 MW turbinę, zdolną do pracy na 100% mieszaninie wodoru. Aby uwolnić Japończyków od odpowiedzialności za bycie wyłącznym autorem tych fantastycznych przedsięwzięć, przejdę płynnie do tematu infrastruktury przesyłowej – gazociągów, ponieważ jest ona również w ostatnich kilkunastu miesiącach tematem zacieklej sporów i wielkich nadziei branży gazowej, a także zarzewiem opóźnienia uchwalenia długo oczekiwanego aktu delegowanego dotyczącego RFNBO (paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego). Z gazociągami w pewnym sensie sytuacja jest analogiczna, tzn. technologia pozwala nam przesyłać wodór rurociągami, ale wyobrażenie, że może się to dziać w ramach podobnego systemu, jaki dzisiaj funkcjonuje na rynku gazu, jest po prostu nieporozumieniem. Czy istnieją na świecie gazociągi zdolne do przesyłu 100% mieszaniny wodoru?

Oczywiście, istnieją, dokładnie 4542 km, z czego 1598 km w Europie. Warto tu podkreślić, iż sumaryczna długość sieci gazowej na globie wynosi obecnie ponad 956 700 km i znaczna jej część jest zdolna do transportu niewielkich procentowo mieszanin wodoru z gazem ziemnym. Wniosek, który politycy wysnuwają z tego stanu rzeczy, jest następujący. Skoro gazociągi wodorowe istnieją (w niektórych przypadkach istnieją i funkcjonują od ponad 70 lat), skoro technicznie możliwe jest skonstruowanie turbin gazowych zdolnych do spalania wodoru jako paliwa, to należy przyjąć że wodór jako

gaz będzie następcą gazu ziemnego, z analogicznymi formami jego wykorzystania, sposobu transportu, modelem rynku (stąd np. proponowany pierwotnie w pakiecie wodorowo-gazowym UE *unbundling* czy dostęp strony trzeciej – TPA). Otóż, jest to największy błąd i krzywda, jaką możemy popełnić w sposobie projektowania rynku wodorowego, ze szkodą nie tylko dla tempa jego rozwoju, ale przede wszystkim szans i nadziei, jakie wiążą z nim wszyscy na ścieżce do dekarbonizacji.

Luka w łańcuchu wartości – magazynowanie

Po pierwsze, scentralizowany rynek wodorowy nie jest obecnie opcją dostępną ze względu na brak technologii wielkoskalowego magazynowania wodoru. Przykładem tego jest poniższa mapa miejsc wytwarzania wodoru, pochodząca z raportu Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Monitor 2022.



Widoczne na niej ponad kilkadziesiąt lokalizacji to jedynie największe spośród ponad 500 miejsc, w których wodór wytwarzany jest w dużej skali i która pozwala HE na identyfikację takich zakładów wytwórczych. Setki, jeśli nie tysiące, mniejszych obiektów, w których pracują np. elektrolizery alkaliczne na potrzeby rynku spożywczego, nie są widoczne, więc dla naukowej dokładności można przyjąć, że jest to wierzchołek góry lodowej. Czemu tak się dzieje? Otóż właśnie dlatego, że wielkoskalowa technologia magazynowania nie jest dostępną opcją, a logistyka wodoru jest wąskim gardłem. W związku z tym ciężar magazynowania przesunięty jest w kierunku gazu ziemnego, z którego – według aktualnych potrzeb danego zakładu – wytwarza się wodór.

Przecież są kawerny

Dociekliwi mogą odwoływać się do kwestii magazynowania kawernowego. W Polsce mieliśmy nawet projekt badawczy, nieistniejącej już Grupy Lotos, pod nazwą Hestor, który miał zweryfikować techniczną możliwość i wykonalność takiego przedsięwzięcia. Mitsubishi Power Americas oraz Magnum Development prowadzą największy tego typu projekt R&D, który ma pozwolić na gromadzenie 300 GWh wodoru w roku... 2040. Przedsięwzięcie jest finansowane przez Departament Energii kwotą, bagatela, 504,4 mln USD². Można więc zadać pytanie: skoro nie ma magazynów, to czemu

istnieją gazociągi wodorowe? Otóż, powodem ich istnienia są koszty przestoju zakładów, które w ramach prowadzonej działalności wytwarzają i zużywają wodór w procesach produkcyjnych. Gazociąg wodorowy jest swoistą polisą ubezpieczeniową, umożliwiającą uniknięcie zatrzymania np. rafinerii czy zakładów nawozowych w momencie awarii reaktora do reformingu gazu. Aby tego uniknąć, istnieje gotowa infrastruktura, która umożliwi przesył wodoru wyprodukowanego w innym zakładzie. Biorąc zatem pod uwagę, że ostatecznie wodór ten nie jest wykorzystywany w celach, do których konieczne jest utrzymanie jego wysokiego poziomu czystości (jak np. w przypadku branży automotive czy ogólnie wykorzystania w ogniach paliwowych), taka forma jego przesyłu nie naraża na kompromis jakości surowca w stopniu, który poddawałby w wątpliwość sens całej operacji.

Znienawidzona dodatkowość, czy słusznie?

Powyżej przedstawiona architektura rynku jest zatem przykładem modelu rozproszonego, który wymusza natura fizykochemiczna samego wodoru. Zmiana sposobu jego wytwarzania (elektroliza zamiast reformingu) i zwiększenie skali tej produkcji nie zmienią tych właściwości, a zatem wątpliwe wydaje się urzeczywistnienie tego, co Komisja Europejska nazywa *Hydrogen Backbone*. Dodatkowym argumentem przemawiającym za rozwojem rynku w formule rozproszonej jest natura źródeł energii, które mają służyć do elektrolizy. Powodem, dla których mają to być źródła odnawialne jest przede wszystkim polityka klimatyczna UE, a także ekonomia. OZE, oferując najniższy ślad węglowy, mają również bezkonkurencyjny koszt krańcowy wytworzenia energii elektrycznej (LCOE), dzięki czemu energochłonność elektrolizy przestaje być tak dużym wyzwaniem. Dlatego właśnie kryterium dodatkowości, budzące wiele emocji, (art. 5 aktu delegowanego dotyczącego RFNBO) jest podyktowane nie tylko troską o utrzymanie udziału OZE w dekarbonizacji systemu energetycznego, ale również racjonalnością ekonomiczną wytwarzania wodoru w Europie. Jak dużym wyzwaniem są źródła OZE dla systemu energetycznego, który został zaprojektowany do obsługi centralnych jednostek wytwórczych, są już dziś widoczne granice przyjmowania energii z nowych źródeł. Nie chodzi tylko o takie zjawiska jak „czarna niedziela”, czyli ograniczanie systemowe mocy OZE, które nastąpiło w bezprecedensowej skali 23 kwietnia 2023 roku w Polsce, lecz ponad 7 tys. odmów warunków przyłączenia do sieci nowych źródeł, o sumarycznej mocy 51 GW (85% mocy systemu w Polsce).

To może *blending*?

Skoro transport samego wodoru siecią nie jest rozsądny, to może zmieszajmy gaz ziemny z wodorem? Do takich wniosków dochodzą decydenci chcący pochwalić się rosnącym udziałem wykorzystania wodoru w gospodarce. Jest to powszechne remedium większości projektów, które zakładają skokowy wzrost udziału wodoru w rynku nośników energii. Domieszkowanie nawet kilku procent H₂ z gazem ziemnym zamiast dużego skoku w kierunku przesyłu 100% mieszaniny wodoru wydaje się naturalnym krokiem. Często słyszę, że zastąpienie 20% gazu ziemnego wodorem to przecież ogromna różnica w kontekście całego rocznego zużycia gazu w Polsce. Przyjrzyjmy się temu z bliska. 20-procentowa mieszanina H₂ z gazem ziemnym to 20% objętości mieszaniny. Taki blend ma tylko 86% średniej ka-

loryczności gazu ziemnego, co oznacza, że trzeba by spalić o 14% więcej blendu, aby wytworzyć taką samą liczbę dżuli. Oszczędności w emisji gazów cieplarnianych nie sięgają 20% – są bliższe 6%, patrząc tylko na spalanie, i mniej, jeśli weźmie się pod uwagę kompresję i straty ciśnienia w całym cyklu życia blendu.

Wolumeny – chleb powszedni branży gazowej

Roczne zużycie gazu ziemnego w Polsce wynosi około 20 mld m³. Do zaspokojenia tych samych potrzeb energetycznych czystym wodorem potrzebne byłoby ponad 64 mld m³ (ponieważ metan ma 3,2-krotnie większą gęstość energetyczną objętościowo). Aby wyprodukować 64 mld m³ wodoru przez elektrolizę pracującą przez 8000 godzin rocznie, potrzebne byłoby 41 GW elektrolizerów, co wymagałoby PV o powierzchni 700 000 ha... Ten scenariusz nie uwzględnia tego, że nie dysponujemy technologiami wielkoskalowego magazynowania wodoru.

Podsumowując, nie jest to możliwe w świecie, jaki znamy, a przynajmniej przy znanej architekturze systemu elektroenergetycznego i gazowego.

* * *

Pokusa, aby z wodoru uczynić nowy gaz ziemny jest ogromna, część branży gazowej nie ustaje w wysiłkach, aby taką narrację promować wszelkimi możliwymi sposobami. Trudno się jej dziwić, stawką jest bowiem nie tylko wartość samych spółek, ale przede wszystkim tempo dewaluacji aktywów firm gazowych, które – podobnie jak rafinerie – w przypadku ropy naftowej są z punktu widzenia procesu dekarbonizacji pasywnymi. W ramach *Hydrogen Europe* pokazywane są scenariusze przekształcania terminali LNG i FSRU, teraz napędzanych w Europie, na zdolne do obsługi wodoru. Prędzej jestem w stanie uwierzyć w instalacje do krakingu amoniaku, rozważane przez Port w Antwerpii wspólnie z Air Products, niż w FSRU zdolne do długotrwałego magazynowania skroplonego wodoru w -263 °C.

Czy to oznacza, że branża gazowa w kontekście dekarbonizacji nie ma żadnej przyszłości? Naturalnie nie, ponieważ wodór odna-

wialny nie jest jedynym zielonym gazem. Taksonomia UE wymienia również biogaz jako narzędzie zgodne z polityką klimatyczną. Potencjał wytwarzania biogazu jest zresztą identyfikowany przez Komisję Europejską w ramach REPowerEU jako bardzo istotne narzędzie, mające służyć zarówno budowaniu bezpieczeństwa energetycznego i odporności, jak i polityce klimatycznej jako takiej. Biometan, wytwarzany również w przeważającej mierze w rozproszonych instalacjach, jest w pełni kompatybilny z istniejącą infrastrukturą gazową. Dysponujemy już dzisiaj technologiami metanizacji pozametanowej frakcji biogazu również dzięki wodorowi elektrolitycznemu, co pozwala na niemal bezstratną gospodarkę biogazową. Kto wie, czy dopóki nie rozwiną się bardziej efektywnie energetycznie i kosztowo metody, produkcja syntetycznego metanu z wodoru odnawialnego nie będzie najbardziej sensowną metodą gospodarowania tak wytwarzanym wodorem. Rozproszony model rozwoju rynku nie musi również oznaczać dla branży gazowej marginalizacji, może ona bowiem przesunąć swój ciężar z przesyłu gazociągowego do roli dystrybutorów i agregatorów lokalnych wytwórców, za pomocą innych narzędzi niż znana nam dzisiaj infrastruktura sieciowa. Z punktu widzenia tempa dekarbonizacji mamy jeszcze 27 lat na znalezienie dla branży gazowej optymalnego modelu rozwoju, który nie będzie kolidował z interesem nadrzędnym, jakim jest neutralność klimatyczna UE w 2050 roku.

Daleki jestem zatem od ferowania wyroków, że dni branży gazowej są policzone. Martwi mnie jednak próba zawłaszczania i podporządkowania wodoru interesom tej wybranej części rynku. Nie tylko dlatego że już na poziomie studiów wykonalności nie wytrzymuje ona zderzenia z rzeczywistością techniczną, ale przede wszystkim dlatego, że opóźnia rzeczywistą dekarbonizację, realizowaną w modelu rozproszonym.

Tomoho Umeda, prezes Hynfra P.S.A.

¹ <https://www.offshore-energy.biz/suiso-frontier-brings-worlds-1st-lh2-shipment-to-japan/>

² <https://www.pv-magazine.com/2022/08/04/worlds-largest-underground-hydrogen-storage-project/>



Wodór w infrastrukturze GAZ–SYSTEM: po co, jak i kiedy?

Paweł Ernst

Zielona transformacja energetyczna, która dokonuje się już w wielu państwach na świecie, ma kluczowy wpływ na całą branżę. Szczególną rolę do odegrania w tym procesie mają operatorzy systemów przesyłowych. To na nich w dużym stopniu spoczywa ciężar inspirowania zmian – regulacyjnych, technologicznych i kompetencyjnych – które umożliwiłyby powszechne wykorzystanie wodoru.

Ochodzenie od paliw kopalnych to zjawisko coraz częściej zauważane w różnych regionach świata. Dotyczy to również niektórych krajów, w których odnotowuje się największe zużycie energii – Stanów Zjednoczonych czy państw wchodzących w skład Unii Europejskiej. Często inicjatorem tych zmian jest prywatny biznes, dostrzegający w dostępie do zielonej energii szansę na uzyskanie przewagi konkurencyjnej wobec tych, którzy takiej możliwości nie będą mieli. To pierwszy trend, który możemy tu zaobserwować.

Ważnym czynnikiem w kontekście zapotrzebowania na energię jest przyrost ludności. Świat będzie potrzebował więcej energii. To drugi trend, który wpłynie na realizację planów zmniejszania emisji gazów cieplarnianych. Współistnieje on z dążeniem państw dążenie państw oraz prywatnego biznesu i różnych organizacji do wsparcia korzystania z zielonej energii. Dotyczy to również polskich przedsiębiorstw, mających ambicje wejść na europejski rynek lub się na nim umocnić, jest to bowiem rynek, na którym coraz częściej pod uwagę brany jest poziom „zazielenienia” energii wykorzystanej np. podczas wytwarzania danego produktu.

Obecnie cena jest czynnikiem hamującym wykorzystanie zielonej energii. Można jednak zakładać, że w wyniku jej upowszechnienia, postępu technologicznego oraz presji regulacyjnej za energię wolną od paliw kopalnych będziemy płacić mniej niż obecnie. Ponadto, konwencjonalne technologie będą coraz droższe. Dlatego trzecim trendem kierującym energię ku wodorowi jest i będzie postęp technologiczny.

Jeszcze jeden aspekt wpisuje się w te procesy. W dalszej przyszłości wodór może pojawić się wszędzie tam, gdzie niemożliwe będzie przeprowadzenie elektryfikacji. Obecnie tę rolę pełnią węgiel i gaz, które jednak mogą stopniowo być zastępowane (tam, gdzie to możliwe) przez wodór. Biorąc to pod uwagę, nieuchronna wydaje się konieczność zwiększania obecności tego paliwa w krajowej energetyce. I ta konkluzja jest odpowiedzią na zawarte w tytule pytanie: po co wodór w infrastrukturze GAZ–SYSTEM?

Łańcuch budowania wartości gospodarki wodorowej oznacza rozwój produkcji lub importu wodoru, sprawnego i efektywnego systemu przesyłu oraz magazynowania, będącego częścią zintegrowanej europejskiej sieci wodorowej. Obejmuje także bilansowanie przyszłego krajowego systemu elektro-

energetycznego z wykorzystaniem odnawialnych źródeł i stabilizowanie źródeł takich jak gaz ziemny.

Jaką rolę widzimy dla GAZ–SYSTEM w tym procesie? Spółka z sukcesem zakończyła wieloletnie dążenie do dywersyfikacji źródeł i dostaw gazu do Polski. Po oddaniu interkonektorów z Litwą, Danią i Słowacją bezpieczeństwo energetyczne kraju znacznie wzrosło. W ten sposób operator systemu przesyłowego zadbał o teraźniejszość i najbliższą przyszłość zarówno kraju, jak i swoją. Natomiast na podstawie opisanych powyżej trendów zachodzących w światowej energetyce można sformułować wniosek, że wodór to paliwo niezbędne w polskim miksie energetycznym, a zarazem przyszłościowe dla GAZ–SYSTEM. Na rozwój spółki w tym kierunku będzie miało wpływ wiele zmiennych, jak np. kwestie podaży-popytu.

Udział węgla jako źródła energii docelowo będzie malał poprzez zastępowanie go prądem z odnawialnych źródeł energii i gazu, a w nieco dalszej perspektywie z atomu. Jednak na dzisiejszym poziomie rozwoju technologii energia pochodząca z OZE ma dwie wady: nie da się jej magazynować i jest niestabilna, zależna od warunków atmosferycznych. Podsumowując – im więcej energii z OZE, tym system mniej stabilny. I w tym kontekście można również postrzegać przyszłość obecnego operatora gazowego systemu przesyłowego.

GAZ–SYSTEM to spółka strategiczna, ze 100-procentowym udziałem Skarbu Państwa, z misją zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Ma zatem kompetencje, by dać impuls większemu niż dotychczas wykorzystaniu wodoru w polskiej gospodarce, posiada także duże doświadczenie w utrzymywaniu stabilności gazowego systemu przesyłowego. To wszystko sprawia, że GAZ–SYSTEM ma ambicje być aktywnym uczestnikiem transformacji energetycznej Polski i Europy, a w konsekwencji stać się spółką multigazową. Dlatego w ostatnim czasie doszło tu do zmian strukturalnych, których celem jest dostosowanie do przeobrażeń zachodzących w energetyce w kraju i na świecie. Powołano Pion Rozwoju i Innowacji, bezpośrednio i kompleksowo odpowiedzialny między innymi za koordynację prac związanych z wykorzystaniem wodoru.

Założenia dla krajowej sieci wodorowej powinny obejmować następujące elementy:

- główne krajowe korytarze przesyłowe,
- połączenia międzysystemowe z innymi państwami,

- punkty wejścia z instalacji produkujących wodór lub świadczących usługę konwersji energii (np. elektrolizery),
- punkty wejścia–wyjścia do magazynu wodoru – potencjalnie do takiej roli może być przygotowany magazyn w Damasławku,
- punkty wyjścia do odbiorców końcowych i lokalnych sieci dystrybucyjnych.

W pierwszym etapie wszechstronnego podejścia do tematu wodoru zdefiniowano wymienione poniżej obszary wieloletniego rozwoju GAZ–SYSTEM.

1. Kadrowy

Prowadzone są prace badawczo-rozwojowe, rozwijana jest współpraca z podmiotami zagranicznymi, zakończone zostały konsultacje z potencjalnymi producentami i odbiorcami wodoru. Jednak rola, którą GAZ–SYSTEM ma zamiar odegrać w kontekście „uwodorowienia” gospodarki Polski i regionu jest znacznie szersza i oznacza, że spółka i jej pracownicy będą musieli uzyskać nowe kompetencje.

2. Regulacyjny (poziomy krajowy i Unii Europejskiej)

Budowa szkieletu regulacyjnego dla obszaru wodorowego w UE wymaga całościowego spojrzenia na rynek energii. Spółka bacznie obserwuje prace związane z opracowaniem przepisów unijnych czwartego pakietu gazowego, rozstrzy-

GAZ–SYSTEM ma ambicje być aktywnym uczestnikiem transformacji energetycznej Polski i Europy, a w konsekwencji spółką multigazową.

gających o przyszłej roli operatorów sieci przesyłowych gazu w transformacji energetycznej. Brak ostatecznych rozwiązań regulacyjnych na poziomie europejskim i krajowym do pewnego stopnia utrudnia dalekosiężne planowanie związanych z wodorem działań spółki.

GAZ–SYSTEM bierze czynny udział w pracach nad zmianami w obowiązujących aktach prawnych oraz utworzeniem nowych regulacji dedykowanych technologiom wodorowym w Polsce i Unii Europejskiej.

Optymalnym rozwiązaniem systemowym byłoby wydzielenie obszaru regulacyjnego infrastruktury wodorowej dla sieci wodorowych, instalacji magazynowania wodoru i terminali wodorowych z infrastruktury gazowej, zgodnie z „Pakiem gazowo-wodorowym”.

3. Badawczo-rozwojowy

To obszar odpowiedzialny między innymi za przygotowanie odpowiedzi na pytanie: jak pod względem technicznym przygotować infrastrukturę GAZ–SYSTEM do transportu wodoru? Spółka na wybranych odcinkach prowadzi już prace badawcze

na sieci przesyłowej, analizuje też możliwości pracy gazomierzy z gazami odnawialnymi.

GAZ–SYSTEM jest zaangażowany również w międzynarodowy projekt *HyReady*, którego celem jest wsparcie operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych poprzez przygotowanie zestawu spójnych wytycznych dotyczących przygotowania sieci gazowych do transportu wodoru.

W ramach prowadzonej działalności badawczo-rozwojowej spółka w ostatnim czasie uzyskała finansowanie zewnętrzne na dwa projekty związane z gospodarką wodorową:

- *Novel methods of testing for measurement of natural gas and hydrogen mixtures* (THOTH2) uzyskał dofinansowanie ze środków unijnych w ramach konkursu HORIZON-JTI-CLEANH2 we wrześniu 2022 roku,
- *Safe Hydrogen Injection Modelling and Management for European gas network Resilience* (SHIMMER) uzyskał dofinansowanie w ramach konkursu HORIZON-JTI-CLEANH2 w styczniu 2023 roku.

Ponadto, w marcu tego roku zorganizowano badanie zainteresowania rynku oraz konsultacje z potencjalnymi producentami i odbiorcami wodoru, na podstawie których określone zostaną plany stworzenia wodorociągów. Obecnie trwa analiza zebranych danych i opracowywanie wyników.

4. Międzynarodowy

GAZ–SYSTEM wchodzi w skład wielu krajowych i międzynarodowych organizacji, inicjatyw, sojuszy i zespołów roboczych, takich jak ENTSO-G, *European Hydrogen Backbone* czy *European Clean Hydrogen Alliance*. Jest również sygnatariuszem umowy w sprawie Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego oraz memorandum o współpracy w obszarze wodoru z duńskim operatorem Energinet.

Obecnie trwają prace nad opracowaniem pierwszej wodorowej listy PCI. GAZ–SYSTEM zgłosił wniosek o przyznanie priorytetowego statusu trzem projektom planowanym przez spółkę. Obejmują one:

- Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy (*Nordic-Baltic Hydrogen Corridor*), który ma na celu budowę korytarza służącego do transportu wodoru z Finlandii przez państwa bałtyckie i Polskę do Niemiec,
- krajowy szkielet wodorowy, obejmujący infrastrukturę łączącą krajowych producentów wodoru, źródła importowe i magazyn wodoru w Damasławku z odbiorcami końcowymi i ewentualnie lokalnymi sieciami dystrybucyjnymi,
- magazyn wodoru w Damasławku.

Wraz z rozwijaniem kompetencji spółki i jej pracowników GAZ–SYSTEM będzie poszerzać na arenie międzynarodowej swoje zaangażowanie w związane z wodorem tematy. Opisane obszary planowanych działań mają pomóc spółce w uzyskaniu ostatecznej odpowiedzi na pytanie, jak przesyłać wodór za pomocą infrastruktury GAZ–SYSTEM. Nie zostanie ona znaleziona w ciągu roku lub dwóch, ale już teraz organizujemy strukturę firmy w ten sposób, aby osiągnąć to możliwie jak najszybciej.

Paweł Ernst, dyrektor Pionu Rozwoju i Innowacji GAZ–SYSTEM

„Normalizacja i standaryzacja jako niezbędne regulacje XXI wieku”

27 kwietnia 2023 roku w Muzeum Gazownictwa w Warszawie odbyła się konferencja Izby Gospodarczej Gazownictwa pt. „Normalizacja i standaryzacja jako niezbędne regulacje XXI wieku”, którą otworzył **Robert Perkowski, prezes IGG**. Podczas swojego wystąpienia wskazał na rolę Izby Gospodarczej Gazownictwa w kształtowaniu standardów obowiązujących w branży gazowniczej, a także na wpływ opracowywanych przez IGG rozwiązań na przepisy krajowe. Podkreślił, że w wyniku zaangażowania branży powstało już ponad 60 dokumentów standaryzacyjnych i nadal powstają kolejne.

Janusz Radomski, członek zarządu PGNiG Upstream, odczytał list skierowany do uczestników konferencji przez **prezes Iwonę Waksmundzką-Olejniczak**. W liście została podkreślona istotna rola normalizacji i standaryzacji w działalności GK ORLEN oraz przedsiębiorstw produkcyjnych. W strategicznym dla gospodarki sektorze energetycznym stosowanie procedur i zasad daje gwarancję stabilności i bezpieczeństwa, wspierając pewność dostaw gazu ziemnego. Standaryzacja sprzyja podnoszeniu efektywności realizowanych procesów, porządkuje i usprawnia codzienne wykonywanie zadań przez załogę, ogranicza ryzyko pomyłek i wystąpienia sytuacji niebezpiecznych oraz ułatwia rozwiązywanie problemów w przypadku usterek czy awarii. Standaryzacja i normalizacja nie są procesami jednorazowymi – muszą być elastyczne, dostosowywać się do zmieniających się okoliczności rynkowych, ale też potrzeb pracowników, którzy zobowiązani są do przestrzegania zapisów przyjętych norm i standardów. Wyzwanie, przed którym stoi koncern multienergetyczny, to budowanie uniwersalnych ram, które ujedynolą kwestie standaryzacji i normalizacji we wszystkich spółkach wchodzących dziś w skład Grupy ORLEN. Iwona Waksmundzka-Olejniczak podkreśliła, że ogromnie docenia rolę, jaką w tym zakresie odgrywa Izba Gospodarcza Gazownictwa poprzez koordynację współpracy pomiędzy przedstawicielami rynku oraz tworzenie spójnych wytycznych, ułatwiających m.in. bieżącą eksploatację urządzeń oraz właściwe i bezpieczne dla użytkowników i odbiorców postępowanie ze specjalistycznymi instalacjami, np. LNG.

Ważnym punktem konferencji był panel dyskusyjny, którego moderatorem była **Teresa Laskowska**, dyrektor IGG. Do dyskusji zostali zaproszeni: **Ewa Zielińska**, prezes Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, **Artur Cieślak**, członek Rady Dyrektorów PGNiG Grupa ORLEN, **Marian Żołyniak**, członek zarządu PSG, **Tomasz Olczak**, dyrektor Biura Technologii i Efektywności PKN ORLEN, **Andrzej Kolasa**, dyrektor Pionu Eksploatacji GAZ-SYSTEM, **Sławomir Zawadzki**, prezes zarządu PGNiG GAZPROJEKT GK ORLEN.

Omawiano rolę normalizacji i standaryzacji we współczesnym świecie poprzez pryzmat zmieniających się reguł w Europie i kraju z uwagi na proces transformacji energetycznej i wdrażanie nowych rozwiązań techniczno-organizacyjnych dotyczących m.in. paliw nisko- i zeroemisyjnych, w tym dodawanych do gazu ziemnego oraz sekwestracji CO₂. Zaakcentowano konieczność zaangażowania poszczególnych firm w tworzenie dokumentów normalizacyjnych i standaryzacyjnych – zarówno międzynarodowych, jak i krajowych

i branżowych – w celu uzyskania optymalnych i najbardziej odpowiadających potrzebom rozwiązań. Podkreślano, że projektowanie i budowa, a następnie obsługa infrastruktury technicznej nie jest możliwa bez kierowania się zapisami dokumentów standaryzacyjno-normalizacyjnych.

W drugiej części konferencji przedstawiono siedem referatów.

Prezenterami byli: dyrektor **Tomasz Mazur** (Polski Komitet Normalizacyjny), dyrektor **Magdalena Żółty** (INiG PIB), dyrektor **Cezary Starczewski** (PGNiG Grupa ORLEN), dyrektor **Tomasz Olczak** (PKN ORLEN), wiodący specjalista **Łukasz Piwoda** (GAZ-SYSTEM), dyrektor **Jacek Michalik** (PSG) oraz **Grzegorz Rosłonek**, przewodniczący KST IGG.

Tematyka wystąpień koncentrowała się wokół doświadczeń i zaangażowania poszczególnych podmiotów w działalność normalizacyjną i standaryzacyjną, konieczności współpracy z europejskimi jednostkami normalizacyjnymi oraz organizacjami międzynarodowymi, takimi jak CEN, GERG i MARCOGAZ, co zapewnia wpływ na postanowienia zawarte w powstających dokumentach. Mówiono o pracach prowadzonych w komitetach normalizacyjnych, w tym KT 277 ds. Gazownictwa, którego Sekretariat prowadzi INiG PIB. Podkreślano, że polskie normy i dokumenty standaryzacyjne IGG są stosowane w prawie każdym obszarze działalności branży gazowniczej i konieczne jest tworzenie nowych oraz aktualizacja istniejących dokumentów, mająca na celu implementację najlepszych rozwiązań. Wielokrotnie podkreślano zaangażowanie branży w działalność standaryzacyjną IGG, która została zainicjowana ponad 16 lat temu. W tym czasie powołano 46 zespołów, które opracowały ponad 60 dokumentów standaryzacyjnych, a w ich prace było zaangażowanych 468 osób. Zaznaczone zostało również znaczenie dla branży Laboratorium Pomiarowo-Badawczego.

W podsumowaniu konferencji dyrektor Teresa Laskowska zaakcentowała jednoznaczność wypowiedzi wskazujących ważność i rolę normalizacji i standaryzacji branżowej w działalności firm związanych z gazownictwem. IGG, przy współpracy 170 firm stowarzyszonych, jest uczestnikiem transformacji energetycznej kraju i rozwija działalność standaryzacyjną w nowych obszarach, takich jak na przykład paliwa odnawialne.

Wojciech Kietliński, IGG

Gazownictwo kluczowym wsparciem transformacji



Rozmowa z **Robertem Perkowskim**,
prezesem Izby Gospodarczej Gazownictwa

Od ponad trzech lat jest pan prezesem Izby Gospodarczej Gazownictwa. Jakie istotne kwestie, związane z osiągnięciem neutralności klimatycznej do 2050 roku, poruszane są obecnie w Unii Europejskiej i kraju i jaka jest rola IGG w tym procesie?

Ostatnie trzy lata przyniosły wiele zmian zarówno w otoczeniu zewnętrznym, jak i działalności branży i Izby Gospodarczej Gazownictwa. Przypomnę, że był to okres pandemii, a następnie wojny w Ukrainie i kryzysu energetycznego wywołanego przez Rosję. Przyspieszyło to potrzebę uniezależnienia się Europy od sprowadzanych z Rosji paliw kopalnych i wzmocniło wcześniejszą politykę, mającą na celu ograniczenie emisyjności unijnej gospodarki i rozwój odnawialnych źródeł energii. Europejski Zielony Ład wyznacza cel polegający na osiągnięciu przez państwa członkowskie zerowej emisji gazów cieplarnianych netto do 2050 roku oraz cel pośredni – zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych netto do 2030 roku o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z 1990 roku. Są to bardzo ambitne plany, którym towarzyszą przygotowane przez UE akty prawne, znajdujące odzwierciedlenie w prawodawstwie krajowym. Rolą IGG jest wspieranie i promowanie sektora gazowniczego w polskiej gospodarce oraz dbałość o ochronę środowiska, zasoby naturalne, zaangażowanie w prace kształtujące otoczenie regulacyjne i poszukiwanie rozwiązań umożliwiających rozwój całej branży. Realizacji wielu tych zamierzeń towarzyszą fundusze unijne, a dzięki staraniom IGG w największym programie UE, jakim jest FENIKS (Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027), uwzględniono gazownictwo. Obecnie poznaliśmy kryteria oceny projektów związanych z infrastrukturą gazową, na którą zabezpieczone zostały środki w wysokości 700 mln euro. Podkreślenia wymaga wiele działań IGG, ukierunkowanych na rozwój gazownictwa i wykorzystanie potencjału branży w dekarbonizacji polskiej gospodarki. Izba będzie wspierać firmy członkowskie także w procesie transformacji energetycznej.

Jako członka zarządu PKN ORLEN, zajmującego się w PGNiG wydobywaniem, proszę o ocenę perspektyw wydobywania gazu ziemnego w Polsce i na innych posiadanych koncesjach w świecie.

W ostatnich kilku latach dokonaliśmy ogromnego skoku, jeżeli chodzi o wzrost wydobywania gazu ziemnego z własnych złóż. W 2022 roku łączne wydobywanie tego surowca przez spółki z Grupy ORLEN wyniosło 7,7 mld metrów sześciennych. To znaczący wolumen, szczególnie jeżeli weźmiemy pod uwagę, że – zgodnie z danymi Ministerstwa Klimatu i Środowiska – zużycie gazu w naszym kraju w ubiegłym roku wyniosło 16,62 mld metrów sześciennych. Zdecydowany wzrost wydoby-

cia osiągnęliśmy przede wszystkim na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. PGNiG Upstream Norway w 2020 roku wydobywała około 0,48 mld m sześć., w 2021 roku było to już 1,42 mld m sześć., a w 2022 roku około 3,15 mld m sześć. To pokazuje skalę rozwoju. Kluczową perspektywą w tym obszarze aktywności Grupy ORLEN jest przyjęty w strategii ORLEN 2030 planowany wzrost łącznego wydobycia gazu ziemnego do około 12 mld m sześć. Oczywiście, są to bardzo ambitne cele, ale są one w pełni osiągalne. Przede wszystkim dzięki połączeniu w maju tego roku naszych aktywów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym już wykorzystujemy efekt synergii. Wspomniana przeze mnie spółka PGNiG Upstream Norway przejęła aktywa wydobywcze drugiej spółki z naszej grupy: Lotos Exploration and Production Norge. Połączenie aktywów norweskich pozwoli na optymalizację realizowanych inwestycji, czyniąc je znacznie efektywniejszymi. Oczywiście, równie ważne jak wydobywanie w Norwegii jest to, które realizujemy w naszym kraju. Od lat jest ono źródłem stabilnych dostaw gazu, kształtując się na średniorocznym poziomie około 3,5 mld m sześć. W ubiegłym roku było to około 3,43 mld m sześć. Odnosząc się do całkowitego zużycia gazu ziemnego w naszym kraju w 2022 roku, oznacza to zaspokojenie potrzeb na poziomie 25 procent. To znacząca ilość, zwłaszcza że pochodząca z własnych źródeł, a więc najbezpieczniejsza. Planujemy wzrost wydobywania krajowego do około 4 mld metrów sześć. w okresie najbliższych kilku lat, ale celem nadrzędnym jest jego utrzymanie na zbliżonym, jak już wspominałem relatywnie wysokim, poziomie przez kolejne lata.

Ukierunkowane działania IGG na zmiany regulacyjne, wynikające m.in. z pakietu gazowego czy rozporządzenia metanowego oraz strategii krajowe dotyczące wodoru i biometanu, stawiają wymagania branży w zakresie inicjatyw legislacyjnych. Proszę o wskazanie najważniejszych.

Izba Gospodarcza Gazownictwa od lat bierze czynny udział w działaniach na rzecz tworzenia legislacji ukierunkowanej na rozwój branży. Analizowane i opiniowane we współpracy z firmami członkowskimi są projekty ustaw, dyrektyw i rozporządzeń. Wśród tych dokumentów jest coraz więcej takich, które dotyczą czekających nas zmian związanych z transformacją energetyczną. W ostatnim okresie szczególnie istotna staje się tematyka gazów nisko- i zeroemisyjnych, bez których trudno sobie wyobrazić przyszłość gazownictwa. Chcąc mieć wpływ na kierunki zmian polskiego i unijnego prawodawstwa, poza aktywnym uczestnictwem w toczących się procesach legislacyjnych, IGG występuje z własnymi, branżowymi inicjatywami legislacyjnymi, czego najlep-

szym przykładem może być propozycja rozwiązań legislacyjnych umożliwiających realizację projektów wodorowych w Polsce m.in. w zakresie transportu wodoru sieciami gazowymi oraz magazynowania wodoru w podziemnych magazynach gazu (PMG), a także konwersji energii. Opracowaliśmy także raport zawierający propozycje i rekomendacje branży gazowniczej w zakresie rozwoju i funkcjonowania rynku biometanu. Izba prowadzi również działania na rzecz wprowadzenia do obiegu prawnego projektu rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, którego zapisy umożliwiają transport domieszek biometanu i wodoru sieciami gazowymi. Wystąpiła też z inicjatywą zmian prawnych pozwalających na samoobsługowe tankowanie pojazdów sprężonym gazem (CNG), co wpisuje się w koncepcję zawartą w ustawie o elektromobilności.

Wymienione inicjatywy wpisują się w zachodzące w otoczeniu zmiany, ukierunkowane na ograniczenie negatywnego wpływu na środowisko naturalne, i uwzględniają interesy branży oraz jej wiodącą rolę w rozwoju nisko- i zeroemisyjnego gazownictwa.

Proszę o wskazanie największych wyzwań i kierunków w zakresie inicjatyw mających na celu rozwój gospodarki, standardów i wartości, na których budujemy branżowy sukces. Jak kojarzyć ze sobą tych, którzy mogą sobie nawzajem pomóc propagować dobre praktyki, opierając się przy tym na zasadach odpowiedzialności?

Jednym z głównych punktów zawartych w misji IGG jest integracja środowiska osób fizycznych i prawnych związanych z gazownictwem. Jest to realizowane poprzez stały wzrost poziomu standardów współpracy w branży – zarówno technicznych, jak i etycznych. Kodeks Dobrych Praktyk, przyjęty przez Zarząd IGG, zawiera rozwiązania sprzyjające dobrej współpracy firm z branży gazowniczej, które powinny być powszechnie stosowane w relacjach biznesowych.

Dzięki IGG eksperci opracowują i ustalają wspólne standardy techniczne dla branży. Opublikowano ich już ponad 60, a prace nad kolejnymi intensywnie się toczą. Powstające dokumenty, poza ujednoczeniem wymagań technicznych, mają na celu zapewniać odpowiedni poziom bezpieczeństwa, kosztów działalności oraz upowszechniać nowoczesne rozwiązania techniczno-organizacyjne. Zadaniem IGG jest też propagowanie nowoczesnej wiedzy techniczno-ekonomicznej, co dzieje się m.in. podczas takich wydarzeń jak Targi EXPO-GAS, Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, konferencje i warsztaty techniczne. Działalność ta ma już ugruntowaną renomę i spotyka się z uznaniem zarówno firm członkowskich, jak i organizacji zewnętrznych.

Od lat jest pan orędownikiem niskoemisyjnej gospodarki. Pana działania ukierunkowane są też na wsparcie rozwoju cyfryzacji. Jakie nowe technologie, nowe narzędzia IT wdrażane są w branży w zakresie poprawy efektywności?

W tym miejscu pozostaną jeszcze w obszarze poszukiwań i wydobywania, ponieważ w ostatnich latach dokonaliśmy skoku technologicznego w zakresie cyfryzacji tego procesu. Jako przykład wsparcia biznesu przez wdrażanie nowoczesnych rozwiązań technologicznych, cyfryzacji oraz sztucznej inteligencji chciałbym podać projekt *Smart Field*. Warto podkreślić, że jest on rozwiązaniem autorskim, opracowanym w 2021 roku przez ekspertów z PGNiG. *Smart Field* to platforma cyfrowa wykorzystywana przez Grupę ORLEN do zwiększenia efektywności wydobywania ropy i gazu oraz optymalizacji kosztów. Projekt umożliwia kompleksowe podejście i bardzo dokładną analizę całego procesu poszukiwań i wydobywania węglowodorów, począwszy od złoża aż po system przesyłowy. Symulacje różnych wariantów eksploatacji złoża umożliwiają m.in.

optymalizację pracy i liczby odwiertów oraz zwiększenie efektywności infrastruktury powierzchniowej. To z kolei przekłada się na mniejsze emisje gazów cieplarnianych związanych z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą. Ten ostatni aspekt jest bardzo istotny, jeżeli weźmiemy pod uwagę kluczową rolę, jaką gaz ziemny ma do odegrania w procesie szybkiej dekarbonizacji gospodarki w naszym kraju. Chcemy, aby dostarczane przez nas paliwo charakteryzowało się jak najmniejszym śladem węglowym w całym łańcuchu wartości. Dlatego działania na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w segmencie *upstream* to jeden z naszych priorytetów. *Smart Field* jest rozwiązaniem o charakterze rewolucyjnym, ponieważ pozwala wykorzystać bazę wiedzy i zdobytych doświadczeń do wsparcia działalności poszukiwawczo-wydobywczej prowadzonej przez Grupę ORLEN na całym świecie. Ten projekt przyczynia się do wzmocnienia naszej pozycji na rynkach światowych.

Jak – w pana ocenie – będzie wyglądała przyszłość branży gazowniczej w perspektywie najbliższych dziesięciu lat? Jaką rolę w tej wizji będzie odgrywał koncern multienergetyczny ORLEN?

Myszę, że powinniśmy patrzeć przede wszystkim na dwa kluczowe zagadnienia. Po pierwsze, bezpieczeństwo dostaw surowców energetycznych, w tym gazu ziemnego. Kryzys energetyczny na europejskich rynkach wywołany agresją Rosji na Ukrainę pokazał aż nadto boleśnie, jak fundamentalne to zagadnienie dla gospodarek całych państw i, oczywiście, również odbiorców indywidualnych, którym musimy zapewnić źródło ciepła i energii. Drugi aspekt to konieczność przyspieszenia transformacji energetycznej zarówno w Polsce, jak i UE. Oba cele, jako Grupa ORLEN, ujęliśmy w perspektywie, o którą pan pyta, w strategii do 2030 roku. Nie ma sprzeczności w realizacji transformacji energetycznej oraz inwestowaniu w gaz ziemny w kolejnych latach. Jako koncern nadal widzimy niezwykle ważną rolę dla gazu ziemnego jako paliwa, które będzie umożliwiać przeprowadzenie transformacji energetycznej w sposób racjonalny i bezpieczny. Będzie wspierać proces przejścia w stronę neutralnej dla klimatu przyszłości, opartej przede wszystkim na odnawialnych źródłach energii.

Warto podkreślić, że głównym celem Strategii Grupy ORLEN 2030 jest bycie liderem transformacji energetycznej w Europie Środkowej. Aby ten cel osiągnąć, planujemy w latach 2023–2030 przeznaczyć środki inwestycyjne w wysokości 320 mld zł, z czego około 40% to nakłady na inwestycje zielone. Chciałbym zwrócić uwagę np. na aspekt związany rozwojem technologii wodorowych – w 2030 roku planujemy osiągnąć produkcję odnawialnego wodoru na poziomie 130 tys. ton rocznie. Już teraz w sposób zaawansowany realizujemy projekty wodorowe, m.in. projekt badawczy dotyczący możliwości jego magazynowania w kawernach solnych, obecnie wykorzystywanych do magazynowania gazu ziemnego. W ten sposób zdobyte w Grupie ORLEN doświadczenia i posiadane kompetencje w obszarze gazownictwa będą mogły być wykorzystane do wsparcia transformacji energetycznej. W ostatnim czasie przyjęliśmy dokument: „Polityka klimatyczna Grupy ORLEN”, w której zdefiniowane zostały konkretne działania koncernu na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku. Dokument ten uszczegóławia realizację celów dekarbonizacyjnych oraz opisuje, jak w koncernie zorganizowano nadzór nad kwestiami klimatycznymi.

Chcemy ambitnie transformować sektor energetyczny w Polsce i regionie, ale zawsze bezpiecznie, a w tym ostatnim, fundamentalnym aspekcie gaz ziemny pełni kluczową rolę.

Rozmawiał Adam Cymer

Program FEnIKS – które projekty mogą liczyć na dofinansowanie UE

Michał Szpila

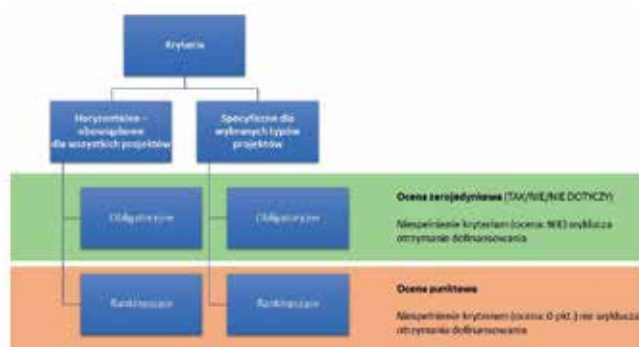
Ocena projektów kierowanych do dofinansowania z programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027 (FEnIKS) dokonywana będzie na podstawie kryteriów horyzontalnych, wspólnych dla wszystkich projektów, oraz kryteriów specyficznych, innych dla każdego typu projektu. Metodyka wyboru i horyzontalne kryteria wyboru zostały zatwierdzone przez Komitet Monitorujący programu FEnIKS w lutym br. Natomiast w maju komitet przyjął specyficzne kryteria dla projektów w zakresie budowy i przebudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych paliw gazowych. W zakończonych właśnie pracach nad sformułowaniem kryteriów specyficznych dla projektów z obszaru przesyłu i dystrybucji paliw gazowych obok Ministerstwa Klimatu i Środowiska i Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego udział brała Izba Gospodarcza Gazownictwa, która jako obserwator uczestniczy również w pracach Komitetu Monitorującego programu FEnIKS. Przyjrzyjmy się bliżej wymaganiom, od których zależeć będzie dofinansowanie inwestycji.

Na początek kilka słów o zasadach wyboru projektów do dofinansowania. W programie FEnIKS każdy zgłaszany wniosek o dofinansowanie oceniony zostanie na podstawie kryteriów horyzontalnych i kryteriów specyficznych¹. Kryteria horyzontalne i specyficzne podzielone zostały dodatkowo na grupy kryteriów obligatoryjnych i rankingujących. Kryteria obligatoryjne oceniane będą zerojedynkowo – projekt może zostać wybrany do dofinansowania, jeśli w każdym kryterium obligatoryjnym otrzyma ocenę „TAK” (lub w uzasadnionych przypadkach „NIE DOTYCZY”), zaś niespełnienie któregośkolwiek kryterium wyeliminuje projekt z możliwości otrzymania dofinansowania. Zgodnie z kryteriami rankingującymi projekt oceniany jest punktowo. Uzyskana ocena 0 pkt. nie eliminuje projektu z możliwości otrzymania dofinansowania, jednak większa liczba punktów zwiększa szanse projektu.

Kryteria horyzontalne należy postrzegać jako zbiór wspólnych wymagań stawianych przed wszystkimi projektami, warunkujących udzielenie wsparcia ze środków UE. Kryteria horyzontalne przenoszą na grunt wyboru projektów zwłaszcza wymagania określone w *Common Provisions Regulation* (CPR)². Odnoszą się przede wszystkim do ogólnych standardów udzielania dofinansowania ze środków unijnych, określają generalne ramy prawne stawiane przed projektami (ochrona środowiska, zasada konkurencyjności, zasada DNSH itp.), a także wymagania w zakresie zgodności projektów z zasadami równości szans, włączenia społecznego i niedyskryminacji. Spełnienie przez projekt wymagań horyzontalnych, jako obligatoryjnych, nie musi stwarzać problemów, zważywszy na dotychczasowe doświadczenia we wdrażaniu projektów. Należy jednak pamiętać, że opis dotyczący każdego kryterium musi zostać umieszczony we wniosku o dofinansowanie i dokumentacji aplikacyjnej, a niekiedy też konieczne będzie dostosowanie wewnętrznych procedur lub przygotowanie nowych, zgodnych z aktualnymi wymaganiami.

Z punktu widzenia beneficjenta, który ubiega się o dofinansowanie, wydaje się, że większe znaczenie mają kryteria specyficzne. Ich celem jest wskazanie do dofinansowania projektów pożądaných z punktu widzenia osiągnięcia celów programu FEnIKS oraz premiowanie zadań przyczyniających się do tego w największym stopniu. Kryteria specyficzne dla projektów z obszaru przesyłu i dystrybucji paliw gazowych

Systematyka kryteriów wyboru projektów w ramach programu FEnIKS



Źródło: <https://www.feniks.gov.pl/>

były szeroko konsultowane od wielu miesięcy. W pracach obok Ministerstwa Klimatu i Środowiska i Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego udział brała Izba Gospodarcza Gazownictwa, która jako obserwator uczestniczy w pracach Komitetu Monitorującego. Celem konsultacji było wypracowanie wymagań, które w sposób jednoznaczny transponują cele programu i pozwalają dokonać rankingowania projektów. Istotne znaczenie miała też możliwość obiektywnej oceny inwestycji różnych beneficjentów w ramach danego kryterium, z wykorzystaniem dostępnych danych. Ważnym punktem odniesienia były doświadczenia z procesu oceny projektów w ramach kończącej się perspektywy budżetowej UE 2014–2020. Kryteria specyficzne zostały ostatecznie przyjęte przez Komitet Monitorujący podczas IV posiedzenia 18 maja br.

Projekty z obszaru przesyłu i dystrybucji paliw gazowych wspierane będą w ramach działania 2.3 programu FEnIKS. Jego celem jest rozwój inteligentnych systemów gazowych. Wspierane będą inwestycje związane z budową, rozbudową, przebudową, zmianą przeznaczenia, przekształceniem lub modernizacją sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu. Inwestycje te powinny być technicznie przyszłościowe (*future-proof*), tzn. uwzględniające przygotowanie sieci do wprowadzenia do systemu gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, takich jak

np. wodór, biometan i gaz syntezowy. Określono siedem kryteriów specyficznych wyboru projektów, z których dwa mają charakter obligatoryjny, a pięć będzie ocenianych punktowo. Z uwagi na specyfikę wymagania różnią się w przypadku projektów przesyłowych i dystrybucyjnych.

W ramach pierwszego kryterium obligatoryjnego ocenie podlega przygotowanie infrastruktury do wprowadzenia do systemu gazów odnawialnych/niskoemisyjnych, tj. wodoru, biometanu lub gazu syntezowego. Beneficjent, żeby móc ubiegać się o dofinansowanie, będzie zobowiązany złożyć deklarację, że po realizacji projektu infrastruktura będzie posiadała techniczne możliwości do wprowadzenia do systemu gazów odnawialnych/niskoemisyjnych. O ile precyzyjne specyfikacje dla gazociągów do transportu domieszki wodoru nie zostały jeszcze wypracowane, to w przypadku biometanu jest to paliwo w pełni akceptowane, a wręcz wymagane w sieciach gazowych w najbliższych latach w procesie transformacji energetycznej. Drugie i ostatnie kryterium obligatoryjne to zapewnienie możliwości zastąpienia instalacji zasilanych stałymi paliwami kopalnymi. Przedkładając projekt do oceny, wnioskodawca, powinien oświadczyć, że po jego zrealizowaniu infrastruktura będzie posiadała możliwości zastąpienia instalacji zasilanych stałymi paliwami kopalnymi inteligentną infrastrukturą i instalacją gazową.

Jedynie pozytywna odpowiedź na oba opisane powyżej kryteria gwarantuje możliwość dalszej oceny projektu. Oba kryteria obligatoryjne oceniane będą na podstawie informacji zawartych we wniosku o dofinansowanie. Beneficjent powinien jednak pamiętać, że składane deklaracje muszą odpowiadać stanowi faktycznemu i muszą być możliwe do realizacji. Ocena projektu nie jest dokonywana jedynie przy jego rozpoczęciu. Osiągnięcie deklarowanych celów projektu może być weryfikowane po jego zakończeniu nawet przez kolejne 5 lat.

Pierwszym z kryteriów rankingujących jest liczba inteligentnych funkcjonalności – im więcej zadeklarowanych i wdrożonych funkcjonalności, tym więcej punktów otrzyma projekt. Ocena dokonywana będzie na podstawie założenia opisanego w dokumencie pt. „Strategia wsparcia projektów inwestycyjnych dla inteligentnych sieci gazowych w perspektywie finansowej 2014–2020”, który jest doskonale znany beneficjentom dofinansowania UE. Kolejne kryterium punktowe promuje projekty, których realizacja wymagać będzie mniejszego dofinansowania w przeliczeniu na kilometr wybudowanej sieci. Jest to kryterium przeniesione z poprzedniej perspektywy, ale zmodyfikowane. Ocena będzie prowadzona odrębnie dla sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, a w przypadku dystrybucji odrębnie oceniane będą sieci wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia, a odrębnie średniego i niskiego ciśnienia. Konieczne było też urealnienie wskaźników nakładowych, które mają kluczowe znaczenie w ocenie.

Zgodnie z trzecim kryterium, ocenie podlega stopień dojrzałości projektów. Wyżej punktowane będą projekty posiadające dokumentację projektową, decyzje administracyjne czy nawet wszczęte postępowania przetargowe na roboty budowlane, a zatem zadania o wyższym poziomie gotowości do realizacji, wydatkowania środków i pozyskiwania dofinansowania UE. Jest to kryterium mające najwyższą wagę w całym zestawieniu. Wskazuje tym samym na priorytet harmonogramu realizacji projektu, ponieważ każde opóźnienie w wydatkowaniu środków UE może się wiązać nawet z ryzykiem utraty dotacji.

Kształt dwóch ostatnich kryteriów rankingujących zgodny jest z celami FEnIKS oraz oczekiwaniami sygnalizowanymi przez Komisję Europejską, której przedstawiciele uczestniczą w pracach Komitetu Monitorującego. A zatem punkty zdobędą projekty, które – po

pierwsze – przyczyniają się do odejścia od spalania węgla, a po drugie – do zwiększenia objętości przesyłanych i dystrybuowanych gazów zdekarbonizowanych, tj. biometanu, odnawialnego wodoru czy syngazu. Pierwsze z wymienionych kryteriów odnoszą się do projektów dystrybucyjnych. Punkty zdobędzie projekt realizowany na terenie gminy, w której udział budynków z wykorzystywanym węglowym źródłem energii wynosi co najmniej 50% lub na terenie gminy znajduje się obiekt energetyczny spalania o nominalnej mocy cieplnej od 1 do 50 MW (zgodnie z dyrektywą MCP). Drugie ze wskazanych kryteriów przyznaje punkty projektom realizowanym w obszarze potencjalnego występowania produkcji gazów odnawialnych lub zdekarbonizowanych. W procesie przygotowania wniosku o dofinansowanie konieczne będzie zatem uwzględnienie takich informacji, jak obecna struktura źródeł energii, występowanie substratów do produkcji biometanu czy lokalizacja inicjatyw wodorowych w obszarze oddziaływania projektu.

Maksymalna liczba punktów, które może zdobyć projekt z zakresu budowy/przebudowy sieci gazowej to 20 pkt. dla obszaru przesyłu gazu i 23 pkt. dla obszaru dystrybucji gazu. Uzyskana liczba punktów zdecyduje o pozycji projektu na liście rankingowej. W przypadku projektów przesyłowych, w których mamy do czynienia z jednym beneficjentem, nie ma to tak dużego znaczenia jak w obszarze dystrybucji, gdzie do konkursu o dofinansowanie przystąpi zapewne kilku operatorów. W tym przypadku miejsce w rankingu projektów może zdecydować o przyznaniu dofinansowania, którego łączna pula jest przecież ograniczona. Szczegółowe zasady naboru i oceny projektów określi INiG – PIB w regulaminie, nad którym obecnie pracuje.

Podsumowując, warto przypomnieć, że w programie FEnIKS na działanie 2.3, a więc na wsparcie projektów z zakresu budowy i przebudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych paliw gazowych, przeznaczono 700 milionów euro. Podział tej kwoty między obszar przesyłu i dystrybucji nie został jeszcze zatwierdzony. Natomiast aktualny harmonogram naboru projektów wskazuje, że projekty przesyłowe będą mogły być zgłaszane do dofinansowania już od sierpnia tego roku, a dystrybucyjne najpóźniej na początku przyszłego roku. Projekty muszą zostać zrealizowane i rozliczone przed końcem 2029 roku, a więc czasu pozostało stosunkowo niewiele. Zatwierdzenie specyficznych kryteriów oceny stanowiło kluczowy warunek, żeby te plany mogły być bez przeszkód realizowane.

Bieżące informacje na temat programu FEnIKS publikowane są na specjalnej stronie internetowej <https://www.feniks.gov.pl/> oraz na stronie internetowej Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Michał Szpila, Polska Spółka Gazownictwa, Departament Rozwoju, Izba Gospodarcza Gazownictwa, przewodniczący zespołu konsultacyjnego ds. pozyskiwania środków UE oraz reprezentant IGG w Komitecie Monitorującym FEnIKS 2021–2027.

¹ Szczegółowa informacja o kryteriach została opublikowana na stronie programu FEnIKS: <https://www.feniks.gov.pl/strony/dowiedz-sie-wiecej-o-programie/nabory/kryteria-wyboru-projektow/> (dostęp: 05.06.2023).

² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1060 z 24 czerwca 2021 roku, ustanawiającego wspólne przepisy dotyczące Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, Europejskiego Funduszu Społecznego Plus, Funduszu Spójności, Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji i Europejskiego Funduszu Morskiego, Rybackiego i Akwakultury, a także przepisy finansowe na potrzeby tych funduszy oraz na potrzeby Funduszu Azylu, Migracji i Integracji, Funduszu Bezpieczeństwa Wewnętrznego i Instrumentu Wsparcia Finansowego na rzecz Zarządzania Granicami i Polityki Wizowej.

Przyszłość energetyki gazowej

Władysław Mielczarski

Pomimo wielu niepewności związanych z przyszłością gazu ziemnego w elektroenergetyce, spowodowanych zarówno przez politykę klimatyczną Unii Europejskiej, jak i toczącą się na Ukrainie wojnę, której skutki oddziałują na całą energetykę europejską, gaz ziemny, niezależnie od formy jego dostawy – poprzez rurociągi czy w postaci LNG – będzie podstawą europejskiej energetyki w dającej się przewidzieć przyszłości. Zachwianie się regularnych dostaw gazu ziemnego do Europy już obecnie negatywnie wpływa na energetykę i gospodarkę europejską, a także na poziom życia mieszkańców Europy, w tym Polski.

Gaz ziemny w przemyśle chemicznym

Przez wiele lat, do połowy XX wieku, jednym z głównych surowców w przemyśle chemicznym był węgiel, jednak już od lat 60. ubiegłego wieku dominującą pozycję jako surowiec energetyczny zajął gaz ziemny. Węglowodory zawarte w gazie ziemnym są najtańszym i najłatwiejszym surowcem dla przemysłu chemicznego. Gaz ziemny jest też niezbędnym komponentem do produkcji nawozów rolniczych. Cena tych nawozów i ich dostępność oddziałują na produkcję rolną i podstawy egzystencji społeczeństw. W przemyśle chemicznym gaz ziemny jest nie do zastąpienia. Nawet jeżeli chcielibyśmy używać biogazu czy biopaliw, to dostępność tych surowców energetycznych uzależniona jest od produkcji rolnej zależnej od nawozów. Z kolei produkcja nawozów zależy od gazu ziemnego.

Gaz ziemny w elektroenergetyce

Rola gazu w elektroenergetyce zależy od jego dostępności i ceny. Jednak często stawiane jest pytanie: czy warto spalać gaz ziemny, tak cenny surowiec, w elektrowniach, szczególnie tych wielkoskalowych? W Polsce rola gazu w elektroenergetyce jest ograniczona. Z gazu ziemnego produkuje się tylko siedem procent energii elektrycznej, i to głównie w instalacjach kogeneracyjnych i elektrowniach przemysłowych. Przyczyną tak małego udziału gazu ziemnego w elektroenergetyce była jego ograniczona dostępność i, oczywiście, cena. Energia elektryczna wyprodukowana z gazu była znacznie droższa od produkcji z węgla, zwłaszcza brunatnego. Oczywista była decyzja użycia węgla do produkcji energii elektrycznej zamiast gazu. I takie podejście było, i jest, racjonalne zarówno od strony technicznej, jak i ekonomicznej, a przynajmniej było do czasu, kiedy polityka Unii Europejskiej wkroczyła do energetyki, usuwając z decyzji o użyciu paliw nawet najmniejsze elementy racjonalności.

Miks energetyczny

Jednym z głównych elementów polityki energetycznej jest tzw. miks energetyczny, przez który rozumie się udział poszczególnych technologii w produkcji energii elektrycznej, tak aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, czyli spełnić dwa główne kryteria dotyczące zrównoważonych bilansów mocy i energii elektrycznej. Moc oznacza zdolność do wytwarzania energii i musi zrównoważyć zapotrzebowanie na moc 24 godziny na dobę i 7 dni w tygodniu. Zrównoważony bilans mocy mogą zapewnić tylko jednostki

wytwórcze energii elektrycznej w pełni dyspozycyjne, czyli takie, które są w stanie produkować energię elektryczną niezależnie od warunków atmosferycznych. W obecnym stanie techniki znane są tylko trzy technologie spełniające te warunki: elektrownie węglowe, gazowe i jądrowe.

Polityka Unii Energetycznej prowadzi do eliminacji wydobycia węgla w Europie. Również w Polsce wprowadzany jest program dekarbonizacji, zakładający likwidację kopalni węgla kamiennego do 2049 roku. Do tego czasu wyczerpią się również złoża węgla brunatnego, ponieważ brak nowych inwestycji.

Remedium na brak mocy dyspozycyjnych mogłaby być energetyka jądrowa. Jednak elektrowni jądrowych w Polsce nie ma, a trwający od 2009 roku dyskurs, jak realizować polski program energetyki jądrowej nie przynosi postępów, ponieważ niewiele wiadomo, jak taki program byłby realizowany. Owiary tajemnicą jest zwłaszcza model finansowania energetyki jądrowej. Nakłady inwestycyjne, nazywane czasem w literaturze EPC (*Engineering, Procurement & Construction*) lub *overnight costs*, wynoszą dla elektrowni gazowej około 4 mld zł na 1 GW mocy zainstalowanej, ale w energetyce jądrowej sięgają 30–40 mld zł/GW.

Powodem tak wysokich kosztów jest skomplikowana technologia i czas budowy, który w Europie, jak w przypadku reaktorów w Oikiluoto 3 w Finlandii czy Flamanville we Francji, wynosi ponad 17 lat. Gdyby nawet w jakiś cudowny sposób zapewnić finansowanie dla elektrowni jądrowych, to być może powstaną 2–3 bloki, ale realnie po 2040 roku, a Polska w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego potrzebowałaby tych bloków co najmniej dwadzieścia o mocy ponad 1000 MW każdy.

Bezpieczeństwo energetyczne i ciągłości zasilania

Ministerstwo Klimatu i Środowiska wskazuje w raportach dotyczących bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, że już do 2030 roku powinniśmy wybudować kilka tysięcy mocy w zdolnych do ciągłej pracy elektrowniach. To mogą być tylko elektrownie węglowe, jądrowe czy gazowe. Od węgla odchodzimy poprzez dekarbonizację, elektrowni jądrowych nie mamy i szybko mieć nie będziemy. Zostaje tylko gaz ziemny i od niego zależy, czy zapewnimy ciągłość zasilania energią elektryczną, ponieważ alternatywą są stopnie zasilania i przymusowe wyłączenia, a to oznacza dewastację gospodarki i degradację poziomu życia społeczeństwa.

Targi EXPO-GAS 2023

Adam Cymer

W dniach 19–20 kwietnia w Kielcach odbyły się XII Targi EXPO-GAS 2023, którym towarzyszyła konferencja „Nowe technologie dla multienergetyki” oraz warsztaty techniczne „Dekarbonizacja w gazownictwie”.

W związku z XX-leciem działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa wydarzenie miało charakter jubileuszowy.

Targi EXPO-GAS 2023 otworzyli dr Robert Perkowski, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, oraz Andrzej Mochoń, prezes Targów Kielce. W pierwszym wystąpieniu podczas konferencji dr Robert Perkowski podsumował dorobek samorządu gazowniczego w roku jubileuszu XX-lecia IGG. Następnie głos zabrał dr Piotr Dziadzio, podsekretarz stanu w MKiŚ, który podkreślił, jak ważna jest rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej i rola Izby Gospodarczej Gazownictwa, która od dwudziestu lat promuje paliwo gazowe i uczestniczy w dyskusjach i projektach dotyczących rozwoju polskiej energetyki. Janusz Kowalski, sekretarz stanu w MRiRW, pełnomocnik rządu ds. transformacji energetycznej obszarów wiejskich, omówił temat usprawnień systemowych dla rozwoju biogazu i biometanu oraz podkreślił rolę IGG w wyznaczaniu standardów. Zasugerował, by kwestia rozwoju rynku biogazu i biometanu stała się tematem dla wszystkich targów EXPO-GAS. Daniel Obajtek, prezes PKN ORLEN, skierował list do uczestników spotkania, w którym podkreślił osiągnięcia i ważną rolę branży gazowniczej oraz jej znaczenie dla rozwoju polskiej gospodarki. Wskazał wynikającą z sytuacji geopolitycznej konieczność uniezależnienia się od importu surowców energetycznych, w tym gazu ziemnego, poprzez przyspieszenie transformacji energetycznej.

Panele dyskusyjne i wystąpienia zaproszonych do uczestniczenia w konferencji osób koncentrowały się wokół zagadnień dotyczących m.in. roli gazu ziemnego oraz gazów zero- i niskiemisyjnych w procesie transformacji energetycznej, finansowania rozwoju technologii energetycznych oraz wyzwań stojących przed koncernem multienergetycznym w realizacji polityki klimatycznej, a także wdrażania standardów ESG w dobie gospodarki 4.0.

W drugim dniu targów odbyły się warsztaty techniczne „Dekarbonizacja w gazownictwie”. Odbiorcami referatów i dyskusji byli przedstawiciele firm gazowniczych i wystawców oraz uczestnicy XVII i XVIII edycji studiów MBA, organizowanych przez IGG-GFKM. Tematyka warsztatów poświęcona była nowym technologiom w gazownictwie, separacji i transportowi CO₂, perspektywom rozwoju technologii kogeneracyjnych i wykorzystania kotłów gazowych w ogrzewnictwie. Omówione zostały możliwości wykorzystania e-paliw, certyfikacja wyrobów i urządzeń dedykowanych gospodarce wodorowej oraz potrzeby



w zakresie normalizacji i standaryzacji, a także nowe technologie budowy przyłączy gazowych, modelowanie informacji o obiekcie budowlanym i możliwości wykorzystania dronów w użytkowaniu infrastruktury krytycznej.

W tym samym czasie trwała wystawa targowa przedstawiająca wyroby, urządzenia i usługi zaprezentowane przez 139 wystawców, którą obejrzało 3858 zwiedzających. Targom towarzyszył konkurs na najlepsze wystawione produkty i stoiska.

Nagrodę Prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa otrzymała Firma PROMETHEUS za nową technologię dronów Prometheus H2 służących podniesieniu bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej.

Komisja konkursowa przyznała następujące nagrody i wyróżnienia:

Kategoria „Urządzenia do poszukiwań, wydobycia, magazynowania i przesyłu gazu”

Medal: ARMA-POL P.R.U.H. ARMA-POL S. Kulka, R. Płotnicki, Brzeszcze – generalny przedstawiciel na Polskę Armatury Group a.s., Brzeszcze za kurek kulowy Trunion Typ K92 DN600 PN25 224

Kategoria „Przyrządy pomiarowe”

Medal: COMMON S.A., Łódź za gazomierz rotorowy CGR
Wyróżnienie: ABB sp. z o.o., Warszawa za HoverGuard

Kategoria „Aparatura kontrolna”

Medal: Polski Koncern Naftowy ORLEN SA – Oddział Centralny Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w Warszawie za Sampling LNG – mobilny układ do pobierania próbek skroplonego gazu ziemnego LNG

Wyróżnienie: GAZOMET sp. z o.o./cGAS, Wrocław za sterownik nawianialni ODORSMARTLINETM OSL-XL7

Kategoria „Urządzenia i elementy do budowy sieci gazowych”

Medal: RADIATYM sp. z o.o., Gliwice za bezspoinowe kołnierzone połączenia PE-STAL typ PSKBS oraz GAMART SPÓŁKA AKCYJNA, Jasło za łuki gięte

Wyróżnienie: TRANSTOOLS sp. z o.o., Lublin za stop system H4 Ravetti 12bar oraz

Regional Gas Company, Kijów, Ukraina za system ShGRPV-1LB-32x80-3/0,05

Kategoria „**Urządzenia do nowych zastosowań gazu**”

Medal: ENDRESS+HAUSER POLSKA sp. z o.o., Wrocław za spektroskop Optograf Raman RXN5 oraz

GAZOMET sp. z o.o./cGAS, Wrocław za turboekspander dla gazu ziemnego – gazowa turbina rozprężna TES-25

Kategoria „**Usługi**”

Medal: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A., Warszawa za usługę wzorcowania gazomierzy gazem ziemnym przy ciśnieniu roboczym

Kategoria: „**Inne**”

Wyróżnienie: AGCOR GROUP sp. z o.o., Poznań za STOPKiT

WYRÓŻNIENIA EXPO-GAS 2023 za atrakcyjny i nowoczesny styl stoiska targowego dla:

ELEKTROMETAL S.A. Cieszyn,
Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Tarnów,
ANTICOR sp. z o.o., Wieliczka,
TRANSTOOLS sp. z o.o., Lublin.

MEDALE EXPO-GAS 2023 za nowatorską, elegancką i kompleksową prezentację targową dla:

GAZ–SYSTEM S.A. Operator Gazociągów Przesyłowych, Warszawa,
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., Warszawa,
TORPOL OIL & GAS Sp. z o.o., Przeźmierowo.

Więcej informacji o Targach EXPO-GAS 2023 w Kielcach można znaleźć na stronie: www.igg.pl.

Na str. 66 prezentujemy pierwszy nagrodzony produkt, a pozostałe przedstawimy w kolejnych numerach „Przeglądu Gazowniczego”.

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

Działalność standaryzacyjna IGG w okresie od 23 listopada 2022 roku do 16 czerwca 2023 roku

Ostatnie półrocze charakteryzowała duża intensywność prac standaryzacyjnych – odbywały się konferencje uzgodnieniowe, od początku pandemii prowadzone w trybie zdalnym, posiedzenia KST: 15 grudnia w Warszawie, a 9 marca, 26 kwietnia i 16 czerwca 2023 roku w trybie zdalnym, okresowe spotkania Prezydium KST oraz liczne spotkania zespołów roboczych.

Odbyło się 5 konferencji uzgodnieniowych, na których omawiano uwagi zgłoszone na etapie ankiety do następujących nowelizowanych standardów:

- dwóch standardów dotyczących chromatografów gazowych procesowych i laboratoryjnych do analizy składu gazu ziemnego: **ST-IGG-0205** oraz **ST-IGG-0206**,
 - trzech standardów dotyczących stacji gazowych i zespołów gazowych w przesyłce i dystrybucji **prST-IGG-0501:2023**, **prST-IGG-0502:2023** oraz **prST-IGG-0503:2023**,
 - czterech standardów dotyczących oznakowania oznaczającego i lokalizacyjnego **ST-IGG-1001**, **ST-IGG-1002**, **ST-IGG-1003** oraz **ST-IGG-1004**;
- oraz do nowego DS

– **ST-IGG-0204** **Przeliczniki i rejestratory**.

Wszystkie konferencje zakończyły się uzgodnieniem stanowisk zainteresowanych stron, chociaż w odniesieniu do kilku DS zgłoszono wiele uwag wymagających przedyskutowania. W każdym przypadku udało się osiągnąć konsensus.

W rozpatrywanym okresie zakończono prace nad wyjątkowo dużą liczbą DS, część z nich została już ustanowiona przez Zarząd IGG i znalazła się w sprzedaży. W grudniu 2022 roku KST zatwierdził projekt DS.: **ST-IGG-0203** *Budowa i eksploatacja układów pomiarowych*, natomiast po posiedzeniach w trybie zdalnym w marcu, kwietniu i czerwcu br. zatwierdzono 4 nowe DS:

- **ST-IGG-0204:2023** *Przeliczniki i rejestratory*,
 - **ST-IGG-3601:2023** *Inspekcja rurociągów tłokami, część 1 – wymagania dla śluz oraz dla rurociągów*,
 - **ST-IGG-3602:2023** *Inspekcja rurociągów tłokami, część 2 – czyszczenie i inspekcja tłokami pomiarowymi*,
 - **ST-IGG-4101:2023** *Metody określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej*,
- oraz 8 znowelizowanych DS:
- **ST-IGG-0205:2023** *Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego*,

- **ST-IGG-0501** *Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania*,
- **ST-IGG-0502** *Zespoły gazowe na przyłączach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania*,
- **ST-IGG-0503** *Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie obsługi*,
- **ST-IGG-1001** *Gazociągi. Oznakowanie tras gazociągów. Wymagania ogólne*,
- **ST-IGG-1002** *Gazociągi. Oznakowanie ostrzegawcze i lokalizacyjne. Wymagania i badania*,
- **ST-IGG-1003** *Gazociągi. Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe. Wymagania i badania*,
- **ST-IGG-1004** *Gazociągi. Tablice orientacyjne. Wymagania i badania*.

W marcu KST zatwierdził zakres i harmonogram pracy ZR 46, który opracowuje **WT-IGG-4601** *Zalecenia dotyczące projektowania i eksploatacji rurociągów do transportu dwutlenku węgla*, oraz zaakceptował tematykę czterech nowych prac standaryzacyjnych:

- jakość bioLNG i bioCNG,
- wytyczne do budowy lokalnej sieci biogazu,
- łączenie rur gazowych z tworzyw sztucznych za pomocą alternatywnych metod. Część 1. Kształtki mechaniczne. Część 2. Klejenie,
- wytyczne techniczne kontroli infrastruktury za pomocą BSP w obszarze gazownictwa, paliw i szeroko pojętej energetyki.

W maju odbyły się spotkania inauguracyjne prace czterech nowych zespołów, których zadaniem jest opracowanie DS odpowiadających zaakceptowanym tematom.

W rozpatrywanym okresie do ankiety skierowanej do firm członkowskich IGG trafił m.in. nowy DS **WT-IGG-4501**, dotyczący infrastruktury do transportu paliw gazowych z domieszką H₂.

Podjęta została także uchwała w sprawie rozpoczęcia kolejnej nowelizacji **ST-IGG-0401:2015** *Sieci gazowe. Strefy zagrożenia wybuchem. Ocena i wyznaczanie* oraz **ST-IGG-1501:2015** *Filtry do stosowania na sieciach gazowych*, w związku z czym do firm członkowskich skierowano komunikat w sprawie zgłaszania kandydatów do ZR 4 i ZR 15.

Podjęcie uchwał dotyczących rozpoczęcia prac nad nowymi tematami oraz nad nowelizacją DS powoduje konieczność zaangażowania przedstawicieli firm członkowskich IGG do nowych i istniejących zespołów roboczych. Mamy nadzieję, że w odpowiedzi na komunikaty IGG do prac standaryzacyjnych dołączy wielu znakomitych fachowców.

Opracowanie
Eliza Dyakowska, sekretariat KST

Kotły gazowe jako indywidualne źródło ciepła – co dalej?

Dyskusja o przyszłości kotłów gazowych jako źródeł ciepła dla budynków w krajach Unii Europejskiej nie zakończyła się do tej pory jednoznacznymi rozstrzygnięciami. Wszystko wskazuje na to, że rola tych rozwiązań w Europie będzie maleć, natomiast proces ten rozłożony będzie na lata. Będzie on też wyglądał inaczej w poszczególnych krajach. Nie należy tu spodziewać się natychmiastowych rozstrzygnięć, o których czasami słyhać w mediach. Natychmiastowe odejście od gazu ziemnego jako indywidualnego źródła ciepła po prostu nie jest możliwe.

Współczesne kotły gazowe są bezpieczne, estetyczne i funkcjonalne, gwarantują prostą i intuicyjną obsługę oraz cichą pracę.

Postulaty Komisji Europejskiej nie zakazują stosowania ogrzewania gazowego – w planach jest stopniowe wycofywanie tej technologii na rzecz ewolucyjnych rozwiązań oznaczających gotowość pracy na paliwie gazowym z domieszką paliw odnawialnych.

Nowoczesne, gazowe kotły kondensacyjne to urządzenia charakteryzujące się wysoką efektywnością energetyczną, trwałością i niską emisyjnością substancji szkodliwych.





Zakupione i zainstalowane przed wejściem odpowiednich zakazów i ograniczeń urządzenia będą mogły być swobodnie użytkowane.



Renomowani dostawcy wprowadzili modele H2READY, oznaczające co najmniej gotowość pracy na paliwie z domieszką wodoru.



Kotły gazowe wymagają relatywnie niskich nakładów inwestycyjnych, a koszt ich eksploatacji jest konkurencyjny.



Kotły gazowe mogą funkcjonować w układach hybrydowych, z uwzględnieniem pomp ciepła, magazynów energii i fotowoltaiki.



Wydobycie gazu ziemnego z własnych złóż ważnym ogniwem w łańcuchu dostaw błękitnego paliwa do odbiorców w Polsce

Piotr Wojtasik

Głównym celem przyjętej w lutym br. strategii Grupy Orlen do 2030 roku jest zapewnienie stabilnych dostaw energii, paliw i gazu z przyjaznych środowisku źródeł. Jednym z filarów tej strategii jest planowane, w perspektywie najbliższych ośmiu lat, zwiększenie wydobycia gazu ziemnego z własnych złóż do poziomu około 12 mld metrów sześciennych rocznie. Kluczową rolę odegra tutaj rosnąca produkcja gazu, realizowana na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, ale równie ważne jest utrzymanie wysokiego poziomu wydobycia ze złóż krajowych.

7,7 mld metrów³ gazu ziemnego to łączny wolumen, który w 2022 roku Grupa ORLEN wyprodukowała zarówno ze złóż zagranicznych, jak i krajowych. Jak znaczna to wielkość świadczy porównanie z całkowitym zużyciem gazu ziemnego w Polsce w 2022 roku, które – według danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska – wyniosło 16,62 mld m³. Oznacza to, że wielkość wydobycia własnego gazu ziemnego, realizowanego przez spółki wchodzące w skład Grupy ORLEN, w 2022 roku odpowiadała niemal połowie krajowego zapotrzebowania. Największy wkład we wzroście wydobycia gazu ziemnego z własnych złóż ma jego realizacja na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Strategiczny obszar – Norweski Szelf Kontynentalny

Norweski Szelf Kontynentalny jest kluczowy dla realizacji strategii wzrostu wydobycia gazu ziemnego przez Grupę ORLEN. Proces ten jest realizowany przez PGNiG Upstream Norway, spółkę z Grupy ORLEN, która na tym obszarze ma 99 koncesji i prowadzi wydobycie na 17 złóżach. W ostatnich dwóch latach wydobycie własne gazu w Norwegii, realizowane przez ten podmiot, wzrosło aż sześciokrotnie – z 0,48 mld m³ w 2020 roku do 3,15 mld m³ w 2022 roku. W okresie najbliższych trzech lat prognozowany jest dalszy wzrost – do około 4 mld m sześć., a w perspektywie 2030 roku – nawet do około 6 mld m³ rocznie.

Aby zintensyfikować i uczynić efektywniejszą działalność poszukiwawczo-wydobywczą na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w maju br. Grupa ORLEN dokonała integracji swoich aktywów wydobywczych w tym rejonie. Spółka PGNiG Upstream Norway przejęła aktywa wydobywcze Lotos Exploration and Production Norge, innej spółki należącej do Grupy ORLEN, działającej na Morzu Norweskim. Połączenie obu firm wzmacnia pozycję rynkową PGNiG Upstream Norway i przyczynia się do optymalizacji procesu inwestycyjnego, co z kolei przełoży się na wzrost produkcji węglowodorów, w tym gazu ziemnego. Spółka już obecnie ma silną pozycję na rynku złóż norweskich, na którym działają największe podmioty z branży

naftowej i gazowniczej. Biorąc pod uwagę tylko gaz ziemny, zarówno jeśli chodzi o rezerwy, jak i skalę produkcji, spółka plasuje się tutaj na 8. pozycji.

Ogłoszona w I kwartale br. aktualizacja strategii Grupy ORLEN założyła ambitny cel zwiększenia wydobycia własnego gazu ziemnego w kraju i za granicą do około 12 mld metrów sześciennych w 2030 roku. Połowa wolumenu ma pochodzić właśnie ze złóż zlokalizowanych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, co jest założeniem realnym, jeżeli weźmiemy pod uwagę rozmiary portfolio koncesyjnego PGNiG Upstream Norway oraz fakt, że spółka zamierza zainwestować około 3 mld dolarów w okresie najbliższych pięciu lat. Wyznaczony cel strategiczny w praktyce oznacza niemal podwojenie produkcji gazu w stosunku do realizowanej obecnie, co będzie miało istotne znaczenie dla wzrostu bezpieczeństwa energetycznego Polski od strony zapewnienia ciągłości dostaw błękitnego paliwa.

Surowiec produkowany przez Grupę ORLEN na Norweskim Szelfie Kontynentalnym będzie mógł być dostarczony do Polski gazociągiem *Baltic Pipe*, który został uruchomiony w IV kwartale 2022 roku. Już w bieżącym roku przez ten gazociąg może popłynąć około 6,5 mld m³ gazu, z czego prawie połowę może stanowić surowiec pochodzący z własnego wydobycia. W kolejnych latach wolumen gazu przesyłanego przez *Baltic Pipe* będzie wzrastać, a Grupa ORLEN zarezerwowała w nim około 8 mld m³ rocznej przepustowości. Planowany wzrost własnego wydobycia umożliwi w najbliższych latach przesyłanie przez *Baltic Pipe* coraz większych wolumenów gazu pochodzących z własnego wydobycia ze złóż w Norwegii, które w 2030 roku mogą stanowić nawet 75 proc. przepustowości zarezerwowanej przez Grupę ORLEN.

Złóża krajowe – gwarancja stabilnych dostaw

Równie ważnym elementem, gwarantującym bezpieczeństwo energetyczne Polski są krajowe zasoby gazu ziemnego, których ubiegłoroczna produkcja wyniosła około 3,43 mld m³. Oznacza to, że pokryła ponad 1/5 zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce, potwierdzając tym samym swoje znaczenie w łańcuchu dostaw tego surowca do

odbiorców w naszym kraju. Wyraźnie uwidoczniły to dramatyczne wydarzenia związane z kryzysem energetycznym i zakłóceniami w dostawach surowców energetycznych do krajów UE, wywołanymi agresją Rosji na Ukrainę na początku 2022 roku. Realizowane obecnie w Grupie ORLEN projekty pozwolą w okresie najbliższych trzech lat zwiększyć krajowe wydobycie do około 4 mld m sześć.

Strategicznym celem krajowego wydobycia jest jego utrzymanie na stabilnym, wysokim poziomie w perspektywie wieloletniej. Dokonywane kolejne odkrycia krajowych złóż i zasobów napawają optymizmem i dają podstawy do planowania utrzymania w najbliższych latach własnej produkcji gazu ziemnego na poziomie zbliżonym do 20% rocznego zapotrzebowania na to paliwo w naszym kraju. Przykładem sukcesów prac poszukiwawczych jest np. potwierdzenie w lutym bieżącego roku dodatkowych 500 mln metrów sześciennych gazu ziemnego w złożu Jastrzębiec w okolicach Biłgoraja. W praktyce oznacza to wzrost zasobów wydobywalnych tego złoża do 700 mln metrów sześciennych, choć prowadzone analizy nie wykluczają, że mogą być one jeszcze większe. Warto również wspomnieć o zakończonych sukcesem pracach poszukiwawczych prowadzonych w ubiegłym roku w powiecie średzkim i kościańskim w województwie wielkopolskim. W ich wyniku odkryte zostały nowe zasoby gazu ziemnego o łącznym wolumenie około 600 mln metrów sześciennych. Podobny sukces odnotowano w ubiegłym roku w toku prac poszukiwawczych w miejscowości Sierosław w Wielkopolsce. Spółka odkryła tam złożo o zasobach szacowanych na 650 mln m³ gazu ziemnego zaazotowanego.

Odkrycia i eksploatacja krajowych złóż gazu ziemnego przyczyniają się do wzrostu bezpieczeństwa dostaw tego paliwa do odbiorców w Polsce. To ważne ogniwo w nieprzerwanym łańcuchu dostaw tego surowca. Dodatkową korzyścią prowadzonej działalności poszukiwawczo-wydobywczej w kraju jest także jej wpływ na poprawę kondycji finansowej samorządów, na terenie których znajdują się zasoby węglowodorów. W 2022 roku PGNiG z Grupy ORLEN z tytułu opłaty eksploatacyjnej od wydobycia ropy i gazu przekazało do samorządowych budżetów około 140,5 mln zł, a z tytułu podatku od nieruchomości przeznaczonych pod infrastrukturę związaną z eksploatacją węglowodorów 72,8 mln zł.

Wsparcie procesu przez sztuczną inteligencję, czyli szybciej, taniej i efektywniej

Prace związane z poszukiwaniem i wydobyciem węglowodorów to proces wymagający szczegółowej i czasochłonnej analizy ogromnej liczby czynników i zmiennych. Od opracowanego na jej podstawie scenariusza uzależniona jest efektywność inwestycji oraz opłacalność zarządzania złożem. W 2019 roku PGNiG (obecnie Grupa ORLEN) zapoczątkowało proces digitalizacji poszukiwań i wydobycia węglowodorów, uruchamiając platformę Cyfrowe Złożo. Integruje ona na jednym modelu pracę specjalistów z różnych dziedzin związanych z wydobyciem gazu ziemnego i ropy naftowej. Z kolei w 2021 roku, dzięki wykorzystaniu wiedzy i wieloletniego doświadcze-

nia ekspertów zatrudnionych w PGNiG, zostało opracowane autorskie rozwiązanie – platforma cyfrowa *Smart Field*. Rozwinęła ona koncepcję Cyfrowego Złoża, łącząc rozwiązania wykorzystywane dotychczas przez PGNiG z technologiami dostarczanymi przez partnerów.

Smart Field jest przykładem wykorzystania technologii informatycznych do analizy różnych wariantów realizacji prac wiertniczych i inwestycji związanych z zagospodarowaniem złóż. Zastosowanie sztucznej inteligencji, uczenia maszynowego oraz rozwiązań chmurowych *Smart Field* przyspiesza procesy analityczne i zwiększa liczbę i szczegółowość przetwarzanych danych. Dzięki temu wzrasta efektywność działalności poszukiwawczo-wydobywczej zarówno pod względem operacyjnym, jak i finansowym.

Narzędzie umożliwia bardzo dokładną i kompleksową analizę procesu produkcyjnego – od złoża po system przesyłowy i tworzenie różnych wariantów prac wiertniczych. Uzyskane w ten sposób dane pozwalają na wybór optymalnego scenariusza wydobycia. Dzięki temu można maksymalnie zwiększyć ilość pozyskanych węglowodorów, z jednoczesnym zachowaniem rentowności projektu. Korzyść inwestycyjna łączy się w tym przypadku również z ograniczeniem wpływu na środowisko. Wzrost wydajności i skrócenie czasu pracy oraz lepsza szcerpywalność złóż przekładają się na mniejszą emisję gazów cieplarnianych do atmosfery.

Projekt *Smart Field* jest rozwiązaniem rewolucyjnym, gwarantującym utrzymanie krajowego wydobycia gazu ziemnego na stabilnym poziomie w długoterminowej perspektywie. Pozwala również przedłużyć pracę kopalni obsługujących złoża średnio o 10 lat, co z kolei oznacza utrzymanie lokalnych miejsc pracy, a także zwiększenie wpływów dla gmin z tytułu podatków i opłat od wydobycia.

Poszukiwania i wydobycie Grupy ORLEN w liczbach

Obecnie spółki z Grupy ORLEN prowadzą poszukiwania i wydobycie węglowodorów, w tym gazu ziemnego, w Polsce, Norwegii, Kanadzie, Pakistanie oraz na Litwie. Według stanu na 2022 rok, Grupa ORLEN dysponuje udokumentowanymi rezerwami węglowodorów, wynoszącymi łącznie 1279,6 mln boe (w tym udział gazu ziemnego około 73 proc.), z czego 733,6 mln boe, a więc ponad połowa, to udokumentowane źródła krajowe (w których udział gazu ziemnego wynosi 81 procent).

Średnia produkcja węglowodorów, zarówno gazu ziemnego, jak i ropy naftowej, realizowana w 2022 roku przez spółki wchodzące w skład Grupy ORLEN wyniosła: 185,8 (k boe/d) i w podziale na poszczególne kraje przedstawiała się następująco: Polska 80,7 (k boe/d), Norwegia 84,7 (k boe/d), Kanada 14,6 (k boe/d), Pakistan 5,2 (k boe/d), a Litwa 0,4 (k boe/d). Udział gazu ziemnego wyniósł 74 proc. i przedstawiał się następująco: Polska 62,3 (k boe/d), Norwegia 62,4 (k boe/d), Kanada 7,5 (k boe/d), a Pakistan 5,2 (k boe/d).

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

„Nowe technologie dla multienergetyki”

Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny, wziął udział w panelu dyskusyjnym „Nowe technologie dla multienergetyki”, który był częścią konferencji zorganizowanej w ramach XII Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS. W okresie 19–20 kwietnia hala Targów Kielce już po raz dwunasty wypełniła się różnymi urządzeniami gazowymi. Największe i najbardziej okazałe stoisko przygotowało Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo – lider rynku gazu ziemnego w Polsce. Dwudniowa impreza była doskonałą okazją nie tylko do wymiany doświadczeń, ale i nawiązania nowych relacji handlowych i biznesowych oraz zapoznania się z innowacyjnymi rozwiązaniami technologicznymi. – *EXPO-GAS to bez wątpienia jedna z najważniejszych konferencji branżowych w naszym kraju, a także znakomita okazja nie tylko do podsumowania w gronie ekspertów minionego roku, ale też – co najważniej-*



sze – porozmawiania o tym, co przed nami – powiedział **Henryk Mucha**.

Prezes Henryk Mucha, który uczestniczył w zorganizowanym w ramach konferencji panelu „Nowe technologie dla multienergetyki”, podkreślił, że mimo iż od kilku miesięcy odnotowujemy stabilizację cen gazu na giełdach, w ujęciu globalnym kryzys energetyczny wciąż trwa. Dlatego tak ważna jest bieżąca analiza tego, co dzieje się na rynku i biznesowe rozmowy w gronie ekspertów.

W targach udział wzięło 139 wystawców z Polski i zagranicy, m.in. z Francji, Czech, Szwajcarii, Ukrainy i Słowacji.

Jacek Brzozowski

Gaz ziemny – istotny sojusznik walki o czyste powietrze

Jacek Brzozowski

Ostatnie kilkanaście miesięcy to okres znaczących perturbacji na europejskich hurtowych rynkach gazu ziemnego. Sytuacja ta, wraz z innymi czynnikami geopolitycznymi, przyczyniła się do znaczącego pogorszenia się sentymentu do paliwa gazowego w krajach Europy. Towarzyszy temu rosnące przekonanie, że niemożliwe będzie zbilansowanie zapotrzebowania krajów europejskich na gaz pochodzący ze stabilnych źródeł bez ograniczenia jego konsumpcji. To ograniczanie już się rozpoczęło. Według danych Międzynarodowej Agencji Energii zapotrzebowanie na gaz w Unii Europejskiej spadło w 2022 roku o 55 mld m³ (13%). Z kolei o 28 mld m³, czyli o 20%, zmniejszyło się zużycie w sektorze budynków.

Naturalną tego konsekwencją jest planowane przyspieszenie działań polegających na ograniczeniach nakładanych na stosowanie kotłów gazowych jako źródeł ciepła w budynkach w krajach Unii Europejskiej. Czy oznacza to nieuchronny koniec kotłów gazowych? Jeśli tak, to kiedy on nastąpi? Jakie mogą być konsekwencje? Perspektywy stojące przed szeroko pojętym rynkiem kotłów gazowych dla użytkowników indywidualnych przeanalizować można przez pryzmat trzech najważniejszych czynników, takich jak otoczenie prawne, technologia i dostępność urządzeń oraz kryteria ekonomiczne i użytkowe.

Otoczenie prawne

Decydujące znaczenie ma w tym przypadku fakt, że główne postulaty Komisji Europejskiej nie koncentrują się na

zakazaniu stosowania ogrzewania gazowego, ale mają na celu stopniowe wycofywanie tej technologii z użytkowania.

Mowa tu o różnych etapach tego procesu, przedstawiane są także różne daty. W grę wchodzi, po pierwsze, wprowadzenie zakazu instalacji kotłów gazowych w nowych budynkach, a następnie analogicznego zakazu dla instalacji nowych kotłów w ogóle. Pojawiają się tu daty odpowiednio 2027 i 2030 rok. Dodatkowo towarzyszyć tym działaniom może wprowadzenie zakazu sprzedaży, a także produkcji kotłów gazowych na terenie Unii Europejskiej. Należy liczyć się z etapami przejściowymi, takimi jak np. wprowadzenie zakazu dofinansowywania instalacji urządzeń. Powyższe rozwiązania mają zarówno swoich zagorzałych zwolenników, jak i przeciwników, i najprawdopodobniej za wcześnie jest, aby zdecydowanie przesądzić, czy i kiedy wejdą w życie. Jednakże, należy liczyć się z tym, że z czasem możemy znaleźć się w sytuacji, w której instalacja ogrzewania gazowego będzie utrudniona, droższa lub nawet w ogóle niemożliwa. Niektóre kraje (np. Austria, Niemcy, Holandia) wprowadzają w tej kwestii regulacje na poziomie krajowym. Wydaje się, że w każdym z tych scenariuszy dla Polski oznacza to co najmniej kilka lat, kiedy możliwości instalacji urządzeń gazowych nie będą w żaden sposób ograniczane. Co więcej – **główną konsekwencją zaplanowanego podejścia do wprowadzania ograniczeń będzie fakt, że zakupione i zainstalowane przed wejściem odpowiednich zakazów w życie urządzenia będą mogły być swobodnie użytkowane.** To wciąż stwarza przestrzeń dla modernizacji, czyli wy-

miany użytkowanych kotłów gazowych na nowe. To właśnie w modernizacji istniejącej bazy urządzeń gazowych, szacowanej w krajach UE na 65 mln sztuk, tkwi jedna z największych rezerw w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej.

Technologia i dostępność urządzeń

Dążąc do zaspokojenia potrzeb odbiorców, producenci urządzeń oprócz kwestii najważniejszej, czyli bezpieczeństwa, włożyli dużo wysiłku w poprawę estetyki, funkcjonalności czy efektywności energetycznej urządzeń. Nowoczesne kotły gazowe kondensacyjne to urządzenia charakteryzujące się wysoką trwałością i efektywnością. Towarzyszy temu niska emisja substancji szkodliwych, prosta i intuicyjna obsługa oraz cicha praca. Równocześnie urządzenia te oferują możliwości zdalnego sterowania czy zintegrowania z systemami zarządzającymi zużyciem mediów w gospodarstwie domowym. Wybór i mnogość oraz różnorodność oferty pozwalają na dobór rozwiązania do potrzeb każdego odbiorcy. Wychodząc naprzeciw potencjalnym kierunkom rozwoju rynku, w zasadzie wszyscy renomowani dostawcy wprowadzili modele H2READY, oznaczające co najmniej gotowość pracy na paliwie z domieszką wodoru. Jeśli więc w ramach ewolucji w gazownictwie w następnych latach pojawią się tego typu warianty paliwa, to już dziś można nabyć urządzenie, które umożliwi oznaczające gotowość do jego wykorzystywania bez koniecznych nowych inwestycji. Równocześnie kotły gazowe mogą działać w układach hybrydowych, z uwzględnieniem pomp ciepła, magazynów energii czy fotowoltaiki. To także jeden z kierunków promowanych przez wiodących producentów, który pozwala na optymalne wykorzystanie zalet poszczególnych technologii i efektu synergii.

Co istotne dla potencjalnych odbiorców – liczący się producenci kotłów gazowych, łącznie z tymi, którzy intensywnie rozwijają ofertę urządzeń alternatywnych dla kotłów gazowych, wciąż traktują rynek kotłów jako jeden z priorytetów, deklarując gotowość dalszych dostaw. Oznacza to, że zarówno produkty, jak i potencjalne części zamienne nadal będą dostępne na rynku.

Kryteria ekonomiczne i użytkowe

Gaz ziemny jeszcze przez wiele lat będzie jednym z podstawowych paliw wykorzystywanych w indywidualnych źródłach ciepła. Do głównych zalet paliwa gazowego – z punktu widzenia oferty dla klienta – należą stabilność i ekonomika. Gaz ziemny dla odbiorców indywidualnych ma zagwarantowaną ochronę taryfową do końca 2027 roku. To sprawia, że koszt eksploatacji źródła ciepła opartego na kotle gazowym nadal jest bardzo konkurencyjny. Biorąc pod uwagę ostatnie zmiany na rynkach paliw, można nawet stwierdzić, że wzrosła relatywna atrakcyjność kosztowa ogrzewania gazem ziemnym w stosunku do takich paliw jak węgiel, drewno, olej opałowy czy LPG. Równocześnie, zrealizowane przez Polskę przedsięwzięcia

w obszarze dywersyfikacji kierunków dostaw znacząco poprawiły możliwości pozyskiwania błękitnego paliwa. W trakcie sezonu grzewczego 2022/2023 nawet w sytuacji kryzysu na rynkach hurtowych indywidualni odbiorcy paliwa gazowego nie byli zagrożeni przerwaniem dostaw.

Ekonomikę stosowania gazowych urządzeń grzewczych mogą poprawić następujące działania:

- termomodernizacja nieruchomości,
- optymalizacja korzystania z energii, połączona z wykorzystaniem odpowiednich systemów sterujących,
- modernizacja kotła na urządzenie nowe, o lepszych parametrach.

Analizując opłacalność technologii, należy podkreślić, że kotły gazowe już na starcie wymagają zdecydowanie niższych kosztów inwestycyjnych od technologii konkurencyjnych. Zwłaszcza w sytuacji dobrej dostępności przyłączy gazu. Równocześnie nie ma przeciwskażeń, aby – optymalizując całkowity bilans energetyczny nieruchomości – w takiej sytuacji korzystać chociażby z fotowoltaiki.

Opublikowane dane Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych wskazują, że sprzedaż kotłów gazowych w 2022 roku przekroczyła w Polsce 300 tysięcy sztuk i jest to jeden z najlepszych wyników w ostatnich latach. To dowód na to, że ta technologia nadal jest popularna i masowo wybierana przez użytkowników. Oczywiście, wybór źródła ciepła to decyzja o konsekwencjach długoterminowych, wpływ na nią ma wiele czynników. Jednak w zależności od takich uwarunkowań jak wiek budynku, zastosowana technologia, potrzeby i możliwości kapitałowe użytkownika czy dostępność sieci gazowej, można przyjąć, że w wielu sytuacjach to właśnie ogrzewanie gazowe obecnie będzie optymalnym wyborem.

Presja na przyspieszenie transformacji energetycznej do gospodarki niskoemisyjnej narasta m.in. na skutek skomplikowanej sytuacji międzynarodowej. Oznacza to szybsze niż dotąd zakładano zastępowanie paliwa gazowego innymi źródłami ciepła. Presja ma charakter zarówno regulacyjny (np. propozycje Komisji Europejskiej), jak i komercyjny – rosnące zapotrzebowanie rynku. Całe zjawisko negatywnie wpływa na potencjał rozwojowy branży gazowniczej, najprawdopodobniej czasy dynamicznej gazyfikacji także w Polsce mamy już za sobą. Należy jednak pamiętać, że około 1,4 mln gospodarstw domowych użytkuje gaz ziemny dla celów grzewczych. Do tego – według różnych szacunków – około trzech milionów domów jednorodzinnych nadal używa tzw. kopcuchów opalanych paliwem stałym. W żadnym scenariuszu nie jest więc możliwe, aby kilka milionów nieruchomości przelączyć w kilka lat na rozwiązania oparte na OZE i pompach ciepła. W tym bilansie gaz ziemny w polskich realiach nadal jest istotnym sojusznikiem walki o czyste powietrze. Branża powinna więc dołożyć wszelkich starań, aby obiektywnie i rzeczowo informować odbiorców o przyszłości zastosowań paliwa gazowego, ograniczając w ten sposób możliwości budowania przekazów o charakterze sensacyjnym – wprowadzających panikę bądź jednostronnie i bezkrytycznie prezentujących zalety technologii konkurencyjnych wobec gazu ziemnego.

Jacek Brzozowski, PGNiG Obrót Detaliczny Grupa ORLEN

PSG przygotowuje się do transportowania wodoru

Robert Kwiatkowski, Artur Magiera

Polska Spółka Gazownictwa już od jesieni 2014 roku analizuje możliwość dystrybucji mieszaniny gazu ziemnego z wodorem lub czystego wodoru za pomocą eksploatowanych sieci gazowych. Dotychczas dokonano inwentaryzacji wiedzy i pozyskano wyniki analiz zewnętrznych dotyczących zagadnień technicznych związanych z transportem wodoru.

Działania te podsumowano teoretycznym opracowaniem „Wymogi dla zatłaczania do sieci PSG palnych gazów domieszkowych”, które obejmuje:

- określenie wpływu domieszki wodoru na:
 - elementy sieci dystrybucyjnej,
 - parametry normatywne gazu,
 - podstawowe odbiorniki końcowe (domowe i do wybranych zastosowań przemysłowych),
- zalecane wymogi jakościowe dla domieszkowanego wodoru (i syntetycznego gazu ziemnego),
- określenie dopuszczalnego udziału procentowego wodoru w transportowanej mieszaninie, z uwzględnieniem wymaganych dla tego poziomu prac modernizacyjnych,
- określenie zakresu prac przygotowawczych, analiz i inspekcji, a także niezbędnych prac modernizacyjnych dystrybucyjnej sieci gazowej w celu przystosowania do transportu domieszki wodoru,
- określenie podstawowych założeń technicznych dla punktu wprowadzania domieszki do sieci dystrybucyjnej,
- definicję zakresu prac badawczych dla komponentów i urządzeń stosowanych na sieci PSG, wymaganych do określenia rzeczywistych możliwości wprowadzania wodoru,
- propozycję zmian przepisów prawnych i regulacji w celu umożliwienia transportu domieszki wodoru siecią dystrybucyjną gazu ziemnego.



Działania następcze, które planuje w najbliższych latach podjąć PSG, koncentrować się będą na potwierdzeniu możliwości pracy z wodorem dla materiałów, komponentów i urządzeń obecnie stosowanych na rzeczywistej sieci dystrybucyjnej. Spółka preferuje angażowanie się w przedsięwzięcia zakładające współpracę wielu partnerów grupy kapitałowej, której jest częścią, a także innych podmiotów z sektora energii, wytwórców komponentów infrastruktury oraz jednostek naukowo-badawczych.

We współpracy z PKN ORLEN SA Oddział Centralny PGNiG w Warszawie wykonane zostaną testy szczelności: odcinków rurowych eksploatowanych i nowych gazociągów wraz z armaturą oraz stosowanymi uszczelnieniami połączeń kołnierzowych, elementów punktu redukcyjnego, w tym stosowanych reduktorów pod kątem utrzymania przez nie deklarowanych parametrów, zwłaszcza w sytuacji braku poboru mieszaniny gazowej. Ponadto, zaplanowane zostało wykonanie badań szczelności połączeń z uwzględnieniem różnych technik łączenia rur PE i stalowych oraz armatury zaporowo-upustowej (szczelność wewnętrzna i zewnętrzna).

We współpracy z jednostką naukowo-badawczą planowane jest dokonanie oceny około 80 tys. km stalowej sieci gazowej eksploatowanej przez spółkę pod kątem przydatności do transportu gazu ziemnego domieszkowanego wodorem. Na reprezentatywnej liczbie wycinków gazociągów i połączeń spawanych wykonane zostaną badania mikrostruktury i właściwości mechanicznych po wcześniejszej ich ekspozycji na gaz z domieszkami wodoru. W ten sposób podjęta zostanie próba oceny degradacji i przyspieszenia degradacji po ekspozycji na domieszki wodoru materiałów, z których przez lata wykonywane były elementy stalowej sieci gazowej.

Baza wiedzy uzupełniona zostanie wynikami realizowanych przez pracowników PSG „doktoratów wdrożeniowych” o tematyce zastosowania tworzyw sztucznych, w tym materiałów kompozytowych w transporcie gazu ziemnego oraz mieszaniny gazu ziemnego z wodorem, ze szczególnym naciskiem na przenikalność przez ścianki gazociągu, modelowania pracy sieci gazowych z wykorzy-

staniem sieci neuronowych, a także z ryzykiem transportu gazu ziemnego domieszkowanego wodorem sieciami dystrybucyjnymi i instalacjami gazowymi.

W rozwój technologii wodorowej PSG zamierza wnieść również wkład poprzez uczestnictwo w tzw. dolinach wodorowych. Definiuje się je jako obszary geograficzne, w których kilka zastosowań wodoru łączy się w zintegrowany ekosystem wodorowy zużywający znaczne ilości wodoru, co podnosi rentowność takich przedsięwzięć. Najlepiej, jeśli obejmują one cały łańcuch wartości wodoru: produkcję, magazynowanie, dystrybucję i wykorzystanie końcowe. Zarządzanie doliną odbywa się najczęściej poprzez założenie stowarzyszenia lub utworzenie klastra (zawarcie przez strony/członków klastra listu intencyjnego).

Dlatego 8 kwietnia 2022 roku PSG przystąpiła do Mazowieckiej Doliny Wodorowej (MDW) – klastra, którego koordynatorem jest PKN ORLEN S.A., a 15 maja 2023 roku została oficjalnie przyjęta do stowarzyszenia Dolnośląska Dolina Wodorowa (SDDW) w charakterze członka wspierającego, którego głównymi interesariuszami są m.in. KGHM Polska Miedź S.A., ZAK Kędzierzyn-Koźle S.A. czy ARP S.A., koordynująca proces tworzenia dolin wodorowych w Polsce. Swoje zainteresowania spółka koncentruje wokół:

- transportu wodoru rurociągami od źródła do użytkowników i magazynowania (w tym także pilotażowego uruchomienia nowej linii biznesowej – transport wodoru rurociągami od źródła do użytkowników),
- bezpieczeństwa eksploatacji infrastruktury gazowej do transportu i magazynowania wodoru (zastosowanie efektywnych technologii, np. ograniczających przenikalność wodoru, dokładność pomiarów, szczelność, badania mikrostruktury i właściwości

mechanicznych, komponentów infrastruktury gazowej),

- e-paliw, jednej z istotnych możliwości biznesowych wykorzystania zielonego wodoru.

Oprócz pozyskania najnowszej wiedzy, umacniania pozytywnego wizerunku spółki jako podmiotu aktywnie uczestniczącego w innowacyjnych przedsięwzięciach badawczych przygotowujących infrastrukturę gazową do transformacji energetycznej, PSG stwarza sobie szanse na uzyskanie wymiernych korzyści biznesowych, do których można zaliczyć:

- poszerzenie oferty usług i uzyskanie dodatkowych przychodów,
- nawiązanie współpracy biznesowych w zakresie możliwości dystrybucji wodoru,
- weryfikację w rzeczywistych warunkach zgromadzonej dotychczas wiedzy,
- uzyskanie korzyści podatkowych (działalność B+R),
- pozyskanie korzystnego finansowania na inwestycje infrastrukturalne związane ze spodziewanym przyspieszeniem transformacji energetycznej uwzględniającej rozwój gospodarki wodorowej w Polsce,
- ograniczenie ryzyka związanego z nowymi przedsięwzięciami i wdrożeniem rozwiązań w nich opracowanych poprzez formułę realizacji w szerszym gronie.

Wszystkie powyższe inicjatywy i działania wpisują się w zakres tematyczny Strategicznej Agendy Badawczej PKN ORLEN (Domena Technologie Wodorowe), będącej składową zaktualizowanej 28 lutego 2023 roku strategii Grupy ORLEN do 2030 roku.

Robert Kwiatkowski, zastępca dyrektora Departamentu Rozwoju PSG.

Artur Magiera, kierownik Biura Centrum Badań i Rozwoju PSG.

Gotowi na biometan

Grzegorz Cendrowski

Polska Spółka Gazownictwa podczas XII Targów Techniki EXPO-GAS w Kielcach zadeklarowała gotowość do przesyłu biometanu swoją siecią. O roli PSG w transformacji energetycznej kraju mówił Robert Więckowski, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa, podczas panelu „Energia dla gospodarki”, zorganizowanego w ramach jubileuszowej konferencji „Nowe technologie dla multienergetyki”.

Targi EXPO-GAS to nie tylko możliwość zapoznania się z nowinkami technologicznymi w gazownictwie, ale także platforma wymiany wiedzy i doświadczeń. Podczas wydarzenia organizowanego przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa omawiano między innymi kwestie związane z zazielenieniem gazu i wtłaczaniem biometanu do sieci dystrybucyjnej PSG. – *Uważamy, że biogazownie zazielenią naszą gospo-*

darkę. Na pewno nie nastąpi to szybko. Będzie to długotrwały proces, który z pewnością przyspieszy wejście w życie nowelizacji ustawy o OZE, wspierającej rozwój biometanu i klastrów energii. Potencjał tego sektora w Polsce szacuje się na około 4–5 mld m³ rocznie – powiedział Robert Więckowski.

Obecnie do PSG wpłynęło 141 wniosków o przyłączenie podmiotów chcących produkować biogaz lub biome-



tan. Łączny wolumen wytwarzanego przez nich biogazu/biometanu wynosi około 460 mln m³ rocznie. Stanowi to niewielki procent potencjału rynku, ale należy wziąć pod uwagę, że zainteresowanie podmiotów przyłączeniem swoich biogazowni do sieci gazowej systematycznie rośnie.



– Wykorzystanie oczyszczonego biogazu w długoletniej perspektywie w znaczący sposób poprawi bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju i umożliwi spełnienie celów unijnych w zakresie dekarbonizacji. Jednak, żebyśmy mogli przyłączyć wszystkie zainteresowane biogazownie, PSG będzie potrzebowała na inwestycje związane z chłonnością sieci około 500 mln zł – dodał prezes PSG.

Największą atrakcją stoiska Polskiej Spółki Gazownictwa podczas XII Targów Techniki EXPO-GAS w Kielcach był tunel immersyjny, w którym odwiedzający mogli zobaczyć całą historię – od obierka jabłka do ekologicznego ciepła w polskich domach. Cieszyło się ono nie tylko dużym zainteresowaniem zwiedzających, ale zostało wyróżnione przez komisję pod przewodnictwem dr. Andrzeja



Mochonia, prezesa zarządu Targów Kielce. Stoisko PSG zostało docenione za oryginalność i nowoczesność. Podczas uroczystej gali nagrodę odebrali Robert Więckowski, prezes zarządu PSG, i Ireneusz Krupa, członek zarządu ds. rozwoju i inwestycji PSG.

Zmiana przepisów prawnych kluczem do rozwoju rynku biometanu

Grzegorz Cendrowski

Rola i znaczenie biometanu w zapewnieniu suwerenności energetycznej Polski to główne tematy panelu zorganizowanego przez Polską Spółkę Gazownictwa podczas XXVI konferencji GAZTERM. W wydarzeniu wzięł udział m.in. Jakub Kowalski, członek zarządu ds. operacyjnych PSG.

Gaz ziemny jest istotnym elementem strategii redukcji emisji dwutlenku węgla. Jednocześnie ze względu na to, że jest to paliwo kopalne, jego zużycie będzie z roku na rok ograniczane. Alternatywnym paliwem, spełniającym wymogi zeroemisyjności jest biometan.

– Jest to biogaz, który w procesie oczyszczenia uzyskuje takie same chemiczne i energetyczne właściwości jak gaz ziemny, a jednocześnie jest zeroemisyjny i ekologiczny. Takie paliwo może znaleźć zastosowanie w gospodarce m.in. do celów ciepłowniczych. Jako Polska Spółka Gazownictwa jesteśmy gotowi, żeby naszymi sieciami,

którymi dziś płynie gaz ziemny, był dystrybuowany biometan – powiedział **Jakub Kowalski, członek zarządu ds. operacyjnych Polskiej Spółki Gazownictwa.**

Biometan powstaje m.in. z bioodpadów, które zazwyczaj pozyskuje się z gospodarstw domowych, miejsc uprawy zbóż, owoców i warzyw, a także z zakładów zajmujących się ich przetwórstwem. Drugim ważnym składnikiem w procesie produkcji biometanu są odpady organiczne pochodzące z gospodarstw rolnych, specjalizujących się w hodowli zwierząt. Obornik, bo o nim mowa, dotychczas był wykorzystywany na polskich wsiach głównie do nawożenia pól. Obecnie zyskuje nowe, ekologiczne znaczenie. Staje się naturalnym, odnawialnym zasobem, z którego może powstawać zielona energia.

Mimo że Polska jest jednym z krajów posiadających największy w Europie potencjał produkcji substratów do wytwarzania biometanu, a wykorzystanie oczyszczanego biogazu w długoletniej perspektywie w znaczący sposób poprawi bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju, to produkcja biometanu w naszym kraju, mimo wielu zapowiedzi, wciąż nie może ruszyć. O przyczynach tego stanu rzeczy rozmawiano podczas panelu zorganizowanego przez Polską Spółkę Gazownictwa na XXVI konferencji GAZTERM.

– *W celu pełnego wykorzystania potencjału biometanu konieczne jest stworzenie odpowiednich ram prawnych, które pozwolą nam zaproponować lepsze warunki dla tworzących się biometanowni. Obecnie istniejące przepisy nie dają nam takiej elastyczności, jaka byłaby potrzebna, aby móc dawać warunki przyłączeniowe, które byłyby korzystne i oczekiwane przez biometanownie. W efekcie, mimo że Polska Spółka Gazownictwa wydała dotychczas ponad 140 warunków przyłączenia podmiotów chcących produkować biogaz lub biometan, to żaden z nich nie zdecydował się na podpisanie umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej PSG* – powiedział Jakub Kowalski.

Rozwój tego rynku jest nie tylko drogą do zróżnicowania polskiego mixu energetycznego i uniezależnienia się od sprowadzanego w większości z zagranicy gazu, ale jest także ogromną szansą dla sektora rolniczego w Polsce, który może generować dodatkowe dochody dzięki produkcji biometanu.

Grupa Kapitałowa Orlen, której częścią od końca ubiegłego roku jest Polska Spółka Gazownictwa, w pierwszym kwartale tego roku przedstawiła zaktualizowaną strategię spółki. Istotnym jej elementem w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE) są biogaz i biometan.

– *Zgodnie ze strategią PKN ORLEN, do 2030 roku na inwestycje zamierzamy przeznaczyć 10 miliardów złotych i wiązać się to będzie z koniecznością realizacji wielu projektów w krótkim czasie. Doświadczenia innych państw wskazują, że jest to możliwe w takiej perspektywie czasowej. Założenia strategiczne są takie, aby osiągnąć wolumen jednego miliarda metrów sześciennych biogazu rocznie* – dodał **Leszek Mańk, prezes zarządu PGNiG BioEvolution z Grupy ORLEN.**

– *Wzrost rynku biometanu zależy zarówno od zmian przepisów, jak i od środków finansowych, które poprawią chłonność naszej sieci, zwłaszcza w miejscach, w których jest największy potencjał produkcji substratów do jego wytwarzania. Dlatego Polska Spółka Gazownictwa opublikowała tzw. mapę chłonności, aby każdy potencjalny wytwórca biogazu mógł zobaczyć, jakie lokalizacje najbardziej sprzyjają uzyskaniu przyłączenia do sieci przesyłowej* – powiedział prezes Kowalski.



Aby Polska Spółka Gazownictwa mogła przyłączyć wszystkie potencjalnie zainteresowane biogazownie, niezbędne są inwestycje w modernizację i rozbudowę sieci dystrybucyjnej.



– *Mamy przygotowanych ponad 60 projektów. Konsultujemy je z Ministerstwem Klimatu i Środowiska i liczymy na to, że spółce uda się pozyskać środki z programu FEnIKS. Wszystko po to, abyśmy mogli modernizować naszą sieć dystrybucyjną, przede wszystkim z naciskiem na to, aby móc przyjmować biometan, a w przyszłości wodór* – podsumował Jakub Kowalski.

Grzegorz Cendrowski, rzecznik prasowy PSG.

Zasady współpracy GAZ–SYSTEM

przy realizowanych przez PSE inwestycjach

Tomasz Pietrasieński

Krajowi operatorzy systemów przesyłowych gazu ziemnego i energii elektrycznej – GAZ–SYSTEM i PSE – podpisali porozumienie, które określa sposób postępowania w przypadku powstania skrzyżowań lub zbliżeń nowo budowanej infrastruktury przesyłowej PSE z gazociągami GAZ–SYSTEM. Uzgodnione pomiędzy operatorami zasady współpracy pozwolą na znacznie sprawniejsze realizowanie inwestycji przez PSE.



Fot. Polskie Sieci Elektroenergetyczne.

Porozumienie określa zakres obowiązków obu spółek, gdy na przykład linia elektroenergetyczna PSE planowana jest w pobliżu istniejącego gazociągu GAZ–SYSTEM. Dotychczas takie uzgodnienia były prowadzone osobno dla każdej inwestycji, bez jednolitych zasad. Dlatego w podpisanym porozumieniu zdefiniowano działania niezbędne do wykonania na każdym etapie procesu budowlanego. Ujednolicono także sposób uzgadniania inwestycji i wprowadzono standardy w zakresie realizacji zabezpieczeń gazociągów przed oddziaływaniem linii elektroenergetycznych PSE. Dzięki temu współpraca obu spółek będzie odbywać się sprawniej oraz według jasno określonych zasad i wymogów.

– *To porozumienie umożliwi już na etapie projektowym rozwiązywanie kwestii zbliżeń lub skrzyżowań linii elektroenergetycznych z gazociągami, co przyspiesza proces inwestycyjny, zwłaszcza po stronie PSE* – powiedział **Andrzej Kolasa, dyrektor Pionu Eksploatacji GAZ–SYSTEM.**

– *Polskie Sieci Elektroenergetyczne realizują największy program inwestycyjny w swojej historii. W najbliższych kilkunastu latach powstanie m.in. ponad 5000 km linii 400 kV i 27 stacji. Taka skala inwestycji wymaga dobrej koordynacji prac z właścicielami innej infrastruktury, w tym gazociągowej. Podpisane porozumienie ułatwi prowadzenie uzgodnień, a w efekcie usprawni budowę i eksploatację infrastruktury przesyłowej niezbędnej do transformacji energetycznej* – powiedział **Łukasz Strambowski, zastępca dyrektora ds. operacyjnych w Centralnej Jednostce Inwestycyjnej PSE.**

Tomasz Pietrasieński, ekspert GAZ–SYSTEM

Eksploatacja *Baltic Pipe* z udziałem profesjonalistów

Tomasz Pietrasieński

Spółka podpisała z firmą SEA Global umowę na nadzór i wsparcie techniczne działań eksploatacyjnych prowadzonych na gazociągu podmorskim łączącym systemy gazowe Polski i Danii. Utrzymanie tej infrastruktury w odpowiednim stanie technicznym zapewni ciągłość dostaw gazu do Polski ze źródeł norweskich.

Podpisana umowa będzie obowiązywać przez 5 lat, a działania związane z realizacją kontraktu będą wykonywane z kilku lokalizacji. Wybrany wykonawca ma wieloletnie doświadczenie w projektowaniu i zarządzaniu gazociągami podmorskimi. Firma SEA Global będzie odpowiedzialna m.in. za ocenę techniczną gazo-

ciągu, prowadzenie analiz numerycznych oraz doradztwo w prowadzeniu prac eksploatacyjnych.

Dodatkowo, pracownicy GAZ-SYSTEM mają zapewnione niezbędne szkolenia kompetencyjne z obszaru zarządzania integralnością gazociągu, inspekcji, oceny stanu oraz analizy ryzyka.



TERMIKA na tropie wodoru

Magdalena Karda, Paweł Trawiński, Wojciech Dorobiński

Będąc częścią GK PKN ORLEN PGNiG, TERMIKA SA aktywnie uczestniczy w transformacji energetycznej. Jako wiodący w Polsce producent ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji poszukujemy innowacyjnych rozwiązań, które moglibyśmy zastosować w procesie dekarbonizacji ciepłownictwa.

W okresie przejściowym głównym paliwem będzie dla nas gaz ziemny, ale budowane przez nas bloki gazowo-parowe już dziś mają możliwość spalania biometanu i wodoru.

Stan na dziś – poszukiwania i praktyka

GK PGNiG TERMIKA od lat wykorzystuje wodór na własne potrzeby w dwóch zakładach: Ec Siekierki i Ec Żerań, gdzie zainstalowany jest elektrolizer. Nie jest to jednak obecnie zielony wodór. Zdajemy sobie sprawę, że zastosowanie odnawialnego wodoru w energetyce stworzyłoby nowe możliwości biznesowe dla całej branży, w tym dla GK PGNiG TERMIKA SA.

Już w 2021 roku, wspólnie z PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona (PTER) i Politechniką Wrocławską, braliśmy udział w konkursie prowadzonym przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” z projektem „Słoneczno-wodorowa lokalna elektrociepłownia krajowa”. Projekt został umieszczony na 3. miejscu wśród rekomendowanych w pierwszym etapie, jednak nie zakwalifikował się do etapu drugiego. Zdobyte doświadczenie wykorzystujemy przy kolejnych projektach OZE.

Również w 2021 roku aplikowaliśmy o pomoc publiczną w ramach mechanizmu *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI), czyli ważnych projektów stanowiących przedmiot wspólnego europejskiego zainteresowania z projektem „Innowacyjny system do produkcji zielonego wodoru przy wykorzystaniu bloku kogeneracyjnego w Ec Siekierki i jego zagospodarowania w transporcie”.

Niedawno uruchomiono blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie, który jest przystosowany do współspalania wodoru. Zdaniem producenta, już dziś możliwy byłby udział do pięciu procent tego gazu w strukturze paliw. Nowy blok ma moc cieplną wynoszącą 326 MWt i moc elektryczną 494 MWe. Produkuje około 3,0 TWh energii elektrycznej oraz 1,9 TWh ciepła rocznie.

W ciągu roku może spalić od 500 do 650 mln metrów sześciennych gazu ziemnego. Oznacza to, że nawet przy zach-

Blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Żerań wyposażony jest w turbosespół gazowy M701F5 produkcji Mitsubishi Hitachi. W najnowszej jednostce z rodziny F zaimplementowano wiele rozwiązań sprawdzonych w rozwijanych równolegle (bardziej zaawansowanych) seriach G (w obrębie niskoemisyjnych komór spalania typu DLN chłodzonych powietrzem – GAC) i J (w obrębie układów chłodzenia łopatek turbinowych).

Największym wyzwaniem w zakresie współspalania wodoru w komorach typu DLN jest szybkość wstecznej propagacji płomienia. W przypadku spalania mieszanin gazu ziemnego i znacznej ilości wodoru możliwe byłoby cofnięcie się płomienia z komór spalania w kierunku ostatnich stopni sprężarki osiowej. Wprowadzenie wodoru wymaga zatem głębokich zmian w organizacji procesu spalania w turbos zespołach gazowych.

W ostatnich latach Mitsubishi Hitachi prowadzi zaawansowane prace badawcze w obszarze współspalania wodoru – również w zakresie możliwości przystosowania istniejących jednostek. Producent twierdzi, że już dzisiaj układy spalania najnowszych zainstalowanych modeli przystosowane są do wprowadzenia kilkuprocentowej domieszki wodoru. Rozwój nowych technologii potwierdzono także testami pierwszego turbos zespołu gazowego, współspalającego wodór na poziomie około 30% mieszaniny paliwa. Kolejnym celem jest turbos zespół gazowy (wodorowy) przystosowany do spalania czystego wodoru. Wyzwaniem logistycznym będzie zapewnienie zasobów do magazynowania dużych ilości wodoru w celu zapewnienia ciągłości dostaw paliwa.



Nowoczesna turbina Mitsubishi zamontowana w bloku gazowo-parowym Ec Żerań może w przyszłości współspalać wodór.

Współspalanie wodoru niesie ze sobą wiele korzyści, w tym również związanych z redukcją emisji zanieczyszczeń. Jedynym produktem spalania wodoru jest para wodna. Współspalanie wodoru na poziomie 30% mieszaniny pozwala ograniczyć emisję dwutlenku węgla z około 340 g/kWh (konwencjonalny blok gazowo-parowy opalany gazem ziemnym wysokometanowym) do około 305 g/kWh. Redukcja emisji dwutlenku węgla wynosi zatem około 10%.

waniu wspomnianej proporcji byłby w stanie zużyć całoroczną produkcję wodoru w Polsce. Ale to niejedyne ograniczenie – jeśli pokonamy wyzwanie związane z bezpiecznym magazynowaniem i transportem wodoru, instalacje typu CCGT będą miały duże możliwości wykorzystania tego paliwa. Technologia rozwoju bloków gazowo-parowych dokonuje się niemal w postępie geometrycznym. W związku z tym jesteśmy przekonani, że nowa jednostka, której budowę planujemy w najbliższych latach w Ec Siekierki, będzie miała sprawność spalania H₂ w granicach 25% miks gazowego.

W drodze do wodorowej dolinki

Analizujemy również możliwość wykorzystania obszaru jednego z zakładów PGNiG TERMIKA i jego potencjału poprzez możliwości lokalizacyjne, infrastrukturę do wyprowadzenia nowych mocy (farma PV, energia z urządzeń wykorzystujących wodór, kompetencje pracowników w zakresie testowania i promowania nowoczesnych technologii zeroemisyjnych) do objęcia znacznej części łańcucha wartości wodoru:

- produkcja energii elektrycznej OZE z farmy fotowoltaicznej,
- produkcja zielonego wodoru w procesie elektrolizy,
- krótkoterminowe magazynowanie wodoru i transport (ewentualne wykorzystanie synergii z GK ORLEN),
- końcowe wykorzystanie, wariantowo: produkcja energii elektrycznej i ciepła i/lub mobilność,
- zastosowanie magazynu energii elektrycznej z wykorzystaniem baterii elektrochemicznych.

W przygotowywanej strategii Grupy ORLEN zaproponowano szeroki zestaw działań związanych z europejską transformacją przemysłową, w tym m.in. działania na rzecz czystego wodoru.

Obecnie podejmowane inicjatywy to m.in. aktywny udział PGNiG TERMIKA w pracach grup roboczych Porozumienia Sektorowego na rzecz Rozwoju Gospodarki Wodorowej. Podstawowym i najważniejszym celem porozumienia, poza stworzeniem warunków i platformy współpracy na rzecz rozwoju technologii wodorowych i ich zastosowania, jest maksymalizacja polskiego wkładu (*local content*) w łańcuchu realizacji zamówień na potrzeby budowy gospodarki wodorowej. Porozumienie jest także odpowiedzią na globalne wyzwania związane z przeciwdziałaniem skutkom zmian klimatu i w swojej treści proponuje wiele rozwiązań wpisujących się w transformację polskiej energetyki, zmierzających do obniżenia emisji gazów cieplarnianych i pyłów zawieszonych do środowiska. Posiadane przez PGNiG TERMIKA SA zasoby obszarowe pozwalają nam analizować zastosowanie rozwiązań umożliwiających produkcję zielonego wodoru z wykorzystaniem źródeł energii teraz z fotowoltaiki czy – w przyszłości – z małych reaktorów atomowych.

Warunek powodzenia – technologie, sieci i magazyny

Wrzecz z rozwojem rynku OZE należy zmodernizować infrastrukturę sieciową, technologie magazynowania energii oraz rozbudować jednostki gazowe jako źródła regulacyjne.

W celu zwiększenia wykorzystania niskoemisyjnych lub bezemisyjnych źródeł energii, czyli wykorzystania w sieciach gazów syntetycznych, biogazu, biometanu i wodoru, należy zapewnić

możliwości techniczne i regulacyjne zatłaczania tych gazów do sieci, ich transportu i magazynowania.

Parametry techniczne istniejących sieci pozwalają obecnie na wprowadzenie niewielkiego udziału gazów innych niż gaz ziemny w transportowanej mieszance. Jako cel stymulujący rozwój w tym obszarze wskazano osiągnięcie do 2030 roku zdolności transportu sieciami gazowymi mieszanki zawierającej około 10% gazów innych niż ziemny (gazy zdekarbonizowane: biometan, wodór).

Obecnie i perspektywnie uwydatnia się potrzeba łączenia sektora elektroenergetycznego i gazowego oraz ciepłowniczego (tzw. *sector coupling*). Niezbędny jest zatem rozwój technologii magazynowania, elektroenergetycznej i gazowej infrastruktury sieciowej oraz pojemności magazynowej gazu oraz podjęcie wspólnych działań przez operatorów OSPg i OSPe w celu optymalizacji pracy systemu elektroenergetycznego i gazowego, tak aby zapewnić warunki do w pełni efektywnej współpracy między tymi sektorami.

Obecnie najbardziej obiecującą metodą produkowania wodoru jest elektroliza wody, ale jednocześnie jest to metoda najdroższa. W wyniku reakcji zachodzącej w elektrolizerze nie wytwarzają się żadne szkodliwe substancje uboczne, a więc można przyjąć, że metoda ta jest właściwie bezemisyjna. Warunkiem bezemisyjności jest jednak wykorzystanie energii elektrycznej pozyskanej z OZE.

Nie jesteśmy sami – polityka wodorowa multikoncernu

Zielony wodór zdecydowanie jest w centrum dyskusji o przyszłości polskiej energetyki. PKN ORLEN S.A. ogłosił niedawno aktualizację strategii Grupy Kapitałowej ORLEN do 2030 roku. Strategia koncernu zakłada kontynuację kierunków rozwoju, opublikowanych w 2020 roku, wyznaczając nowe cele do 2030 roku.

W ramach inwestowania w nowe, perspektywiczne obszary wskazano:

- ponad 130 tys. t rocznie produkcji odnawialnego wodoru,
- produkcję paliw syntetycznych na poziomie ponad 70 tys. t rocznie,
- około 300 MW mocy zainstalowanej w blokach SMR (małe modułowe reaktory atomowe),
- rozbudowę infrastruktury do wychwytywania dwutlenku węgla CCUS – około 3 mln t wychwyconych emisji dwutlenku węgla rocznie.

Planowane nakłady inwestycyjne całej GK PKN ORLEN (CAPEX) w latach 2023–2030 wyniosą około 320 mld PLN, z czego około 40%, czyli około 120 mld PLN, przeznaczone zostanie na tzw. inwestycje zielone, w tym wodór.

Łączne planowane wydatki inwestycyjne, zdefiniowane w głównych celach operacyjnych i finansowych dla poszczególnych segmentów działalności Grupy Kapitałowej ORLEN (średnia 2023–2030) w kategorii „Nowa energetyka, odnawialne źródła energii”, to 9,1 mld PLN.

Środki te GK PKN ORLEN planuje przeznaczyć na:

- rozwój morskiej i lądowej energetyki wiatrowej, fotowoltaiki oraz energetyki wodnej,
- inwestycje w biogazownie i biometanownie oraz wsparcie budowy lokalnego łańcucha biogazu,
- budowę aktywów produkujących i dystrybuujących odnawialny wodór.

Elastyczność bloków jądrowych w nowym systemie elektroenergetycznym (w koncepcji zastąpienia jednostek węglowych i gazowych)

Konrad Świrski

Dyskusja o nowym kształcie polskiego systemu energetycznego zdominowana jest przez nowe inwestycje OZE i w związku z tym nowe wymagania dla systemu energetycznego. Oczywiście, kluczowym elementem jest rozwój sieci, wprowadzenie możliwości działania systemu zdecentralizowanego, inwestycje w magazyny energii (różnych typów), a przede wszystkim zapewnienie jednostek wspomagających OZE w warunkach pogodowych uniemożliwiających produkcję energii. W dyskusji często pomija się doświadczenia eksploatacyjne i myli się kwestię dyspozycyjności (możliwości produkcji niezależnie od warunków zewnętrznych) od elastyczności (manewrowości, regulacyjności) i możliwości szybkich zmian poziomu produkcji (a nawet odstawienia i uruchomienia bloków) dla zbilansowania systemu. Przy rozważaniu przyszłej modyfikacji systemu należy także pamiętać o zapotrzebowaniu na ciepło (systemy ciepłownicze i przemysł). Całość jest podstawowym zagadnieniem w obecnej dyskusji zmieniającej pomysł wykorzystania gazu jako paliwa przejściowego, a oparciu się w przyszłości na blokach jądrowych (Gen III + i SMR). Dziś wszystkie te funkcje spełnia węgiel (mimo zmian nadal prawie 70% produkcji), gaz w mniejszym stopniu, szczególnie przy wysokich cenach przez ostatni rok z uwagi na perturbacje rynkowe z powodu wojny w Ukrainie). Wobec oczywistych wymagań polityki klimatycznej UE i nieuchronnej eliminacji węgla jako paliwa silnie emisyjnego (CO₂), nowa koncepcja przebudowy systemu energetycznego musi uwzględnić nowe źródła – przede wszystkim elastyczne (choć często zwracana jest uwaga tylko na dyspozycyjność) – m.in. w programie budowy reaktorów reklamowanych jako zeroemisyjne (bez CO₂), w pełni dyspozycyjne źródła energii, które mogą pracować wspólnie z OZE. Szybko rosnąca liczba problemów w polskiej energetyce pokazuje, że duża ilość OZE wymusza konieczność szybkich zjazdów bloków konwencjonalnych na minimum obciążenia (cykle dobowe) i maksymalizację gradientów zmiany mocy, a dodatkowo możliwość dużej liczby odstawiń (weekendy i dni z małym obciążeniem – święta, długie weekendy). Widoczne było m.in. w założeniach programu 200+ – rewitalizacji węglowych bloków 200 MW. Szczególnie skorelowanie okresowo potencjalnie małego zapotrzebowania (polskie długie weekendy lub tygodnie świąteczne) z dobrymi warunkami pogodowymi dla OZE (słońce, wiatr) pokazały już problem z miejscem dla energetyki konwencjonalnej – okresowo OZE pokrywało już 50% zapotrzebowania w niektórych porach dnia (i już dochodziło do wymuszonych ograniczeń generacji OZE), a w przyszłości należy liczyć się z tym, że nawet te wartości zbliżą się (w pewnych momentach) do 100%. Z kolei oczywiste są problemy z zapewnieniem pokrycia zapotrzebowania przy złych warunkach pogodowych, gdzie z kolei generacja OZE jest minimalna. Pytanie więc, czy w przypadku nowej koncepcji systemu OZE – elektrownie jądrowe – właśnie przed jednostkami jądrowymi będą postawione bardzo wymagające zadania wysokiej elastyczności (manewrowości) – i czy jest to możliwe?

Generalnie, historycznie elektrownie jądrowe były przeznaczone do pokrywania obciążenia podstawowego i generację praktycznie stałą na obciążeniu nominalnym (koszt i sama struktura starego scentralizowanego systemu, gdzie elastyczność spełniały inne bloki), a wczesne generacje bloków jądrowych były stosunkowo mało elastyczne. Od lat 90. ubiegłego wieku zaczęto wymagać zwiększonej manewrowości także od elektrowni jądrowych – wymagania EUR (czołowi europejscy producenci i organizacje użyteczności publicznej) lub URD (USA), gdzie od nowych bloków

w elektrowniach jądrowych wymagano m.in. możliwości produkcji w zakresie 50–100% obciążenia (a niekiedy nawet sugerowane zjazdy do 30%) przez 90% czasu cyklu paliwowego, z możliwością zmian obciążenia z gradientem 3% (w niektórych przypadkach nawet 5%) mocy na minutę (dla nowych bloków Gen III + nawet ponad 30 MW/min) i możliwość zmiany mocy od min. do maks. dwa razy dziennie, pięć razy w tygodniu i 200 razy w roku. W odpowiedzi na te wymagania nowe bloki Gen III +, jak EPR, AP1000, spełniają te wymagania. Teoretycznie, byłoby to bardzo pomocne wobec lawinowo rosnących problemów z bilansowaniem OZE i było wykorzystywane w ostatnich latach w systemach innych krajów. Jak to wygląda w praktyce? Elektrownie niemieckie (przed zamknięciem kilka miesięcy temu), budowane w latach 70. w ostatnich latach eksploatacji dość efektywnie wspomagały elastyczność systemu – wykorzystywano gradienty zmiany mocy od 2 do 5% (według niektórych informacji nawet 10%), a często pracowały na niższych obciążeniach. Brak przejmowania się problemem nadmiernego zużycia lub pojawieniem się nieprzewidzianych awarii był kompensowany i tak wczesnym terminem wycofania ich z eksploatacji, co w końcu nastąpiło. Energetyka francuska (nuklearna) zmieniała moc zwykle w zakresie około 5 (maks. 10%) dziennie, co związane było z dużym udziałem starszych konstrukcji i pewnymi rozwiązaniami technicznymi tych bloków (jak wolniejsza regulacja borowa). Jednak trudno odnosić te doświadczenia do nowych bloków, które teoretycznie (na papierze) powinny wytrzymać zarówno obniżenia mocy (nie tylko do minimum technicznego, ale także okresowo nawet do około 20–30% obciążenia z odłączoną generacją) oraz dawać szansę na szybkie zmiany mocy 5–10% na minutę. Nowe konstrukcje (EPR, AP1000) teoretycznie dają taką możliwość, ale nie wiadomo, czy rzeczywiście nie będzie problemów z awaryjnością, jeśli przejdą w taki dynamiczny stan pracy. Nikt bowiem tych bloków do końca nie prowadził przez kilka lat. Dostępne artykuły w literaturze podkreślają potencjalne problemy, ale w zdecydowanej większości wskazują, że bloki jądrowe mogą pracować w tak elastycznym reżimie, a nawet przejąć rolę bloków wspomagających regulację częstotliwościową systemu (co w Polsce obecnie w dużym zakresie realizuje generacja węgla). Pozostaje pytanie: czy takie możliwości dadzą także SMR? – nie wiadomo, bo żaden SMR nie został jeszcze komercyjnie uruchomiony. Teoretycznie, sama konstrukcja powinna dawać możliwości, ale nikt tego nie próbował i nie będzie robił tego w pierwszych okresach eksploatacji. SMR muszą przejść przez okres „oswojenia” technicznego i co najmniej dekady działania na znamionowych poziomach mocy – nawet nie z uwagi na brak możliwości wykorzystania elastyczności, ale raczej na obawę producentów o potencjalne, nakładające się awarie, które mogłyby zakłócić proces komercjalizacji. W przypadku budowy nowych bloków jądrowych i potencjalnego wprowadzania energetyki jądrowej „od podstaw” do polskiego systemu energetycznego, raczej należy liczyć się z dużymi ograniczeniami gwarancyjnymi dostawców technologii w natychmiastowym wdrażaniu wysokich poziomów regulacyjności (manewrowości) w pierwszych latach po uruchomieniu bloku. Kolejnym ograniczeniem, które należy rozważyć, będzie także doświadczenie operatorów – praca na zmiennym obciążeniu wymaga dużego doświadczenia i – co należy podkreślić – na razie wykonywana była na podstawie planowych reżimów zmiany mocy. Trzeba więc przygotować się na to, że potencjalne wykorzystanie regulacyjności bloków jądrowych to okres nie wcześniej niż pięć lat po oddaniu bloków do eksploatacji.

Jeśli więc nowe, duże bloki będą bardziej elastyczne, pozostaje także problem rozruchów i odstawiń (właśnie w momentach dominacji OZE przy małym zapotrzebowaniu). Tu teoretycznie też jest taka możliwość, ale niesprawdzona do końca w praktyce. Elektrownie jądrowe nowej generacji na samym początku kampanii muszą przejść przez długotrwały proces uruchomienia w nowej kampanii paliwowej, ale następnie (przynajmniej według danych literaturowych) są przygotowane do krótkich (a nawet 30-godzinnych) postojów i potem ponownych uruchomień (aczkolwiek byłyby to zawsze planowane zmiany trybu pracy). Istnieje także możliwość utrzymania reaktora na poziomie 20–30% obciążenia z odłączonym układem turbinowym. Oczywiście, z nowymi SMR nie ma żadnych doświadczeń eksploatacyjnych, ale same założenia są analogiczne. Rozważając ten problem na podstawie danych literaturowych, wydaje się, że elektrownie jądrowe „zrobiły duży krok” w kierunku podwyższenia elastyczności, chociaż – moim zdaniem – oczekiwania, że mogą całkowicie zastąpić bloki gazowe są nadmierne. Należy pamiętać, że wszystkie dzisiejsze oceny są bardziej teoretyczne i oparte na stosunkowo skromnym wykorzystaniu elastyczności w praktyce. O ile dynamiczna zmiana obciążenia wydaje się coraz bardziej opanowana (ale nie jestem pewien, że doceniamy wymagania, jakie postawi pełny rozwój OZE), to jednak używanie reaktorów jądrowych przy dużej liczbie planowych (i nieplanowych) odstawiń, a następnie rozruchów, budzi mój niepokój – na pewno praktyka pokazałaby wiele problemów eksploatacyjnych. Warto też zauważyć, że możliwy (dla bloku jądrowego) rozruch po dłuższym pobycie na minimalnej mocy nie jest tak prostą technicznie sprawą i rodzajem *one push button*, jak w elektrowniach gazowych. Tu wymagana jest bardzo duża wiedza i doświadczenie (różne problemy w zależności od okresu kampanii paliwowej) i nie spodziewałbym się, że Polska tak łatwo takie doświadczenie eksploatacyjne może pozyskać. W pewien sposób warto odnieść się do doświadczeń ze zmianami eksploatacji bloków węglowych (przy wymaganiach zwiększonej regulacyjności) i zarówno przeanalizować problemy eksploatacyjne dużych nowych bloków (ultrakrytycznych), jak i wyniki programu 200+ (wymagania i jak realnie bloki zostały wprowadzone do nowego typu pracy). Analogicznie w przypadku elektrowni jądrowych – nawet jeśli technologie są przygotowane do zwiększonych wymagań elastyczności, niezbędne jest zebranie realnych doświadczeń z eksploatacji i na pewno przygotowanie do zwiększonych problemów z potencjalnymi usterkami i awariami.

Na tym tle sprawdzone możliwości elektrowni gazowo-parowych, które w praktyce potwierdzają gradienty zmian mocy co najmniej 4–6% oraz stosunkowo krótkie 0,8–1,5 h) czasy rozruchów – stan gorący i ciepły, a przede wszystkim opanowana eksploatacja i konfiguracja urządzeń automatyki – dają gwarancje wykorzystania tych urządzeń w bilansowaniu pracy OZE, szczególnie przy szybkich i niespodziewanych zmianach. Tu technologie są w pełni opanowane, a własności ruchowe turbin gazowych są na tyle korzystne, że nie ma problemów z pracą na częściowych obciążeniach i szybkich uruchomieniach. Z uwagi na stosunkowo proste utrzymanie (np. generacje nowych turbin – przegląd główny po ponad 2000 uruchomień) i mniejszą złożoność układu parowego (niższe parametry niż w nowych blokach węglowych), zwiększone wymagania manewrowości bloków nie wpłyną na ich parametry awaryjności i dostępności. Sam problem zmiany wymagań boków wspomagających OZE w nowym systemie energetycznym wciąż chyba nie jest doceniany i prawidłowo rozwiązany. Świadczą o tym m.in. powtarzające się ograniczenia generacji OZE (kilka przypadków w ostatnich miesiącach). Przypominając, mamy lawinowy wzrost odmów przyłączeniowych do sieci (nowe inwestycje odnawialne), mamy powtarzające się ograniczenia maksymalnej generacji OZE, a w naszym systemie udział tej energii przekroczył zaledwie 20%. To tylko „wierzchołek góry lodowej”, patrząc na optymistyczne plany 50% (lub nawet bardziej realistycznie 35%) udziału OZE w produkcji na koniec dekady. Niezbędne stają się wielkie inwestycje w stan sieci, magazyny i właśnie jednostki elastyczne – i to w okresie najbliższych lat, a nie dziesięcioleci, co wydaje się, że wciąż otwiera drogę do dużych inwestycji w bloki gazowo-parowe. Raczej na-

leży spodziewać się, że udział energetyki konwencjonalnej wobec wzrostu OZE będzie malał, bloki klasyczne będą uruchamiane jeszcze częściej, jeszcze częściej będą pracowały na minimach generacji i często ich przyszła praca będzie pod presją konkurencyjnych magazynów. Przyszła energetyka będzie zmagać się z problemem „backupu OZE” nie tylko w okresach wzmożonego zapotrzebowania (i braku warunków pogodowych), ale paradoksalnie jeszcze bardziej w momentach niskiego zapotrzebowania i nadmiarowej (w stosunku do średnich warunków) produkcji odnawialnej.

Dodatkowym elementem jest produkcja ciepła zarówno do zasilania miejskich systemów ciepłowniczych, jak i dla potrzeb przemysłowych. Sygnalizowane koncepcyjnie użycie reaktorów SMR jako przyszłej podstawy zasilania miast jest dość ambitne i pionierskie. Oczywiście, sam pomysł produkcji ciepła z bloków jądrowych towarzyszył elektrowniom jądrowym od początku pracy, ale został zrealizowany (w ograniczonym zakresie) tylko w Rosji i Ukrainie (ewentualnie w Finlandii). Problemem zawsze było oddalenie generacji jądrowej od miast (zwykle konieczność prowadzenia dużych kolektorów ciepłowniczych nawet na odległość kilkudziesięciu kilometrów, co generowało duże straty ciepłone), a przede wszystkim obawa przed oporem społecznym. Ten problem wydaje się dziś niedoceniany. Kwestia oporu społecznego, obawy, zwykle zupełnie nieuzasadnionej, ale głęboko zakorzenionej w społeczeństwie przez awarie jądrowe w Czernobylu i Fukushima, oraz negatywne nastawienie z komercyjnych filmów grozy na pewno będzie narastać w przypadku konkretnych lokalizacji i przygotowań do budowy. W przypadku potencjalnego użycia SMR i technologii BWR (reaktorów wrzących – jak BWRX-300) istnieje także konieczność dodania dodatkowego obiegu pośredniczącego przy stacji ciepłowniczej (radionukleoidy w obiegu pierwotnym) i w praktyce nie było to nigdy wdrożone w rozwiązaniach reaktorów zachodnich. Generalnie, jesteśmy w sytuacji, kiedy proponowane rozwiązanie (szczególnie na obecnie rozważaną skalę) jest pierwsze na świecie, wobec czego skala potencjalnych problemów jest trudna do oszacowania. Tymczasem, równoległe koncepcją wspomagającą utrzymanie technologii wodorowych staje się gospodarka wodorowa. Prace nad nowymi rozwiązaniami turbin gazowych na wodór (zwłaszcza opracowanie nowych systemów komór spalania dla użycia 100% wodoru) oraz dalszy rozwój projektów OZE przy pracach nad nową generacją dużych elektrolizerów ma z kolei koncepcyjnie dać możliwość przebudowania systemu energetycznego w kierunku zeroemisyjnego rozwiązania OZE–wodór–magazyny. Tak więc, na początku przyszłej dekady energetyka światowa pokaże, czy komercyjnie zwycięży wodór i elektrolizery czy rozwiązanie z blokami elektrowni jądrowych. A być może, oba te modele będą się rozwijać równoległe w różnym stopniu w różnych krajach. Jedno jest pewne – z uwagi na sprawdzone sposoby budowy i eksploatacji urządzeń, a także wysoką elastyczność (potwierdzoną w praktyce) – gaz nie zostanie ani szybko wyparty z systemu energetycznego, ani nie nastąpi całkowite zatrzymanie rozwoju nowych elektrociepłowni w Polsce. Obecne trendy szybkiego spadku cen tego surowca, a przede wszystkim nowe perspektywy łatwej przyszłej transformacji w gospodarkę wodorową, będą w konsekwencji walczyć o dominację z próbą rozwoju energetyki jądrowej, która dopiero w kolejnych latach wejdzie w okres wielu pilotowych i prototypowych wdrożeń, które w technice przyniosą zarówno sukcesy, jak i problemy i awarie. Ważne, aby w Polsce wszystkie koncepcje zaczęły przynosić konkretne i realne moce w generacji, a nie – jak w wielu poprzednich przypadkach – rodzaj fasady i łatwego omińnięcia politycznej dyskusji o transformacji energetycznej. Jeśli decydujemy się na daną technologię, to z góry należy szkolić odpowiednie kadry inżynierskie i próbować przygotować się na potencjalne problemy. Patrząc na globalną tendencję w upraszczaniu świata i skupieniu się na projektach z krótkimi czasami realizacji, warto pamiętać o tych czynnikach i nie skreślać technologii gazowych (w przyszłości wodorowych) jako alternatywy rozwoju.

**Prof. Konrad Świrski, Instytut Techniki Ciepłej,
Politechnika Warszawska, prezes Transition Technologies SA**



Zabezpieczenie obiektów szczególnie ważnych dla państwa

Sebastian Chwalibogowski

Zabezpieczenie obiektów może być realizowane w różnych formach – zarówno za pomocą zabezpieczeń technicznych, jak i przy wsparciu cywilnych formacji obronnych, policji lub jednostek wojskowych. Najczęściej stosowane zabezpieczenia opisane są w ustawie z 22 sierpnia 1997 roku o ochronie osób i mienia. Ustawa przewiduje dwie podstawowe formy zabezpieczeń, tj. bezpośrednią ochronę fizyczną oraz montaż zabezpieczeń technicznych.

Bezpośrednia ochrona fizyczna to:

- 1) ochrona stała lub doraźna,
- 2) dozór sygnałów przesyłanych, gromadzonych i przetwarzanych w elektronicznych urządzeniach i systemach alarmowych,
- 3) konwojowanie wartości pieniężnych oraz innych przedmiotów wartościowych lub niebezpiecznych.

Natomiast zabezpieczenie techniczne definiuje się jako:

- 1) montaż elektronicznych urządzeń i systemów alarmowych, sygnalizujących zagrożenie chronionych osób i mienia oraz

eksploatacji, konserwacji i naprawach w miejscach ich zainstalowania,

- 2) montaż urządzeń i środków mechanicznego zabezpieczenia oraz ich eksploatacji, konserwacji, naprawach i awaryjnym otwieraniu w miejscach zainstalowania.

Wojewoda właściwy dla miejsca położenia obiektu decyduje o tym, który obiekt podlega obowiązkowej ochronie w drodze decyzji administracyjnej. Najczęściej takimi obiektami są banki, porty morskie, elektrownie czy tłocznie gazu. Na podstawie tej samej ustawy chronione są nasze domy, jednak nie ma obo-

wiązku ustawowego ich ochrony i nie ma sankcji karnych za ich niewłaściwe zabezpieczenie. Zgodnie z ustawą o ochronie osób i mienia wymienione powyżej obiekty podlegają obowiązkowej ochronie i mogą zostać uznane przez Radę Ministrów za obiekty o szczególnym znaczeniu gospodarczo-obronnym, na podstawie art. 613 ustawy z 11 marca 2022 roku o obronie Ojczyzny.

Przygotowywanie szczególnej ochrony takich obiektów obejmuje m.in. prace organizacyjne, techniczne, szkoleniowe i kontrolne, mające na celu:

- 1) opracowanie, uzgadnianie i aktualizowanie planów szczególnej ochrony obiektów,
- 2) zapewnienie zasobów, w tym ludzkich, finansowych i materiałowych, niezbędnych do prowadzenia szczególnej ochrony obiektów,
- 3) utworzenie systemu kierowania szczególną ochroną obiektów, zorganizowanie współdziałania oraz określenie sposobu prowadzenia szczególnej ochrony obiektów,
- 4) osiągnięcie gotowości do prowadzenia szczególnej ochrony obiektów.

Prowadzenie szczególnej ochrony obiektów obejmuje:

- 1) bezpośrednią ochronę fizyczną obiektów i ich zabezpieczenie techniczne, czyli mamy tu powtórzone obowiązki wynikające z ustawy o ochronie osób i mienia,
- 2) przedsięwzięcia realizowane w ramach systemu alarmowania i powiadamiania oraz wymiany informacji o zagrożeniach, czyli mamy tu powtórzone obowiązki wynikające z ustawy z 10 czerwca 2016 roku o działaniach antyterrorystycznych,
- 3) działania obronne prowadzone przez siły zbrojne, obejmujące rozbudowę inżynierską terenu na podejściach i wewnątrz bronionego obiektu, system ognia broni palnej, powszechną obronę przeciwlotniczą oraz ochronę przed skażeniami,
- 4) inne działania mające na celu ochronę obiektu, które wynikają z jego specyfiki i charakteru zagrożeń dla jego funkcjonowania.

Szczególna ochrona obiektów jest prowadzona zgodnie z art. 613 ust. 4 i 5 ustawy o obronie Ojczyzny m.in. przez przedsiębiorców, w których właściwości znajdują się obiekty poprzez tworzone w tym celu jednostki zmilitaryzowane.

Ochrona takich obiektów nabiera szczególnego znaczenia w momencie:

- 1) wprowadzenia stanu wyjątkowego na całym terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- 2) wprowadzenia stanu wojennego,
- 3) ogłoszenia mobilizacji,
- 4) wybuchu wojny.

Wówczas Rada Ministrów może objąć militaryzacją jednostki przewidziane do tego, na które nałożono obowiązek realizacji zadań szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa lub obronności państwa. Jednostki te podlegają również kontroli w zakresie przygotowań do militaryzacji, zarządzanej przez prezesa Rady Ministrów lub organy, którym podlegają, np. Ministerstwo Aktywów Państwowych czy Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Należy wskazać, że przygotowania zadaniowe jednostek przewidzianych do militaryzacji są finansowane ze środków własnych tych jednostek. Natomiast sam koszt realizacji zadań jest finansowany z budżetu państwa, zgodnie z art. 603 ust. 2 i 3 ww. ustawy.

Z dniem objęcia militaryzacją jednostki przewidziane do tego stają się jednostkami zmilitaryzowanymi, a kierownicy jednostek przewidzianych do militaryzacji stają się kierownikami jednostek zmilitaryzowanych i podlegają organom wskazanym w wykazie prowadzonym przez ministra obrony narodowej. Do służby w jednostkach zmilitaryzowanych kierowane są osoby, którym nadano przydział organizacyjno-mobilizacyjny. Z dniem powołania ich do tej służby powstaje z mocy prawa stosunek służbowy militaryzacji i osoby pełniące służbę w jednostce zmilitaryzowanej nie mogą rozwiązać tego stosunku. Natomiast wynagrodzenia osób pełniących służbę w jednostce zmilitaryzowanej są określane przez kierownika jednostki przewidzianej do militaryzacji, w uzgodnieniu z właściwym organem.

Ustawodawca przewidział dwie kategorie obiektów szczególnie ważnych dla obronności lub bezpieczeństwa państwa. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 21 kwietnia 2022 roku w sprawie obiektów szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa lub obronności państwa oraz ich szczególnej ochrony – do obiektów kategorii I zaliczone zostały m.in. kluczowe elementy infrastruktury przesyłowej ropy naftowej, paliw i gazu ziemnego, instalacje skroplonego gazu ziemnego czy stacje elektroenergetyczne o strategicznym znaczeniu dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Natomiast do kategorii II zaliczono m.in. obiekty jednostek organizacyjnych podległych ministrowi sprawiedliwości.

Różnica między kategoriami obiektów szczególnie ważnych dla obronności lub bezpieczeństwa państwa, sprowadza się do:

- 1) ogólnego podziału na obiekty, które mogą liczyć na wsparcie przez siły zbrojne Rzeczypospolitej Polskiej – kategoria I lub policji oraz straży pożarnej – kategoria II,
- 2) obowiązku opracowania wytycznych w sprawie przygotowania i prowadzenia szczególnej ochrony (kategoria I obowiązek MON, kategoria II obowiązek MSWiA).

Aktualne wytyczne nie zostały jeszcze opublikowane, dlatego w trakcie opracowywania szczególnych planów ochrony można rozważyć posługiwanie się „wytycznymi w sprawie przygotowania i prowadzenia szczególnej ochrony obiektów kategorii I”, wydanymi przez ministra obrony narodowej w formie decyzji nr 22/MON z 26 lutego 2021 roku. Wspomniane wytyczne przewidują opracowanie planów szczególnej ochrony obiektów kategorii I przez wojewódzkie sztaby wojskowe, jednak zostały one wydane na podstawie nieobowiązującej już ustawy o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej.

Natomiast zgodnie z § 8 pkt 6 ww. rozporządzenia, opracowanie i aktualizacja planów szczególnej ochrony obiektów – zgodnie z zasadami określonymi odpowiednio w wytycznych – jest obowiązkiem organów, które wystąpiły z wnioskiem o uznanie obiektu za szczególnie ważny dla bezpieczeństwa i obronności państwa. Wobec dużej liczby wyzwań stojących przed organami, z czasem może okazać się, że obowiązek opracowania planów szczególnej ochrony obiektów zostanie nałożony na ich posiadaczy, co sprawia, że już dziś powinni rozpocząć prace w celu utworzenia wspomnianych dokumentów.

Sebastian Chwalibogowski, biegły sądowy w zakresie przewozu towarów niebezpiecznych, pełnomocnik ds. ochrony infrastruktury krytycznej SGT EuRoPol GAZ s.a.

Niezawodność i bezpieczeństwo pracy zestawów turbokompresorów sprężających gaz w Kawernowym Podziemnym Magazynie Gazu Mogilno

Marek Furmańczyk, Janusz Brożbar

Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno (KPMG Mogilno) jest jednym z dwóch magazynów typu kawernowego, eksploatowanych przez Gas Storage Poland sp. z o.o. (GSP) w ramach umowy z PKN Orlen S.A. o wyłączne dysponowanie instalacjami magazynowymi oraz o powierzenie pełnienia obowiązków operatora systemu magazynowania.

Magazyny te odgrywają bardzo ważną rolę w systemie gazowym w Polsce. Służą pokrywaniu szczytowych (dobowych) i sezonowych niedoborów gazu. Zdolność ta uwarunkowana jest wielkością magazynu (zdolnością magazynową) oraz przepustowością instalacji technologicznej.

W takich przypadkach w zmiennym cyklu kilkudniowym/tygodniowym/dziennym następują krótkie okresy odbioru gazu, a następnie zatłaczanie gazu do komór. Taka praca jest cechą charakterystyczną podziemnych magazynów gazu w kawernach solnych, które pozwalają na oddawanie i przyjmowanie dużych ilości gazu w krótkim czasie, co jest możliwe dzięki stosowanej technologii i niezawodności urządzeń do zatłaczania/odbioru paliwa gazowego.

W KPMG Mogilno możliwości zatłaczania gazu z dużymi wydatkami zapewniają zespoły turbokompresorów. W zależności od usta-

wienia trybu pracy magazynu (praca równoległa lub szeregowa) oraz ciśnienia na wlocie turbokompresor może uzyskać wydatek gazu:

- praca w układzie szeregowym 80–140 tys. m³/h,
- praca w układzie równoległym 140–240 tys. m³/h.

Zespoły turbokompresorów są więc niezbędnym elementem do prowadzenia procesów technologicznych zatłaczania gazu procesowego do komór magazynowych oraz opróżniania komór magazynowych w końcowej fazie eksploatacji.

W KPMG Mogilno eksploatowane są dwa zespoły turbokompresorów produkcji Nuovo Pignone.



Zespoły turbokompresorów.



Nowy wał wysokiego ciśnienia HP, przygotowany do montażu w trakcie remontu głównego turbiny. Waga 2050 kg.

Na zespół turbokompresora składają się:

- 1) turbina gazowa, dwuwałowa o mocy 10 660 KW, obroty wału wysokiego ciśnienia HP 10800/min, obroty wału niskiego ciśnienia LP 7900/min,
- 2) przekładnia zębata – stanowi integralną część zestawów turbokompresorów, pośredniczy w przekazaniu napędu z wału LP turbiny na sprężarki odśrodkowe gazu, zwiększając ich obrót z wejścia na wyjściu,
- 3) sprężarki odśrodkowe:
 - a) BCL – I stopnia sprężania, ciśnienie 101,5 bara, maks. obroty 12019/min,
 - b) BCL – II stopnia sprężania, ciśnienie 214,2 bara, maks. obroty 12019/min,
- 4) układ panelu sterowania (UCP), składający się z pięciu szaf sterowniczych, w których mieści się sterownik główny, panel rozdzielczy i bariery, stacja robocza HMI z 17" monitorem dotykowym, moduły monitorowania drgań i przesunięć osiowych, panel wykrywania pożaru i gazu.

Turbokompresory w KPMG Mogilno są eksploatowane od 1997 roku, z zachowaniem terminów okresowych przeglądów, inspekcji boroskopowych, regulacji układu gazu paliwowego (mapping) i remontów, z zastosowaniem oryginalnych podzespołów zgodnie z zaleceniami producenta.

W tym okresie na obu turbinach pod nadzorem serwisu producenta wykonano remont średni strefy gorącego gazu (1-a w 2005 roku i 2-a w 2007 roku) oraz remont główny (1-a w 2020 roku i 2-a w 2018 roku).

Remonty średnie sprężarek odśrodkowych BCL przeprowadzono pod nadzorem serwisu producenta na zestawie pierwszym w latach 2004 i 2016, a na zestawie drugim w latach 2005 i 2017.

W latach 2012–2015 wykonano modernizację systemów sterowania i zabezpieczeń turbokompresorów, podnosząc poziom

nienaruszalności bezpieczeństwa (*Safety Integrity Level*). W ramach tego zadania wymieniono system sterowania – oparty na sterowniku Moore-Siemens i analogowych kartach sterujących produkcji Nuovo Pignone – na w pełni programowalny sterownik nowej generacji produkcji General Electric, obsługujący moduły wejścia–wyjścia poprzez sieć Ethernet.

W celu zapewnienia kompatybilności z nowym systemem sterowania, a także podniesieniem poziomu bezpieczeństwa i niezawodności maszyny, wymieniono także kolejne systemy: detekcji i położenia wałów z monitorowaniem drgań i przesunięć osiowych, detekcji gazu i pożaru turbiny oraz zabezpieczeń przed wzrostem ciśnienia.

Na maszynach wymieniono także siłowniki napędów zaworów antypompażowych, przetworniki, czujniki, pozycjonery, zawory gazu paliwowego, okablowanie i skrzynki łączeniowe turbiny oraz zainstalowano dodatkowe urządzenia pomiarowe, m.in. dodatkowy detektor gazu w duktach wentylacyjnych, zgodnie z projektem Nuovo Pignone.

Liczba godzin pracy oraz ilość zatłoczonego gazu w ostatnich sześciu latach

Rok	Turbokompresor TK31		Turbokompresor TK32	
	Liczba godzin pracy w roku	Ilość zatłoczonego gazu [tys. m ³]	Liczba godzin pracy w roku	Ilość zatłoczonego gazu [tys. m ³]
2017	905	122 912	1487	219 729
2018	472	67 411	1384	161 652
2019	688	86 942	1588	232 266
2020	1180	131 634	1200	185 799
2021	2006	257 164	856	94 522
2022	1566	188 281	1004	120 670

Sumaryczna liczba godzin pracy od początku eksploatacji na koniec kwietnia 2023 roku wyniosła 24 177 godzin dla zespołu nr 1 i 23 508 godzin dla zespołu nr 2.

Turbokompresory wyposażone są w systemy monitorujące i sygnalizujące, ale to personel obsługujący urządzenia musi być świadomy tych sygnałów i umiejętnie na nie reagować, aby szybko zidentyfikować i naprawić problemy.

Kluczowe jest właściwe planowanie przeglądów, napraw i innych zadań konserwacyjnych, co wpływa na utrzymanie urządzeń w dobrym stanie technicznym, zapobiega awariom i minimalizuje przerwy w pracy i koszty napraw.

Aby to zapewnić, należy utrzymywać urządzenia sprężające gaz na wysokim poziomie niezawodności ich działania. Sprostac temu zadaniu mogą doskonale przygotowani specjaliści techniczni o wysokich kwalifikacjach i umiejętnościach, pracownicy zakładu KPMG Mogilno z Gas Storage Poland sp. z o.o.

Marek Furmańczyk, Janusz Brożbar, KPMG Mogilno, Gas Storage Poland sp. z o.o.

Nowe technologie w rozwoju elektrolizerów

Wacław Bilnicki

Gwałtowny wzrost popytu na elektrolizery w ostatnich latach, związany ze strategią UE i wprowadzanymi narzędziami prawno-finansowymi wspomagającymi rozwój rynku zielonego wodoru, spowodował zwiększenie tempa prac nad nowymi, wydajniejszymi metodami i urządzeniami do produkcji zielonego wodoru. Zgodnie z ogłoszonym w 2022 roku planem RE Power Europe, w 2030 roku w krajach UE planowane jest wytwarzanie 10 mln Mg/rok zielonego wodoru. Oznacza to konieczność skokowego wzrostu mocy wytwórczych zielonego wodoru i efektywności jego produkcji.

Stale poszukiwania sposobów zwiększenia efektywności procesu wytwarzania zielonego wodoru prowadzą do pojawiania się na rynku coraz ciekawszych technologicznie, wydajniejszych i bardziej ekologicznych metod produkcji zielonego wodoru np.:

- z biomasy poprzez zgazowanie materiału biologicznego (trawy, słomy, frakcji biodegradowalnych odpadów komunalnych),
- w procesie fermentacji materiału biologicznego i pozyskiwania biogazu,
- z wykorzystaniem procesu fotosyntezy przez algi i mikroorganizmy – metoda w trakcie badań.

Jednak mimo tych poszukiwań kluczową i rozwijającą się technologią w obszarze przemysłowego wytwarzania zielonego wodoru jest elektroliza wody prądem stałym z wykorzystaniem elektrolitów i katalizatorów dodatnich¹ w elektrolizerach typu AEM (alkalicznych) i PEM (membranowych).

Prace badawczo-rozwojowe prowadzone są wielokierunkowo – od opracowywania nowych katalizatorów zwiększających wydajność procesu, tańszych i łatwiej dostępnych, przez wzrost gęstości prądu na anodzie i katodzie, osiągany poprzez zwiększenie powierzchni czynnej anody i katody (wzrost porowatości materiału elektrod), po zupełnie nowe metody produkcji.

Stosowane tradycyjnie katalizatory w postaci metali szlachetnych, jak platyna, ruten czy iryd, są drogie, a ich dostępność staje się dyskusyjna między innymi ze względu na globalną strategię ChRL, w ramach której ponawiane są działania cyklicznie ograniczające dostęp np. do metali ziem rzadkich, także poprzez gwałtowny wzrost ich cen.

W przypadku elektrokatalitycznego wytwarzania czystego zielonego wodoru (H₂) proces elektrolizy wody uznano za obiecującą strategię ze względu na wysoką gęstość magazynowania energii i prawie zerową emisję dwutlenku węgla. Elektrochemiczne rozszczepianie wody i wytwarzanie wodoru jest zależne od wydajnego elektrokatalizatora w reakcji wydzielania wodoru (HER) na katodzie. Dobry elektrokatalizator może wpływać na szybkość reakcji katalitycznej, stabilność i wymaga niskiego nadpotencjału, aby uzyskać optymalną gęstość prądu w kierunku HER. Przyjmuje się, zgodnie z raportami z badań, że platyna (Pt) jest katalizatorem odniesienia dla reakcji rozszczepiania wody, w których HER jest bazą katodowej półreakcji [2].

Platyna wykazuje lepszą aktywność elektrokatalityczną w stosunku do HER. Aby sprostać prognozowanym potrzebom stosowania platyny jako katalizatora w przemysłowych procesach elektrolizy, konieczne są setki, jeśli nie tysiące ton Pt, co jest praktycznie niemożliwe ze względu na jej koszt, udokumentowane zasoby do wydobycia i roczną skalę wydobycia i rafinacji². W konsekwencji badania z obszaru materiałoznawstwa i elektrochemii objęły metale nieszlachetne w celu opracowania nowych elektrokatalizatorów o zbliżonej do Pt aktywności i stabilności, a których koszt nie wpływa znacząco na wzrost technicznego kosztu produkcji zielonego wodoru w wielkoskalowych procesach wytwarzania.

Oczywiście, wielokierunkowe badania materiałów, które w ujęciu przemysłowym w makroskali mogą stać się potencjalnymi elektrokatalizatorami, obejmują różne kombinacje grup pierwiastków i związków chemicznych.

Obiecujące są katalizatory z metali przejściowych (TM), cechujące się zwiększoną aktywnością i znacznie większą stabilnością w HER. Rozwijane są elektrokatalizatory oparte na TM (takich jak Ni, Mo, Co, Fe) i na chalkogenkach (fosforek, węglik, siarczki). Chalkogenki to nieorganiczne związki chemiczne, w których anionami są chalkogeny, tj. siarczki, selenki i tellurki (zwykle poza tlenkami).

Ponadto, duże zainteresowanie wzbudzają węgliki molibdenu, jako tańsze substytuty katalizatorów w różnych reakcjach ze względu na ich unikalną strukturę elektronową i wydajność katalityczną. Tlenek molibdenu (MoO) w strukturze typu rdzeń-otoczka (ang. *core-shell*) z rdzeniem z węglika molibdenu (2/Mo₂C) jako elektrokatalizator heterozłączowy wykazał niski potencjał początkowy 100 i 152 mV w elektrolitach kwasowych i zasadowych przy gęstości prądu 10 mA/cm², a znacznie niższe wartości nachylenia Tafela, wynoszące 50 i 65 mV/dec w kierunku HER [2].

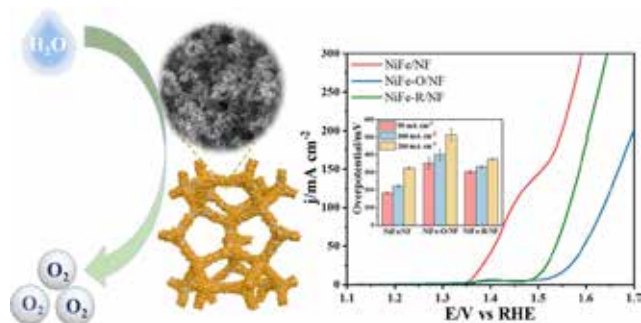
Nachylenie Tafela opisuje, w jaki sposób prąd elektryczny płynący przez elektrodę zależy od różnicy napięcia między elektrodą a elektrolitem w masie, jest ono mierzone eksperymentalnie. Nadpotencjał [V] to różnica potencjałów między termodynamicznie określonym potencjałem redukcji półreakcji a potencjałem, przy którym obserwuje się eksperymentalnie zdarzenie typu redoks. Gęstość prądu elektrycznego [A/m²] to ilość ładunku na jednostkę

czasu, która przepływa przez jednostkę powierzchni wybranego przekroju. Gęstość prądu wymiany $[A/m^2]$ definiuje się jako prąd przy braku elektrolizy netto i przy zerowym nadpotencjale [4].

Katalizatorami spełniającymi kryteria wysokiej aktywności i stabilności mogą być znacznie tańsze metale, takie jak konglomeraty żelaza i niklu. Prowadzone w tym kierunku prace przez profesora Zhao Chuan³ i zespół, którym kierował, wykazały, że połączenie tych metali jako katalizatora wykazuje ww. cechy. Elektrody w tej metodzie są powlekane nośnikiem w postaci niklowej pianki i katalizatorem niklowo-żelazowym w procesie elektroosadzania. Metale te przyspieszają reakcję rozpadu cząsteczek wody, a jednocześnie powodują mniejsze zużycie energii elektrycznej w procesie elektrolizy (rysunek).

Dotychczasowe prace badawcze udowodniły, że katalizator niklowo-żelazowy ma podobną efektywność w procesie elektrolizy jak katalizator platynowy [5].

Nadpotencjał i gęstość prądu dla katalizatorów niklowo-żelazowych w procesie elektrolizy [6].



Jedną z nowszych metod zwiększenia efektywności produkcji zielonego wodoru jest wykorzystanie w procesie elektrolizy wody ultradźwięków i kawitacji. Ultradźwiękowa elektroliza wody i alkalicznych roztworów wodnych powoduje wyższą wydajność produkcji wodoru, większą szybkość reakcji i konwersji. Wspierane ultradźwiękowo reakcje elektrochemiczne, takie jak elektroliza i elektrokoagulacja, wykazują zwiększoną szybkość reakcji i wyższą wydajność.

Powierzchnia elektrod to obszar, w którym podczas reakcji elektrochemicznej na etapie molekularnym powstaje wodór. Cząsteczki wodoru nukleują się na powierzchni elektrody, tak że następnie wokół katody znajdują się pęcherzyki gazu wodorowego. Zastosowanie elektrod ultradźwiękowych poprawia impedancję aktywności i impedancję stężenia oraz przyspiesza powstawanie pęcherzyków wodoru podczas elektrolizy wody. Badania wykazały, że produkcja wodoru za pomocą ultradźwięków skutecznie zwiększa wydajność produkcji wodoru.

W wyniku stosowania ultradźwięków rośnie efektywność energetyczna i zwiększa się transport masy, przyspiesza redukcja skumulowanej impedancji, zmniejsza się omowy spadek napięcia, następuje czyszczenie katalizatorów elektrodowych. Reakcjom elektrochemicznym sprzyjają różne czynniki ultradźwiękowe o charakterze sonomechanicznym i sonochemicznym. Czynniki te, wpływające na elektrolizę, są wynikiem kawitacji i wibracji wywołanych ultradźwiękami i obejmują strumienie akustyczne, mikroturbulencje, fale uderzeniowe, a także efekty sonochemiczne. Kawitacja ultradźwiękowa/akustyczna pojawia się, gdy fale ultradźwiękowe o dużej intensywności są sprzężone z cieczą. Zjawisko

kawitacji charakteryzuje się wzrostem i zapadaniem się tzw. pęcherzyków kawitacyjnych. Implozja pęcherzyków charakteryzuje się pojawieniem się superintensywnych, występujących lokalnie sił. Obejmują one intensywne lokalne nagrzewanie do 5000 K, wysokie ciśnienia do 1000 atm oraz ogromne szybkości nagrzewania i chłodzenia (>100 K/sek.) i wywołują unikalną interakcję pomiędzy materią a energią. Siły kawitacyjne oddziałują na wiązania wodorowe w wodzie i ułatwiają rozdzielanie się klastrów cząsteczek wody, co w konsekwencji prowadzi do zmniejszenia zużycia energii koniecznej do procesu elektrolizy. Ultradźwiękowe oddziaływanie na elektrody, usuwanie osadów z powierzchni elektrody, aktywacja powierzchni elektrody, transport elektrolitów w kierunku i z dala od elektrod jest jednym z kluczowych czynników wpływających na szybkość reakcji, prędkość i wydajność. Podczas reakcji elektrolitycznych produkt reakcji wytrąca się, gromadzi się wokół oraz bezpośrednio na powierzchniach elektrody i opóźnia przemianę elektrolityczną świeżego roztworu w elektrodę. Wspierane ultradźwiękami procesy elektrolityczne wykazują zwiększone przenoszenie masy w roztworze i w pobliżu powierzchni. Ultradźwiękowe drgania i kawitacja usuwają warstwy pasywacji z powierzchni elektrody i utrzymują je tym samym trwale w pełnej wydajności. Napięcie wymagane do przeprowadzenia elektrolizy jest znane jako potencjał rozkładu. Ultradźwięki mogą obniżyć niezbędny potencjał rozkładu w procesach elektrolizy. W przypadku elektrolizy wody kluczowymi czynnikami wpływającymi na elektrolizę wody i jej sprawność są: pobór energii zakumulowanej w ultradźwiękach, szczelina w elektrodzie oraz stężenie elektrolitu. Badania wskazują na 10–25% oszczędności energii przy zastosowaniu ultradźwiękowej elektrolizy wody.

Wacław Bilnicki, IGG

¹ Katalizator to substancja chemiczna, która wpływa na szybkość reakcji chemicznej poprzez zmianę energii aktywacji wymaganej do przebiegu reakcji. Proces ten nazywa się katalizą. Katalizator nie jest zużywany w reakcji i może jednocześnie uczestniczyć w wielu reakcjach. Różnica między reakcją katalizowaną a niekatalizowaną polega na tym, że inna jest energia aktywacji. Katalizator nie ma wpływu na energię reagentów lub produktów i może być dodatni lub ujemny. [1].

² W 2022 roku roczna globalna produkcja platyny wyniosła około 190 Mg [3].

³ Chuan Zhao jest profesorem w School of Chemistry at the University of New South Wales (UNSW) oraz szefem Laboratorium Nanoelektrochemii UNSW. Obecnie jest też przewodniczącym Royal Australian Chemical Institute (RACI) Electrochemistry Division.

Literatura:

- [1] greelane.com
- [2] Premnath Kumar, Malathi Arumugam, Gilberto Maia, Supareak Praserttham, Piyan Praserthdam – Double role of CTAB as a surfactant and carbon source in Ni-Mo₂C/GA composite: As a highly active electrocatalyst for hydrogen evolution *Electrochimica Acta* Wolumin 441, 10 luty 2023, 141861.
- [3] Platinum: mine production by country 2022 | Statista.
- [4] www.calculatoratoz.com/pl/tafel-slope-for-anodic-reaction-plom-tafel-equation-calculator/Calc
- [5] Yuehui Chen, Xianhui Zeng, Quentin Meyer, Chuan Zhao, Zhenjiang He, Feixiang Wu, Haolin Tang, Yi Cheng – An outstanding NiFe/NF oxygen evolution reaction boosted by the hydroxyl oxides, *Electrochimica Acta* Volume 442, 20 February 2023, 141862;
- [6] Yuehui Chen, Xianhui Zeng, Quentin Meyer, Chuan Zhao, Zhenjiang He, Feixiang Wu, Haolin Tang, Yi Cheng – An outstanding NiFe/NF oxygen evolution reaction boosted by the hydroxyl oxides, *Electrochimica Acta* Volume 442, 20 February 2023, 141862

Certyfikacja wyrobów i urządzeń dedykowanych gospodarce wodorowej proponowana przez INiG – PIB



Magdalena Swat, Piotr Szewczyk, Robert Wojtowicz, Paweł Kułaga, Jacek Jaworski

Realizacja polityk i strategii Unii Europejskiej, zwłaszcza założeń Europejskiego Zielonego Ładu [1], pociąga za sobą konieczność prowadzenia prac zmierzających do umożliwienia stosowania, do celów energetycznych, paliw gazowych z domieszkami wodoru lub czystego wodoru. Aby wyroby i urządzenia dedykowane gospodarce wodorowej mogły być w bezpieczny i funkcjonalny sposób stosowane do budowy sieci i instalacji gazowych, przeprowadzania pomiarów oraz stosowane jako urządzenia spalające paliwa gazowe w budynkach mieszkalnych, budynkach użyteczności publicznej czy w obiektach przemysłowych, powinny zostać poddane ocenie zgodności.

Obecnie nie istnieją jeszcze normy europejskie ani normy polskie, czy inne uznane międzynarodowe specyfikacje techniczne, które mogłyby być stosowane w przedmiotowym zakresie. Europejskie komitety normalizacyjne CEN i CENELEC pracują, co prawda, nad takimi dokumentami, ale ich opracowanie może zająć nawet kilka lat, natomiast rynek już czeka na możliwość uzyskania certyfikatów potwierdzających przydatność wyrobów i urządzeń do zastosowania w gospodarce wodorowej.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom rynku, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, podjął się realizacji projektu mającego na celu przygotowanie instytutu do prowadzenia oceny zgodności w następujących obszarach stosowania wodoru:

- zastosowania wodoru jako dodatku do paliw gazowych lub czystego wodoru do celów energetycznych – w tym obszarze projekt obejmuje wyroby stosowane do budowy sieci i instalacji gazowych, urządzenia spalające paliwa gazowe oraz przyrządy do pomiaru i rozliczeń paliw gazowych.
- zastosowania wodoru klasy *automotive* – w tym obszarze projekt obejmuje wyroby do budowy rurociągów.

Pierwszy etap projektu, który dobiega końca, poświęcono wyrobom i urządzeniom wymienionym w punkcie pierwszym, a jego wyniki bardziej szczegółowo opisano w dalszej części artykułu.

Analiza przepisów prawnych w celu określenia ścieżki prowadzenia oceny zgodności

Jednym z zadań projektu była analiza przepisów prawnych pod kątem możliwości prowadzenia oceny zgodności w odniesieniu do objętych projektem wyrobów i urządzeń przy wykorzystaniu ścieżki regulowanej. Analiza pokazała, że urządzenia spalające paliwa gazowe podlegają pod zakres rozporządzenia UE 2016/426 (GAR) [2] niezależnie od tego, do spalania jakiego paliwa gazowego są one

przeznaczone. Podobne wnioski dotyczą przyrządów pomiarowych, które niezależnie od mierzonego rodzaju paliwa gazowego, czyli np. wodoru lub mieszaniny wodoru z gazem ziemnym, powinny być poddane ocenie na zgodność z zasadniczymi wymaganiami dyrektywy 2014/32/UE (MID) [3]. Jednak ze względu na to, że obecnie nie ma norm zharmonizowanych ani innych powszechnie dostępnych specyfikacji technicznych w ww. obszarach, INiG – PIB opracowuje do tego celu Kryteria Oceny.

Odmienne sytuacja przedstawia się w przypadku wyrobów do sieci i instalacji gazowych, które – jako wyroby budowlane – objęte są regulowaną oceną w systemie krajowym i zostały wymienione w pozycji 28 załącznika nr 1 do rozporządzenia w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym [4]. Problem stanowi opracowanie wymagań dla takich wyrobów do transportu/dystrybucji/magazynowania innego gazu niż gaz ziemny ze względu na brak warunków technicznych określonych w przepisach prawa w tym zakresie. Z analizy obowiązujących rozporządzeń dotyczących sieci i instalacji gazowych [5, 6] wynika, iż nie znajdują one zastosowania do tego celu. Przeprowadzona analiza pokazuje, że obecnie możliwa jest jedynie dobrowolna ścieżka certyfikacji tego typu wyrobów.

Należy zauważyć, że w rozporządzeniu w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu gazowego, w 2022 roku została wprowadzona zmiana, która dopuszcza obecność wodoru w paliwach gazowych, jednak nie wyższą niż 10% (mol/mol) i w przypadku, gdy urządzenia układu pomiarowo-rozliczeniowego, instalacje i sieci są dostosowane do przesyłania paliw gazowych o wyższej zawartości wodoru w sposób zapewniający bezpieczeństwo urządzeń odbiorców końcowych [7]. Takie dostosowanie wyrobów i urządzeń odbiorców końcowych może zostać potwierdzone poprzez certyfikację proponowaną przez INiG – PIB.

Program certyfikacji dobrowolnej dedykowany wyrobom do budowy sieci i instalacji gazowych

Wobec braku możliwości dokonywania oceny wyrobów do budowy sieci i instalacji gazowych dedykowanych gospodarce wodorowej ścieżką regulowaną, INiG-PIB opracował w tym zakresie projekt dobrowolnego programu certyfikacji nr PCW-17. Program ten zawiera następujące elementy:

- wybór próbek i określenie właściwości wyrobu poprzez przeprowadzenie pełnych badań wyrobu w akredytowanym laboratorium badawczym strony trzeciej; badania te można wykonać w laboratoriach INiG – PIB,
- przeprowadzenie wstępnej inspekcji zakładu produkcyjnego i zakładowej kontroli produkcji,
- ocenę materiałów,
- przegląd i wydanie decyzji o certyfikacji,
- udzielenie prawa do stosowania certyfikacji i znaku certyfikacji,
- stały nadzór nad produkcją – inspekcje w nadzorze co 12 miesięcy.

W wyniku pozytywnej oceny uzyskanej w procesie certyfikacji wnioskodawca otrzyma certyfikat zgodności na okres pięciu lat oraz uzyska prawo posługiwania się znakiem certyfikacji wodorowej, w którym zamieszczona zostanie zawartość procentowa (vol/vol) wodoru, potwierdzona certyfikatem. Certyfikacja może być przedłużana na kolejne 5-letnie okresy, po ponownym wykonaniu pełnych badań wyrobu.

Kryteria Oceny

Specyfikacjami technicznymi zarówno w programach regulowanych dotyczących urządzeń spalających paliwa gazowe i przyrządów pomiarowych, jak i w przypadku dobrowolnego programu PCW-17 będą kryteria oceny. Opracowywane kryteria zawierają m.in. wymagania i metody badań opracowane w ten sposób, aby można było potwierdzić spełnienie zasadniczych wymagań odpowiednio rozporządzenia GAR lub dyrektywy MID, a w przypadku wyrobów do budowy sieci lub instalacji gazowych bezpieczeństwo i ich przydatność do stosowania w gospodarce wodorowej. Kryteria oceny są dokumentami opracowywanymi przez zespoły ekspertów dla poszczególnych grup wyrobów lub urządzeń, zgodnie z procedurami instytutu. Tam, gdzie jest to uznane za właściwe, poddawane są publicznym konsultacjom, jak np. w przypadku projektów Kryteriów Oceny dedykowanych wyrobom do sieci i instalacji gazowych. Następnie kryteria podlegają opiniowaniu i ustanowieniu przez Komitet Techniczny ds. Certyfikacji, w skład którego wchodzi zarówno eksperci z instytutu, jak i z firm zewnętrznych, reprezentujących różne branże związane z rynkiem gazowniczym. Na końcu procesu Kryteria Oceny zatwierdza dyrektor INiG – PIB.

Wyroby do budowy sieci i instalacji gazowych

Wyroby do budowy sieci i instalacji gazowych przeznaczonych do przesyłania mieszaniny paliw gazowych i wodoru oraz 100% wodoru wymagają szczegółowej weryfikacji pod kątem ich przydatności do zamierzonego celu. Niezależnie od rodzaju stosowanego medium zarówno w sieciach, jak i instalacjach, podstawowym kryterium oceny jest odporność materiałów na działanie składników transportowanego paliwa gazowego. W ramach realizowanego

w INiG – PIB projektu analizie odporności na działanie wodoru podane zostały najczęściej stosowane materiały w takich wyrobach, jak zawory stalowe, połączenia PE/stal, przyłącza domowe do gazu, trójniki do wcinek, reduktory domowe, rury i kształtki oraz zawory z polietylenu, a także filtry i kurki do instalacji gazowych, złączki zaprasowywane i przewody przyłączeniowe z szybkozłączem. Dla określonego zakresu zastosowania (ciśnienie, temperatura, stężenie H₂) materiały takie jak polietylen (PE), polioksymetylen (POM), polipropylen (PP), guma NBR, teflon (PTFE), stале nierdzewne, stopy miedzi oraz stале węglowe o granicy plastyczności do 360 MPa z określonymi ograniczeniami dotyczącymi składu chemicznego oraz twardości uznane zostały za właściwe do zastosowań w kontakcie z wodorem. Kolejnym zastosowanym kryterium oceny był wpływ wodoru na funkcjonalność wyrobów. W większości ocena ta dotyczyła zachowania szczelności, co wynikało z zagrożenia związanego z ewentualnymi wyciekami wodoru z połączeń mechanicznych w związku z prawie dziesięciokrotnie mniejszą gęstością wodoru niż gazu ziemnego. Zaznaczyć należy, że oceniane wyroby powinny zachować szczelność nie tylko po ich wyprodukowaniu, ale również w wyniku oddziaływania różnego rodzaju obciążeń, np. skręcających, zginających, rozciągających, oraz w wyniku ewentualnego zużycia. W ocenie reduktorów domowych do gazu oprócz zachowania szczelności wymagane jest dodatkowo spełnienie innych wymagań związanych z ich przeznaczeniem. Podstawową funkcją reduktorów jest zmniejszenie ciśnienia panującego w sieci (MOP 0,5 MPa) do ciśnienia dopuszczalnego w domowej instalacji gazowej (tj. maksymalnie 5 kPa, z reguły jest to 2 kPa). Oprócz funkcji związanych z redukcją ciśnienia reduktory posiadają dodatkowo zabezpieczenia na przykład przed spadkiem oraz wzrostem ciśnienia gazu w instalacji. Uwzględniając wyniki zrealizowanych prac badawczych w INiG – PIB do oceny reduktorów domowych do zastosowań z mieszaniną wodoru i gazu ziemnego lub 100% wodoru oprócz sprawdzenia szczelności przewidziano badanie ciśnienia wyjściowego oraz trwałości reduktorów.

Urządzenia spalające paliwa gazowe

Urządzenia gazowe użytku domowego i komercyjnego przystosowane do spalania gazów ziemnych rodziny drugiej, grupy E i H mogą być potencjalnie zasilane mieszaninami tych gazów z wodorem. W badaniach typu urządzeń gazowych przystosowanych do spalania gazu grupy E i H, na podstawie metod badań zawartych w normach odniesienia, jako gaz graniczny cofania płomienia używany jest gaz G222, zawierający 77% metanu i 23% wodoru. Jednak gazem zawierającym w swoim składzie wodór sprawdzany jest tylko jeden z parametrów użytkowych urządzenia, czyli zjawisko cofania płomienia. Natomiast, aby zapewnić, iż urządzenia przystosowane do spalania gazu grupy E i H można bezpiecznie i efektywnie użytkować, przy zasilaniu ich w sposób ciągle mieszaniną tych gazów z wodorem, konieczne jest sprawdzenie jeszcze innych parametrów urządzeń, na które może mieć wpływ wodór zawarty w gazie ziemnym. Te parametry to między innymi szczelność gazowa, znamionowe obciążenie cieplne, jakość spalania, stabilność płomienia, działanie urządzeń nastawczych, sterujących i zabezpieczających czy racjonalne użytkowanie energii.

W ramach pierwszego etapu projektu opracowano w programie regulowanym projekty kryteriów oceny dla urządzeń dedykowanych do spalania mieszaniny gazu ziemnego z zawartością wodoru maksymal-

nie do 30% (vol/vol). Opracowane kryteria obejmują takie urządzenia jak kotły grzewcze, przepływowe ogrzewacze wody, ogrzewacze powietrza, urządzenia do gotowania i pieczenia, urządzenia gazowe z dekoracyjnym efektem spalania oraz gazowe rury promieniujące.

Przyrządy pomiarowe

Przyrządy do pomiaru objętości gazu mają kluczowe znaczenie ze względu na zapewnienie wiarygodnego i pewnego rozliczenia za pobrane paliwo gazowe. W kontekście pomiaru paliw gazowych z dodatkiem wodoru i czystego wodoru przyrządy pomiarowe muszą spełniać obowiązujące wymagania. Mimo to konieczne było również określenie dodatkowych wymagań oraz metod badań niezbędnych do potwierdzenia przydatności do pomiaru wodoru. W obszarze regulowanym opracowano kryteria oceny dla gazomierzy miechowych, rotorowych, turbinowych oraz przeliczników do gazomierzy. W zależności od zasady pomiaru zastosowanej w poszczególnych gazomierzach, rodzaju materiałów oraz konstrukcji wyspecyfikowano kluczowe cechy i parametry, na które może mieć wpływ obecność wodoru w mierzonym paliwie gazowym. Najważniejszymi badanymi parametrami są m.in. dokładność pomiaru dla różnych gazów, szczelność, trwałość, dokładność w deklarowanych zakresach temperatury, a także odporność materiałów będących w kontakcie z gazem (membrany, uszczelnienia).

* * *

Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy jako jednostka notyfikowana proponuje prowadzenie regulowanej oceny zgodności urządzeń spalających paliwa gazowe oraz przyrządów pomiarowych dedykowanych gospodarce wodorowej na podstawie opracowanych do tego celu Kryteriów Oceny. W przypadku natomiast wyrobów do budowy sieci i instalacji gazowych dedykowa-

nych gospodarce wodorowej, wobec braku możliwości prowadzenia regulowanej oceny, INiG-PIB opracował dobrowolny program certyfikacji PCW-17 wraz z Kryteriami Oceny dla wybranych grup wyrobów. Instytut jest gotowy do prowadzenia certyfikacji wodorowej wyrobów i urządzeń w zakresie określonym w Kryteriach Oceny

Mgr. inż. Magdalena Swat, INiG
Mgr. inż. Piotr Szewczyk, INiG
Mgr. inż. Robert Wojtowicz, INiG
Mgr. inż. Paweł Kułaga, INiG
Dr hab. inż. Jacek Jaworski, prof. INiG – PIB.

Literatura:

- [1] Komisja Europejska, Europejski Zielony Ład dostęp on-line https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl
- [2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2016/426 z 9 marca 2016 roku w sprawie urządzeń spalających paliwa gazowe oraz uchylecia dyrektywy 2009/142/WE (OJEU z 2016 L 81).
- [3] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z 26 lutego 2014 roku w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych (OJEU z 2014 L 96).
- [4] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Budownictwa z 17 listopada 2016 roku w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym (Dz.U. z 2016, poz. 1966, wraz z późniejszymi zmianami).
- [5] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. 2022, poz. 1225).
- [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 26 kwietnia 2013 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe ich usytuowanie (Dz.U. 2013, poz. 640).
- [7] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 6 sierpnia 2022 roku, zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2022, poz. 1899).



WSPOMNIENIE

MIECZYŚLAW MENŻYŃSKI (1940–2023)

Był wybitnym inżynierem, naukowcem, menedżerem i społecznikiem. Jego zaangażowanie w codzienną pracę, a także działalność na rzecz rozwoju przemysłu gazowniczego i ogólnokrajowych organizacji naukowo-technicznych na trwałe wpisały go w historię krajowego gazownictwa i miasta Tarnowa.

Wykształcenie techniczne (stopień magistra, inżyniera i doktora) uzyskał na Politechnice Krakowskiej i w AGH.

Od 1968 roku nieprzerwanie zatrudniony był w tarnowskim gazownictwie. Sprawował wiele odpowiedzialnych funkcji kierowniczych Karpackiego Okręgowego Zakładu Gazowniczego, a przez ostatnie 4 lata był wiceprezesem zarządu Karpackiej Spółki Gazownictwa w Tarnowie, zastępcą dyrektora generalnego ds. technicznych. Od 2007 roku, po przejściu na emeryturę, nadal wspierał funkcjonowanie i rozwój polskiego gazownictwa.

Posiada znaczący dorobek publicystyczny i naukowy.

Był członkiem Rady Programowej wydawnictwa „Historia Gazownictwa Polskiego” oraz długoletnim pierwszym przewodniczącym Rady Programowej „Przeglądu Gazowniczego” – kwartalnika Izby Gospodarczej Gazownictwa. Aktywnie wspierał utworzenie przy IGG Komitetu Standardów Technicznych. Był pomysłodawcą i głównym redagującym periodyku „Karpacki Gaz”, wydawanego przez Karpacką Spółkę Gazownictwa, ukierunkowanego na komunikowanie się zarządu z wielotysięczną załogą. Był

też głównym autorem monografii „130 lat tarnowskiego gazownictwa”. Równoległe z działalnością zawodową i naukowo-techniczną angażował się w prace społeczne. Od 1968 roku uczestniczył w bieżącej pracy PZITS oraz NOT. W 1977 roku doprowadził do powołania Oddziału PZITS w Tarnowie, którego prezesem był przez 30 lat. Od 2000 roku był członkiem prezydium ZG PZITS, a od 2004 wiceprezesem zarządu głównego PZITS oraz wiceprzewodniczącym komisji kwalifikacyjnej powołanej przez prezesa URE przy tarnowskim oddziale PZITS. Był współinicjatorem powstania Domu Technika w Tarnowie.

Oddany społecznik dla regionu: pełnił funkcję przewodniczącego Wojewódzkiej Rady Narodowej oraz wiceprezesa zarządu tarnowskiego oddziału Towarzystwa Opieki nad Oświęcimiem.

Został uhonorowany wieloma odznaczeniami, między innymi Krzyżem Kawalerskim Orderu Odrodzenia Polski i Srebrnym Krzyżem Zasługi. Posiada tytuł Dyrektora Górniczego III stopnia.

Śp. Mieczysław Menżyński był człowiekiem otwartym na ludzi i ich problemy. Zawsze pomagał innym i nie oczekował niczego w zamian. Jako kolega, pracownik czy przełożony był szanowany i lubiany przez współpracowników. Swoim pozytywnym usposobieniem dodawał otuchy, tworzył przyjacielską atmosferę i sprawiał, że problemy stawały się łatwiejsze. Wszyscy, którzy mieli możliwość z nim współpracować, wspominają go z wielkim żalem i szacunkiem. 54 lata swojego życia oddał gazownictwu i pracy społecznej, pracy, która zawsze była jego pasją.

Odejście śp. dr. inż. Mieczysława Menżyńskiego to nieodżałowana strata zarówno dla polskiego przemysłu gazowniczego, organizacji naukowo-technicznych, jak i społeczności regionu tarnowskiego. Na zawsze pozostanie w naszej pamięci i sercach.

Przyjaciele ze środowiska gazowniczego

Pomiary rozliczeniowe dynamiczne w obszarze LNG małej skali – pomiary na miarę czasu

Grzegorz Rosłonek, Cezary Starczewski

Od co najmniej kilkunastu lat Polska jest aktywnym uczestnikiem na światowych rynkach handlu skroplonym gazem ziemnym (LNG). Przyczyniła się do tego decyzja o budowie w Świnoujściu pierwszego morskiego terminalu importowego LNG, co było też początkiem rozwoju tzw. obszaru dużej skali LNG w Polsce. Niewątpliwie był on także stymulatorem rozwoju obszaru małej skali LNG, czyli wszystkiego, co jest związane z LNG, poza terminalami morskimi, wewnątrz lądu: stacje regazyfikacji, lokalne śródlądowe terminale LNG, lokalne sieci gazowe zasilane z magazynowych obiektów śródlądowych LNG oraz cały lądowy transport skroplonego gazu ziemnego w cysternach.

Mała skala LNG w Polsce miała już swoją historię, ponieważ istniała wiele lat przed pojawieniem się w naszym kraju obszaru dużej skali. Historycznie początki rozwoju LNG w Polsce sięgają lat siedemdziesiątych ubiegłego wieku.

- Połowa lat siedemdziesiątych – początki produkcji LNG w Polsce na instalacji „Krio” w Odolanowie (później PGNiG SA Oddział w Odolanowie, obecnie PKN ORLEN).
- 1997 – pierwszy eksport partii LNG z Odolanowa do Szwecji – LNG jako paliwo do zasilania eksperymentalnych promów morskich.
- 2001 – pierwsza stacja regazyfikacji LNG na terenie Polski.
- 2009 – druga instalacja produkcji LNG w Polsce – instalacja w Grodzisku Wielkopolskim, należąca wówczas do Oddziału PGNiG SA w Zielonej Górze.
- 2016 – komercyjne uruchomienie pierwszego morskiego terminalu importowego LNG w Świnoujściu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego (terminal należący do OGP GAZ–SYSTEM S.A.).
- Grudzień 2016 – rozpoczęcie projektu SMOK w PGNiG SA, mającego na celu stworzenie systemu precyzyjnych rozliczeń dostaw LNG w obszarze małej skali.

Do wydarzeń przyczyniających się do rozwoju obszaru LNG małej skali w Polsce należałoby też zaliczyć pierwsze bunkrowania paliwowe morskich jednostek pływających (lata 2018–2019) oraz operacyjne wykorzystanie na potrzeby krajowego rynku LNG stacji przeładunkowej LNG na Litwie w Kłajpedzie od 2020 roku – tzw. *Reloading Station*. W przyszłości dużego impulsu dla ogólnego rozwoju krajowego rynku LNG, w tym oczywiście rynku małej skali, należy oczekiwać po uruchomieniu pierwszego w Polsce terminalu pływającego – FSRU, ang. *Floating Storage and Regasification Unit*, który będzie należał do OGP GAZ–SYSTEM S.A.

Od początku funkcjonowania rynku LNG małej skali w Polsce istniało także wyzwanie techniczne polegające na zapewnieniu rzetelnego rozliczania dostaw. W procesach operacyjnych związanych z całym łańcuchem dostaw LNG – od terminali załadunkowych po klienta końcowego – istnieje wiele elementów, które mogą powodować trudności rozliczeniowe. Problemy te są bardziej globalne niż lokalne. W przeszłości systematycznie były one omawiane w literaturze branżowej [1–3], dlatego w niniejszym artykule nie są już szczegółowo opisywane. Warto jedynie zaznaczyć, że wspomniane problemy rozliczeniowe są konsekwencją:

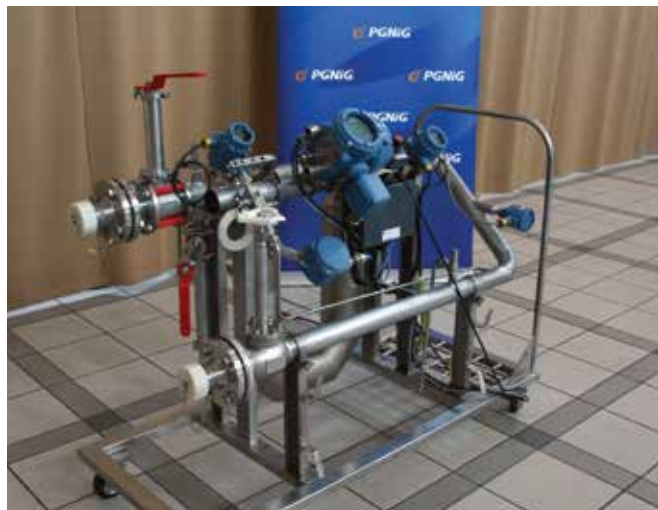
- zjawiska „starzenia się” LNG, czyli zmiany składu i parametrów fizykochemicznych LNG, spowodowanych powolnym odparowywaniem składników niżej wrzących,
- konieczności pozostawiania części ładunku LNG w środkach transportu (cysterna, izokontener), przy kursach powrotnych do miejsc załadunkowych, w celu uniknięcia niekorzystnego efektu „zagrzenia się” cysterny,
- konieczności dokonywania okresowych upustów oparów LNG w trakcie transportu w celu uniknięcia zbyt wysokich ciśnień fazy parowej w środku transportu w trakcie dostawy partii LNG, co zmienia równowagę termodynamiczną dla transportowanej danej partii LNG.

Stosowane od początku wagowe metody pomiarowe z wykorzystaniem dużych wag pomostowych są same w sobie bardzo dokładne [1, 3]. Metoda pomiaru rozliczeniowego polega na zważeniu cysterny pustej i napełnionej w krótkim odstępie czasu, a ocena ilości załadowanego LNG polega na określeniu różnicy mas po i przed załadunkiem. Wszystkie terminale załadunkowe, z których dociera LNG dostarczane do odbiorców w Polsce: Świnoujście, Odolanów, Grodzisk Wielkopolski czy Kłajpeda, są wy-

posażone w dokładne wagi pomostowe. Bezpośrednio w miejscach rozładunków LNG na ogół nie ma jednak możliwości ich umiejscowienia, np. z powodu dużych przestrzeni, jakie zajmują, konieczności stosowania zadaszeń niektórych elementów systemu wagi pomostowej, skomplikowanych procesów ich nadzoru metrologicznego, także dużych kosztów samych wag w odniesieniu do kosztu całego punktu odbiorowego LNG.

Istotą projektów SMOK, rozpoczętych w 2016 roku, było zastosowanie innowacyjnej metody pomiarowo-rozliczeniowej dla LNG, opartej na wykorzystaniu przepływomierzy masowych Coriolisa, w których wykorzystywano zjawisko powstawania siły Coriolisa do pomiaru strumienia masy LNG. Było to pierwsze wykorzystanie przepływomierzy Coriolisa do pomiarów gazów ziemnych skroplonych w Polsce i – jak się później okazało (do 2020 roku) – rozwiązanie to stało się powszechnie stosowane. Doświadczenia w ówczesnym Oddziale CLPB – Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze [5]) PGNiG SA – z przepływomierzami Coriolisa, zdobytymi do 2016 roku, były dość bogate. CLPB na przełomie lat 1999–2003 było głównym wykonawcą międzynarodowego projektu badawczego w ramach grupy GERG (fr. *le Groupe Europeen de Recherches Gazieres*), polegającego na kompleksowej ocenie możliwości wykorzystywania przepływomierzy Coriolisa jako przyrządów pomiarowych do rozliczeń dla paliw gazowych [4]. W późniejszych latach ówczesne laboratorium CLPB uczestniczyło także w następnym projekcie dotyczącym badań przepływomierzy Coriolisa w ramach grupy GERG

Rysunek 1. Fotografia prototypu instalacji SMOK-1.



jako konsorcjant. Wszystkie tamte projekty torowały drogę dla obecnych zastosowań tego typu urządzeń w gazownictwie i dla wszystkich mediów kriogenicznych, w tym LNG.

Podstawowym celem projektów SMOK było stworzenie instalacji pomiarowej, za pomocą której można było dokonać dokładnego pomiaru ilości rozładowywanej partii LNG bezpośrednio w miejscu rozładunku (lub załadunku). W założeniu instalacja miała być niewielkich rozmiarów, aby mogła być instalacją przewoźną lub taką, która docelowo mogłaby być montowana na zestawach cystern. W ten sposób dążono do tego, aby instalacje SMOK mogły być mobilnymi instalacjami przewoźnymi i aby mogły zapewniać pomiary rozładunków z cystern, izokontenerów oraz ewentualnych procesów bunkrowania jednostek pływają-

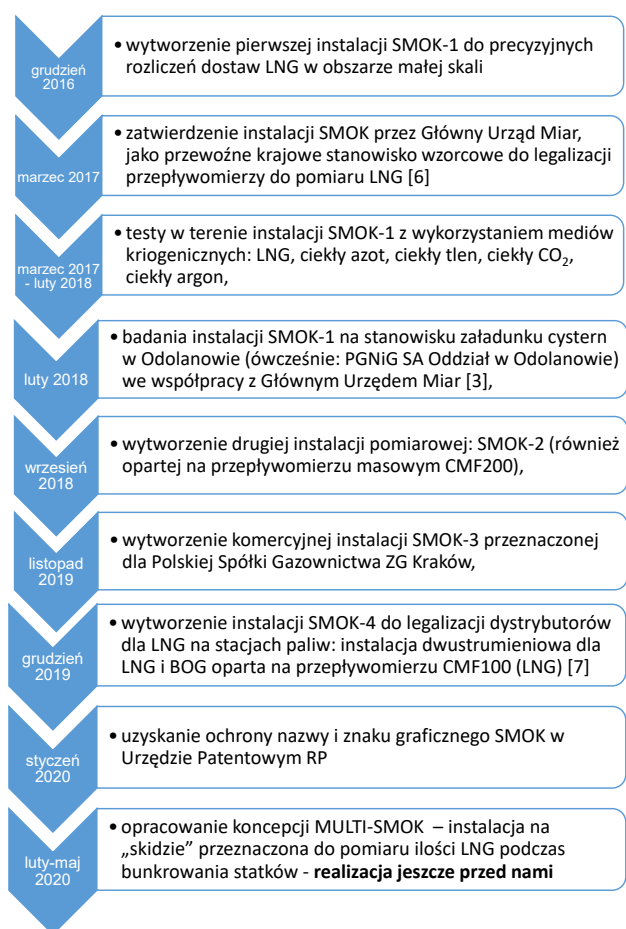
cych. Prototyp instalacji SMOK-1 przedstawiono na rysunku 1. Właściwy element pomiarowy, czyli przepływomierz, oparto na mierniku Coriolisa typu CMF200.

Parametry techniczne miernika CMF200 oraz instalacji SMOK-1 przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Parametry techniczne instalacji SMOK-1, wyposażonej w przepływomierz masowy CMF200.

Parametr	Zakres
Przepływomierz	MM CMF200
Przelicznik przepływu	MM MVD 5700
Zakres strumienia przepływu	660–25 000 kg/h
Zakres temperatur mierzonych cieczy	od -200 do +50 °C
Zakres gęstości mierzonych cieczy	od 300 do 1000 kg/m ³
Maksymalne ciśnienie pracy	35 bar

Harmonogram realizacji projektów SMOK w latach 2016–2020 przedstawiono na zamieszczonym schemacie.



W ramach projektów SMOK od początku istniał zamiysł stworzenia zarówno dokładnej instalacji pomiarowej, jak i instalacji wzorcowej, służącej do legalizacji okresowych innych przepływomierzy masowych, wykorzystywanych do pomiarów rozliczeniowych dla LNG. Instalacje pomiarowa i wzorcowo- miały być bardzo podobne, początkowo identyczne, ale ich docelowe przeznaczenie miało być różne. W początkowym okresie realizacji projek-

tów SMOK, w latach 2016–2017, dużym wyzwaniem było uzyskanie odpowiedniego statusu metrologicznego dla SMOK-ów, aby – zgodnie z przepisami prawa – mogły być legalnie wykorzystywane do pomiarów i późniejszych legalizacji. W tym celu od początkowego momentu rozpoczęcia projektu nawiązano współpracę z Laboratorium Przepływów Głównego Urzędu Miar w Warszawie, w którym SMOK-i poddawano szczegółowym badaniom i ekspertyzom metrologicznym (rysunek 2). Po uzyskaniu certyfikatu zatwierdzenia instalacji SMOK-1 jako krajowe przewoźne stanowisko wzorcowe do legalizacji przepływomierzy [6] do cieczy kriogenicznych, rozpoczął się okres testów terenowych instalacji i rozpoczęto okres jej komercyjnego wykorzystania¹. W lutym 2018 roku instalacja przeszła także pierwsze metrologiczne badania terenowe z wykorzystaniem LNG. Badania te wykonano na stanowisku załadunku cystern LNG w ówczesnym

Rysunek 2. Badania metrologiczne instalacji SMOK-1 w Laboratorium Przepływów Głównego Urzędu Miar w Warszawie (marzec 2017).



Oddziale PGNiG SA w Odolanowie (rysunek 3). Badania w Odolanowie były pierwszymi w Europie dla przepływomierzy masowych z wykorzystaniem LNG. W lutym 2018 roku nie było jeszcze uruchomione stanowisko badawcze na terenie terminalu LNG w Rotterdamie, przynależne do VSL National Metrology Institute w Holandii [8]. Jedyne istniejące wówczas na świecie komercyjne stanowisko badawcze dla tego typu badań kriogenicznych znajdowało się w USA w stanie Kolorado (laboratorium CEESI) [8]. W ramach projektów SMOK udało się nawiązać bardzo korzyst-

Rysunek 3. Przykładowe badania terenowe instalacji SMOK-1 (marzec 2017).



ne relacje zarówno z instytutem VSL, jak i laboratorium CEESI, a wyniki metrologiczne badań przemysłowych dla instalacji SMOK często przedstawiano publicznie na konferencjach krajowych i międzynarodowych [9].

Wszelkie badania metrologiczne – zarówno w laboratoriach z wykorzystaniem stanowisk wodnych, jak i terenowe z wykorzystaniem LNG – dowodziły, że instalacje SMOK są bardzo dokładne.

Zarówno błędy pomiarowe, jak i niepewności rozszerzone dla tych błędów, w roboczym zakresie przepływów podczas przeładunków LNG, praktycznie nie przekraczały wartości $\pm 0,1\%$, co wskazuje, że pomiary dynamiczne z wykorzystaniem przepływomierzy masowych są nawet dokładniejsze od uzyskiwanych

Tabela 2. Zestawienie danych z wzorcowania instalacji SMOK-1 w Głównym Urzędzie Miar w latach 2017–2022 na stanowisku wodnym.

Data	Strumień [T/h]	Błąd [%]	Temperatura [°C]	Niepewność [%]
21.02.2017	0,66	0,69	22,3	0,14
	6,78	0,23	23,2	0,1
	12,86	0,2	23,2	0,1
	18,89	0,16	23,3	0,1
	24,93	0,17	23,3	0,1
11.06.2018	0,6742	0,42	24,9	0,1
	6,8355	-0,01	25,3	0,1
	12,874	-0,03	27,3	0,1
	18,895	-0,13	27,1	0,1
	24,948	-0,15	28,3	0,11
05.05.2020	0,6857	0,84	21,7	0,1
	12,884	0,12	21,3	0,1
	24,735	0,1	20,6	0,1
28.06.2021	0,74932	0,16	22	0,1
	6,2551	0,07	21,7	0,1
	12,209	0,08	22,1	0,1
	18,106	0,07	22,2	0,1
	24,69	0,06	21,1	0,1
08.07.2022	0,74138	0,41	22,3	0,1
	6,0589	0,1	22,3	0,1
	12,069	0,09	22,6	0,1
	18,009	0,07	23,1	0,1
	24,691	0,06	23,4	0,1

metodą statyczną, czyli z wykorzystaniem dużych wag pomostowych.

Do zakończenia programu SMOK w połowie 2020 roku nie było jeszcze wiadomo, jak stabilne pod względem metrologicznym będą przepływomierze masowe Coriolisa. Obowiązujące regulacje nakazują dokonywanie legalizacji każdego przepływomierza wykorzystywanego do pomiarów rozliczeniowych nie rzadziej niż raz na 12 miesięcy. Taka częstotliwość z praktycznego punktu widzenia może być uciążliwa dla zapewnienia ciągłości pracy wszelkich instalacji wykorzystujących przepływomierze masowe. Po siedmioletnim okresie praktycznej eksploatacji przepływomierzy masowych Coriolisa, różnych typów i wielkości, istnieje duży zestaw danych, pozwalający dziś stwierdzić, jaki jest bezpieczny do przyjęcia okres pracy przepływomierzy jako okres pracy stabilnej. W tabeli 2 podano zestawienie z okresowych

Projekty SMOK to przykład projektów badawczo-rozwojowych, w których od innowacyjnego pomysłu w stosunkowo krótkim czasie doprowadzono do praktycznego i powszechnego wdrożenia tego pomysłu.

wzorcowań instalacji SMOK-1 w okresie siedmiu lat eksploatacji. W tym okresie udało się wykazać, że te przepływomierze były bardzo stabilne. Wykazanie tej stabilności jest istotnym osiągnięciem przedstawianego projektu. Podobne dane istnieją także dla SMOK-2 i SMOK-4.

Wnioski wynikające z analizy projektów SMOK:

- przepływomierze masowe Coriolisa są dokładnymi urządzeniami pomiarowymi nadającymi się do precyzyjnych pomiarów rozliczeniowych dla przeładunków LNG w obszarze małej skali,
- przepływomierze masowe Coriolisa nadają się do pomiarów rozliczeniowych innych mediów kriogenicznych (np. ciekły azot, ciekły tlen, ciekły argon, ciekły dwutlenek węgla²),
- urządzenia rozliczeniowe oparte na przepływomierzach masowych Coriolisa mogą być montowane zarówno na obiektach terenowych LNG jako elementy stałego wyposażenia danego obiektu, jak i jako instalacje mobilne lub jako wyposażenie stałe środków do przewozu LNG (cysterny, izokontenery),
- czasookres stabilnej pracy przepływomierzy Coriolisa można uznać za co najmniej 5-letni (wniosek m.in. na podstawie danych z tabeli 2),
- instalacje pomiarowe wykorzystujące przepływomierze masowe Coriolisa mogą być stosowane zarówno jako instalacje pomiarowo-rozliczeniowe, jak i instalacje referencyjne do okresowych legalizacji, czyli jako wzorce krajowe,
- zapewnienie spójności pomiarowej dla wszelkich instalacji do pomiarów mediów kriogenicznych, w tym LNG, można zapewnić metodą „nie wprost”, wykorzystując referencyjne stanowiska wodne zamiast węglowodorowych mieszanin kriogenicznych [3, 4, 7, 9], co jest znacznie tańsze, może być powszechne i jest zdecydowanie bezpieczniejsze niż z wykorzystaniem jakiegokolwiek substancji kriogenicznej.

Obecnie system masowych pomiarów dynamicznych w obszarze LNG małej skali jest już bardzo zaawansowany w praktyce. Zdecydowana większość cystern przeznaczonych do przewozu LNG jest wyposażona w pokładowe instalacje pomiarowe oparte na przepływomierzach Coriolisa. Okręgowy Urząd Miar w Katowicach, jako oddział terenowy Głównego Urzędu Miar, wykorzystuje analogiczny zestaw SMOK w krajowej administracji miar jako wzorzec przy legalizacjach dotyczących przepływomierzy kriogenicznych. W ramach Komitetu Standardu Technicznego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa obecnie jest opracowywany nowy standard IGG w zespole roboczym 27, dotyczący zasad rozliczeń i bilansowania LNG na obiektach małej skali oraz regulujący zasady nadzoru metrologicznego wszystkich stosowanych metod rozliczeniowych dla LNG, w tym także przepływomierzy Coriolisa.

Dotychczasowe wyniki badawcze projektów SMOK zasugerowały także możliwość dokonania zmian w krajowych regulacjach metrologicznych, polegające na wydłużeniu obowiązkowego okresu legalizacji okresowych przepływomierzy masowych Coriolisa z 12 miesięcy na okres znacznie dłuższy – proponowany okres pięciu lat. Taka inicjatywa jest obecnie rozważana w Izbie Gospodarczej Gazownictwa.

Projekty SMOK były klasycznym przykładem projektów badawczo-rozwojowych, w których od innowacyjnego pomysłu w stosunkowo krótkim czasie doprowadzono do praktycznego i powszechnego wdrożenia tego pomysłu.

Systemy oparte na przepływomierzach masowych Coriolisa zostały także wspomniane w „podręczniku” „LNG Custody Transfer Handbook”, GIIGNL, ed. 6.00 [11] jako możliwe w przyszłości do stosowania także przy rozliczeniach w obszarze LNG dużej skali.

**Grzegorz Rosłonek, PKN ORLEN S.A. Biuro LNG, Dział Operacji LNG
Cezary Starczewski, PKN ORLEN S.A., Oddział Laboratorium
Pomiarowo-Badawcze**

¹ Do połowy 2020 roku, czyli do faktycznego zakończenia projektów SMOK, dokonano komercyjnej legalizacji kilkuset przepływomierzy zamontowanych na cysternach do przewozu cieczy kriogenicznych, początkowo azotu, argonu, tlenu i dwutlenku węgla, a potem głównie LNG.
² Przepływomierze masowe Coriolisa w najbliższej przyszłości prawdopodobnie będą podstawowymi miernikami rozliczeniowymi także dla ciekłego wodoru [10].

Literatura

- G. Rosłonek, A. Bogucki, A. Urbanowicz, S. Kowalczyk, „Nafta-Gaz”, nr 10, 2019, s. 633–639, *Możliwości zastosowania przepływomierzy masowych typu Coriolis do pomiarów rozliczeniowych w obszarze LNG małej skali oraz innych cieczy kriogenicznych*.
- G. Rosłonek, „Przegląd Gazowniczy”, nr 2 (42), 2014, str. 22, *Rozliczenia paliw gazowych w jednostkach energii*.
- A. Bogucki, K. Cholaś, G. Rosłonek, Forgaz 2018, INiG Kraków, „Wykorzystanie infrastruktury PGNiG SA Oddział w Odolanowie do weryfikacji wzorca roboczego do przepływomierzy kriogenicznych”.
- P. Dworak, 2003, GERG project report, project no. 1.48, LNG Metrology, *Determine the State of Art in Coriolis Gas Meters*. PGNiG.
- Aktualnie: LPB (Laboratorium Pomiarowo-Badawcze) w ramach grupy ORLEN S.A.
- Certyfikat ekspertyzy metrologicznej GUM nr L.9.417.9.2017.783.1
- G. Rosłonek, Forgaz 2020, INiG Kraków, *SMOK – Instalacja do legalizacji dystrybutorów LNG jako paliwa do pojazdów*.
- www.ceesi.com
- G. Rosłonek, *LNG prover with Coriolis master meter*, Emerson Global User Exchange, 2018, Hague (NL).
- https://pl.krohne.com/pl/rozwiązania/rozwiązania-pomiaru-przepływu/systemy-pomiarowe/rozliczeniowe-układy-pomiarowe-h2
- LNG Custody Transfer Handbook*, GIIGNL, v.6.00, 2021.

Mechanizm kontraktu różnicowego w systemach wsparcia

Hanna Przewicka-Kamdar

Na początku kwietnia Ministerstwo Klimatu i Środowiska opublikowało na swojej stronie internetowej wyniki przeprowadzonej na jego zlecenie analizy dotyczącej modelu wsparcia dla sektora wodorowego*. Autorzy opracowania rekomendują przyjęcie systemu wsparcia bazującego na zmodyfikowanym mechanizmie kontraktu różnicowego. Choć konstrukcja zaproponowanego przez ekspertów przygotowywujących analizę modelu wsparcia różni się od klasycznego kontraktu różnicowego, warto scharakteryzować już istniejące mechanizmy udzielania pomocy publicznej o podobnym kształcie.

Wykorzystanie mechanizmu kontraktu różnicowego nie byłoby pierwszym przypadkiem zastosowania tego modelu w krajowych systemach wsparcia. Na tym mechanizmie bazuje zarówno system wsparcia aukcyjnego instalacji odnawialnych źródeł energii, jak i system wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

W tzw. pierwszej fazie systemu wsparcia morskich farm wiatrowych, wsparcie w postaci kontraktu różnicowego przyznawane było w sposób niekonkurencyjny, w drodze decyzji prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (wsparcie to podlegało dodatkowo indywidualnej notyfikacji Komisji Europejskiej). W systemie wsparcia OZE oraz „drugiej fazie” systemu wsparcia morskich farm wiatrowych wytwórcy konkurują między sobą ceną rozliczeniową kontraktu różnicowego. Wsparcie przydzielane jest tym podmiotom, które zaproponują najniższą cenę rozliczeniową. W uproszczeniu, jeśli w danym okresie rozliczeniowym cena rynkowa (ustalana w sposób określony w odpowiednich przepisach) jest niższa od ceny rozliczeniowej, podmiot publiczny wypłaca wytwórcy różnicę pomiędzy tymi dwoma cenami. Jeśli cena rynkowa jest wyższa od ceny rozliczeniowej, wyrównanie różnicy następuje w przeciwnym kierunku – to wytwórca zwraca odpowiednie środki podmiotowi publicznemu. W konsekwencji, efekt ekonomiczny wytwórcy odpowiada zasadniczo takiemu, jaki uzyskalby on, sprzedając w okresie wsparcia energię elektryczną po stałej cenie, równej cenie rozliczeniowej. Jest to cecha charakterystyczna dwustronnego kontraktu różnicowego (w którym obie strony wiąże cena rozliczeniowa).

Co istotne, „transakcja” w ramach wskazanych systemów wsparcia ma charakter czysto finansowy; nie towarzyszy jej przekazanie towaru pomiędzy podmiotem udzielającym wsparcia a podmiotem je uzyskującym. Uczestnicy systemu wsparcia mogą produkowaną energię elektryczną sprzedawać dowolnemu odbiorcy, po swobodnie ustalonej cenie. Oznacza to jednak, że to na wytwórcy spoczywa ryzyko związane ze znalezieniem podmiotów chcących kupić (odebrać) wyprodukowaną przez niego ilość energii elektrycznej (ryzyko wolumenu). Odbiorca energii nie jest w tym przypadku beneficjentem systemu wsparcia – wspierana jest bowiem strona podaźowa, a nie popytowa sektora energii odnawialnej.

W dotychczas przyjętych krajowych systemach wsparcia, wzorujących się na modelu kontraktu różnicowego, cena rozliczeniowa nie ulega zmianie przez cały okres wsparcia (z wyjątkiem jej indeksowania określonym w odpowiednich przepisach wskaźnikiem inflacji). Wyjątkiem od tej reguły jest tzw. mechanizm *claw back*, mający zastosowanie do niektórych wytwórców energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, którzy uzyskali wsparcie nie w drodze konkuren-

cyjnej aukcji, a w drodze decyzji prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W przypadku, gdyby pomiędzy datą ustalenia wysokości wsparcia przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki a dniem rozpoczęcia prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej, wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzania mocy, nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji tej inwestycji, powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy jej zwrotu o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wynikającej z ceny ustalonej w decyzji organu, wytwórca ma obowiązek wystąpić z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w tej decyzji. Innymi słowy, cena rozliczeniowa może zostać obniżona, jeśli wzrosła wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji.

Autorzy analizy opublikowanej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska proponują, aby system wsparcia wodoru odwoływał się do mechanizmu kontraktu różnicowego, lecz na nieco innych od stosowanych dotychczas zasadach. W przeciwieństwie do rynku produktu wytwarzanego przez uczestników systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii czy morskich farm wiatrowych, jakim jest energia elektryczna, w odniesieniu do wodoru mało rozwinięta jest nie tylko strona podaźowa, ale i strona popytowa rynku. Wobec tego, zaproponowane rozwiązanie opiera się na współpracy wytwórcy i odbiorcy wodoru, którzy mają wspólnie startować w jednej aukcji, w której przydzielane jest wsparcie. Takie „partnerstwa” konkurować będą między sobą wielkością „luki finansowej” czy „spreadu” – różnicy pomiędzy proponowaną przez wytwórcę ceną sprzedaży wodoru a proponowaną przez odbiorcę ceną jego zakupu. Pomoc publiczna będzie polegała na wypłacie przez państwo równowartości tej luki finansowej wytwórcy wodoru – wytwórca ten zobowiązany zaś będzie sprzedawać odbiorcy wodór po niższej cenie. W celu zachowania konkurencyjności wodoru wobec innych paliw i uniknięcia nadmiernego wsparcia proponowany mechanizm wsparcia przewiduje złożony system indeksacji cen wodoru.

Proponowany system wsparcia dla wodoru, oparty na mechanizmie kontraktu różnicowego, bazuje na sprawdzonych już w polskim systemie prawnym rozwiązaniach. Jednocześnie, model ten uwzględnia odmienności rynku wodoru w stosunku do rynku energii elektrycznej, gdzie dotychczas wykorzystywany był mechanizm kontraktu różnicowego. Faktyczna realizacja założeń modelu zależeć będzie jednak w dużej mierze od sposobu jego zapisania w przepisach prawa.

Hanna Przewicka-Kamdar, radca prawny, WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr sp.k.

* <https://www.gov.pl/web/klimat/ministerstwo-klimatu-i-srodowiska-rozpoczyna-prace-nad-instrumentami-wsparcia-dla-wykorzystania-wodoru-niskoemisyjnego-w-gospodarce>

Przegląd ważniejszych inicjatyw legislacyjnych stymulujących rozwój rynku gazów odnawialnych i niskoemisyjnych w Polsce

Tomasz Brzeziński, Tomasz Siedlecki

O tym, jak istotne jest posiadanie infrastruktury zapewniającej stabilną podaż gazu można było przekonać się zwłaszcza w okresie ostatnich trzech lat – poczynając od początku pandemii, która w 2020 i 2021 roku pozrywała łańcuchy dostaw i naruszyła stabilność światowych gospodarek, przez kryzys gazowy w Europie, wywołany działaniami Federacji Rosyjskiej na przełomie jesieni i zimy 2021 roku, po trwającą do dziś rosyjską agresję na terytorium Ukrainy, pogłębiającą problemy występujące w Unii.

Europejska legislacja i polityka klimatyczna

Wobec drastycznego pogorszenia się sytuacji w zakresie podaży i cen gazu ziemnego na rynku europejskim istotnym narzędziem budowania europejskiego bezpieczeństwa energetycznego stała się transformacja energetyczna oparta na lokalnej i rozproszonej produkcji gazów odnawialnych, takich jak zielony wodór czy biometan (stanowiących środek do stopniowego uniezależnienia się Europy od importu gazu ziemnego w ogóle) i na stopniowym zwiększaniu udziału tych paliw w miksie energetycznym. Wśród głównych elementów legislacji europejskiej mającej na celu wspieranie tworzenia gospodarki niskoemisyjnej (a wraz z nią dekarbonizację rynku gazu) jest zaproponowany w listopadzie 2016 roku pakiet zimowy, na podstawie którego przyjęto m.in. zmienione dyrektywy w sprawie promowania stosowania energii z OZE (tzw. dyrektywa RED II) oraz w sprawie efektywności energetycznej (tzw. dyrektywa EED), wyznaczające ogólne unijne cele: osiągnięcia co najmniej 32% udziału energii z OZE w miksie energetycznym oraz zwiększenia efektywności energetycznej do 32,5% do 2030 roku.

W grudniu 2019 roku Komisja Europejska (KE) zaprezentowała strategię Europejskiego Zielonego Ładu, w ramach którego proponowano osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Na tej bazie 30 czerwca 2021 roku uchwalono europejskie prawo o klimacie, statuujące w art. 2 ust. 1 obowiązek osiągnięcia neutralności klimatycznej najpóźniej do 2050 roku, polegający na zmniejszeniu emisji Unii Europejskiej do zerowego poziomu netto.

Ostatnio rozbudowane zostały unijne pakiety legislacyjne: *Fit for 55* oraz pakiet dekarbonizacji rynków wodoru i gazu, ogłoszone przez KE w 2021 roku. Pierwszy potwierdza zobowiązanie UE do osiągnięcia 55% redukcji emisji w 2030 roku i proponuje wiele zmian w już istniejących aktach prawnych (m.in. w zakresie celów efektywności energetycznej). 25 kwietnia 2023 roku KE zatwierdziła pozostałe kluczowe projekty składające się na ww. pakiet, m.in. wprowadzający do systemu ETS emisje generowane przez transport morski, a także wprowadzający system handlu emisjami dla budownictwa, transportu drogowego oraz dla innych sektorów (przede wszystkim małego przemysłu). W ramach drugiego pakietu założono rewizję dwóch kluczowych dla sektora gazowniczego aktów, tj. dyrektywy PE i Rady 2009/73/WE

z 13 lipca 2009 roku oraz rozporządzenia PE i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 roku. Ich celem jest zapewnienie warunków do powstawania infrastruktury wodorowej i konkurencyjnego rynku wodoru, a także wprowadzenie ułatwień na rzecz lokalnej i zdecentralizowanej produkcji gazów odnawialnych i niskoemisyjnych. Z końcem marca 2023 roku Rada UE uzgodniła stanowiska negocjacyjne w sprawie projektów ww. dyrektywy i rozporządzenia. Nowa dyrektywa gazowa zastąpi obecną 2009/73/WE i wprowadzi do porządku prawnego m.in. nowe instytucje odnoszące się do wodoru. Z kolei nowe rozporządzenie gazowe ma zastąpić rozporządzenie 715/2009, dopuszczając m.in. 2-procentowy udział domieszki wodoru na połączeniach międzysystemowych gazu ziemnego czy rozróżnienie rabatów taryfowych dla gazów odnawialnych (100%) i gazów niskoemisyjnych (75%). Pakiety poprzedzono ogłoszeniem 8 lipca 2020 roku dwóch komunikatów Komisji Europejskiej dotyczących: strategii w zakresie wodoru oraz strategii integracji systemu energetycznego, zalecających promocję produkcji czystych paliw w postaci zielonego wodoru i biogazu.

Ponadto, inwazja rosyjska na Ukrainę wymusiła działania zaradcze, skutkujące ogłoszeniem przez Komisję Europejską w maju 2022 roku unijnego planu REPowerEU, który zakłada szybkie uniezależnienie się UE od importu kopalnych surowców energetycznych ze wschodu m.in. poprzez jak najszybsze zatwierdzenie pierwszych ogólnounijnych projektów w zakresie wodoru oraz zwiększenie produkcji biometanu przez państwa członkowskie.

Polska polityka klimatyczna

Powyżej opisane akty i dokumenty mają istotny wpływ na polski plan dekarbonizacji, w ramach którego należy wyróżnić trzy kluczowe dokumenty strategiczne:

- Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK),
- Politykę Energetyczną Polski do 2040 roku,
- Polską Strategię Wodorową do 2030 roku.

Pierwszy z wymienionych dokumentów zakłada redukcję emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem ETS o 7% w 2030 roku w porównaniu z 2005 rokiem, proponuje tak-

że działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej w polskim budownictwie. Wskutek zawiadomienia Komisji Europejskiej z 29 grudnia 2022 roku, zmierzającego do wymuszenia bardziej zdecydowanych działań w zakresie dekarbonizacji, Polska jest zobowiązana do aktualizacji i przedłożenia projektu nowego planu do czerwca 2023 roku.

Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku stawia z kolei takie cele jak dalszy wzrost udziału OZE w miksie energetycznym Polski, osiągnięcie zdolności transportu sieciami gazowymi mieszanin zawierających około 10% gazów zdekarbonizowanych czy zwiększenie potencjału magazynowania energii elektrycznej i ciepła oraz dalszą dywersyfikację źródeł, kierunków i dróg dostaw surowców. W przygotowaniu jest też zmiana ww. dokumentu. 3 kwietnia 2023 roku w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów pojawił się projekt (ID369) mający na celu m.in. poszerzenie zakresu i zaktualizowanie prognoz długoterminowych będących elementem PEP 2040.

Trzeci dokument, tj. Polska Strategia Wodorowa, określa cele związane z wykorzystaniem wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie miejskim, pozyskanie i stosowanie niskoemisyjnego wodoru w procesach produkcji petrochemicznej, chemicznej i nawozowej, zapewnienie warunków dla uruchomienia instalacji do produkcji wodoru niskoemisyjnego i osiągnięcie mocy zainstalowanej z niskoemisyjnych źródeł i procesów produkcji wodoru na poziomie 2 GWh czy rozwój infrastruktury magazynowania wodoru.

Polskie akty prawne odnoszące się do biometanu, wodoru i biokomponentów

Polski ustawodawca w 2019 roku przyjął ustawę o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2019, poz. 1527), mającą stanowić impuls do budowy nowych biogazowni. Uzupełnieniem powyższej regulacji jest rozporządzenie ministra klimatu i środowiska z 6 sierpnia 2022 roku, zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2022, poz. 1899), w ramach którego zaproponowano m.in. uwzględnienie biometanu w wymogach jakościowych gazów załączanych do sieci gazowych oraz ustalenie wymagań dla przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwarzających biometan.

Planowane jest wprowadzenie definicji legalnej biometanu – w ramach procedowanego projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99), który 8 maja 2023 roku wpłynął do Sejmu. Co najistotniejsze, projekt wprowadza system wsparcia operacyjnego dla biometanu w postaci *feed-in-premium*, w dużym uproszczeniu przyznający wytwórcy biometanu (sprzedawanego i wprowadzanego do sieci gazowej) prawo do pokrycia przez operatora rozliczeń tzw. ujemnego salda, będącego różnicą między wartością rynkową biometanu (wartością obliczoną na podstawie średnich cen giełdowych gazu ziemnego) a wartością tego biometanu, ustaloną na podstawie tzw. stałej ceny zakupu biometanu (tj. ceny referencyjnej biometanu ustalonej przez ministra właściwego do spraw klimatu w rozporządzeniu, z uwzględnieniem m.in. nakładów inwestycyjnych i kosztów wytworzenia), pomniejszonej o otrzymaną pomoc inwestycyjną. W ramach projektu planuje się ponadto objęcie biometanu i wodoru systemem gwarancji pochodzenia, zgodnie z wytycznymi wynikającymi z dyrektywy RED II.

Jeżeli chodzi o wodór, należy zwrócić szczególną uwagę na procedowany projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw (UD382), który – zgodnie z treścią uzasadnienia – ma położyć podstawy pod przyszłe wyodrębnienie systemu wodorowego w polskim systemie gazowym. Wśród szczegółowych uregulowań należy wymienić propozycję wprowadzenia definicji operatora systemu wodorowego oraz operatora systemu magazynowania wodoru. Planuje się również uregulowanie zasad świadczenia tzw. usługi konwersji energii, mającej polegać na przekształceniu jednej postaci energii do innej m.in. w celu magazynowania energii, w tym magazynowania energii pod postacią wodoru.

Akty prawne w zakresie bezpieczeństwa i akty prawne ustanawiające sankcje

Analizując otoczenie prawne mające wpływ na legislację dotyczącą gazu, nie można zapomnieć o polskich i europejskich aktach prawnych w zakresie bezpieczeństwa energetycznego i ochrony odbiorców końcowych. Wśród polskich aktów są to m.in.: ustawa z 26 stycznia 2022 roku o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu czy ustawa z 5 sierpnia 2022 roku o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu, mające istotny wpływ na sposób utrzymywania zapasów gazu (dopuszczenie zlecenia tzw. usługi biletowej Agencji Rezerw Strategicznych w okresie do 30 września 2023 roku) oraz na sytuację odbiorców paliw gazowych (zwłaszcza w gospodarstwach domowych – odroczenie detaryfikacji do 31 grudnia 2027 roku).

Należy wymienić też rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/1032 z 29 czerwca 2022 roku, wprowadzające do rozporządzenia WE 715/2009 obowiązek certyfikacji unijnych operatorów systemu magazynowania paliw gazowych (mający ograniczyć możliwości manipulowania ich działalnością przez udziałowców z państw trzecich), a także wprowadzające do przepisów tzw. rozporządzenia SoS obowiązek zapewnienia przez państwa członkowskie odpowiedniego poziomu napełnienia PMG (w ubiegłym roku ustalony dla Polski na poziomie 80%).

Chociaż Unia Europejska nie wprowadziła sankcji na zakup rosyjskiego gazu ziemnego, przyjęła rozporządzenie Rady (UE) 2022/1369 z 5 sierpnia 2022 roku w sprawie skoordynowanych środków zmniejszających zapotrzebowanie na gaz, które ma doprowadzić do redukcji zużycia gazu, i ustaliła limit ceny gazu na poziomie 180 euro/MWh.

Wszystkie omówione powyżej akty prawne i podejmowane działania składają się na bardzo szeroki zakres zmian, które zachodzą i będą zachodziły w najbliższych latach w otoczeniu prawnym sektora gazowego. Należy przyjąć, że Unia Europejska będzie kontynuować kurs na intensyfikowanie wdrażania Europejskiego Zielonego Ładu, polegającego m.in. na zwiększaniu bezpieczeństwa i niezależności Europy od importu kopalnych paliw gazowych poprzez rozwój rodzimej produkcji gazów odnawialnych i niskoemisyjnych.

Tomasz Brzeziński, radca prawny, współnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy
Tomasz Siedlecki, prawnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

Nagrody na Targach EXPO-GAS

Medal w kategorii „Urządzenia do poszukiwań, wydobycia, magazynowania i przesyłu gazu” dla wystawcy ARMA-POL P.R.U.H. S. Kulka, R. Płotnicki, Brzeszcze, generalnego przedstawiciela na Polskę, za kurek kulowy Trunion typ K92 DN600 PN25 224

Producent: Armatury Group a.s.

Kurek kulowy Trunion Typ K92 DN600 PN25 224 jest elementem armatury wykorzystywanej w szeroko rozumianej branży gazowniczej do budowy i modernizacji sieci gazowych transportujących gaz ziemny. Kurek jest przystosowany do transportu gazu ziemnego z możliwością domieszkowania wodoru do 20%.

Kurki K 92 są również stosowane w urządzeniach przeznaczonych do poszukiwania gazu ziemnego, jego wydobycia i magazynowania.

Kurek kulowy K92 produkowany jest w następujących rozmiarach i ciśnieniach: NSP 2–56” CLASS 150–2500 (DN50–DN1400), wykonany jest w standardzie API SPEC 6D. Materiał stosowany do produkcji korpusu to A350 LF2, siedli-



ska wykonane są z A350LF2 + nikiel 13Cr, HF,F316. Kurek K92 posiada klasę szczelności: A według ISO 5208, potwierdzoną pozytywnymi wynikami badań szczelności. Zakres temperatur pracy: od -29 do + 60 °C.

Warsztaty techniczne IGG

„Przyłączanie biometanowni do sieci gazowej w praktyce”

13 czerwca 2023 roku w Muzeum Gazownictwa na terenie kompleksu przy ul. Kasprzaka 25 odbyły się warsztaty techniczne dotyczące biometanu. W ślad za zorganizowanymi w poprzednim roku warsztatami technicznymi na terenie biogazowni w Przybrodzie Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, których uczestnicy przekazali nam pozytywne opinie dotyczące wydarzenia, Izba Gospodarcza Gazownictwa zorganizowała kolejne warsztaty – „Przyłączanie biometanowni do sieci gazowej w praktyce”.

Podczas otwarcia głos zabrał **Artur Zawartko, członek zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa**, który zaznaczył, że w okresie transformacji energetycznej biometan jest niezwykle ważny dla branży gazowniczej. Zwrócił uwagę na to, jak ważne jest wcześniejsze przygotowanie się do stosowania biometanu w naszym kraju, a także na konieczność dużej aktywności przy tworzeniu rynku biometanu w związku z przyszłymi rozstrzygnięciami unijnymi.

Referat otwierający wygłosił **Paweł Filanowski z Izby Gospodarczej Gazownictwa**, który przedstawił tematykę rozwoju branży biometanu w Polsce i scharakteryzował istniejące technologie oczyszczania biogazu do biometanu.

Poruszył też temat analizy potencjalnego ciepła spalania dla uzyskiwanego biometanu w poszczególnych technologiach oczyszczania. Kolejnymi prelegentami byli **Przemysław Kubaszewski** i **Janusz Dzielendziak** z firmy Enderss+Hauser, którzy przedstawili informacje dotyczące systemu analitycznego do kontroli jakościowej biometanu, opowiedzieli o zrealizowanych inwestycjach w Europie, w tym dotyczących bioLNG, i poruszyli temat wymagań związanych z pomiarem biometanu w krajach Unii Europejskiej.

Po przerwie referaty wygłosili **Dariusz Guzmański** i **Adam Stachowski** z firmy Fiorentini Polska, którzy omówili system do oczyszczania i zatłaczania biometanu własnej produkcji i przedstawili inwestycje zrealizowane na terenie Włoch i Francji w zakresie oczyszczania i zatłaczania biometanu do sieci gazowej. Zrobili również krótki przegląd technologii oczyszczania biogazu, ze szczególnym uwzględnieniem parametrów eksploatacyjnych.

Tematyka warsztatów cieszyła się dużym zainteresowaniem uczestników, co przejawiało się dużą liczbą pytań do prelegentów i ożywioną dyskusją.

Dziękujemy Państwu za udział w warsztatach, a prelegentom za chęć podzielenia się wiedzą z uczestnikami.

Paweł Filanowski, IGG

Izba Gospodarcza Gazownictwa
oraz Gdańska Fundacja Kształcenia Menedżerów wraz z Uniwersytetem Gdańskim,
we współpracy z IAE Aix-Marseille jako instytucją walidującą,
zapraszają do udziału

w XIX EDYCJI PROGRAMU

EXECUTIVE MBA **MASTER OF BUSINESS ADMINISTRATION** dla firm sektora gazowniczego, energetycznego, paliwowego i ciepłowniczego (GEPC)

Cechy wyróżniające Program Executive MBA

1. Program dostosowany do potrzeb menedżerów średnich i wyższych szczebli zarządzania w branży gazowniczej, naftowej, paliwowej i ciepłowniczey. Zawiera sesje poświęcone w całości zarządzaniu, pozostałe sesje nawiązują do funkcjonowania sektora gazowniczego, energetycznego, paliwowego i ciepłowniczego.
2. Zajęcia prowadzone przy wykorzystaniu metodologii ABL (*Activity Based Learning* – warsztatu partycypacyjnego), uznanej za najskuteczniejszą dla rozwijania kompetencji menedżerskich i kierowniczych.
3. Obszerne materiały i podręczniki prezentujące najnowsze osiągnięcia w dziedzinie zarządzania.
4. Wymiana wiedzy pomiędzy uczestnikami posiadającymi cenne doświadczenie firmowe i biznesowe w branży gazowniczej, naftowej, paliwowej i ciepłowniczey. Silna motywacja do uczenia się i rozwoju w gronie wyróżniających się menedżerów.
5. „Efekt sieci” – możliwość nawiązania i wzmocnienia relacji pomiędzy kluczowymi osobami w branży gazowniczej, naftowej, paliwowej i ciepłowniczey.
6. Program realizowany przez GFKM we współpracy z IGG od ponad 20 lat, uznawany za jeden z najlepszych i najbardziej praktycznych w Polsce.





SILNY KONCERN **MULTIENERGETYCZNY** TO BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE POLSKI I REGIONU

Połączony potencjał i kompetencje firm z sektora paliwowo - energetycznego **to stabilne dostawy surowców, szybszy dostęp do nowych technologii, bardziej atrakcyjna oferta dla klientów i większe korzyści dla akcjonariuszy.**

Jako Grupa ORLEN realizujemy ambitny plan inwestycyjny, obejmujący rozwój zero i niskoemisyjnej energetyki z wiatru i słońca, ale też biopaliw czy wodoru. **Teraz jeszcze skuteczniej napędzamy zieloną transformację Europy Środkowej.**