

grudzień 2021

Przegląd Gazowniczy

nr 4 (72)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA





Z okazji zbliżających się świąt Bożego Narodzenia
życzymy naszym Czytelnikom
miłych chwil spędzonych w gronie najbliższych,
spotkań z przyjaciółmi przy choince,
a w Nowym, 2022 Roku,
pomyślności w życiu osobistym
i sukcesów w pracy zawodowej

Zarząd, Komisja Rewizyjna i Biuro IGG
oraz
redakcja „Przeglądu Gazowniczego”

Dobiega końca już drugi rok życia jednostek, rodzin, społeczeństw w poczuciu zagrożenia pandemią. W skali globu. Mimo ogromnych programów ratunkowych na poziomie krajowym i międzynarodowym, efekty nie są budujące. Coraz to nowe ogniska kolejnych mutacji wirusa pogłębiają poczucie, że podejmowane działania nie przynoszą efektu.

Pandemia diametralnie zmieniła funkcjonowanie wszystkich obszarów naszego życia. Odczuwamy je – w znaczącej już skali – w gospodarce, na rynku pracy, w finansach publicznych, na rynkach paliw i energii, choć trzeba przyznać, że pandemia pokazała, jak duży potencjał ma nasza gospodarka. Mimo pracy zdalnej, absencji i wielu innych zawirowań rynkowych, wzrost gospodarczy jest imponujący.

W skali globalnej coraz częściej pojawiają się jednak głosy specjalistów – analityków gospodarczych, doradców biznesowych i psychologów, że najwyższy czas zacząć analizować skutki pandemii odczuwane na poziomie jednostki, społeczeństwa, biznesu czy gospodarki, aby móc wyciągnąć wnioski i odwrócić niekorzystne tendencje, które pojawiły się w okresie ostatnich, burzliwych miesięcy, a wreszcie trendy pozytywne. Odnoszę wrażenie, że te apele skłoniły do namysłu, do podejmowania prób powrotu do normalności, choć z ciągłym poczuciem piętna, jakie wyciska COVID-19.

Przez pryzmat działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa obserwuję ogromne zainteresowanie organizowanymi webinariami, jak liczne było grono uczestników XI Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS w Kielcach, jaką znakomitą frekwencją miały towarzyszące targom konferencje i warsztaty techniczne. Podobne zjawisko można obserwować w wielu organizacjach biznesowych. Najlepszym przykładem aktywności przedsiębiorców, organizacji społecznych i sektora finansowego jest aktywny

udział w zainicjowanych przez administrację rządową programach – porozumieniu wodorowym i biometanowym. W imponującym tempie powstały dwa porozumienia sektorowe, wytyczające nowe podejście do strategii energetycznej państwa, co nigdy wcześniej się nie zdarzyło. W tym numerze kwartalnika obszernie

omawiamy i komentujemy przyjęte i podpisane porozumienia. Z tym większą satysfakcją, że branża gazownicza i sektor energetyczny solidarnie pracują nad kreowaniem polskiego zielonego ładu. Stajemy się aktywnym uczestnikiem europejskiej strategii klimatycznej, potwierdzonej obiecującymi wynikami 26. sesji konferencji stron konwencji klimatycznej, wraz z 16. sesją spotkania stron Protokołu z Kioto oraz 3. sesją konferencji stron porozumienia paryskiego. Wynik COP 26 można uznać za ważny, bo uzgodniono przepisy dotyczące transparentności, mechanizmów współpracy międzynarodowej i wspólnych ram czasowych. Pokazują one wolę wszystkich państw świata do wspólnego przeciwdziałania zmianom klimatu, w sposób sprawiedliwy oraz z uwzględnieniem zróżnicowanych możliwości i potrzeb poszczególnych stron. Wskazując na dobre doświadczenia, w których braliśmy aktywny udział w mijającym roku, możemy ostrożnie wyrazić nadzieję, że naszą tegoroczną aktywnością wspieraliśmy pozytywne trendy. Życzę wszystkim, aby były skutecznie wzmacniane w 2022 roku.



Dr Robert Perkowski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Teresa Laskowska (Izba Gospodarcza Gazownictwa)
Rafał Pazura (PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.)
Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ-SYSTEM S.A.)
Marcin Poznań (PGNiG SA)
Anna Krupa-Cristescu (PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.)
Sławomir Lizak (EuRoPol GAZ s.a.)
Magdalena Wiciak (PSG sp. z o.o.)
Ewa Kukulska Zając (INiG-PIB)
Arkadiusz Piłat (Transition Technologies S.A.)
Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA S.A.)
Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)
Marta Szygenda (PGNiG SA)
Dariusz Kucel (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

04-120 Warszawa, ul. Gedymina 13/28
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 **Osiągnięcie celu klimatycznego 2030 nie jest możliwe bez gazownictwa** – Marek Niedużak
- 10 **Europejski Zielony Ład jako wyzwanie regulacyjne w kontekście dekarbonizacji sektora gazu ziemnego w Polsce** – Krzysztof Fal
- 14 **Od gazu ziemnego do zielonego. Biometan i wodór w strategii PGNiG** – Paweł Majewski
- 16 **Od porozumienia do działania – wyzwania przed wodorem i biogazem** – Grzegorz Tchorek
- 18 **Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu** – Maciej Szambelańczyk, Krzysztof Sikorski
- 19 **Gotowi na wodór** – Ireneusz Krupa
- 20 **Biometan – branża sama kreuje rozwiązania** – Paweł Filanowski
- 21 **Jesteśmy członkiem Europejskiego Sojuszu na rzecz Czystego Wodoru** – Marcin Kapkowski
- 21 **Myślenie strategiczne** – Teresa Laskowska
- 22 **Zaangażowanie Izby Gospodarczej Gazownictwa w rozwój sektora wodoru i biogazu** – Marcel Krzanowski, Adam Wawrzynowicz
- 25 **Czy wodór zastąpi gaz...** – Konrad Świrski

TECHNOLOGIE

- 26 **Optymalizacja pracy biogazowni z uwzględnieniem spektrometrycznej analizy substratów** – Magdalena Łapczyńska-Pierz, Jakub Rak, Paweł Niklewicz, Piotr Błach
- 28 **Charakterystyka biogazu rolniczego wytwarzanego w Polsce** – Jadwiga Holewa-Rataj, Ewa Kukulka-Zajac, Jacek Jaworski
- 52 **Ograniczenie emisji metanu z kopalń Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. do atmosfery** – Eugeniusz Krause, Artur Badyłak, Tadeusz Kubiczek
- 55 **Monitoring konstrukcyjny przebudowywanego gazociągu DN500 Goleniów–Police** – Wiesław Bereza, Sebastian Kowalik
- 60 **Technologie telekomunikacyjne w biznesie dystrybucji gazu** – Mariusz Sawicki
- 30 **TARGI TECHNIKI GAZOWNICZEJ EXPO-GAS 2021**

PGNiG SA

- 36 **Magazynowanie wodoru w kawernach solnych – znaczenie dla systemu elektroenergetycznego** Arkadiusz Sekściński, Tomasz Jarmicki, Monika Piech

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 38 **Prestiżowe wyróżnienie dla PGNiG Obrót Detaliczny**
- 39 **PGNiG podpisało nową umowę na dostawy LNG do warszawskich autobusów**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 **Dostęp do gazu w postaci LNG środkiem do rozwoju gazyfikacji**, Andrzej Żero

GAZ-SYSTEM

- 44 **Działalność laboratoryjna w GAZ-SYSTEM**

GAS STORAGE POLAND

- 46 **Gas Storage Poland w porozumieniu wodorowym**
- 46 **Zakończenie budowy klastra B w KPMG Kosakowo**

PGNiG TERMIKA

- 48 **Metan pod kontrolą**

EuRoPol GAZ s.a.

- 50 **System ciągłego monitoringu emisji spalin w tłoczniach gazu SGT EuRoPol GAZ s.a.**



30



44

NA OKŁADCE: Elektrownia Powiśle w Warszawie, galeria handlowa powstała w zrewitalizowanych budynkach starej elektrowni. Fot. A. Cymer

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Szanowni Państwo,
za nami czwarty kwartał 2021 roku, który był czasem intensywnych działań IGG. Poniżej informacje „w pigułce” o naszej działalności w tym okresie.

14 października br. w Warszawie odbyła się uroczystość podpisania przez przedstawicieli administracji publicznej, przedsiębiorców, świata nauki oraz jednostek otoczenia biznesu „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce.” Jednym ze 138 podmiotów, które złożyły podpis pod dokumentem była Izba Gospodarcza Gazownictwa. Porozumienie jest kontynuacją procesu, który rozpoczął się w lipcu 2020 roku wraz z podpisaniem „Listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej i zawarcia sektorowego porozumienia wodorowego”. To ważny krok w dążeniu do neutralności klimatycznej, obniżenia emisyjności gospodarki oraz zwiększania konkurencyjności polskich firm na rynkach międzynarodowych. Zgodnie z intencją stron, porozumienie stanie się kluczowym instrumentem wykonawczym Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku.

23 listopada br. odbyło się uroczyste podpisanie „Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”. Na zaproszenie ministra klimatu i środowiska przedstawiciele administracji rządowej oraz interesariusze sektora biogazu i biometanu, w tym IGG, podpisali dokument, którego celem jest wspieranie rozwoju sektora biogazu i biometanu w Polsce m.in. poprzez maksymalizację udziału polskich przedsiębiorców i technologii w łańcuchu dostaw na potrzeby budowy i eksploatacji krajowych biogazowni i biometanowni. Porozumienie zainicjowało Ministerstwo Klimatu i Środowiska „Listem intencyjnym o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”, podpisanym w październiku 2020 roku. Listopadowe wydarzenie umożliwia rozpoczęcie intensywnej współpracy podmiotów zainteresowanych budową i rozwojem tego sektora w Polsce.

18 listopada br. odbyło się zdalne spotkanie inaugurujące prace Zespołu ds. Kodeksu Dobrych Praktyk w Relacjach Inwestor–Wykonawca IGG. W skład zespołu wchodzi 50 osób, przedstawiciele czołowych podmiotów branży gazowniczej, a także zaproszeni do współpracy eksperci. Zespół pracuje nad rozszerzeniem i aktualizacją opracowanego w 2019 roku kodeksu, z koncentracją na obszarze inwestycyjnym. Celem projektu jest uzupełnienie KDP o nowe obszary – dotyczące prac projektowych, nadzoru inwestycyjnego, produkcji i dostaw urządzeń, cyfryzacji branży – oraz aktualizacja rekomendacji w zakresie m.in. prawa zamówień publicznych. Podstawą wypracowania udoskonaleń będą doświadczenia zdobyte w okresie ostatnich dwóch lat istnienia kodeksu w branży gazowniczej. Warto odnotować, że w bieżącym roku planowane jest zakończenie prac Komitetu Energii przy PZPB, który na podstawie doświadczeń sektora gazowniczego opracowuje własny zbiór dobrych praktyk. Dobre praktyki należy rozumieć jako uzgodniony między stronami kontraktów (inwestor–wykonawca–podwykonawcy) zbiór reguł postępowania służących ograniczeniu, zmniejszeniu prawdopodobieństwa lub skutków zagrożeń oraz maksymalizowaniu prawdopodobieństwa lub skutków szans. Najistotniejszym oczekiwanym rezultatem jest pogłębienie konstruktywnego dialogu między inwestorami a wykonawcami oraz poprawa efektywności działań realizowanych w ramach przedsięwzięć inwestycyjnych.

Zespół ds. Rozwoju Rynku Biometanu. Celem prac zespołu jest przygotowanie materiałów w zakresie „stworzenia rynku biometanu”. W wyniku dotychczasowych działań IGG zidentyfikowano wiele zagadnień stanowiących barierę dla funkcjonowania rynku biometanu w Polsce. Obecnie w ramach prac zespołu przygotowywane są opisy działań, które należy podjąć w celu zmaterializowania programu „Po-

rozumienia sektorowego w branży gazowniczej”.

7 października br. 26-osobowa grupa rozpoczęła zajęcia w ramach XVII edycji programu podyplomowych studiów menedżerskich Executive Master Of Business Administration dla firm sektora gazowniczego, energetycznego, paliwowego i ciepłowniczego, realizowanego we współpracy z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów i Uniwersytetem Gdańskim oraz walidowanego przez Institut d'Administration des Entreprises Aix-Marseille. Wszystkim uczestnikom programu MBA życzymy sukcesów oraz nowych i ciekawych doświadczeń w najbliższych dwóch latach zajęć.

W okresie ostatnich trzech miesięcy Biuro IGG przekazało do konsultacji zrzeszonym w IGG firmom 20 projektów aktów prawnych (stan na 7.12.2021 roku), w tym m.in.:

- projekt rozporządzenia MKiŚ w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w 2022 roku,
- projekt rozporządzenia MRPIIT w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakie powinny spełniać rurociągi przesyłowe transportujące materiały niebezpieczne o właściwościach trujących, żrących lub palnych,
- projekt rozporządzenia MKiŚ, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego,
- projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” oraz niektórych innych ustaw,
- projekt rozporządzenia MKiŚ w sprawie wskaźnika emisji gazów cieplarnianych dla energii elektrycznej,
- projekt rozporządzenia MF, zmieniającego rozporządzenie w sprawie towarów i usług, dla których obniża się stawkę podatku od towarów i usług, oraz warunków stosowania stawek obniżonych.

Przekazaliśmy również członkom IGG informacje dotyczące konsultacji Komisji Europejskiej w zakresie:

- cyfryzacji sektora energetycznego – plan działania,
- konsultacji KE dotyczących rozporządzenia delegowanego w sprawie projektów transgranicznych w obszarze OZE.

W IGG przygotowano i przekazano do Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii: „Opracowanie dotyczące możliwości dalszego wykorzystywania gazu ziemnego do celów komunalnych”, wraz z uzasadnieniem merytoryczno-technicznym, „Propozycję zmian regulacyjnych niezbędnych do wprowadzenia w Polsce w celu utrzymania możliwości dalszego wykorzystywania gazu ziemnego do celów komunalnych” oraz analizę prawną dotyczącą oceny kluczowych wniosków legislacyjnych zgłoszonych w ramach pakietu legislacyjnego *Fit for 55*, istotnych z punktu widzenia gazownictwa i rozwoju gospodarki wodorowej.

Pod koniec trzeciego kwartału (15–16 września) wspólnie z Targami Kielce IGG zorganizowała Targi EXPO-GAS. Podczas dwudniowych targów zwiedzający mieli okazję zapoznać się z najnowszymi produktami i rozwiązaniami polskich firm produkcyjnych i usługowych (61 wystawców) działających w obrębie gazownictwa i energetyki. Halę odwiedziło ponad 2700 zwiedzających. Podczas pierwsze-



Agnieszka Luty

dokończenie na str. 24

● **3 grudnia br.** Bank Ochrony Środowiska w ramach realizacji swojej strategii ESG dołączył do inicjatywy *Science Based Targets*. SBTi jest międzynarodowym partnerstwem pomiędzy *Carbon Disclosure Project* (CDP), programem ONZ *Global Compact* (UNGC), Światowym Instytutem Zasobów (WRI) i Światowym Funduszem na rzecz Przyrody (WWF), którego celem jest promocja działań zmierzających do ochrony klimatu, w tym do obniżenia śladu węglowego.

● **30 listopada br.** BGK podpisał umowę administracyjną z Komisją Europejską i będzie na jej podstawie wdrażał instrument wsparcia pn. *The Connecting Europe Facility, Alternative Fuel Infrastructure Facility* (CEF AFIF). Pieniądze przyznawane przez Komisję Europejską zasilą inwestycje rozwijające innowacyjny i przyjazny dla środowiska transport. Wsparcie dotyczy projektów wpływających na rozwój infrastruktury transportowej związanej z wykorzystaniem paliw alternatywnych (takich jak wodór, energia elektryczna i LNG). O bezwrotne wsparcie UE będzie można ubiegać się w latach 2021–2023, a pula dostępnych środków z CEF AFIF wynosi 1,2 mld euro.

● **29 listopada br.** PKN ORLEN i PGNiG kontynuują prace nad projektem dotyczącym budowy bloku gazowo-parowego w Ostrołęce. Spółki podpisały aneks do umowy, zgodnie z którym do końca 2022 roku wypracują optymalne warunki współpracy przy realizacji tej strategicznej inwestycji dla bezpieczeństwa energetycznego Polski. Blok energetyczny Ostrołęka C będzie stabilnym i nowoczesnym źródłem energii elektrycznej pochodzącej z gazu ziemnego, umożliwiającym bilansowanie energii ze źródeł odnawialnych.

● **29 listopada br.** GAZ–SYSTEM rozpoczął wiążącą procedurę *Open Season* FSRU która ma na celu weryfikację zainteresowania uczestników rynku mocą regazyfikacji Terminalu FSRU poprzez złożenie wiążących długoterminowych zamówień na korzystanie z usług regazyfikacji FSRU, co uzasadni realizację wskazanego przez GAZ–SYSTEM projektu.

Projekt zakłada umiejscowienie w rejonie Gdańska pływającej jednostki FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*), zdolnej do wyładunku LNG, procesowego składowania i regazyfikacji LNG. Terminal FSRU ma być przystosowany do prowadzenia procesu regazyfikacji w ilości 6,1 mld m³ paliwa gazowego rocznie.

● **29 listopada br.** GAZ–SYSTEM zawarł pierwszą umowę z wykonawcą na budowę odcinka gazociągu, który biegnie od Rawy Mazowieckiej do Wronowa. Cały gazociąg Gustorzyn–Wronów – o długości 308 km – zwiększy bezpieczeństwo i ciągłość zasilania odbiorców paliwem gazowym w centralnej Polsce. Jego zadaniem jest połączenie węzła i budowanej tłoczni gazu w Gustorzynie z węzłem i tłocznią we Wronowie.

● **26 listopada br.** Zgromadzenie Ogólne organizacji *European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSO), zrzeszającej operatorów systemów przesyłowych gazu z państw Unii Europejskiej, wybrało nowego dyrektora generalnego. Został nim Piotr Kuś, który pełni stanowisko zastępcy dyrektora Pionu Rozwoju Rynku Gazu w GAZ–SYSTEM. Ze spółką związany jest on od 2008 roku.

● **25 listopada br.** Po pierwszych dziewięciu miesiącach 2021 roku Grupa Kapitałowa PGNiG miała prawie 37,5 mld zł przychodów, wynik EBITDA wyniósł około 7,4 mld zł, a zysk netto 3,1 mld zł. Sprzedaż gazu sięgnęła ponad 24 mld m sześci., co oznacza 8-procentowy wzrost rok do roku.

● **25 listopada br.** Arkadiusz Chmielewski został nowym prezesem grupy Apator. Jest on absolwentem Wydziału Mechanicznego Politechniki Gdańskiej. Od 2019 roku pełni funkcję członka zarządu Apator, odpowiadając za rozwój biznesu grupy. Jednocześnie związany jest ze spółką Apator Metrix (zależną od Apator SA), w której od 1993 roku w ramach

zajmowanych stanowisk odpowiadał m.in. za procesy restrukturyzacji spółki, rozwój i optymalizację portfela wyrobów, wdrożenie nowych technologii opomiarowania gazu oraz ekspansję na rynki zagraniczne. Od 2002 roku pełni funkcję prezesa tej spółki, jednak w związku z przejściem obowiązków prezesa Apator SA nie będzie jej dalej sprawował. **W pierwszych trzech kwartałach 2021 roku grupa Apator zanotowała 64,2 mln zł zysku netto, o 30 proc. więcej niż rok wcześniej.**

● **23 listopada br.** Na zaproszenie minister klimatu i środowiska przedstawiciele administracji rządowej oraz interesariusze sektora biogazu i biometanu podpisali „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”. Jego celem jest wspieranie rozwoju



tych sektorów w Polsce. Podpisany dokument pomoże w maksymalizacji tzw. *local content*, czyli udziału polskich przedsiębiorców i technologii w łańcuchu dostaw na potrzeby budowy i eksploatacji krajowych biogazowni i biometanowni oraz rozwoju rynku i powszechnego zastosowania biogazu i biometanu w gospodarce.

● **18 listopada br.** wykonano ostatni spaw na gazociągu łączącym wybrzeża Danii i Polski. Oznacza to zakończenie najważniejszego etapu prac w projekcie *Baltic Pipe*.

– *Za nami budowa części podmorskiej Baltic Pipe na Morzu Bałtyckim. Ten dzień znacząco zbliża nas do osiągnięcia pożądanego, bezpiecznego zróżnicowania źródeł dostaw do Polski w 2022 roku. Przepustowość*



Symposium

„Polski zielony ład – program gazownictwa”

Zakopane, 14–16 stycznia 2022

Piątek, 14 stycznia

Nowe kierunki ładu gospodarczego

Porozumienie wodorowe

Porozumienie biogazowe

Otoczenie instytucjonalne zielonego ładu

Sektor finansowy dla klimatu

Samorządy dla klimatu

Kierunek zeroemisyjności w TGE

Sobota, 15 stycznia

Programy wspierające zieloną innowacyjność

Programy wsparcia NCBR

Programy wsparcia PFR i PFR Venture

Programy wsparcia NFOŚ

Z powodu obostrzeń covidowych wprowadzono limit uczestników

Szczegółowe informacje: www.igg.pl

Baltic Pipe wyniesie 10 mld m sześć. rocznie, co jest porównywalne z ilością gazu odbieranego przez Polskę w ramach wieloletniego kontraktu z rosyjskim Gazpromem, który wygaśnie w grudniu 2022 roku – podkreślił Piotr Naimski, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej.

– Ułożenie gazociągu na dnie morza było najbardziej wymagającą organizacyjnie i technicznie częścią Baltic Pipe. Etap ten ukończyliśmy zgodnie z wcześniejszymi deklaracjami i zaplanowanym harmonogramem. Przed nami są jeszcze testy, próby techniczne i odbiory. Na prace te mamy około roku, tak aby od 1 października 2022 roku móc rozpocząć komercyjny przesył gazu z szelfu norweskiego do Polski – powiedział Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ–SYSTEM. Podczas budowy około 275-kilometrowego gazociągu na obszarach morskich Danii, Szwecji i Polski GAZ–SYSTEM wykorzystał ponad 22 000 rur o średnicy nominalnej 900 milimetrów. Wszystkie zespawano i ułożono na dnie Morza Bałtyckiego przez wyspecjalizowane jednostki pływające. Castorone był największym z trzech statków wykorzystanych do budowy gazociągu. W 35 dni ułożył on około 150 km gazociągu na wodach głębokich. Drugi statek – Castoro Sei – zbudował około 104 km na wodach Polski i Danii, natomiast Castoro 10 – około 20 km na płytszych wodach u wybrzeża duńskiego. W trakcie prac statki były aktywne na morzu przez 24 godziny na dobę. W prace zaangażowano około 1100 osób, a wymiana załóg odbywała się między innymi z użyciem śmigłowca.

Wykorzystano też około 35 innych jednostek pływających: dowożących rury do statków układających je na dnie morza, pogłębiających dno morskie, zrzucających materiał skalny oraz badających dno z wykorzystaniem zdalnie sterowanych robotów podwodnych. Podczas układania gazociągu wykonano też wszystkie niezbędne skrzyżowania z infrastrukturą podmorską stron trzecich, a każde z nich zostało odpowiednio zabezpieczone.

W ramach prac morskich wydrążono też dwa tunele w miejscach wyjścia gazociągu podmorskiego na ląd. W Polsce tunel ma długość około 600 metrów, a w Danii około 1000 metrów.

● **17 listopada br.** podczas trzeciej edycji konferencji Kod Innowacji ogłoszono laureatów konkursu Lider Innowacji 2021 według GS1 Polska. Zwycięzcą w kategorii „Duże przedsiębiorstwa” została Polska Spółka Gazownictwa. Nagrody przyznało niezależne jury złożone z ekspertów i autorytetów branżowych. Celem konkursu jest wyróżnienie najbardziej innowacyjnych wdrożeń globalnych standardów GS1, czyli unikalnych kodów składających się z 22 cyfr, które na co dzień najczęściej używane są w handlu czy logistyce. Polska Spółka Gazownictwa została doceniona za wdrożenie numeracji punktów dostawy gazu. – Dzięki wprowadzonym zmianom został zunifikowany i uporządkowany system identyfikacji gazomierzy około 7,4 mln odbiorców, których na co dzień obsługujemy. Wpływie to na automatyzację naszych działań związanych z odczytywaniem liczników gazu, a także szybszą realizację nowych inwestycji – podkreślił Robert Więckowski, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa. Do rywalizacji w trzeciej edycji konkursu zgłosiły się m.in. międzynarodowe sieci oraz przedstawiciele sektora e-commerce. Nagrodę w imieniu Zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa odebrał Paweł Pernal, zastępca dyrektora departamentu teleinformatyki.

● **16 listopada br.** Federalna Agencja ds. Sieci (BNetzA) poinformowała o zawieszeniu postępowania certyfikacyjnego w sprawie operatora gazociągu Nord Stream 2. Przyczyną zawieszenia jest fakt, że Nord Stream 2 AG na obecnym etapie postępowania nie spełnia kryteriów przewidzianych dla niezależnego operatora systemu przesyłowego, a konkretnie kryterium zorganizowania operatora w formie prawnej zgodnej

z prawem niemieckim. – Decyzja BNetzA potwierdza skuteczność działań procesowych GK PGNiG. Niemiecki organ regulacyjny przychylił się do naszego stanowiska, że spółka Nord Stream 2 AG – jako spółka prawa szwajcarskiego – nie może być operatorem systemu przesyłowego – skomentował **Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG SA.**

● **15 listopada br.** Polska Spółka Gazownictwa, Oddział Zakład Gazowniczy w Szczecinie podpisała umowę z firmą G-TERM ENERGY sp. z o.o. o przyłączenie do sieci gazowej Geotermii Stargard. Instalacja w Stargardzie jest drugą w Polsce pod względem produkcji ciepła geotermią. Dostarcza ciepłą wodę użytkową dla mieszkańców miasta i pokrywa ponad 30% zapotrzebowania sieci miejskiej w Stargardzie. Obecnie, we współpracy z NFOŚiGW i przy dofinansowaniu z funduszy UE, realizowany jest projekt rozbudowy instalacji geotermalnej. Pozwoli on prawie dwukrotnie zwiększyć produkcję ekologicznego ciepła.

● **14 listopada br.** W okresie 31 października–13 listopada 2021 roku w Glasgow odbyła się 26. sesja konferencji stron konwencji klimatycznej, wraz z 16. sesją spotkania stron Protokołu z Kioto oraz 3. sesją konferencji stron porozumienia paryskiego. W wydarzeniu udział wzięła delegacja Polski pod przewodnictwem Mateusza Morawieckiego, prezesa Rady Ministrów, który uczestniczył w szczycie liderów, oraz Anny Moskwy, minister klimatu i środowiska. Głównymi celami szczytu było przyjęcie przez strony brakujących przepisów wykonawczych do porozumienia paryskiego oraz – zgodnie z zapowiedziami brytyjskiej prezydencji – podjęcie zobowiązań utrzymujących możliwość ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5°C powyżej średniej temperatury z okresu sprzed uprzemysłowienia. W tym świetle należy wynik COP 26 uznać za sukces – uzgodniono przepisy dotyczące transparentności, mechanizmów współpracy międzynarodowej i wspólnych ram czasowych. Przyjęta deklaracja końcowa wskazuje zaś na konieczność podejmowania działań służących ograniczeniu globalnych emisji do 2030 roku o 45 proc. w porównaniu z 2010 rokiem oraz zbliżenie się do neutralności klimatycznej w połowie XXI wieku. Instrumentami realizacji tych działań będzie między innymi szybkie budowanie czystych mocy wytwórczych w energetyce, przyspieszenie odchodzenia od stosowania w tym celu węgla bez wychwytu CO₂, przyspieszone wycofywanie nieefektywnych subsydiów dla paliw kopalnych, ograniczanie emisji pozostałych gazów cieplarnianych, a także lepsze uwzględnianie wyników badań naukowych w procesie stanowienia polityki.

Pakt klimatyczny z Glasgow jest pierwszym w historii porozumieniem klimatycznym. Wyraźnie napisano w nim o redukcji emisji z węgla – paliwa, które w największym stopniu przyczynia się do powstawania gazów cieplarnianych. W tekście deklaracji końcowej kraje zgodziły się na zwrot mówiący o stopniowym zmniejszaniu, a nie wycofywaniu węgla. Mimo osłabienia zapisu dotyczącego węgla wskazywane jest jednak to, że po raz pierwszy węgiel jest wymieniony z nazwy w tego typu dokumentach ONZ.

Podkreślono także, że transformacja ku neutralności klimatycznej musi mieć charakter sprawiedliwej, a istotną rolę będzie miała ochrona przyrody i ekosystemów jako naturalnych pochłaniaczy dwutlenku węgla. Polska przyłączyła się w trakcie COP 26 do wielu inicjatyw zaproponowanych przez prezydentkę brytyjską. Zadeklarowała tym samym wolę stopniowego odejścia od korzystania z węgla przy wytwarzaniu energii, w sposób sprawiedliwej społecznie oraz w zgodzie z przyjętymi dokumentami strategicznymi i uzgodnieniami społecznymi, a także chęć wspierania działań w zakresie czystej mobilności, ochrony lasów i gleb oraz sprawiedliwej transformacji. Ministerstwo Klimatu i Środowiska wyraża zadowolenie z ustaleń podjętych na COP 26. Pokazują one wolę wszystkich państw

do zakończenia na str. 62

Osiągnięcie celu klimatycznego 2030 nie jest możliwe bez gazownictwa

Marek Niedużak

Nie ulega wątpliwości, że największym wyzwaniem stojącym dziś przed Unią Europejską, a więc i przed Polską, jest zielona transformacja. Przypomnijmy, że w grudniu 2020 roku Rada Europejska zatwierdziła wiążący unijny cel redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 roku (w porównaniu z 1990 rokiem). Jest to etap pośredni na drodze do osiągnięcia pełnej neutralności klimatycznej w 2050 roku. Unia ma wówczas stać się pierwszym neutralnym klimatycznie obszarem na naszej planecie.

W związku z tym w lipcu 2021 roku Komisja Europejska opublikowała tzw. pakiet *Fit for 55*. Jest to bardzo obszerny pakiet legislacyjny, który obejmuje 13 propozycji aktów prawnych dotyczących różnych sektorów gospodarki i polityk: klimatycznej, energetycznej, transportowej, podatkowej oraz wymiaru społecznego zielonej transformacji. Jego wdrożenie będzie miało wpływ na całą gospodarkę.

Transformacja niskoemisyjna to ogromna szansa dla Unii Europejskiej, aby stać się globalnym liderem w zakresie innowacyjnych technologii energetycznych. Wiąże się to jednak z koniecznością elektryfikacji wszystkich procesów gospodarczych. Będzie to możliwe tylko przy wykorzystaniu dużej ilości prądu generowanego ze źródeł zeroemisyjnych, takich jak atom czy OZE, bo energia z paliw kopalnych będzie znacznie droższa.

Trzeba mieć przy tym świadomość, że – jak wskazuje m.in. Polski Instytut Ekonomiczny – osiągnięcie zerowej emisji gazów cieplarnianych do 2050 roku nie uda się bez radykalnego podwyższenia poziomu inwestycji. Wymagać to będzie zaangażowania zarówno sektora publicznego, jak i prywatnego – w tworzeniu infrastruktury czy w finansowaniu rozwoju technologii i innowacyjności – na zupełnie bezprecedensową skalę.

Aby lepiej tę skalę zrozumieć, warto sobie zdać sprawę z następujących wyliczeń. Brukselski *think tank* Bruegel szacuje, że osiągnięcie samego „tylko” celu pośredniego, czyli wspomnianej już powyżej 55-procentowej redukcji emisji do 2030 roku, będzie wymagało zwiększenia inwestycji z 683 mld euro rocznie w ostatniej dekadzie do 1040 mld euro rocznie w latach 20. XXI wieku. Z kolei KE w swoim dokumencie *2021 Strategic Foresight Report* ocenia, że potrzeba dodatkowych inwestycji – niezbędnych do osiągnięcia celów klimatycznych i środowiskowych wyznaczonych na 2030 rok – kształtuje się na poziomie 470 mld euro rocznie. Dodatkowe nakłady finansowe w energetyce i transporcie mogą wynieść około 2 proc. PKB.

Co ciekawe, to nie energetyka, ale właśnie drugi z wymienionych powyżej sektorów gospodarki, czyli transport, poniosłby najwyższe koszty transformacji. Będzie tak, dlatego że jedną z propozycji Komisji Europejskiej w ramach pakietu *Fit for 55*

jest objęcie paliw używanych w transporcie i ogrzewaniu budynków mieszkalnych systemem uprawnień do emisji CO₂. Przy zachowaniu trendu mobilności w sektorze drogowym dojście do neutralności klimatycznej dla transportu wymusi całkowitą wymianę floty głównie na pojazdy hybrydowe lub elektryczne (a w przyszłości zapewne też wodorowe). Jednocześnie, zgodnie z założeniami unijnej polityki klimatycznej, działania w tym obszarze prawdopodobnie mogą rozpocząć się wcześniej niż w innych sektorach gospodarki. Należy się bowiem spodziewać, że w najbliższej dekadzie ogólne koszty posiadania większości zelektryfikowanych pojazdów powinny zrównać się z kosztami dla samochodów z napędem spalinowym.

Tymczasem dzisiaj samochody na polskich drogach to niemal wyłącznie pojazdy z napędem spalinowym. Daje to pewne pojęcie o rozmiarze czekających nas wydatków w tym obszarze. Na 38 mln mieszkańców przypada prawie 30 mln pojazdów, co oznacza, że Polska jest jednym z najbardziej zmotoryzowanych krajów w Europie. Przy tym prawie dwie trzecie nowo rejestrowanych pojazdów pochodzi z drugiej ręki, nasz kraj jest więc równocześnie największym importerem pojazdów używanych. To zresztą właśnie pojazdy osobowe generowały aż 53 proc. wszystkich emisji w ramach tego sektora (dane za 2017 rok). Z kolei samochody ciężarowe i dostawcze odpowiadały odpowiednio za 35 i 10 proc. emisji. Pozostałe emisje, za które odpowiada sektor transportu, pochodzą z transportu kolejowego i lotniczego.

Drugim najbardziej kosztochłonnym pod kątem dekarbonizacji sektorem byłoby szeroko rozumiane budownictwo. Przypomnijmy, że również ogrzewanie budynków mieszkalnych miałyby zostać włączone w system uprawnień do emisji CO₂. W tym kontekście należy pamiętać, że obiekty budowlane w Polsce wygenerowały więcej emisji CO₂ niż transport (dane za 2017 rok). Co ciekawe, spośród tych emisji aż 84 proc. pochodziło z sektora mieszkaniowego, a jedynie 16 proc. z komercyjnego. Dwie trzecie tych emisji powstało na skutek ogrzewania pomieszczeń i podgrzewania wody w 13 mln polskich gospodarstwach domowych i obiektów komercyjnych. Aż 61 proc.

stanowią emisje generowane przez piece opalane węglem, a pozostała jedna trzecia emisji pochodzi z ciepłownictwa. Ogromne znaczenie ma też to, że nieruchomości w Polsce znacznie różnią się od siebie pod względem wydajności energetycznej. Prawie połowa budynków została zbudowana przed 1970 rokiem i charakteryzują się one stosunkowo dużym średnim zapotrzebowaniem na ciepło. Bardziej wydajne energetycznie, w porównaniu z innymi, są natomiast obiekty nowsze.

Pod względem kosztów związanych z zieloną transformacją sektor energetyczny znalazłby się dopiero na trzecim miejscu. Polski mix energetyczny wciąż w około 70 proc. opiera się na węglu. „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku”, w duchu transformacji klimatycznej, zakłada stopniowe odchodzenie od węgla w ten sposób, aby na koniec obecnej dekady jego udział w strukturze zużycia energii brutto nie przekraczał 56 proc. W związku z tak dużym uzależnieniem od węgla to właśnie w sektorze energetycznym lokuje się bardzo duży potencjał ograniczania emisji. W tym obszarze mamy też do czynienia z dostępnością technologii niskoemisyjnych. Stopniowy wzrost znaczenia OZE pozwoli znacząco ograniczyć spalanie paliw ko-

Jak wskazuje m.in. Polski Instytut Ekonomiczny, osiągnięcie zerowej emisji gazów cieplarnianych do 2050 roku nie uda się bez radykalnego podwyższenia poziomu inwestycji. Wymagać to będzie zaangażowania zarówno sektora publicznego, jak i prywatnego – w tworzeniu infrastruktury czy w finansowaniu rozwoju technologii i innowacyjności – na zupełnie bezprecedensową skalę.

palnych, a wraz z rozwojem magazynów energii będzie podstawą zmiany struktury mixu energetycznego. Jednak w polskich realiach osiągnięcie neutralności klimatycznej bez udziału elektrowni jądrowych ma niewielkie szanse powodzenia. Oczywiście, energetyka jądrowa nie powinna stanowić alternatywy dla innych działań w kierunku transformacji energetycznej. Ale jej znaczenie jest nieodzowne, szczególnie tam, gdzie dużą część energii elektrycznej – tak jak w Polsce – pozyskuje się z paliw kopalnych, a jednocześnie zachodzi potrzeba technologii stabilizującej działanie systemu energetycznego. Zgodnie z dokumentem rządowym „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku”, koszt transformacji polskiej energetyki w latach 2021–2040 szacowany jest na 1,6 bln zł.

Na koniec kilka uwag o błękitnym paliwie. Gaz ziemny jest paliwem niskoemisyjnym, którego wykorzystanie może, i powinno, znacząco przyczynić się do osiągnięcia celów unijnej polityki klimatycznej. W tej perspektywie traktowany jest jednak jako paliwo przejściowe, które umożliwi transformację sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego w kierunku zeroemisyjnym. Również infrastruktura paliw tradycyjnych ma być etapem przejściowym do szerokiego wykorzystania rozwiązań zeroemisyjnych w transporcie (w tym elektromobilności i wodoromobilności). Warto podkreślić, że większa dostępność gazu

ziemnego powinna umożliwić jego wykorzystanie w sektorze energetycznym, między innymi w celu budowy mocy rezerwowych dla bilansowania energetyki odnawialnej oraz na potrzeby kogeneracji. Wpłynęłoby to na zmniejszanie się oddziaływania sektora energii na środowisko (zwłaszcza przeciwdziałając zanieczyszczeniu powietrza przez tzw. niską emisję).

W tym kontekście jest zrozumiałe, dlaczego Polska, wraz z wieloma innymi krajami, zabiega na forum unijnym o uwzględnienie w toku transformacji energetycznej istotnej roli gazu i energetyki jądrowej. Zgodnie z przyjętymi przez Radę Europejską konkluzjami z 11 grudnia 2020 roku, Polska podkreśla konieczność respektowania prawa państw członkowskich do wyboru najodpowiedniejszych technologii pozwalających wspólnie osiągnąć cel klimatyczny w 2030 roku, w tym przy uwzględnieniu technologii przejściowych, takich jak oparte na gazie.

Na zakończenie chciałbym podkreślić, że celem mojej prezentacji nie jest całościowe omówienie pakietu *Fit for 55*. Skala tego zadania znacznie przekraczała zakres wystąpienia. Co więcej, prace nad pakietem są wciąż w toku, więc za wcześnie jeszcze na podsumowanie jego ostatecznego kształtu. Nie chodzi tu również o omówienie koniecznych działań osłonowych, takich np. jak powołanie unijnego Funduszu Społecznego na rzecz Działań w Dziedzinie Klimatu. Tego typu działania osłonowe muszą towarzyszyć transformacji energetycznej po to, aby choć w pewnej mierze równoważyć związane z nią ryzyka w postaci m.in. utraty konkurencyjności przez gospodarkę europejską, zwiększenia ubóstwa energetycznego czy zapaści tradycyjnych regionów wydobywczych. Ryzyka te z polskiej perspektywy są zresztą tym bardziej doniosłe, że nie rozkładają się symetrycznie w całej Unii Europejskiej. Wiele wskazuje na to, że koszt nowego systemu uprawnień do emisji CO₂ będzie znacznie wyższy w krajach Europy Środkowej i Północnej, gdzie wydatki na ogrzewanie stanowią co roku w zimie istotne obciążenie dla budżetów gospodarstw domowych. A nie powinno być przecież jakichkolwiek wątpliwości co do tego, że transformacja energetyczna musi być sprawiedliwa. Powinniśmy w równym stopniu chronić konkurencyjność europejskiego przemysłu, jak i dbać o społeczną akceptację dla transformacji energetycznej. To wszystko są jednak zagadnienia daleko wykraczające poza ramy tej prezentacji. Dlatego chciałbym, aby tych kilka powyższych spostrzeżeń – z jednej strony – przysłużyło się do lepszego zrozumienia skali zadania, jakie postawiła sobie Unia Europejska w postaci tak ambitnych celów redukcji emisji gazów cieplarnianych. Z drugiej strony chodziło o to, aby na kilku przykładach pokazać, jak wielki wpływ na różne dziedziny życia gospodarczego – nie tylko na sektor energetyczny – będzie miał pakiet *Fit for 55*.

Marek Niedużak, doktor nauk prawnych i adwokat, podsekretarz stanu w Ministerstwie Rozwoju i Technologii

Artykuł jest zredagowaną wersją wystąpienia podczas otwarcia konferencji „Zielone gazownictwo – wyzwania systemowe i technologiczne”, zorganizowanej w ramach Targów Techniki Gazownictwa EXPO-GAS 2021 w Kielcach.

Bibliografia: „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku”, materiały analityczne Ministerstwa Rozwoju i Technologii, materiały analityczne i raporty Polskiego Instytutu Ekonomicznego.

Europejski Zielony Ład jako wyzwanie regulacyjne w kontekście dekarbonizacji sektora gazu ziemnego w Polsce

Krzysztof Fal

W ostatnich latach można zaobserwować znaczący wzrost zainteresowania administracji publicznej rozwojem nowoczesnych technologii niskoemisyjnych w energetyce, w tym w sektorze gazowym. Konieczność dostosowywania ram regulacyjnych w celu wykształcenia odpowiedniego rynku dla produktów niskoemisyjnych dodatkowo stymulowana jest rosnącą presją ze strony społeczeństwa, coraz bardziej zainteresowanego kwestiami klimatu, a także rosnącym poziomem ambicji klimatycznej Unii Europejskiej.

Jednym z kluczowych wydarzeń dla europejskiej polityki klimatycznej bez wątpienia były wybory europejskie w 2019 roku. Wynik tych wyborów pierwszy raz spowodował bowiem stanowcze osłabnięcie dotychczas głównych rozgrywających w europejskiej polityce (Europejskiej Partii Ludowej oraz Socjalistów i Demokratów), którzy utracili miejsca na rzecz Partii Zielonych (oraz partii o programie eurosceptycznym, co jednak jest mniej istotne z punktu widzenia rozważań w tym artykule)¹. Co więcej, znacząco wzrosła klimatyczna świadomość europejskich wyborców, zwłaszcza w wieku poniżej 30 lat², a więc stanowiących atrakcyjną grupę docelową praktycznie dla wszystkich partii politycznych. W związku ze zmianami w składzie Parlamentu Europejskiego wzmocnienie dyskursu klimatycznego również było dostrzegalne w wystąpieniach desygnowanej na przewodniczącą Komisji Europejskiej Ursuli von der Leyen, która – zabiegając o szerokie poparcie w Parlamencie Europejskim – politykę klimatyczną uczyniła jednym z priorytetów dla Komisji Europejskiej. Konsekwencją tych działań było przyjęcie przez Komisję Europejską komunikatu Europejski Zielony Ład³, w którym przedstawiony został cel osiągnięcia przez Unię Europejską neutralności klimatycznej netto do 2050 roku.

Opisane powyżej wydarzenia na szczeblu europejskim nie pozostały bez wpływu na politykę klimatyczno-energetyczną polskiego rządu. Dodatkowym stymulantem dla zwiększenia poziomu ambicji Polski były zobowiązania – nałożone na państwa członkowskie – opracowania zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu na podstawie art. 3 rozporządzenia w sprawie zarządzania unią energetyczną⁴. Dodatkowo, wypracowana w 2021 roku „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku”⁵ określa wieloletnie założenia dla polityki energetycznej Polski, w tym również w zakresie zwiększania udziału energii odnawialnej w krajowym sektorze energetycznym, także w sektorze gazu ziemnego. W konsekwencji nowych strategii energetycznych zobowiązano się m.in. do zapewnienia zdolności technicznych

do przesyłania 10% mieszanin gazów zdekarbonizowanych do 2030 roku.

Jak rozumieć cel PEP 2040 w zakresie gazu?

Po pierwsze, mimo że PEP 2040 posługuje się zamiennie dwoma terminami na określenie celu w zakresie sieci gazowej (tj. udział gazów zdekarbonizowanych lub gazów innych niż gaz ziemny)⁶, cel ten należy traktować jednorodnie, to znaczy jako zatłaczanie gazów pozwalających na dekarbonizację sieci gazowej poprzez ograniczenie średniej emisyjności spalanego paliwa. Głównymi substancjami mogącymi pozwolić na taką dekarbonizację jest obecnie biometan (którego zatłaczanie, pod warunkiem odpowiedniego oczyszczenia, jest już technicznie możliwe) oraz wodór, od pewnego czasu stanowiący jeden z głównych obszarów zainteresowania energetycznych instytutów badawczych. Prace te w coraz większym zakresie finansowane są przez instytucje europejskie za pośrednictwem dostępnych instrumentów finansowych. Warto również zauważyć, że zainteresowanie rozwojem technologii wodorowych jest w Unii Europejskiej znacznie starsze niż idea Europejskiego Zielonego Ładu i dotychczas przejawiało się między innymi poprzez powołanie wspólnego przedsięwzięcia instytucji europejskich, przedstawicieli środowisk badawczych i przemysłu⁷.

PEP 2040 posługuje się pojęciem zapewnienia zdolności technicznych dla transportu 10-procentowej mieszaniny gazu ziemnego i gazów zdekarbonizowanych. W związku z tym dla realizacji celu określonego w PEP 2040 kluczowe znaczenie będą miały działania, które zapewnią techniczne zdolności, a nie sam fakt przesyłania określonej mieszaniny tymi sieciami.

Intencję polityki energetycznej należy jednak rozpatrywać znacznie szerzej, tj. jako przejaw zainteresowania Polski rozwojem sektora gazów zdekarbonizowanych oraz wykorzystania istniejącej i rozwijanej infrastruktury gazowej do budowania rynku dla gazów zdekarbonizowanych, a w konsekwencji dla ograniczenia kosztów związanych z rozwojem tego rynku w Polsce.

Cele w zakresie zatłaczania gazów zdekarbonizowanych – wyzwania

W zakresie regulacji europejskich dla funkcjonowania sieci gazowej podstawowe znaczenie mają akty prawne wchodzące w skład tzw. III pakietu energetycznego, w tym przede wszystkim dyrektywa 2009/73⁸ (dalej: dyrektywa 2009/73) oraz rozporządzenie 2009/715⁹. Akty te ustanawiają kluczowe dla funkcjonowania europejskiego rynku gazu zasady, takie jak zasada niedyskryminacyjnego dostępu stron trzecich do infrastruktury gazowej (tak zwana zasada TPA). Zasady konkurencji przewidziane dla sieci gazowej oraz samego gazu ziemnego określone w tych aktach prawa europejskiego znajdują, w pewnym zakresie, zastosowanie do samego biogazu¹⁰. Niemniej jednak w przypadku producentów biogazu zastosowanie przepisów regulujących dostęp do sieci gazowej zostało przez ustawodawcę europejskiego w pewnym stopniu ograniczone, na co wskazuje między innymi motyw 41 dyrektywy 2009/73, który wyraźnie nakazuje uwzględnianie „niezbędnych wymagań jakościowych”, co samo w sobie stanowi barierę w dostępie do tej sieci dla gazów o składzie chemicznym odmiennym niż gaz ziemny zatłaczany do sieci gazowej. Konsekwencją przyjętego przez ustawodawcę europejskiego podejścia w stosunku do biogazu jest wzrost znaczenia legislacji krajowej w zakresie umożliwiania producentom biometanu (biogazu) dostępu do sieci gazowej poprzez określanie parametrów jakościowych dla gazów, które mogą zostać zatłoczone do tej sieci.

W konsekwencji przyjęcia takiego uregulowania na poziomie europejskim oraz w związku z brakiem harmonizacji przepisów na szczeblu europejskim zasady zatłaczania biometanu do sieci gazowej w różnych państwach członkowskich UE znacząco się różnią¹¹. Zróżnicowane podejście do kwestii jakościowych paliw gazowych wynika z konieczności godzenia interesów licznych podmiotów (producentów biometanu, przedsiębiorstw energetycznych czy odbiorców końcowych)¹². Dodatkowe utrudnienie stanowi ograniczona liczba międzynarodowych standardów w tym zakresie, co mogłoby stanowić przyczynek do lepszej harmonizacji legislacji krajowych państw członkowskich Unii Europejskiej. Mimo regularnie pojawiających się postulatów ustandaryzowania na poziomie Unii Europejskiej spraw związanych z zatłaczaniem tego gazu do sieci, dotychczas nie udało się określić jednolitego podejścia w tym zakresie¹³.

W konsekwencji, mimo korzystnego uregulowania kwestii dostępu do infrastruktury gazowej dla producentów biometanu na poziomie Unii Europejskiej, nadal największym wyzwaniem dla zatłaczania tego gazu do sieci jest kwestia odpowiedniego jego oczyszczenia przed wprowadzeniem go do sieci gazowej.

Sam proces oczyszczania polega na usunięciu z biogazu substancji mogących negatywnie wpływać na bezpieczeństwo funkcjonowania sieci gazowej lub na bezpieczeństwo użytkownika instalacji przyłączonych do tej sieci (zarówno instalacji przemysłowych, jak i wykorzystywanych przez odbiorców końcowych będących gospodarstwami domowymi), a także negatywnie wpływających na wartość opałową tego gazu¹⁴. W celu ograniczenia strony kosztowej wytwarzania i zatłaczania biometanu możliwe jest wyróżnienie trzech stopni¹⁵ oczyszczania biogazu. Zastosowanie każdej z tych metod uzależnione jest od docelowych parametrów oraz przeznaczenia danego gazu. Kwestia oczyszczania biogazu do parametrów umożliwiających zatłoczenie tego gazu do sieci stanowi jeden z głównych tematów prowadzonych obec-

nie konsultacji publicznych dotyczących zmiany rozporządzenia systemowego¹⁶, a rozwinięcie autorskiej polskiej metody oczyszczania tego gazu może pozwolić na wykorzystanie w pełni potencjału Polski w tym zakresie¹⁷.

Zatłaczanie biometanu nadal wiąże się z licznymi wyzwaniami, jednak – przynajmniej w ogólnym zakresie – istnieją już ramy prawne na to pozwalające. Taki stan prawny osiągnięto poprzez wspomniane powyżej rozciągnięcie zasad europejskiego rynku gazu ziemnego również na ten gaz. Większym wyzwaniem, zarówno pod względem regulacyjnym, jak i technicznym, wydaje się zapewnienie możliwości zatłaczania wodoru do sieci gazowych.

Pierwszym doniosłym wydarzeniem regulacyjnym dla utworzenia rynku wodoru w Unii Europejskiej było przyjęcie przez Komisję Europejską „Strategii wodorowej”¹⁸, która zarysowała planowane działania instytucji europejskich w zakresie rozwoju i promowania technologii wodorowych w Unii Europejskiej. Komisja Europejska podzieliła etapy rozwoju rynku wodorowego na trzy fazy. Ostatnia faza rozwoju miała umożliwić osiągnięcie technologiom wodorowym dojrzałości rynkowej, a dzięki temu miała odegrać kluczową rolę w zakresie „domykania” transformacji klimatycznej Unii Europejskiej w kierunku neutralności klimatycznej do 2050 roku. Oprócz przyjęcia „Strategii wodorowej” również instrumenty finansowe na poziomie UE od pewnego czasu umożliwiały ośrodkom badawczym i przedsiębiorstwom uzyskiwanie wsparcia finansowego na rozwój technologii oraz badania ich wpływu między innymi na sieci (w tym na sieci gazowe).

W debacie wielokrotnie powtarzają się postulaty dotyczące konieczności stopniowego podejścia regulacyjnego w celu uniknięcia zjawiska „preregulowania”¹⁹ tego rynku. Promowanie przez wiele środowisk zachowawczego podejścia regulacyjnego do rozwoju sektora wodorowego w Unii Europejskiej w celu uniknięcia nadmiernej regulacji prowadzi jednak do sytuacji, w której konieczne jest wypracowanie od początku zasad funkcjonowania całego rynku. W związku z tym powstaje ryzyko przyjęcia regulacji nieoptymalnych, które mogą prowadzić do niepożądanych zjawisk na tym rynku, a w konsekwencji stanowić barierę dla jego rozwoju.

Drugą kategorię wyzwań stanowi aspekt technologiczny związany z rozwojem technologii wodorowych w Unii Europejskiej, w tym również w zakresie wykorzystania aktywów w postaci istniejącej sieci gazowej dla celów transportu wodoru. Po pierwsze, wodór jest znacznie lżejszym gazem niż metan, więc instalacje przeznaczone do transportu metanu mogą nie spełniać swojej funkcji w przypadku rosnącego udziału wodoru. Po drugie, zatłaczanie większych ilości wodoru do sieci gazowej przyczyni się do zmniejszenia wartości ciepła i wartości opałowej – w przypadku 30% mieszaniny metanu i wodoru spadek ten może osiągnąć nawet 20%²⁰, co nie pozostanie bez wpływu na funkcjonowanie całego systemu.

Wydaje się, że wspomniane wyzwania technologiczne w zakresie zatłaczania wodoru do sieci gazowej stanowią obecnie jedną z podstawowych barier dla rozwoju tego rynku (prócz aspektów związanych z ceną tzw. zielonego wodoru, a więc wodoru produkowanego z energii elektrycznej z odnawialnych źródeł), istotnie ograniczając obecny potencjał sieci gazowej w zakresie absorpcji tego gazu. Jak wynika z badań przeprowadzonych przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, w zależności od

przyjętego parametru maksymalny udział wodoru w polskich sieciach gazowych wynosi 36%, jednak z uwagi na bezpieczeństwo przeciwwybuchowe urządzeń przeznaczonych do stosowania w strefie zagrożenia wybuchem udział ten nie powinien przekraczać 8%²¹. Inne trudności związane są z wpływem wodoru na proces nawaniania gazu ziemnego. Wydaje się, że wpływ tego pierwszego gazu znacząco ogranicza skuteczność powszechnie stosowanego do nawaniania środka.

Nowe podejście regulacyjne

Powyżej przedstawiono zarys wyzwań technologicznych, ekonomicznych i regulacyjnych związanych z zagadnieniem zatłaczania gazów zdekarbonizowanych i odnawialnych do sieci gazowej. Większość tych wyzwań wiąże się z niedostatecznym stopniem rozwoju technologii wytwarzania tych gazów oraz brakiem jednoznacznych odpowiedzi dotyczących porządanego kierunku zmian w systemie gazowym oraz w regulacjach dotyczących funkcjonowania tego systemu. Niemniej jednak kierunek, w jakim dążą regulacje europejskie, zarysowany m.in. w dokumentach pozalegislacyjnych Komisji Europejskiej, nie budzi wątpliwości, że konieczne jest prowadzenie prac nad wykształceniem rozwiązań prawnych, które pozwolą na odpowiednie wspieranie procesu „zazieleniania” sieci gazowej, co pozwoli na efektywne kosztowo osiągnięcie celów polityki klimatycznej²².

Odpowiedź na nowe wyzwania będzie miała kluczowe znaczenie dla licznych aspektów funkcjonowania państwa oraz samego rynku gazu ziemnego w Polsce. Po pierwsze, bez przyjęcia odpowiednich ram prawnych wspierających rozwój sektorów biometanu i wodoru w naszym kraju Polska nie uzyska możliwości wykorzystania swojego potencjału²³ w celu osiągnięcia celów transformacji energetycznej. Konieczne jest wypracowanie nowego modelu współpracy między administracją publiczną a przedstawicielami sektora i świata nauki, który pozwoli na kompleksowe uregulowanie kwestii związanych z rozwojem segmentu gazów zdekarbonizowanych, z jednoczesnym zachowaniem odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci.

Dowodem na dokonującą się zmianę podejścia regulacyjnego w Polsce jest zwiększanie od pewnego czasu roli i powszechności opracowywania strategii sektorowych, mających na celu przedstawienie uczestnikom danego rynku długoterminowych planów i założeń podejścia regulacyjnego, w tym do wyzwań stojących przed uczestnikami tych rynków²⁴. Trend ten w ostatnich latach znacznie przyspieszył, co związane jest między innymi z nowymi wyzwaniami stojącymi przed strategicznymi sektorami gospodarki, w tym energetyką.

Jeśli chodzi o promowanie rozwoju technologii gazowych, najlepszym przykładem nowego podejścia, opartego na opracowywaniu komplementarnych strategii dla rozwoju strategicznych sektorów, jest „Strategia wodorowa”²⁵, która wyznacza cele konieczne dla utworzenia rynku wodorowego w Polsce. W proces przygotowania „Strategii wodorowej” praktycznie od początku zaangażowani byli uczestnicy rynku, *think tanki* oraz wiodące krajowe ośrodki badawcze, co pozwoliło na rozpoczęcie transparentnej debaty w Polsce o pożądanym kierunku rozwoju całego sektora. Co więcej, opublikowanie „Strategii wodorowej”, w związku z rozpoczętymi konsultacjami publicz-

ny, pozwoliło wszystkim zainteresowanym podmiotom na rozpoczęcie debaty o zasadności jej założeń czy proponowanych rozwiązań²⁶ z odpowiednim wyprzedzeniem względem rozpoczęcia prac nad szczegółowymi rozwiązaniami regulacyjnymi (prawnymi).

Innym, stosunkowo nowym modelem współpracy pomiędzy administracją publiczną a przedstawicielami danego sektora oraz przedstawicielami ośrodków badawczych, jest format porozumień sektorowych zawieranych między przedstawicielami administracji państwowej (w przypadku wodoru i biometanu organem właściwym jest minister klimatu i środowiska) a przedstawicielami sektora.

Pierwszym spodziewanym pozytywnym skutkiem rozwoju formatu partnerstw przy wdrażaniu rozwiązań mających na celu rozwój rynku dla wodoru lub biometanu w Polsce jest zaangażowanie przedstawicieli sektorów na jak najwcześniejszym etapie kształtowania otoczenia regulacyjnego dla tych rynków. Nawiązanie współpracy z konkretnymi podmiotami w ramach grup roboczych²⁷, wykraczającej ponad dotychczas preferowany udział tych podmiotów w konsultacjach publicznych już konkretnych rozwiązań regulacyjnych, pozwala na lepszą identyfikację różnic pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku, a także stwarza forum dla ustalenia kompromisowego podejścia.

Podpisane listy intencyjne w sprawie powołania ww. partnerstw nie mają charakteru zamkniętego, co oznacza, że w przyszłości każdy podmiot zainteresowany ustalaniem zasad funkcjonowania rynków, odpowiednio, wodoru lub biometanu w Polsce, będzie miał możliwość przystąpienia do współpracy²⁸. Dzięki zachowaniu „otwartości” takiej inicjatywy nawet spółki, które obecnie nie mają wpisanych w swoje cele strategiczne procesu dekarbonizacji albo które są obecnie na wczesnym etapie rozwoju (np. startupy), będą miały zagwarantowane prawo do włączenia się w prace na późniejszym etapie. Potwierdza to inkluzywny charakter partnerstw pod patronatem przedstawicieli administracji publicznej.

Po drugie, dzięki współpracy na poziomie opracowywania założeń dla partnerstw sektorowych możliwe jest zapewnienie wysokiego stopnia przejrzystości regulacyjnej, a dzięki temu umożliwienie spółkom odpowiedniego dostosowania strategii oraz pozyskania finansowania na realizację uzgodnionych w ramach prac celów strategicznych dla rozwoju danego sektora w Polsce. Wydaje się, że ten pozytywny aspekt przystępowania do partnerstw sektorowych w najbliższych latach jeszcze bardziej zwiększy ich atrakcyjność dla przedsiębiorców. Ponieważ coraz więcej instytucji finansowych – publicznych, takich jak Europejski Bank Inwestycyjny²⁹ czy prywatnych – w większym stopniu zainteresowanych jest transformacją portfolio inwestycyjnego w kierunku biznesów bardziej zrównoważonych, coraz częściej od przedsiębiorstw wymagane jest wykazanie podejmowania realnych (ang. *credible*) działań prowadzonych w celu ograniczenia wpływu prowadzonej działalności gospodarczej na środowisko i klimat, a aktywny udział w partnerstwach sektorowych może stanowić jeden ze środków pomagających wykazać realne zaangażowanie w działania proklimatyczne. Trend ten na rynku finansowym prawdopodobnie zostanie utrzymany, zwłaszcza w Unii Europejskiej, w której obecnie prowadzone są prace nad tzw. europejską taksonomią³⁰, która stanowić ma niejako „przewodnik” po zrównoważonym finansowaniu.

Po trzecie, przystąpienie ministra właściwego w zakresie regulowania danych aspektów stanowi czytelny sygnał dla innych państw i instytucji międzynarodowych, a także instytucji finansowych czy spółek już działających na rynkach wodorowym lub biometanowym w innych państwach, o rzeczywistym i oficjalnym zaangażowaniu się i zobowiązaniu do wspierania rozwoju tych sektorów w Polsce. Takie czytelne sygnały mają znaczenie zarówno wizerunkowe, stanowiąc kolejny przykład zaangażowania rządu Polski w proces ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii, jak i ekonomiczne, ponieważ pozwalają potencjalnym inwestorom na lepszą ocenę ryzyka oraz podjęcie ostatecznej decyzji w sprawie inwestowania w Polsce w technologie, dla których założone zostało partnerstwo sektorowe.

* * *

W ostatnich latach można zaobserwować znaczący wzrost zainteresowania administracji publicznej rozwojem nowoczesnych technologii niskoemisyjnych w energetyce, w tym

w sektorze gazowym. Konieczność dostosowywania ram regulacyjnych w celu wykształcenia odpowiedniego rynku dla produktów niskoemisyjnych dodatkowo stymulowana jest rosnącą presją ze strony społeczeństwa, coraz bardziej zainteresowanego kwestiami klimatu, a także rosnącym poziomem ambicji klimatycznej Unii Europejskiej. Rozwój tych technologii wymaga jednak przezwyciężenia wielu barier, zarówno o charakterze technicznym, technologicznym jak i ekonomicznym. W tym celu zasadne jest dalsze zacieśnianie współpracy między przedstawicielami administracji publicznej a tymi sektorami, których udział w procesie kształtowania regulacji jest kluczowy. Propozycją przez administrację publiczną format współpracy w ramach partnerstw sektorowych w znacznym stopniu odpowiada na te wyzwania, wspierając zaangażowanie przedstawicieli tych sektorów w bieżące prace.

Krzysztof Fal, naczelnik Wydziału Gazu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska

Artykuł przedstawia prywatny pogląd autora i nie powinien być utożsamiany ze stanowiskiem jego pracodawcy.

¹ <https://www.europarl.europa.eu/election-results-2019/en>

² European Climate Foundation, Majority of voters want political parties to tackle global warming, dostęp: 23.10., godz. 12.54.

³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Europejski Zielony Ład, COM(2019)640, dalej: Europejski Zielony Ład.

⁴ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013.

⁵ „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” (dalej: PEP 2040) opublikowana została w drodze obwieszczenia ministra klimatu i środowiska z 2 marca 2021 roku w sprawie „Polityki energetycznej państwa do 2040 roku” (M.P. 2021, poz. 264).

⁶ Filar II, „Zwiększenie możliwości transportu gazów innych niż gaz ziemny”, PEP 2040, s. 51.

⁷ Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, <https://www.fch.europa.eu>

⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 roku, dotycząca wspólnych zasad dla rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE.

⁹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005.

¹⁰ M. Tarka, M. Trupkiewicz, *Obowiązek dostępu do gazowej sieci dystrybucyjnej jako podstawowy warunek sprzedaży biometanu do polskich biogazowni rolniczych*, „Rynek Energii” 10/2017.

¹¹ J. Holewa, E. Kukulska-Zajęc, M. Pęgielska, *Analiza możliwości wprowadzenia biogazu do sieci przesyłowej*, „Nafta-Gaz”, sierpień 2012.

¹² ISAAC na zlecenie Komisji Europejskiej, *Report on the biomethane injection into national gas grid*, Ares(2016)4040225, 01.08.2016.

¹³ J. Holewa, E. Kukulska-Zajęc, M. Pęgielska, *Analiza możliwości wprowadzenia biogazu do sieci przesyłowej*, „Nafta-Gaz”, sierpień 2012.

¹⁴ K. Biernat, I. Samson-Bręk, *Przegląd technologii oczyszczania biogazu do jakości gazu ziemnego*, Przemysłowy Instytut Motoryzacji.

¹⁵ K. Butlewski, *Metody uzdatniania biogazu z uwzględnieniem możliwości integracji termicznej z procesem fermentacji biomasy*, „Problemy inżynierii rolniczej”, Z. 2(92).

¹⁶ Rozporządzenie ministra gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.

¹⁷ A. Rejman-Burzyńska, E. Jędrzyk, M. Gądek, *Koncepcja instalacji do uzdatniania biogazu do biometanu*, Główny Instytut Górnictwa, „Przegląd Chemiczny” (92)2013.

¹⁸ Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – „Strategia wodorowa dla neutralnej klimatycznie Europy”, COM(2020) 301.

¹⁹ Np. ACER, *When and How to Regulate Hydrogen Networks*, European Green Deal Regulatory White Paper series, 9 lutego 2021 r.

²⁰ P. Janusz, Ł. Zabrzecki *Wpływ wodoru transportowanego siecią gazową na jej funkcjonowanie*, „Przegląd Gazowniczy” 12/2016.

²¹ J. Jaworski, E. Kukulska-Zajęc, P. Kułaga, *Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego*, „Nafta-Gaz” 2019 nr 10.

²² W. Grządzielski, S. Gładysz, *Greening gas – elementy rozwoju regionalnego oraz sektora dystrybucji gazu*, „Rynek Energii” nr 5(138), 2018.

²³ G. Piechota, B. Igliński, *Biometan w Polsce – Current status, potential, Perspective and Development*, Energies 2021.

²⁴ M. Sulmicka, *Nowy model programowania polityki rozwoju w Polsce*, Kolegium SGH.

²⁵ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, „Strategia wodorowa do 2030 roku”, z perspektywą do 2040 roku.

²⁶ Przykładem takiego wkładu w dyskusję, również poza oficjalnymi konsultacjami publicznymi, jest publikacja *think tanku* Forum Energii artykułu: *Zielona strategia wodorowa nadal zbyt szara*, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/strategia-wodorowa>, dostęp: 24.10.2021.

²⁷ Zarówno list intencyjny w sprawie partnerstwa wodorowego (<https://www.gov.pl/web/klimat/podpisanie-listu-intencyjnego-o-ustanowieniu-partnerstwa-na-rzecz-budowy-gospodarki-wodorowej>), jak i list intencyjny w zakresie partnerstwa biometanowego (<https://www.gov.pl/web/klimat/podpisano-list-intencyjny-na-rzecz-rozwoju-sektora-biogazu-i-biometanu-w-polsce>) zakładają cykliczne spotkania ich sygnatariuszy w ramach grup roboczych.

²⁸ Oba listy intencyjne dopuszczają możliwość dołączenia zainteresowanych podmiotów do partnerstw; możliwość taka wpisana jest również w treści listów intencyjnych w sprawie ich powołania.

²⁹ EIB, *Energy lending policy: supporting the Energy transformation*, Europejski Bank Inwestycyjny 2019.

³⁰ Opracowywaną w formie aktu delegowanego Komisji Europejskiej na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniającego rozporządzenie (UE) 2019/2088; akt delegowany jest obecnie opracowywany przez Komisję Europejską.

Od gazu ziemnego do zielonego. Biometan i wodór w strategii PGNiG

Paweł Majewski

W najbliższych latach skupimy się na zwiększeniu dostępności niskoemisyjnego paliwa, jakim jest gaz ziemny, ale równolegle rozwijać będziemy kluczowe działania związane z zielonymi gazami ze źródeł odnawialnych, czyli z biometanem i wodorem.

Nasze projekty badawczo-rozwojowe związane z biometanem i wodorem rozpisane są na kilka lat. To bardzo ważny okres, podczas którego weryfikacja rozwiązań i testowanie technologii pozwolą na praktyczne przygotowanie się do przyszłej działalności operacyjnej na tworzącym się rynku niskoemisyjnej energetyki.

BIOMETAN

PGNiG rozwija działania związane z planami wykorzystania potencjału, jaki niesie ze sobą biometan. Trzeba przy tym wyraźnie odróżnić go od biogazu, który przede wszystkim ze względu na skład i właściwości nie może być wtłaczany do sieci gazowej. Dopiero odpowiednio oczyszczony i dostosowany do wymaganych parametrów biogaz można nazwać biometanem.

Polski rynek biogazowy z około 300 biogazowniami, w tym biogazowniami składowiskowymi i na oczyszczalniach ścieków, nadal jest mały w porównaniu z sąsiednimi krajami, a biometanowni – czyli instalacje wytwarzających jako produkt końcowy biometan – nie ma u nas ani jednej. Tymczasem – według obliczeń Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu – Polska mogłaby produkować nawet 8 mld m sześć. biometanu rocznie. Jeśli więc mówimy o wykorzystaniu potencjału tej części rynku gazowego i produkcji kilku miliardów metrów sześć. biometanu w perspektywie najbliższych lat, to przed nami dużo pracy. Mówimy tu o budowie kilkuset, a może nawet ponad 1000 biometanowni, w większości przyłączonych do sieci gazowej, ale również takich, które będą produkować bioCNG lub bioLNG.

Według nas (PGNiG) optymalnym sposobem na zbudowanie podstawy rynku biometanowego jest model franczyzowy, w którym przedsiębiorcy budują biometanownie – czyli biogazownie z instalacjami uzdatniającymi wytworzony gaz do wtłoczenia do sieci – i mają nie tylko gwaranta odbioru wytworzonego przez siebie biometanu, ale również wsparcie merytoryczne podczas prac inwestycyjnych oraz w trakcie eksploatacji biometanowni. Takim gwarantem i wsparciem będzie spółka *joint venture* PGNiG i Orlen Południe, nad powstaniem której trwają prace. Przede wszystkim konieczne jest jednak uruchomienie pierwszej instalacji wytwarzającej biometan oraz instalacji badawczo-rozwojowej.

Docelowo powinniśmy wspierać wytwórców biometanu, tak aby rynek ten był możliwie stabilny. A my powinniśmy być postrzegani jako firma wspierająca i będąca swego rodzaju rzecznikiem wytwórców biometanu, co oczywiście jest możliwe, jeśli przyjmujemy do wiadomości, że biometan w dłuższej perspektywie jest dla nas, jako GK PGNiG, konieczny.

Aby rynek biometanu mógł się rozwijać, konieczne jest przyjęcie odpowiednich regulacji prawnych, które umożliwią animowanie rynku biometanowego. Obecnie najważniejsze wydaje się doprowadzenie do nowelizacji ustaw o OZE, biopaliwach i biokomponentach oraz rozporządzeń systemowego i taryfowego. Nie mniej ważne są porozumienia sektorowe i międzysektorowe, tak jak jest w przypadku wodoru. Tzw. *sector-coupling* i ścisła współpraca branży energetycznej, w tym wypadku gazowej, z branżami rolną i spożywczą mogłyby w znacznym stopniu wpły-

Obecnie – we współpracy z Uniwersytetem Przyrodniczym w Poznaniu – PGNiG prowadzi badania nad energetycznym zagospodarowaniem biodegradowalnej frakcji odpadów komunalnych.

nąć na rozwój poszczególnych projektów, a każdy sektor może przecież wyciągnąć z takiej współpracy korzyści dla siebie. Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu zostało podpisane 23 listopada 2021 roku, a PGNiG było jednym z jego sygnatariuszy.

Niezależnie od koncepcji aktywnego włączenia się w budowę i rozwój rynku biometanu w Polsce realizujemy też własne projekty badawcze w tym zakresie, zwłaszcza dotyczące poszukiwań nowych źródeł biometanu. Obecnie – we współpracy z Uniwersytetem Przyrodniczym w Poznaniu – prowadzimy badania nad energetycznym zagospodarowaniem biodegradowalnej frakcji odpadów komunalnych.

Powstał prototyp innowacyjnej instalacji, która docelowo ma produkować bioCNG, ekologiczne paliwo do wykorzystania

przede wszystkim w transporcie. Kolejnym etapem będzie włączenie do projektu partnera samorządowego, z którym można będzie ten koncept przetestować w warunkach rzeczywistych, czyli w istniejących systemach recyklingu gospodarowania odpadami. Realizowany jest także projekt wytwarzania bioLNG na bazie biometanu.

WODÓR – DYSTRYBUCJA

Równoległe z inicjatywami związanymi z biometanem konsekwentnie rozwijamy działania związane z uruchomieniem roku temu przez PGNiG programem wodorowym. Pozwolił on – z jednej strony – na identyfikację potrzeb kluczowych z punktu widzenia spodziewanego rozwoju sytuacji rynkowej, a z drugiej – na właściwą odpowiedź i start innowacyjnych przedsięwzięć, takich jak *InGrid – Power to Gas* oraz budowa badawczej kawerny solnej przeznaczonej do magazynowania energii w postaci wodoru. W pierwszym wypadku możliwe będzie przetestowanie kompletnej instalacji typu *Power to Gas* stawianej w Oddziale PGNiG w Odolanowie – od źródła wytwarzania odnawialnej energii w postaci paneli fotowoltaicznych do systemu zatłaczania wyprodukowanego wodoru do zamkniętej badawczej sieci gazowej. W drugim natomiast badanie obejmie kawernę solną z pełną instalacją naziemną do zatłaczania i odbierania wodoru oraz współpracę z systemem energetycznym. W obu przypadkach będą to pierwsze tego typu instalacje w Polsce.

Jednym z głównych celów projektu *InGrid – Power to Gas* jest sprawdzenie parametrów technicznych i efektów mieszaniny wodoru z gazem, przy czym wodór ma w tej mieszance być testowany w różnych stężeniach aż do poziomu 23 procent. To pozwoli nam odpowiedzieć na pytanie, jaki udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym jest dla tej infrastruktury możliwy, a przede wszystkim bezpieczny. Potem przyjdzie czas na testowanie urządzeń odbierających paliwo gazowe i sprawdzenie ich pod kątem reakcji na mieszankę. Ważnymi etapami będą analizy charakterystyk pracy elektrolizera z OZE oraz bezpiecznego zatłaczania wodoru do docelowej sieci gazowej. Zakładamy, że budowa instalacji badawczej zakończy się w ostatnim kwartale 2022 roku, zaś cały projekt badawczy w pierwszym kwartale 2024 roku.

WODÓR – MAGAZYNOWANIE

W przypadku realizacji projektu badawczego związanego z magazynowaniem wodoru w kawernach solnych proces – choćby ze względu na samą budowę kawern – jest długofalowy i wymaga dużych inwestycji finansowych. PGNiG, wraz z należącą do naszej grupy kapitałowej firmą *Gas Storage Poland*, uruchomiło projekt o nazwie *H2020*, który obejmuje budowę instalacji demonstracyjnej z kawerną badawczą oraz wielkoskalowego magazynu energii w kawernach solnych. Projekt zakłada budowę kawern solnych do magazynowania zielonego wodoru współpracujących ze źródłem OZE, elektrolizerem do wytwarzania zielonego wodoru oraz ogniwami paliwowymi lub turbiną wodorową do produkcji zielonej energii. Jeszcze w tym roku planowane jest ukończenie studium wykonalności dla badawczej kawerny w Mogilnie o pojemności około 4000 MWh oraz dla dwóch kawern komercyjnych w Kosakowie o pojemności około 80 000 MWh

każda. Pierwsza ma być gotowa w 2025, a obie komercyjne w 2027 roku.

Trzecim projektem realizowanym w ramach programu wodorowego jest utworzenie nowego laboratorium paliwowego w ramach istniejącego Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego PGNiG. Będzie to pierwsze laboratorium w Polsce, które będzie badać wodór i jego mieszanki jako paliwa na zasadach komercyjnych. To przedsięwzięcie należy w dużej mierze łączyć z planami wprowadzania do sieci gazowej wodoru i innych paliw alternatywnych, np. biometanu. W takich przypadkach konieczne będzie pilnowanie jakości paliwa gazowego transportowanego przez sieć. Chcemy znacznie rozbudować nasze zaplecze laboratoryjne, tak aby w przyszłości miało ono kompetencje do badania składu chemikaliów różnych paliw alternatywnych stosowanych w przemyśle gazowym i transportowym, a także do tworzenia standardów mieszanin paliw i ich kontrolowania.

Program wodorowy to przedsięwzięcie mające przygotować PGNiG do proaktywnego działania na tworzącym się rynku, dlatego jest on nadal rozwojowy i przewidujemy uruchomienie kolejnych projektów – choć oczywiście nie ich liczba, ale jakość będzie naszym paradygmatem.

Konieczne są szybkie decyzje legislacyjne, które zachęcą do inwestowania szerokie grono inwestorów w moce wytwórcze biometanu i wodoru. Bez tych działań rozwój nowych rynków nie będzie możliwy.

W PGNiG mamy świadomość, że gaz ziemny jest coraz częściej postrzegany jako paliwo przejściowe. Stąd nasze zaangażowanie w rozwój nowych paliw – biometanu i wodoru. Będą one stopniowo uzupełniać, a z czasem powoli zastępować gaz wydobywany z podziemnych złóż. W miarę postępów transformacji energetycznej paliwo, które będziemy dostarczać naszym odbiorcom będzie w coraz większej części składać się z zielonych, zeroemisyjnych i odnawialnych gazów alternatywnych. Liczymy na to, że w tym procesie będziemy mogli wykorzystać gazociągi i magazyny gazu należące do Grupy PGNiG. Dlatego nie przestajemy w nie inwestować, bo z czasem będą one mogły być wykorzystane do transportu i magazynowania zielonych gazów. Dzięki temu polska gospodarka będzie mogła zbliżyć się do osiągnięcia neutralności klimatycznej, przy jednoczesnym optymalnym wykorzystaniu powstających odpadów biodegradowalnych, których zagospodarowanie w inny sposób jest kosztowne i najczęściej obciążające dla środowiska. Konieczne są szybkie decyzje legislacyjne, które zachęcą do inwestowania szerokie grono inwestorów w moce wytwórcze biometanu i wodoru. Bez tych działań rozwój nowych rynków nie będzie możliwy.

Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG SA

Od porozumienia do działania – wyzwania przed wodorem i biogazem

Grzegorz Tchorek

Podpisanie w ostatnich miesiącach dwóch porozumień na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej oraz rozwoju biogazu i biometanu należy uznać za bardzo pozytywny symptom, potwierdzający umacniające się więzi kapitału społecznego i przyjazną atmosferę współpracy różnych interesariuszy. Prace nad przygotowaniem tych dwóch ważnych dokumentów przebiegały w atmosferze współdziałania, optymizmu i idei na rzecz zmian w kierunku gospodarki nisko- i zeroemisyjnej.

Obie inicjatywy zgromadziły liczne grono przedstawicieli przedsiębiorstw, organizacji pozarządowych i osób fizycznych, którym nie jest obojętny rozwój tych dwóch, uzupełniających się obszarów. Zaproszenie do wspólnego zdefiniowania celów, wystosowane przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, przyjęło kilkaset osób uczestniczących w spotkaniach, dyskusjach, seminariach i wspólnych pracach nad zawartością merytoryczną poszczególnych zapisów. Dzięki temu stworzono istotny kapitał społeczny i intelektualny, którego nie wolno zatracić, bowiem będzie niezmiernie cenny w dalszych działaniach. Obok tych bardzo pozytywnych ocen warto zastanowić się nad skalą wyzwań stojących przed rozwojem rynku wodoru i biogazu w Polsce.

Paliwo przyszłości przykuło więcej uwagi niż paliwo teraźniejszości...

Wodór, jak żaden inny nośnik energii, nie awansował tak znacząco w ostatnich latach i dlatego przyciągnął liczne grono zainteresowanych podmiotów. Porozumienie wodorowe zostało podpisane 14 października 2021 roku, a było poprzedzone „Listem intencyjnym o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej” i zawarciem sektorowego porozumienia wodorowego z 7 lipca 2020 roku. Porozumienie ma na celu zjednoczenie krajowego potencjału gospodarczego i badawczo-rozwojowego dla rozwoju rynku wodoru, a także w zakresie kadr, konkurencyjności międzynarodowej i finansowania.

Kluczowe cele porozumienia wodorowego

Local content – polski wkład

Porozumienie zakłada intensyfikację działalności podmiotów gospodarczych w zakresie budowy łańcucha wartości gospodarki wodorowej z wykorzystaniem polskich komponentów i urządzeń. W ramach prowadzonych prac nad budową polskiego sektora wodorowego planowane jest przygotowanie krajowego producenta

elektrolizera, stacji tankowania wodoru czy demonstracyjnych turbin zasilanych paliwem wodorowym.

Biorąc pod uwagę gotowość zaawansowanych graczy rynkowych, takich jak Air Liquide, Siemens, McPhy, Nel, Hydrogenics itd., posiadających w swojej ofercie dojrzałe rozwiązania technologiczne, wydaje się, że włączenie polskich firm w globalny łańcuch dostaw w zakresie integrowania dużych komponentów – Tier 1 – będzie trudne. Choć Polska ma bogaty dorobek naukowy i badawczy (np. Instytut Energetyki, politechniki – Wrocławska i Warszawska itd.) brak jest wystarczającego zaplecza B+R bezpośrednio pracującego na dużą skalę dla przemysłu. Wydaje się, że inną, możliwą do rozpatrzenia opcją jest przygotowanie polskich firm do włączenia się w globalny łańcuch dostaw, lecz na niższych poziomach – Tier 2 i 3 – w postaci dostawców pojedynczych modułów, części, podzespołów lub usług, a następnie planowanie ich awansu w poszczególnych niszach. Jednocześnie korzystne byłoby zaangażowanie dużego zagranicznego inwestora w budowę fabryki i zaplecza produkcyjnego oraz dostaw na terenie Polski (integrator OEM) w poszczególnych elementach łańcucha wartości. Zapewni to polskim firmom dostęp do know-how i przyczyni się do ich zatrudnienia jako dostawców jednostkowych podzespołów produkcji dużych urządzeń, takich jak elektrolizery czy ogniwa paliwowe. Należy pamiętać, że włączenie polskich przedsiębiorców do łańcucha dostaw na poziomie Tier 2–3 dla dużego integratora OEM wymagać będzie ścisłej selekcji jakościowej, finansowej i niskoemisyjnej produkcji. To także są istotne wyzwania z punktu widzenia zarządzania strategicznego i budowy *local content*. W zakresie eksploracji potencjalnych szans rynkowych rekomendowane jest pogłębienie analiz dokonanych na potrzeby MKiS w opracowaniu „Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku”.

1. Badania i rozwój B+R

Punkt drugi porozumienia zakłada zwiększenie aktywności polskich firm w zakresie B+R technologii wodorowych, wsparcie projektów o wysokim prawdopodobieństwie komercjalizacji oraz uruchomienie niezbędnych finansowania.

Polska posiada potencjał naukowy w zakresie technologii wodorowych, w tym ogniw paliwowych, elektrolizerów, kriogeniki czy materiałów technicznych. W skali kraju można wskazać jednostki badawczo-rozwojowe mające koncepcje lub projekty urządzeń do zastosowania w wodorowym łańcuchu wartości na etapie m.in. magazynowania, dystrybucji lub produkcji. Komerccjalizacja projektów jest jednak utrudniona ze względu na niewystarczające środki finansowe, brak zaplecza technologicznego i jasnej strategicznej wizji dużych podmiotów. Należy pamiętać, że urządzenia wykorzystywane w sektorze wodorowym muszą przechodzić restrykcyjne testy techniczne oraz bezpieczeństwa, aby uzyskać certyfikacje. Czynniki te dodatkowo utrudniają komercjalizację badań i wejście w fazę produkcyjną. Wydaje się, że dotowanie najprężniej działających jednostek B+R i wsparcie ich w komercjalizacji projektów mogłoby dużo zmienić w zakresie innowacyjnych urządzeń wodorowych polskiego pochodzenia.

2. Inwestycje

Inwestorzy realizujący projekty wodorowe będą kreowali działania, biorąc pod uwagę następujące czynniki: maksymalizację zysku, ryzyko regulacyjne i synergie sektorowe. Wydaje się zatem, że polscy inwestorzy, którzy będą rozwijać projekty wodorowe, będą sięgać po rozwiązania w pełni komercyjne, generujące jak najmniejszą lukę finansową w porównaniu z technologiami konwencjonalnymi. Można wskazać polskich dostawców, którzy będą w stanie dostarczyć komponenty odpowiedniej jakości i w odpowiedniej cenie, jednak będą to raczej pojedyncze przypadki. Zagraniczny rynek technologii wodorowych jest bardziej rozwinięty, zagraniczni dostawcy mogą więc zaoferować komercyjne urządzenia w dobrych cenach i o wysokich parametrach technologicznych. Włączenie się polskich firm w globalny łańcuch dostaw wodoru będzie więc bardzo trudne, choć możliwe na poziomach Tier 2–3. Dlatego wydaje się, że pobudzenie wodorowego *local content* ma ograniczone możliwości realizacji w krótkim okresie, a polskie firmy, chcące funkcjonować na rynku wodorowym jako dostawcy mniejszych podzespołów lub części, np. do elektrolizerów lub ogniw paliwowych, powinny niezwłocznie rozpocząć działania rozwojowe.

3. Ludzie

Z pewnością rozwój rynku wodorowego w Polsce będzie wymagać równoległego kształcenia zaplecza kadrowego i specjalistów w zakresie każdego ogniwa łańcucha wartości. Przydatne mogą okazać się wszelkiego rodzaju studia, kursy czy szkolenia, przybliżające poszczególne elementy gospodarki wodorowej na poziomie technicznym, zarządczym i ekonomicznym. Należy jednak pamiętać, że część projektów wodorowych będzie realizowana we współpracy z dostawcami zagranicznymi, mającymi niezbędną kadrę do obsługi urządzeń wodorowych i nadzoru inwestycji, co często będzie przedmiotem odpowiedzialności umownych. Dlatego wydaje się, że rozwój gospodarki wodorowej w Polsce nie jest szansą na bardzo duży przyrost miejsc pracy i najbardziej prawdopodobny będzie model mieszany, w którym część zaplecza kadrowego będą stanowili pracownicy polskich firm, a część pracownicy firm zagranicznych, będących dostawcami technologii.

4. Współpraca

Współpraca na rzecz budowy rynku wodoru w Polsce będzie kluczowa w początkowych fazach jego rozwoju, kiedy to nie zo-

staną jeszcze wypracowane instrumenty wsparcia oraz odpowiednie regulacje umożliwiające realizację inwestycji w odpowiednim czasie. Wydaje się, że działania konkurencyjne powinny być w takim przypadku częściowo odłożone w czasie na rzecz wspólnego wypracowania przez firmy rozwiązań rynkowych i legislacyjnych. Współpraca może także okazać się korzystna przy pozyskiwaniu funduszy UE, ponieważ w przypadku wielu programów wsparcia pozytywnie rozpatrywane są konsorcja branżowe złożone z firm różnej wielkości.

Porozumienie biogaz i biometan – 23 listopada 2021 roku

1. Rozwój lokalnych sieci dystrybucyjnych dla biogazu i biometanu

Ze względu na skład biogazu, w którym jedynie około 40–70% stanowi metan, jego przesył lokalnymi sieciami dystrybucji gazu ziemnego jest utrudniony bądź niemożliwy. Dlatego kluczowym działaniem w zakresie dystrybucji biogazu będzie dostosowanie obecnych rurociągów gazowych lub stworzenie systemów wyspowych. Wówczas biogaz może być wykorzystany w lokalnych systemach energetycznych; alternatywą będzie jego dość kosztowne doczyszczanie do poziomu biometanu.

2. Sposoby zagospodarowania biogazu i biometanu

Biogaz i biometan produkowany przez lokalne społeczności, w tym m.in. przez rolników, klastry energii lub przedsiębiorstwa komunalne w skali całego kraju może być substytutem gazu ziemnego i zapewnić Polsce dywersyfikację źródeł energii. Ponadto, biometan poddany skropleniu lub sprężeniu może służyć jako ekologiczne paliwo w transporcie w postaci bio-LNG i bio-CNG. Dla zwiększenia skali rynku biometanu i biogazu niezbędna jest kreacja otoczenia regulacyjnego oraz preferencyjnego finansowania.

3. Łańcuch dostaw, *local content* i zagospodarowanie biomasy

Polska posiada duży potencjał substratu w zakresie produkcji biogazu i biometanu, zgromadzony głównie w sektorze rolniczym, komunalnym, spożywczym i meblarskim. Niemniej jednak powyższe sektory nie mają dedykowanych zachęt czy instrumentów wsparcia dla zagospodarowania swoich odpadów i sprzedaży na potrzeby biogazowni. Ponadto, Polska prezentuje widoczny potencjał B+R w zakresie technologii stosowanych w sektorze biogazu, jednak nie ma on wystarczającego wsparcia finansowego i zarządczego. Przy odpowiedniej stymulacji rynku i uwzględnieniu polskich przewag w postaci dużej bazy substratowej, Polska mogłaby stać się lokalnym liderem w zakresie biogazu i biometanu.

4. Otoczenie regulacyjne

Dla rozwoju rynku biogazu i biometanu niezbędne będzie także stworzenie dedykowanych regulacji obejmujących m.in. kwestie administracyjne i środowiskowe, dostosowania infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej lub tworzenia systemów wyspowych, dedykowanych programów wsparcia, uwzględniających koszty operacyjne, kwestie jakościowe biogazu oraz opomiarowania sieciowego. Ważne będzie także określenie śladu węglowego generowanego w trakcie produkcji biogazu i biometanu oraz w całym

cyklu życia, w kontekście wymagań taksonomii UE, a także potencjalnego zastosowania urządzeń typu CCS/U.

5. Mechanizmy wspierające, promocyjne, rozwój kadr i systemu kształcenia

Rynek biogazu i biometanu powinien zostać uwzględniony jako ważny komponent oferty edukacyjnej w ramach studiów dotyczących technologii OZE. Obecny poziom wiedzy oraz promocji biogazu i biometanu jest niski, a decydenci nie mają pełnej świadomości i wiedzy na temat omawianej technologii. Kluczowym aspektem wydaje się rozszerzenie wiedzy Polaków na temat biogazu i biometanu poprzez dedykowane studia, kursy lub szkolenia, co przyczyni się także do pozyskania wykwalifikowanych pracowników, zdolnych do koordynowania inwestycji czy serwisowania instalacji.

6. Handel uprawnieniami do emisji unikniętych

Koncepcja handlu uprawnieniami do emisji unikniętych z pewnością jest przełomowym rozwiązaniem regulacyjnym, które

mogłoby być korzystne dla sektora biogazu i biometanu. Jednak doprowadzenie do powstania tego typu mechanizmu wymagałoby modyfikacji całego systemu EU ETS, a Komisja Europejska obecnie nie planowała uzupełnienia systemu o uprawnienia do emisji unikniętych. W zakresie tego rozwiązania regulacyjnego wymagany byłby dodatkowy lobbing branżowy na poziomie rządowym.

Reasumując, przygotowanie dwóch istotnych dla rozwoju nisko- i zeroemisyjnych technologii i sektora gazowniczego dokumentów należy uznać za duży sukces w zakresie integracji interesariuszy i wypracowanego wspólnego stanowiska. Trzeba jednak pamiętać, że prawdziwe wyzwania rozpoczynają się na etapie ich realizacji.

Dr hab. Grzegorz Tchorek, Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami Klimatu, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski

Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu – kolejny krok w transformacji energetycznej

Maciej Szambelańczyk, Krzysztof Sikorski

Podpisanie 23 listopada 2021 roku „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu” („Porozumienie”) zakończyło proces zainicjowany po podpisaniu „Listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu,„” oraz zawarciu porozumienia sektorowego z 13 października 2020 roku, wyznaczając dalsze działania, które mają uszczegółwić ramy działalności w sektorze biogazowym i biometanowym w Polsce.

Porozumienie, choć koncentruje się na wskazaniu kluczowych działań do podjęcia przez sygnatariuszy w przyszłości, jest także bardzo cennym źródłem informacji o aktualnym stanie otoczenia regulacyjnego i miejscu, w którym znajduje się branża biogazowa. Szczególnie warta odnotowania jest przekrojowa tematyka zagadnień wskazanych w „Porozumieniu”, które obejmują nie tylko kwestie typowo związane z działaniem w zakresie generacji, transportu i sprzedaży biogazu i biometanu lub innego ich wykorzystania, w tym np. ich magazynowania czy przetwarzania, ale także kwestie związane z koniecznością przedsięwzięcia działań w zakresie zwiększania świadomości społecznej dotyczącej działalności na rynku biogazu i w zakresie kształcenia przyszłych kadr, które będą w stanie zasilić rozwijającą się gałąź gospodarki.

W „Porozumieniu” identyfikuje się kluczowe obszary dla rozwoju sektora biogazu i biometanu, wraz z uwarunkowaniami,

docelowym modelem rynku i postulowanymi kierunkami działań, takimi jak rozwój lokalnych sieci dystrybucyjnych dla biogazu i biometanu, sposoby zagospodarowania biogazu i biometanu, łańcuch dostaw i *local content*, zagospodarowanie biomasy pochodzącej z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego oraz nawozowe wykorzystanie substancji pofermentacyjnych, otoczenie regulacyjne, mechanizmy wspierające i promocyjne, rozwój kadr i systemu kształcenia, a także handel uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Odniesiono się także do wybranych zagadnień, które z zakresu prawnego mogą mieć istotne znaczenie w kontekście rozwoju rynku biogazowego w Polsce.

Z perspektywy regulacyjnej jednym z aspektów, które w ocenie sygnatariuszy „Porozumienia” wymagają szczególnej uwagi, jest opracowanie mechanizmów wsparcia dla produkcji samego biogazu. Według przepisów ustawy z 20 lutego 2015 roku o odna-

wialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 roku, poz. 610 z późn. zm.) wsparciu podlega obecnie produkcja energii elektrycznej z biogazu, lecz nie samego biogazu. Tym samym, w celu zwiększenia atrakcyjności inwestycyjnej zielonego gazu, szczególnie zasadne wydaje się przygotowanie systemu wsparcia, który będzie motywował do pozostawienia biogazu lub biometanu właśnie w tej formie, w celu wykorzystania jako paliwo gazowe, a nie traktowanie go jako substratu do produkcji energii elektrycznej.

Jak wiadomo, każda inwestycja wiąże się z ryzykiem, którego nigdy nie da się w pełni wykluczyć. Niemniej jednak odpowiednie przygotowanie otoczenia prawnego dotyczącego etapu projektowania lokalnych instalacji biogazowych – jak wskazano w „Porozumieniu” – z pewnością będzie atutem mogącym przyciągnąć inwestorów do tej gałęzi gospodarki. Zmianami, które mogłyby odpowiedzieć na zapotrzebowanie branży, mogłyby być uproszczenie procedur związanych z rozpoczęciem budowy instalacji, np. poprzez rozszerzenie katalogu sytuacji, w których w miejsce konieczności uzyskiwania pozwolenia na budowę wystarczające byłoby dokonanie zgłoszenia budowy.

Twórcy „Porozumienia” postulują także przegląd obowiązujących przepisów oraz podjęcie działań na rzecz uwzględnienia specyfiki produkcji biometanu oraz stworzenie rozwiązań prawnych, regulujących działanie rynku wytwarzania biometanu. Działania

takie z pewnością pomogą w opracowaniu konkretnych rozwiązań przekładających się na praktyczne uproszczenie i uregulowanie tej gałęzi rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce.

W zakresie rozwoju lokalnych sieci gazowych wskazano nie tylko na konieczność opracowania koncepcji działania lokalnych sieci gazowych dla biogazu i biometanu, ale podkreślono także potrzebę dostosowania podejmowanych w przyszłości działań w odniesieniu do obszarów bez istniejących sieci lub z niewielkim potencjałem możliwego rozwoju infrastruktury, np. poprzez zapewnienie dostępu do biogazu transportem drogowym.

Podpisanie „Porozumienia” o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu należy ocenić zdecydowanie pozytywnie pod kątem związanych z tym perspektyw rozwoju otoczenia regulacyjnego w Polsce. Liczba wciąż rosnących sygnatariuszy „Porozumienia”, a także wypracowane w nim mechanizmy współpracy stron pozwalają przypuszczać, że działania w zakresie tego sektora gospodarki ulegną intensyfikacji. Z kolei fakt, że organy administracji rządowej także przystąpiły do „Porozumienia” należy odczytywać jako sygnał kierunkowej polityki związanej z ochroną środowiska i odnawialnymi źródłami energii w perspektywie nadchodzących lat.

Maciej Szambelańczyk, radca prawny, partner,
Krzysztof Sikorski, LL.M., radca prawny, *managing associate* WKB
Wierciński, Kwieciński, Baehr sp.j.

Gotowi na wodór

Ireneusz Krupa

Przystąpienie Polskiej Spółki Gazownictwa do „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce” ma bardzo istotne znaczenie, głównie poprzez pokazanie, że chcemy być gotowi na przyszłość, na to, co nas czeka w kolejnych latach.

Dzisiaj coraz powszechniej uważa się, że wykorzystanie wodoru do celów energetycznych będzie przyszłością już za kilkanaście lat. Polska Spółka Gazownictwa jest nowoczesnym przedsiębiorstwem, korzystającym z najnowszych technologii i dlatego chcemy być gotowi na wodór w naszych sieciach. Oczywiście, będzie to duże wyzwanie, wynikające przede wszystkim ze skali naszych działań. Warto przypomnieć, że nasza spółka jest największym dystrybutorem gazu w Europie.

Musimy sobie również zdawać sprawę z tego, że mieszanie wodoru z gazem ziemnym bądź używanie samodzielnych instalacji wodorowych niesie pewne ograniczenia wynikające z praw fizyki, z tego, że ciepło spalania wodoru jest znacznie niższe niż ciepło spalania gazu ziemnego. W efekcie, jeśli chcemy wytworzyć tę samą ilość energii, musimy użyć znacznie więcej wodoru niż gazu ziemnego. W związku z tym, **jeżeli spróbujemy zmieszać z gazem ziemnym 10 proc. wodoru, czyli tyle, ile zaproponowane jest w niektórych regulacjach unijnych, to okazuje się, że mamy zbyt małe średnice gazociągów o około 7 proc. A to ma jednoznaczne przełożenie na potrzeby inwestycyjne.** Jeżeli będziemy chcieli utrzymać dzisiejszą przepustowość sieci, to musimy ją rozbudować. Tym bardziej że wiele analiz pokazuje, iż w okresie dekady zapo-

trzebowanie na paliwo gazowe w Polsce wzrośnie o około 50 proc. Rodzi się zatem pytanie, jakie będziemy mieli środki finansowe, aby dostosować sieć dystrybucyjną do transportu wodoru. Zwłaszcza że w związku z tymi działaniami czeka nas również wymiana znacznej części urządzeń w celu dostosowania sieci do transportu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem.

Chciałbym jeszcze podkreślić aspekt związany z bezpieczeństwem. **Zanim zdecydujemy się wprowadzić wodór do naszej sieci, musimy być pewni, że nie spowoduje to żadnych zagrożeń dla naszych odbiorców.** W wielu krajach są już robione badania dotyczące testowania granic wybuchowości oraz skutków eksplozji mieszaniny gazu ziemnego z wodorem. Aby można było wprowadzić mieszaninę gazu ziemnego z wodorem do naszej sieci, przede wszystkim niezbędna jest wymiana lub dostosowanie urządzeń u klientów, do których transportujemy paliwo gazowe. Czekamy zatem długi proces dostosowania sieci i jej użytkowników do wodoru. Planując nowe inwestycje, zamierzamy wprowadzić zmianę w warunkach technicznych, tak aby budowa sieci uwzględniała wprowadzenie wodoru w ilości do 10 proc. w mieszaninie.

Ireneusz Krupa, członek zarządu PSG ds. rozwoju i inwestycji

Biometan – branża sama kreuje rozwiązania

Paweł Filanowski

23 listopada zostało podpisane długo wyczekiwane „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”. Dokument ten jest owocem pracy grup roboczych pracujących przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska, w której uczestniczyli przedstawiciele większości interesariuszy w nowo tworzonej branży biometanowej.

Po zapoznaniu się z zapisami przedmiotowego dokumentu można dostrzec różnice między sposobem przedstawienia „postulowanych działań” w poszczególnych obszarach kluczowych. W części z nich działania określono w dość sprecyzowany sposób, wskazując na konkretne zagadnienia do wypracowania przez sygnatariuszy porozumienia. Z kolei na drugim biegunie są obszary, w których tego doprecyzowania zabrakło, aczkolwiek zostały zdefiniowane kierunki do analiz lub postulaty sektora są na bardzo wczesnym etapie rozwoju np. „opracowanie krajowych technologii dla rozwoju sektora biogazu/biometanu”.

Jako pierwszy nasuwa się wniosek, że liczba ścierających się ze sobą sprzecznych interesów, w części grup roboczych, spowodowała brak możliwości osiągnięcia konsensusu przez członków tych grup przy formułowaniu konkretnych i sprecyzowanych postulatów działań.

Dlatego warto spojrzeć na zapisy porozumienia jak na zachętę dla poszczególnych sygnatariuszy do podjęcia działań, w ramach swoich kompetencji, nad poszczególnymi postulatami, uszczegóławiając czy rozstrzygając je na swoim poziomie.

Jedną z ważnych kwestii jest pojawienie się nowego organu w postaci Rady Koordynacyjnej, która ma za zadanie monitorować wykonanie deklaracji sygnatariuszy oraz powoływać grupy robocze w ramach obszarów kluczowych. W mojej ocenie ważne jest, aby:

- zespoły te powstały w ramach grup, w których rozstrzygnięcia nie były sformułowane w sposób szczegółowy,
- monitorowanie wykonania deklaracji stron nie odbywało się rzadziej niż raz na pół roku.

W tym materiale chciałbym zwrócić uwagę na postulaty, którymi nasza branża – z uwagi na posiadane wieloletnie doświadczenie oraz unikalne kompetencje w tym zakresie – powinna zająć się przede wszystkim.

W mojej ocenie, ważne jest to, aby branża sama kreowała konkretne rozwiązania, optymalne dla jej funkcjonowania. Każde oddanie inicjatywy w obszarach, które w znaczący sposób będą mogły wpłynąć na przyszłe funkcjonowanie branży, może zwiększyć ryzyko wprowadzenia rozwiązań mogących negatywnie wpłynąć na jej rentowność oraz rozwój w niedalekiej przyszłości.

Główne obszary (wskazane na podstawie postulowanych działań), w których ze względu na posiadane kompetencje kluczowa jest inicjatywa branży gazowniczej to:

- 1) opracowanie kompleksowych zasad funkcjonowania lokalnych sieci dystrybucyjnych, w tym w zakresie bilansowania i obowiązku ich utrzymania, zapewnienia bezpieczeństwa i dalszego rozwoju,
- 2) określenie parametrów biogazu wtłaczanego do lokalnej sieci dystrybucyjnej na podstawie badań naukowych oraz analiz odnoszących się do zapotrzebowania lokalnych społeczności – dotyczy sieci lokalnych, nad którymi operatorstwo będzie mógł prowadzić operator systemu dystrybucji gazu,
- 3) opracowanie pakietu rozwiązań mających na celu precyzyjne określenie relacji między operatorem systemu dystrybucji gazu a wytwórcą biometanu,
- 4) utworzenie regulacji określających parametry jakościowe biogazu na potrzeby dostarczania tego rodzaju paliwa gazowego sieciami dystrybucyjnymi wyspowymi (lokalnymi) do odbiorców końcowych,
- 5) opracowanie przejrzystych zasad współfunkcjonowania sieci gazowych i sieci wyspowych w sposób pozwalający na zapewnienie ich bezpiecznej eksploatacji oraz zabezpieczenie interesów odbiorców końcowych paliw gazowych,
- 6) inicjatywa legislacyjna – propozycja zmiany/opracowania regulacji w ww. zakresie,
- 7) identyfikacja projektów B+R mających na celu opracowanie krajowych technologii między innymi w zakresie produkcji bioLNG, blendingu, wprowadzania nowych usług czy optymalizacji technologii na styku wytwarzający/operator, wytwarzający/obróć.

Do dalszych działań należy zaliczyć aktywne uczestnictwo w pracach grup roboczych, które bez wątpienia powoła Rada Koordynacyjna. Ważną kwestią jest również wskazanie przez sygnatariuszy porozumienia z sektora gazowniczego odpowiednich kandydatów/ek do reprezentowania w Radzie Koordynacyjnej, których charyzma, doświadczenie i wiedza merytoryczna pozwolą na skuteczną obronę interesów sektora oraz kreowanie wypracowanych przez branżę rozwiązań w nowo tworzonej branży biometanu.

W związku z tym uważam, że czeka nas okres wzmożonej pracy nad wypracowaniem rozwiązań, które – z jednej strony – pozytywnie wpłyną na rozwój sektora biometanu, a z drugiej – pozwolą na optymalne funkcjonowanie w zmieniającym się otoczeniu.

Paweł Filanowski, PGNiG SPV 7

Jesteśmy członkiem Europejskiego Sojuszu na rzecz Czystego Wodoru

Marcin Kapkowski

GAZ–SYSTEM od początku wspierał inicjatywę „Porozumienia na rzecz budowy gospodarki wodorowej”, biorąc aktywny udział w jego tworzeniu.

Przedstawiciele GAZ–SYSTEM byli zaangażowani przede wszystkim w prace grup roboczych:

- nr 4 – produkcja wodoru w nowych instalacjach,
- nr 5 – sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru,
- nr 6 – rozwój krajowego łańcucha wartości gospodarki wodorowej.

Nasza spółka jest zaangażowana w projekty badawczo-rozwojowe służące wdrażaniu nowych sposobów eksploatacji infrastruktury gazowej. Działania te obejmują m.in. dostosowanie infrastruktury do potrzeb odbioru i transportu gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych, w tym wodoru.

Jako operator systemu przesyłowego podejmujemy działania, które w przyszłości mają umożliwić wykorzystanie naszych sieci prze-

syłowych do realizacji celów polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Nie bez znaczenia jest fakt, że spółka jest częścią europejskiego systemu przesyłowego, co zobowiązuje nas do budowania współpracy, poszukiwania wspólnych rozwiązań, wzajemnego planowania rozwoju i sposobów wykorzystania sieci w porozumieniu z partnerami międzynarodowymi. W tym kontekście warto przywołać np. udział GAZ–SYSTEM w studium *European Hydrogen Backbone* (EHB) czy bieżące kontakty z operatorami krajów ościennych. Spółka jest również członkiem Europejskiego Sojuszu na rzecz Czystego Wodoru (*European Clean Hydrogen Alliance – ECH2A*).

W najbliższych dekadach niewątpliwie będziemy musieli zmierzyć się z tematem wodoru. GAZ–SYSTEM będzie nie tylko obserwatorem, ale ważnym uczestnikiem tego procesu, który wzmacni liczny udział w „Porozumieniu...” ważnych dla gospodarki podmiotów.

Marcin Kapkowski, wiceprezes zarządu GAZ–SYSTEM

Myślenie strategiczne

Teresa Laskowska

Izba Gospodarcza Gazownictwa wyraża uznanie administracji rządowej, że 2021 rok uczyniła rokiem myślenia strategicznego. 2 lutego br. Rada Ministrów zatwierdziła „Politykę energetyczną Polski do 2040 roku”; po 12 latach od ustanowienia poprzedniej polityki przyjęto nowy dokument strategiczny, wyznaczający kierunki rozwoju tego sektora. W ślad za PEP 2040 w tym roku doprowadzono do finału listy intencyjne, podpisane w 2020 roku: o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej oraz o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu.

Izba Gospodarcza Gazownictwa aktywnie uczestniczyła w pracach nad tymi dokumentami, kierując swoich ekspertów do zespołów pracujących w MKiŚ. Przedstawiciele IGG uczestniczyli w tworzeniu porozumienia wodorowego, biorąc udział w pracach sześciu zespołów przy MKiŚ – łącznie ze strony IGG zaangażowane były 42 osoby. Podobnie było w pracach nad porozumieniem biometanowym – 34 przedstawicieli IGG pracowało w siedmiu zespołach. 14 października br. uroczystie podpisano „Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”, a 23 listopada br. „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu” (z udziałem IGG).

IGG od początku istnienia swoją misję określała jako budowanie fundamentów rozwoju sektora gazowniczego, tworząc zespoły ekspertów, organizując prace nad studialnymi opracowa-

niami problemowymi i prawnymi. Organizowane przez IGG co dwa lata kongresy polskiego przemysłu gazowniczego analizowały stan sektora gazowniczego i w podejmowanych uchwałach sugerowały rozwiązania sprzyjające rozwojowi sektora, dedykując je ustawodawcy i administracji. Na bazie uchwał kongresowych budowane były w IGG tematyczne grupy ekspertów, w tym do spraw rynku wodoru i rynku biometanu, których prace uwzględniono w podpisanych porozumieniach sektorowych.

Przesłaniem strategicznym działań IGG jest przekonanie, że rynek energii musi być traktowany wieloaspektowo i kompleksowo, obejmując uwarunkowania prawne, technologiczne, systemowe, a w dzisiejszych czasach międzynarodowe, zgodnie z logiką europejskiego *Green Deal*.

Z zadowoleniem należy przyjąć, że zainicjowany został proces myślenia strategicznego. Jesteśmy gotowi, aby na każdym jego etapie przedstawiać nasze propozycje rozwiązań w sprawach systemowych, a także szczegółowych kwestii technicznych. Muszą być doprecyzowane nie tylko cele, ale też ścieżki dojścia. Konieczna jest skuteczna identyfikacja potencjalnych zagrożeń, a także pewna elastyczność w planowaniu działań, z możliwością okresowych modyfikacji.

IGG we wcześniej przesyłanych do MKiŚ materiałach wskazywała opracowania, które powinny być podwaliną strategii transformacji energetycznej i będziemy współdziałać w ich wprowadzaniu i realizacji. Najważniejsze, że porozumienia są.

Zaangażowanie Izby Gospodarczej Gazownictwa w rozwój sektora wodoru i biogazu

Marcel Krzanowski, Adam Wawrzynowicz

W październiku 2021 roku przedstawiciele administracji rządowej, środowiska nauki oraz świata biznesu zawarli ważne dla branży gazowniczej „Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”. W listopadzie podpisane zostało „Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”. W oba procesy aktywnie włączyła się Izba Gospodarcza Gazownictwa, której eksperci i przedstawiciele firm członkowskich pracowali w okresie ostatnich kilkunastu miesięcy w niemal wszystkich zespołach zadaniowych powołanych przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska.

Prace w ramach partnerstwa wodorowego

W lipcu 2020 roku minister klimatu poinformował o rozpoczęciu prac nad polskim dokumentem strategicznym określającym podstawy i kluczowe założenia przyszłej gospodarki wodorowej w Polsce. W tym samym czasie, a dokładnie 7 lipca 2020 roku, doszło także do podpisania listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej i zawarcia porozumienia sektorowego. Przedstawiciele administracji rządowej wraz z największymi spółkami sektora energetycznego ustalili, że konieczne jest pilne podjęcie działań pozwalających uwolnić potencjał polskich przedsiębiorstw w tworzeniu tej nowej gałęzi przemysłu.

Do realizacji celów partnerstwa powołano siedem grup roboczych, których członkowie mieli nakreślić kierunki rozwoju rynku w obszarach: produkcji, magazynowania, dystrybucji, a także wytwarzania wodoru w różnych gałęziach gospodarki. Przez ponad rok analizowano obecny stan zaawansowania rozwoju technologii, organizacji rynku i krajowego potencjału (*local content*), co pozwoliło na opracowanie propozycji działań ukierunkowanych na budowę rynku od strony popytowej oraz rekomendacje w zakresie stworzenia optymalnego otoczenia prawno-instytucjonalnego, służącego dynamicznemu rozwojowi gospodarki wodorowej w Polsce.

Działania IGG koncentrowały się przede wszystkim na wskazaniu ograniczeń legislacyjnych stojących na przeszkodzie oczekiwanemu rozwojowi nowego rynku. Postulaty te dotyczyły zarówno sfery regulacyjnej (zasad konkurencji, roli operatorów, taryfowania), jak i prawnej, a więc kwestii związanych z lokalizacją infrastruktury wodorowej, jej wpływu na środowisko oraz zasad eksploatacji.

Wspólny wysiłek firm zrzeszonych w IGG oraz pozostałych interesariuszy rynku wodoru w Polsce pozwolił na zawarcie 14 października 2021 roku „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej”. Jak wynika z samego dokumentu, przedmiotem umowy jest określenie działań realizowanych przez jego strony reprezentujące zarówno sektor

publiczny, jak i prywatny w zakresie rozwoju pełnego łańcucha wartości gospodarki wodorowej poprzez maksymalizację polskiego wkładu oraz określenie ramowych zasad współpracy. Porozumienie zakłada podjęcie działań na pięciu obszarach, które określono mianem „celów strategicznych”. Należą do nich: *local content* – polski wkład, badania i rozwój (B+R), inwestycje, ludzie i współpraca.

W ramach pierwszego obszaru strony porozumienia będą dążyć do stworzenia i promocji polskich komponentów łańcucha wartości, uczestnictwa spółek z siedzibą w Polsce w łańcuchu dostaw oraz do dalszego rozwoju krajowych kompetencji. Zamierzeniem jest, aby udział wspomnianego *local content* wyniósł co najmniej 50% łącznej wartości w 2030 roku. Drugą najważniejszą kwestią jest wzmocnienie krajowych zdolności prowadzenia badań, ich rozwoju, a w konsekwencji wdrażania opracowanych rozwiązań i technologii wykorzystania wodoru w energetyce, transporcie i przemyśle. Celem jest przede wszystkim zwiększenie funduszy przeznaczanych na kreowanie i testowanie nowych technologii. W następnym zakresie (trzecim) zainteresowań głównym zamierzeniem jest pobudzenie ruchów inwestycyjnych. Budowa nowoczesnej infrastruktury ma umożliwić bowiem uruchomienie i rozwój krajowych zdolności produkcji komponentów na potrzeby gospodarki wodorowej. Czwarty zakres działań wiąże się z rozwojem nowych specjalności zawodowych. W ramach realizacji porozumienia zostaną zbadane potrzeby dotyczące zapewnienia wysoko wykwalifikowanego personelu dla całego łańcucha wartości gospodarki wodorowej, a następnie przygotowane nowoczesne programy kształcenia i dostosowania kwalifikacji rynkowych do wymagań gospodarki wodorowej. Na ostatnim, piątym odcinku działań planuje się zwiększenie współpracy między stronami porozumienia w zakresie realizacji nakreślonych postulatów.

Jak wskazują przedstawiciele Ministerstwa Klimatu i Środowiska, skala zainteresowania tą inicjatywą przeszła ich najśmielsze oczekiwania. Finalnie porozumienie podpisali repre-

zentanci aż 138 podmiotów z różnych sektorów gospodarki. Warto odnotować, że projekt ten miał charakter całkowicie oddolny i dobrowolny. Pokazuje to, jak duże oczekiwania wiąże się z rozwojem technologii wodorowych.

Działania na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu

Kilka miesięcy po podpisaniu listu intencyjnego dotyczącego rozwoju gospodarki wodorowej, a dokładniej 14 października 2020 roku, doszło do zawarcia listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz do zawarcia porozumienia sektorowego. Już w tym dokumencie sygnatariusze zobowiązali się do wzmoczenia współpracy, upowszechniania informacji dotyczących nowych technologii oraz dzielenia się najlepszymi praktykami w obszarze rozwoju i wdrażania technologii produkcji biogazu z biomasy.

Motywacja do podjęcia działań nie powinna dziwić – znawcy przedmiotu od dawna mówią o niewykorzystanym potencjale do produkcji biometanu w Polsce. Do głównych ograniczeń w rozwoju nowych rynków zalicza się wymagający proces obsługi instalacji czy brak odpowiednich regulacji prawnych. W ramach partnerstwa zapoczątkowanego podpisaniem listu przedstawiciele administracji rządowej i samo-

Jak wskazują przedstawiciele Ministerstwa Klimatu i Środowiska, skala zainteresowania zawartym porozumieniem przeszła ich najśmielsze oczekiwania. Finalnie podpisali je reprezentanci aż 138 podmiotów z różnych sektorów gospodarki. Warto odnotować, że projekt ten miał charakter całkowicie oddolny i dobrowolny. Pokazuje to, jak duże oczekiwania wiąże się z rozwojem technologii wodorowych.

rządowej, środowisk naukowych i biznesu mają wypracować wspólne stanowisko dotyczące działań pozwalających na odblokowanie gospodarki biometanowej.

Podobnie jak przy współpracy wodorowej, eksperci zidentyfikowali siedem obszarów niezbędnych do opracowania zapisów porozumienia sektorowego, którego celem będzie wskazanie kierunków dalszych działań. Powołano grupy robocze odpowiadające zidentyfikowanym obszarom problemowym, w ramach których odbywały się prace służące wypracowaniu zapisów do przyszłej umowy. Zespoły te zajmowały się następującymi zagadnieniami: lokalnych sieci dystrybucyjnych biogazowych, bioLNG i bioCNG, zatłaczania biometanu do krajowej sieci dystrybucyjnej gazu, łańcucha dostaw i *local content*, bioodpadów oraz nawozowego wykorzystania substancji pofermentacyjnych, identyfikowania barier ograniczających rozwój rynku biogazu i biometanu oraz propozycji ich zniesienia, mechanizmów wspierających i promocyjnych oraz systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Izba Gospodarcza Gazownictwa, poprzez delegowanych ekspertów z firm członkowskich IGG, aktywnie włączała się przede wszystkim w działania na rzecz analizy prawnych i regulacyjnych aspektów funkcjonowania przyszłego rynku, wskazując na wymogi istniejące na poziomie prawa europejskiego oraz proponując konkretne propozycje zmian w aktualnym otoczeniu regulacyjnym.

Sygnatariusze listu intencyjnego są zgodni co do tego, że rozwój wytwarzania energii z biogazu jest jednym z elementów umożliwiających przeprowadzenie procesu transformacji gospodarki w kierunku nisko- i zeroemisyjnym. Dlatego konieczne jest podjęcie konkretnych działań w zakresie rozwoju innowacyjnych technologii wykorzystujących energię biogazu. Ma to pozwolić na wsparcie lokalnej przedsiębiorczości produkcyjnej i usługowej, zaangażowanej w łańcuch dostaw dla technologii biogazowych oraz zbudowanie wysokiej pozycji polskich przedsiębiorców w regionalnym, europejskim i światowym łańcuchu wartości w procesie rozwoju tego sektora. Optymalizacja efektu ekonomicznego rozwoju instalacji wytwarzania biogazu wymaga zharmonizowania obowiązujących ram prawnych i wytycznych, dobrych praktyk branżowych, doświadczeń, a także przemyślanej strategii gospodarczej, która będzie wspierać krajową infrastrukturę elektroenergetyczną, gazową i środowiskową. Temu ma służyć zorganizowanie dialogu między głównymi aktorami przyszłego rynku, tj. organami administracji publicznej, obecnymi i przyszłymi inwestorami oraz przedstawicielami łańcucha dostaw sektora biogazu i biometanu. Niezbędne jest też podjęcie kroków zmierzających do zwiększenia świadomości społecznej w odniesieniu do korzyści, jakie biogaz może generować dla całej gospodarki, w tym dla odbiorców końcowych energii i gazu.

Budowanie strategii i projektowanie zmian prawodawczych

Ustalenia wypracowane w ramach grup roboczych niosą ze sobą konkretny walor praktyczny. Dostrzegalne jest to zwłaszcza w ostatnich ruchach legislacyjnych oraz działaniach organów administracji rządowej. Wszystkie istotne dla branży gazowniczej projekty aktów prawnych są konsultowane z Izłą Gospodarczą Gazownictwa, co pozwala wymiennie wpływać na kształt prawodawstwa w tym sektorze energetyki.

Jak wspomniano, od ubiegłego roku trwały prace nad projektem „Polskiej strategii wodorowej”. W czerwcu 2021 roku do konsultacji publicznych została przekazana uaktualniona wersja tego dokumentu. Finalnie, Rada Ministrów 2 listopada 2021 roku przyjęła „Polską strategię wodorową do 2030 roku” z perspektywą do 2040 roku. Czekamy na jej publikację.

Strategia ma być swoistą mapą dla dalszych działań prawnych i pozaprawnych. Jednak pojawiają się już informacje o projektach, a nawet same projekty aktów prawnych, które docelowo mają włączyć wodór do życia gospodarczego i społecznego. Najlepszym przykładem jest tutaj projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw, który na początku października został pozytywnie zaopiniowany przez Radę Ministrów, a kilka dni później, dokładnie 8 października 2021 roku,

wpłynął do Sejmu. Projektowane przepisy mają w większym stopniu uregulować tematykę infrastruktury wodorowej niż to było dotychczas. Chodzi o wprowadzenie podstawowych pojęć prawnych związanych z tym obszarem ekomobilności oraz określenia obowiązków i praw związanych z eksploatacją stacji tankowania wodoru.

Dodatkowo, we wrześniu 2021 roku w wykazie prac legislacyjnych ministra klimatu i środowiska pojawiła się informacja o wszczęciu prac nad projektem rozporządzenia w sprawie wymagań technicznych dla stacji wodoru. Rozporządzenie to ma określać szczegółowe wymagania techniczne dotyczące budowy, eksploatacji, naprawy i modernizacji stacji wodoru czy rodzaje badań, jakim mają być te stacje poddawane przez Urząd Dozoru Technicznego lub Transportowy Dozór Techniczny. Zatem, prawdopodobnie w przyszłym roku możemy spodziewać się pojawienia się rozwiązań prawnych zachęcających potencjalnych inwestorów do rozbudowy stacji tankowania wodoru.

Podobną aktywność można odnotować także, jeśli chodzi o ustawodawstwo dotyczące biogazu i biometanu. W Ministerstwie Klimatu i Środowiska trwają prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, która ma na celu między innymi przyjęcie regulacji wspierających rozwój wytwarzania biometanu. Spośród wielu propozycji zmian można wskazać chociażby wprowadzenie definicji biometanu oraz wyłączenie pojęcia biogaz rolniczy z definicji biogazu, określenie zasad

prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu z biogazu poprzez utworzenie rejestru wytwórców biogazu prowadzonego przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki czy poszerzenie obszaru działalności spółdzielni energetycznych o możliwość wytwarzania biometanu. Rozpatrzenie projektu przez Radę Ministrów ma nastąpić w II kwartale 2022 roku.

Warto odnotować także, że nadal trwają prace nad przygotowaniem projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, którego celem jest stworzenie warunków do rozwoju rynku biometanu w Polsce, a tym samym zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym. W październiku 2021 roku do konsultacji publicznych została przesłana kolejna wersja projektu.

Ostatni rok to okres intensywnej merytorycznej pracy IGG na rzecz rozwoju nowych gałęzi gospodarki i dekarbonizacji gazownictwa. Dotychczasowe działania to dobry prognostyk kolejnych działań branżowych oraz zmian legislacyjnych, jakich możemy oczekiwać w przyszłym roku.

Marcel Krzanowski, prawnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy
Adam Wawrzynowicz, radca prawny w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

go dnia Targów EXPO-GAS odbyła się konferencja IGG pt. „Zielone gazownictwo – wyzwania systemowe i technologiczne”. Drugiego dnia odbyły się warsztaty techniczne w zakresie standaryzacji. Więcej informacji o EXPO-GAS na stronach 30–35.

We wrześniu br. (27–29) w Krakowie odbyła się jubileuszowa, XXX Szkoła Eksploatacji Podziemnej, skupiająca kadrę inżynierską i środowisko naukowe działające w obszarze górnictwa podziemnego. Patronat nad konferencją objęło Międzynarodowe Centrum Doskonałości w Zakresie Metanu z Kopalń Węgla w Polsce, działające przy IGG (ICE-CMM). Konferencja przebiegała pod hasłem „Nowe cele klimatyczne – skutki dla górnictwa”. Jedną z sesji dotyczyła „Metanu w kontekście transformacji sektora węglowego”. W dwudniowych warsztatach udział wzięli przedstawiciele ICE-CMM.

8 października br. w Świerklanach odbyło się **IX spotkanie śląskich firm gazowniczych**, zorganizowane przez Gascontrol Polska sp. z o.o., podczas którego omawiano bieżące działania IGG, zakres prac nad „Kodeksem dobrych praktyk branży gazowniczej”, a także przyszłość wodoru w polskiej gospodarce i niestabilną sytuację na rynkach cen gazu.

21 października br. w Warszawie IGEOS zorganizował **V Kongres Innowacji w Energetyce**. Tematem przewodnim spotkania było „Następne 20 lat – epokowa zmiana polskiej energetyki i rola innowacji”. W jednym z paneli, do którego zaproszono izby i towarzystwa branżowe, wziął udział dr Robert Perkowski, prezes IGG. Dyskutowano na temat obecnego stanu i przyszłości energetyki.

W listopadzie (8–10) odbyła się **XXVIII Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna z serii Górnictwo i Zagrożenia Naturalne**

w Jaworze, zorganizowana przez Główny Instytut Górnictwa wraz ze Stowarzyszeniem Inżynierów i Techników Górnictwa oraz Komisją Górnictwem PAN Oddział w Katowicach. Tematem przewodnim tegorocznej konferencji były „Zagrożenia naturalne – oddziaływanie na człowieka i środowisko”. Jedną z sesji poświęconą była partnerowi – Międzynarodowemu Centrum Doskonałości w Zakresie Metanu z Kopalń, a wzięli w niej udział członkowie Prezydium ICE-CMM.

W ostatnich miesiącach IGG zorganizowała dla firm członkowskich:

1) wspólnie z kancelarią JDP Drapała&Partners darmowe webinaria na następujące tematy:

- „Nowe prawo zamówień publicznych – przesłanki odrzucenia oferty”,
- „Kary umowne w inwestycjach gazowych – zagadnienia praktyczne”,
- „Koszty związane z przedłużeniem czasu realizacji kontraktów w infrastrukturze gazowej”,
- „Nowe prawo zamówień publicznych w zakresie najważniejszych kwestii i zmian w zakresie dokumentów”,
- „Arbitraż, czyli jak przyspieszyć i uprościć rozpoznawanie sporów, np. z podwykonawcami i konsorcjantami”,

2) wspólnie z LawBiz Technology darmowe webinarium „Jak zbudować przewagę konkurencyjną z wykorzystaniem nowoczesnych technologii w prawie”.

Z okazji nadchodzących świąt Bożego Narodzenia życzymy Państwu zdrowych i radosnych świąt oraz pomyślności i sukcesów w życiu osobistym i zawodowym w Nowym Roku.

Biurowo IGG

Czy wodór zastąpi gaz...

Konrad Świrski

Tylko czy Polska ma OZE, żeby produkować wodór? Energetyka przechodzi epokową zmianę – to jest już jasne dla wszystkich. Chyba też przyzwyczajamy się, że na naszych oczach całkowicie zmieniają się dogmaty, energetyczne prawdy, a nawet to, czego uczyliśmy się lub uczymy na energetycznych wydziałach politechnik.

Przypomnijmy sobie dyskusje sprzed dekady na temat roli węgla w energetyce i wielkie niedowierzanie (w Polsce), że w ogóle można myśleć o energetyce bez elektrowni węglowych. Dziś jest to już właściwie oczywiste dla wszystkich poza wyjątkowymi zwolennikami węgla, którzy w pewnym sensie zaprzeczają faktom oraz wewnętrznym planom i strategiom, jakie ma realizować Polska.

Tę dyskusję (jak zmieniały się nasze poglądy w okresie ostatniej dekady) warto też przenieść na rozważania o roli gazu naturalnego, który miał być „paliwem pomostowym czy przejściowym” i w praktyce zastąpić węgiel, ale wciąż miał być fundamentem paliw kopalnych w polskiej energetyce. Dziś jest to już nieaktualne. Mimo że budujemy nowe (i najnowsze w Europie) duże jednostki gazowo-parowe, mogą one być ostatnimi tego typu blokami w Europie, której polityka klimatyczna i wizja *Green Deal* poprzez założenie o całkowitej neutralności (zeroemisyjności) CO₂ w 2050 roku, już dziś w praktyce mówi o gazie to, co o węglu 10 lat temu. Gaz ma odejść i to około 2040 roku, co teraz – z polskiej perspektywy – wydaje się nam zupełnie nierealne i idealistyczne. A co, jeśli rzeczywistość tak się stanie? Co, jeśli gaz podzieli rolę węgla i za dekadę będzie paliwem całkowicie schyłkowym? Jakie wówczas ma być rozwiązanie energetycznej układanki?

Wodór, wodór, wodór – to nowa koncepcja rewolucji energetycznej w Europie. Przyjmujemy ją za ważną i budujemy własne polskie strategie wodorowe. Polska nie chce stracić szansy na rozwój własnych kompetencji w tym przyszłościowym obszarze światowej gospodarki. Strategia Europy jest prosta – po szybkiej dekarbonizacji (eliminacji węgla do 2030 roku) ma nastąpić dekarbonizacja gazowa (eliminacja gazu do 2040 roku), a rolę wielkoskalowych magazynów energii (stabilizujących pracę źródeł niesterowalnych i zależnych od pogody) ma przejąć magazynowanie energii oparte na magazynach bateryjnych (rozwijających się równoległe do dominującej już niedługo e-mobilności) oraz, przede wszystkim, wodór. Wodór ma być tym paliwem przyszłości, które w energetyce wyeliminuje gaz, zapewni pełne bezpieczeństwo energetyczne wraz z OZE (np. wykorzystując turbiny gazowe na wodór), a niebawem doprowadzi nawet do pełnej zeroemisyjności całej gospodarki (np. wspomagając ciężki transport czy hutnictwo). Koncepcja OZE plus wodór ma obowiązywać już od 2030 roku i, oczywiście, wymaga osiągnięcia przełomu technologicznego w kilku kluczowych kierunkach – efektywnej kosztowo elektrolizy (produkcji zielonego wodoru), technologii wielkoskalowych instalacji na wodór (jak nowe turbiny gazowe) oraz samego przesyłu wodoru. A co, jeśli rzeczywistość te technologie zostaną opanowane? Zmierzch gazu stanie się faktem, a cała Europa będzie podążać do totalnej zeroemisyjności i gospodarki obiegu zamkniętego.

I tu, niestety, zaczynają się schody... w polskich rozwiązaniach. Musimy – przy ekstremalnie szybkiej dekarbonizacji węglowej – jednocześnie pośrednio zwiększać zużycie gazu (np. dla obszaru kogeneracji i samej energetyki zawodowej), aby za chwilę znowu gonić jeszcze bardziej ostre cele redukcyjne UE i pozostać w głównym nurcie rozwoju rewolucji energetycznej, czyli... produkować wodór. I tu dochodzimy do sedna problemu. Mamy Strategię Wodorową 2.0, mamy ambitne plany wykorzystania H₂, mało tego – powołujemy się na naszą pozycję jednego z największych europejskich producentów wodoru. Niestety, zapominamy, że wodór po 2030 roku... powinien być wodorem zielonym (produkowanym z wykorzystaniem elektrolizy wody zasilanej zieloną energią z OZE. Mało tego, powinniśmy nie tylko produkować coraz więcej wodoru (i wykorzystywać go w energetyce), ale jednocześnie dzisiejszą produkcję wodoru (szara – reforming CH₄) zamieniać na elektrolizę.

Okazuje się, że w obecnej polityce energetycznej (jak PEP) zapomnieliśmy o wodorze. Zielony wodór wymaga rosnących nadwyżek OZE (być może, nawet dedykowanych farm wiatrowych i fotowoltaicznych), tymczasem w Polsce nie posuwamy się w tym obszarze (a statystyki produkcji z tego roku są właściwie porażające: na razie jesteśmy na poziomie około 15%). Nie mamy więc OZE nawet żeby „dośćgnąć” obecny nurt europejskiej polityki energetycznej (przypomnijmy: obecnie w Niemczech planuje się 80% OZE w 2030 roku, a nasz plan to 32,5% i też nie wiadomo, jak go zrealizować). Do tego dochodzi wodór – nie tylko nowy (energetyczny). Konieczna jest zmiana produkcji dotychczasowego (czyli co najmniej 60–100 TWh produkcji dodatkowego OZE w 2050 roku). Ambitny plan Polskiej Strategii Wodorowej i 2 GW w elektrolizerach w 2030 roku, jeśli ma być traktowany poważnie, musi także wymuszać szybki wzrost mocy OZE, a więc powstawanie kolejnych farm wiatrowych na morzu i na lądzie. Wodór jeszcze bardziej przyspiesza inwestycje, a w naszej strategii jakoś tego nie widać – w końcu to dotyczy dopiero 2030 roku. Już dziś trzeba bić na alarm! Niestety, zmiany są szybsze, ceny CO₂ wyższe, a europejska polityka jeszcze bardziej zielona. Niezależnie od tego, jakim to jest problemem, nie można walczyć, trzeba się dostosować, jak najszybciej zwiększając plany dotyczące dostępnych mocy OZE (co najmniej o kilka GW dodatkowych *off shore* i jak najszybciej doprowadzić do modyfikacji ustawy 10 h, z radykalnym zwiększeniem inwestycji lądowych). Już nie zdążymy, paradoksalnie możemy tylko oczekiwać optymistycznego scenariusza dla nas, że dekarbonizacja gazowa się opóźni. Jednak pamiętajmy, że ona nastąpi. Wobec tego nie popełniamy błędów z przeszłości.

Konrad Świrski, Politechnika Warszawska, Instytut Inżynierii Ciepłej, prezes Transition Technologies SA

Optymalizacja pracy biogazowni z uwzględnieniem spektrometrycznej analizy substratów

Magdalena Łapczyńska-Pierz, Jakub Rak, Paweł Niklewicz, Piotr Błach

Obecnie trudno wyobrazić sobie instalację przemysłową działającą bez wsparcia systemów informatycznych. Podobnie jest z biogazownią stanowiącą w istocie biochemiczny reaktor, w którym zachodzą procesy fermentacyjne. Jak każdy proces przemysłowy, charakteryzują się one pewnymi zmiennymi sterującymi i dają określone efekty wynikowe.

Produkcja biogazu poprzez fermentację beztlenową biomasy ma coraz większe znaczenie. Jest to odpowiedź na obawy związane ze środowiskiem i przyszłymi dostawami energii. W nowoczesnych biogazowniach fermentowane są substraty płynne i/lub stałe ze źródeł rolniczych. Typowym podłożem płynnym jest obornik, podczas gdy najobficiej występującymi podłożami stałymi są odpady produkcyjne z przemysłu spożywczego przetwórstwa roślin oraz kukurydza i trawa. Podłoża rolnicze są stosunkowo złożone pod względem składu i ze względu na lokalnie i czasowo odmienne warunki wzrostu i przechowywania – zróżnicowanej jakości. W przeciwieństwie do tych różnic proces produkcji biogazu wymaga stałych warunków dotyczących dawkowania i składu substratów. Można to osiągnąć jedynie poprzez ciągły i reprezentatywny nadzór nad dostarczaniem do fermentatora substratami. Tradycyjnie, skład dawkowanej mieszanki oblicza się na podstawie znanej biogazodochodowości poszczególnych dostępnych w biogazowni substratów. Sprawdzenie jakości mieszanki podawanych substratów odbywa się już w trakcie dozowania, jednak kontrolowane są tylko parametry, które mogą być zmierzone prostymi, niewymagającymi czasochłonnego przygotowania próbki metodami analitycznymi. Zmiany w jakości substratu, prowadzące do zmiany produkcji biogazu, nie mogą zatem być kontrolowane na czas i muszą być buforowane przez w większości elastyczny system magazynowania gazu, dopóki operator instalacji nie zareaguje. Poza tym buforem prowadzą do nadmiernej lub niedostatecznej produkcji biogazu, co skutkuje stratami finansowymi. W przeważającej części biogazowni produkowany gaz wykorzystywany jest na potrzeby produkcji energii elektrycznej. Zakładając, że moc elektryczna, generowana przez silnik spalający biogaz jest stała i ograniczona czynnikami formalnymi, kontrola ilości produkowanego biogazu może odbywać się jedynie poprzez sterowanie samym procesem oraz sterowanie strumieniem mieszanki pokarmowej.

Tradycyjne metody oznaczeń są czasochłonne i nie mogą być wykorzystywane do monitorowania składu mieszanki substratów w czasie rzeczywistym.

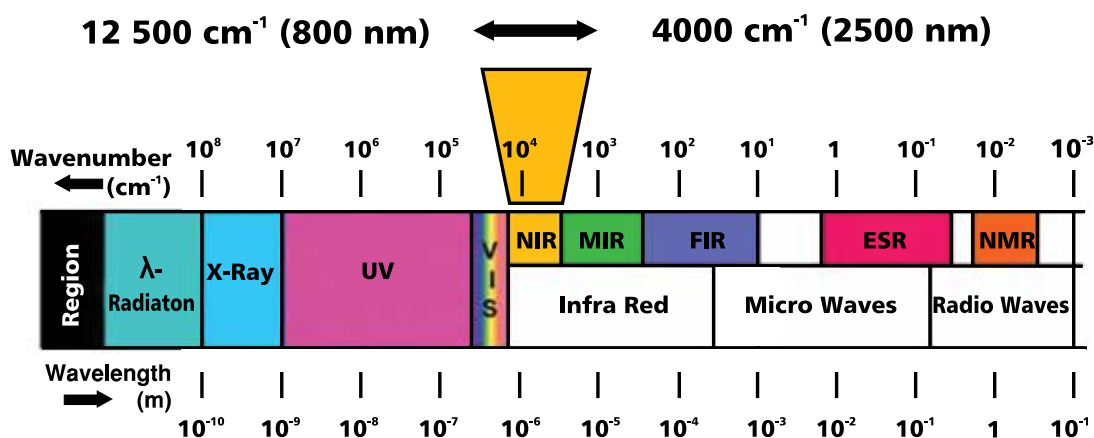
W związku z tym niezbędne jest zastosowanie narzędzia do nadzoru *on-line* mieszanki substratów. Można do tego wykorzystać urządzenia działające z zastosowaniem spektroskopii w bliskiej podczerwieni (NIR). NIR jest używany w szerokim zakresie w przemyśle rolniczym i spożywczym. Z powodzeniem wykorzystywany jest

do kontroli jakości pasz zwierzęcych, produktów zielonych itp. Ponadto, NIR został wdrożony do analizy składu chemicznego kisonki z kukurydzy, takich jak włókno neutralnego detergentu, surowe białko czy zawartość popiołu. Stosowany jest również jako narzędzie analityczne do nadzorowania procesu fermentacji beztlenowej w oczyszczalniach ścieków komunalnych oraz do określania składu obornika. Spektroskopia bliskiej podczerwieni wykorzystywana jest również przy ocenie biogazodochodowości biomasy roślinnej. Spektrometry NIR służą do oznaczania związków chemicznych (takich jak N, P i K) w nawozach organicznych. Dlatego również w przypadku produkcji biogazu ta metoda analityczna wydaje się metodą pierwszego wyboru do monitorowania w czasie rzeczywistym parametrów specyficznych dla procesu.

Spektroskopia w bliskiej podczerwieni (*Near InfraRed*) to metoda analityczna wykorzystująca obszar widma elektromagnetycznego w zakresie od 800 do 2500 nm. Mierzy ona absorpcję promieniowania z próbki przy różnych długościach fal. Zarejestrowane widmo składa się z nadtonów i kombinacji drgań cząsteczek zawierających grupy CH, NH lub OH. To sprawia, że spektroskopia NIR jest pierwszym wyborem do analizy materiałów organicznych.

Techniki spektroskopowe wykorzystujące bliską podczerwień są szybkie i dokładne. W przeciwieństwie do tradycyjnych, mokrych metod chemicznych przy ich zastosowaniu nie jest potrzebne dodatkowe przygotowanie próbki. Mierzona jest ona w stanie surowym, bez czas- i kosztochłonnego przygotowań. Techniki NIR nie generują powstawania dodatkowych odpadów.

Techniki spektroskopowe pozwalają na analizę różnych parametrów za pomocą tylko jednego pomiaru. Zastosowanie transformacji Furiera (FT) w pomiarach NIR pozwala na pomiar próbki w ruchu. Nie brzmi to może imponująco, ale dzięki temu można zarejestrować pomiar większej objętości próbki w porównaniu z pojedynczym, statycznym pomiarem (np. w spektrometrach dyspersyjnych). To sprawia, że wynik jest bardziej reprezentatywny, co jest istotne zwłaszcza w przypadku pomiarów materiałów niejednorodnych. Biorąc pod uwagę, że pojedynczy pomiar może trwać od kilku do kilkudziesięciu sekund, technika ta zapewnia wysoką przepustowość próbek w laboratorium. Dzięki zastosowaniu sond światłowodowych widma FT-NIR mogą być zbierane bezpośrednio na instalacji produkcyjnej lub w magazynach, przesyłając światło na duże odległości (do 100 m) od spektrometru.



Wymienione zalety sprawiają, że techniki FT-NIR mogą być wykorzystywane do pomiarów on-line przy kontroli procesu.

W spektrometrii FT-NIR wykorzystywane są trzy techniki pomiarowe: transmisja, odbicie rozproszone i transfleksja. Dla każdej z nich dostępny jest szeroki wybór dedykowanych akcesoriów do pomiarów próbek, w zależności od właściwości optycznych próbek.

W trakcie pomiarów mieszanki substratu wykorzystywana jest technika odbicia rozproszonego. Tak jak za pomocą pozostałych technik, możliwy jest pomiar następujących parametrów wykorzystywanych przy określaniu biogazodochodowości:

- zawartość suchej masy,
- zawartość popiołu,
- zawartość białka,
- zawartość tłuszczów,
- wilgotność.

Ze względu na kompleksowość widma pochodzącego z pomiaru spektralnego możliwe jest również określenie innych parametrów, które mogą stanowić dodatkową informację. Są to np. zawartość azotu amonowego, pH czy profil lotnych kwasów karboksylowych.

Odrębnym zagadnieniem jest próba stabilizacji łańcucha dostaw surowców trafiających do biogazowni. Ze względu na wymienione powyżej aspekty wskazane jest, aby trafiające do biogazowni dostawy surowców były stabilne oraz aby w miarę możliwości dawało się je homogenizować bez konieczności mechanicznej obróbki. Pozwoliłoby to na uzyskiwanie stabilnej w czasie mieszanki substratów. Zagwarantowanie jednorodnego strumienia pozwoliłoby na zdecydowanie bardziej precyzyjne prognozowanie biogazodochodowości oraz dokładniejsze dozowanie, zapobiegając nieefektywnemu gospodarowaniu substratami. Narzędziem, które pozwala skutecznie planować i realizować procesy transportowo-logistyczne jest produkt rozwijany w ramach Grupy Kapitałowej Transition Technologies – Logistics Management System.

Planowanie i zarządzanie dostawami od poszczególnych producentów w sposób zasadniczy wpływa na możliwość doboru składu mieszanki, co przekłada się na biogazodochodowość oraz możliwość optymalnego dozowania. Uzyskanie chociażby sezonowo stabilnych dostaw surowców pozwoliłoby na automatyzację procesu przyjmowania transportów oraz monitorowanie ich składu w czasie. Poprzez automatyzację przyjęcia dostawy na wjeździe na teren biogazowni, pobranie jednej lub kilku próbek do automatycznej analizy oraz ważenie dostawy możliwe byłoby śledzenie zmian składu dostawy, a w przyszłości ilościowe dobieranie składu mieszanki na podstawie prognozowanego aktualnego składu substratów z danej dostawy.

W celu precyzyjnego monitorowania składu konieczne byłoby opracowanie modeli zmiany składu dostarczanych surowców w czasie.

Kwestia optymalizacji składu, biogazodochodowości oraz strumienia substratów wynika z konieczności zachowania ilościowej stabilności produkcji biogazu. Brak możliwości przekroczenia generowanej energii elektrycznej jest przyczyną twardego ograniczenia produkowanego strumienia biogazu. Nadmiar biogazu, niemożliwy do spożytkowania na cele generacji energii elektrycznej, może przez pewien czas być gromadzony i wykorzystany na ewentualne bilansowanie chwilowych niedoborów. Wpływa to na ustabilizowanie produkcji energii elektrycznej na maksymalnym dopuszczalnym poziomie. Niemniej jednak w biogazowni zazwyczaj nie ma możliwości trwałego lub długookresowego magazynowania biogazu, co skutkuje koniecznością wypalania nadmiaru produkcji na flarze. Jest to efekt niepożądany i świadczący o nieefektywnym doborze strumienia substratów. Dlatego tak ważne wydaje się doprowadzenie do sytuacji, w której strumień substratów przywożonych do biogazowni podlega planowaniu i zarządzaniu, a jakość substratów podawanych do fermentatora jest sterowalna i pozwala na odpowiednie prognozowanie biogazodochodowości. Jest to możliwe dzięki zastosowaniu automatyzacji pracy biogazowni za pomocą odpowiedniego modelowania i optymalizacji całego procesu.

Bardzo istotnym zagadnieniem w funkcjonowaniu biogazowni jest również zapobieganie procesom pienienia. Wykorzystując analizy spektrometryczne przyjmowanego surowca oraz opierając się na opracowanych modelach prognostycznych, można z dużym prawdopodobieństwem przewidywać wystąpienie tego negatywnego procesu. Znając przyczyny wystąpienia pienienia, można unikać pewnych sytuacji lub zawnoczu podejmować działania zapobiegające wystąpieniu nadmiaru piany.

Podsumowując, obszar optymalizacji produkcji biogazu z wykorzystaniem technologii spektroskopii i narzędzi wspierających logistykę i planowanie dostaw substratów jest wspierany przez rozwijane narzędzia GK Transition Technologies. Połączenie technologii badającej biogazodochodowość z oprogramowaniem pozwoli na wsparcie codziennej pracy operatorów i zminimalizuje ryzyko niewykorzystania biogazu, spełniając przy tym ograniczenia wynikające z dostępności substratów.

Magdalena Łapczyńska-Pierz, senior BDM Silesian Catalysts sp. z o.o.

Jakub Rak, zastępca dyrektora ds. rynku LNG oraz gazu ziemnego Transition Technologies S.A.

Paweł Niklewicz, członek zarządu Silesian Catalysts sp. z o.o.

Piotr Błach, inżynier projektowy Transition Technologies S.A.

Charakterystyka biogazu rolniczego wytwarzanego w Polsce – najnowsze doświadczenia INiG – PIB

Jadwiga Holewa-Rataj, Ewa Kukulska-Zajac, Jacek Jaworski

W dobie transformacji energetycznej w kierunku gospodarki nisko- i zeroemisyjnej oraz konieczności spełnienia wymagań w zakresie m.in. zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w miksie energetycznym, celowe staje się poszukiwanie możliwości zwiększenia wykorzystania potencjału rynku biogazu w Polsce.

Dużym krokiem w tym kierunku jest podpisane 23 listopada br. „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”, którego głównym celem jest wspieranie rozwoju sektora biogazu i biometanu w Polsce. W podpisanym dokumencie jednym z kluczowych obszarów dla rozwoju tego sektora jest rozwój lokalnych sieci dystrybucyjnych dla biogazu i biometanu. Obecnie dodawanie biogazu do sieci gazowych jest niemożliwe, głównie ze względu na występujące w nim zanieczyszczenia, które mogą stanowić istotne zagrożenie dla bezpieczeństwa użytkownika infrastruktury gazowej, a tym samym dla bezpieczeństwa publicznego. Z kolei dodawanie do sieci gazowych biometanu, przy obecnym poziomie cenowym jego wytworzenia, wciąż jest kosztownym rozwiązaniem. Podpisane „Porozumienie” zakłada podjęcie działań na rzecz opracowania koncepcji funkcjonowania lokalnych sieci gazowych dla biogazu i biometanu w celu wykorzystania potencjału biogazowego na obszarach o niskim stopniu gazyfikacji, poprzez m.in. wtlaczenie do lokalnych sieci gazowych. Wśród postulowanych działań w tym zakresie „Porozumienie” wymienia opracowanie kompleksowych zasad funkcjonowania lokalnych sieci dystrybucyjnych (w tym w zakresie bilansowania i obowiązku ich utrzymania oraz zapewnienia bezpieczeństwa i dalszego rozwoju), określenie parametrów biogazu wtlaczanego do lokalnej sieci dystrybucyjnej oraz przygotowanie i wdrożenie rozwiązań legislacyjnych w celu implementacji modelu rozwoju lokalnych sieci dystrybucyjnych biogazu i biometanu.

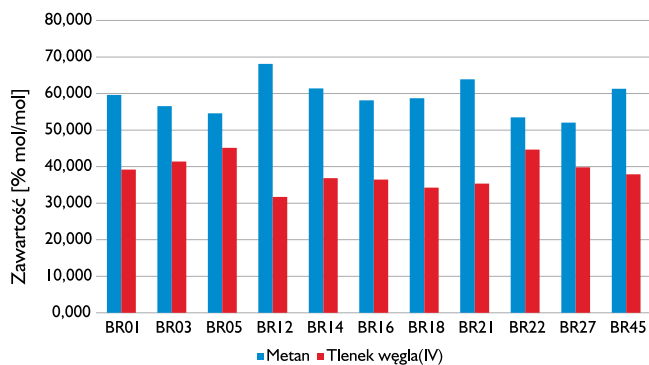
Institut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy w 2021 roku podjął się realizacji projektu, którego celem jest uzyskanie odpowiedzi na pytanie, czy istnieje możliwość wprowadzenia na rynek krajowy nowego rodzaju paliwa gazowego opartego na mieszaninie gazu ziemnego wysokometanowego lub gazu z re-gazyfikacji LNG z domieszką biogazu uzdatnionego do poziomu ekonomicznie i technicznie uzasadnionego. Realizacja projektu jest także odpowiedzią instytutu na zapotrzebowanie zgłoszone przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Praca realizowana jest w formie pięciu zadań, z których pierwsze zostało już zakończone. Dotyczyło ono określenia charakterystyki jakościowej wytwarzanego biogazu rolniczego wraz z ustaleniem jego wpływu na środowisko. Wyniki tego zadania pozwoliły na określenie jakości biogazu rolniczego w Polsce, w tym zidentyfikowanie występują-

cych w nim zanieczyszczeń, które mogą mieć kluczowe znaczenie podczas zatłaczania biogazu do lokalnych sieci gazowych. Krótkie omówienie otrzymanych w tym zadaniu wyników przedstawiono w dalszej części niniejszego artykułu. Drugie zadanie związane jest z wyznaczeniem granicznych stężeń odorotwórczych składników biogazu, wpływających na bezpieczeństwo jego użytkowania w sieci gazowej. Celem zadania jest ocena zmian charakterystyki zapachowej gazu wysokometanowego pod wpływem zidentyfikowanych odorotwórczych składników biogazu, w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa jego użytkowania oraz określenie metodyki kontroli poziomu nawonienia mieszanin gaz sieciowy/biogaz (ze szczególnym uwzględnieniem pomiarów stężenia THT w gazie). Kolejne zadanie dotyczy dokonania analizy i oceny wpływu składników wstępnie uzdatnionego biogazu na elementy sieci i instalacji gazowych, tj. np. rury, złączki, armaturę, reduktory oraz materiały uszczelniające stosowane w połączeniach mechanicznych. W czwartym zadaniu przeprowadzona zostanie analiza systemu rozliczeń gazu w Polsce w kontekście pomiaru biogazu. Celem tego zadania jest z kolei analiza systemu gazowniczego pod kątem pomiarów i rozliczeń biogazu oraz określenia wrażliwych obszarów z uwzględnieniem analizy krytycznej dotyczącej regulacji prawnych i certyfikacji urządzeń służących do pomiaru biogazu. Ostatnie realizowane w projekcie zadanie obejmuje analizę projektów finansowanych z budżetu UE dotyczących biogazu, a także istniejących podobnych rozwiązań w innych częściach globu oraz rozwiązań konstrukcyjnych urządzeń gazowych pod kątem użytkowania mieszaniny gazu ziemnego lub LNG z uzdatnionym biogazem. Celem zadania jest m.in. określenie kategorii urządzeń, które potencjalnie można wykorzystać do zasilania mieszaniną gazu ziemnego lub LNG z uzdatnionym biogazem.

Doniesienia literaturowe dotyczące jakości biogazu rolniczego pokazują, że jest on mieszaniną gazową o bardzo zróżnicowanym składzie. W biogazie rolniczym może występować nawet 150 związków o zróżnicowanym charakterze chemicznym, przy czym znaczna ich część występuje w ilości nieprzekraczającej kilku ppm. Zawartości dwóch głównych składników biogazu mogą się zmieniać w przedziale od 35 do 85% mol/mol w przypadku metanu oraz od 14 do 60% mol/mol dla tlenku węgla(IV). W celu realizacji pierwszego zadania, czyli określenia charakterystyki jakościowej biogazu rolniczego wytwarzanego w Polsce, wśród bio-

gazowni rolniczych przeprowadzono ankietę dotyczącą produkcji biogazu. Zawarte w niej pytania dotyczyły substratów, z jakich korzystają poszczególne biogazownie oraz zakresu oczyszczania wyprodukowanego biogazu. Na podstawie udzielonych odpowiedzi wytypowano 11 biogazowni rolniczych, w których pobrano próbki biogazu przed i po oczyszczaniu, a następnie w Zakładzie Ochrony Środowiska INiG-PIB przeprowadzono badania jakości pobranych biogazów. Wykazały one znacznie mniejsze zróżnicowanie składu podstawowego biogazów rolniczych. W oczyszczonych biogazach zakres stężeń metanu zmieniał się od 52,0 do 68,1% mol/mol, a tlenu węgla(IV) od 31,7 do 45,1% mol/mol (rysunek 1).

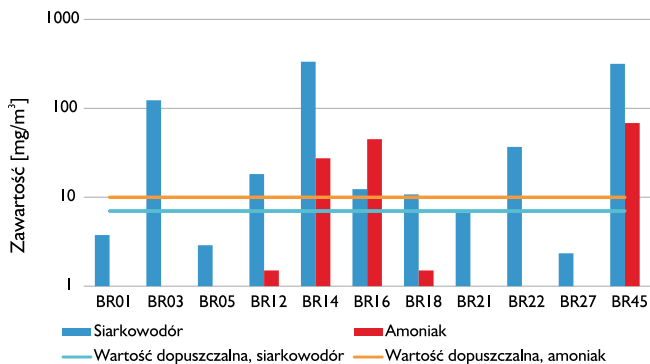
Rysunek 1. Zawartość głównych składników metanu i tlenu węgla(IV) w badanych biogazach rolniczych



Z danych literaturowych dotyczących podstawowych zanieczyszczeń biogazu wynika natomiast, że zawartość siarkowodoru w tym gazie może wynosić nawet 5,5% v/v (czyli ok. 83 g/m³), a zawartość amoniaku może dochodzić do 1% (czyli ok. 7,5 g/m³). Wyniki badań przeprowadzonych na 11 biogazowniach rolniczych wskazują na duże zróżnicowanie zawartości tych zanieczyszczeń. Zawartość siarkowodoru w oczyszczonych biogazach zmieniała się w zakresie od 2,3 do 334,2 mg/m³, natomiast zawartość amoniaku dochodziła do 68,4 mg/m³, przy czym w ponad połowie badanych biogazów nie stwierdzono zawartości amoniaku (rysunek 2). Należy przy tym zaznaczyć, że wymagania zawarte w standardzie ST-IGG-3501:2019, dotyczące dopuszczalnej zawartości siarkowodoru w biometanie wprowadzanym do sieci dystrybucyjnej, spełniało 36,4% badanych biogazów, natomiast wymagania w zakresie zawartości amoniaku były spełnione przez 72,7% badanych biogazów.

Wśród podstawowych zanieczyszczeń biogazu wymieniana jest również zawartość pary wodnej. Wytworzony biogaz ma temperaturę około 40–50°C i jest nasycony parą wodną, co przekłada się na to, że punkt rosy wody nieosuszonego biogazu oscyluje w tych samych granicach, przy czym schłodzenie biogazu powoduje usunięcie z niego znacznej części wilgoci. Przeprowadzone przez INiG-PIB badania potwierdziły istotną zawartość wilgoci nawet w osuszonych biogazach. Wszystkie przebadane biogazy rolnicze charakteryzowały się dodatnimi temperaturami punktu rosy wody w zakresie od 7,1 do 16,9°C, czyli znacznie wyższymi niż temperatura punktu rosy wody typowych gazów ziemnych (rysunek 3). Wysokie wartości temperatury punktów rosy wody wynikają z dużej wilgotności względnej biogazów rolniczych, która mieści się w przedziale od 17,2 do 67,9%, przy temperaturach gazu mieszczących się w przedziale do 15,1 do 36,1°C. Parametry te

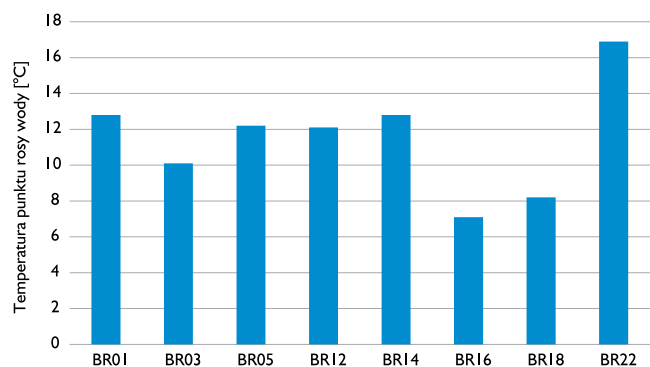
Rysunek 2. Zawartość siarkowodoru i amoniaku w badanych biogazach rolniczych



przekładają się na wysokie zawartości wody w biogazie rolniczym, które wynoszą od 5,6 do 14,2 g/m³.

Oprócz dwóch głównych składników (metanu i tlenu węgla(IV)) oraz trzech podstawowych zanieczyszczeń (siarkowodoru, amoniaku i wody) występujących w biogazach, podczas przeprowadzonych badań we wszystkich badanych biogazach stwierdzono obecność węglowodorów aromatycznych z grupy BTEX, a także WWA (głównie naftalenu i jego metylowych pochodnych). Badane biogazy zawierały również alkohole, takie jak metanol, etanol oraz i-propanol w ilościach nieprzekraczających odpowiednio 2,8 mg/m³ dla metanolu, 15,6 mg/m³ dla etanolu oraz 3,2 mg/m³ dla i-propanolu. Badane biogazy rolnicze zawierały także śladowe ilości siloksanów, których stężenie w przeliczeniu na krzem

Rysunek 3. Temperatura punktu rosy wody badanych biogazów rolniczych



wynosiło maksymalnie 5,0 µg/m³. Zawartość fluoru stwierdzono wyłącznie w jednej próbce oczyszczonego biogazu w ilości równiej 14 mg/m³, natomiast zawartość chloru całkowitego w sześciu próbkach badanych biogazów rolniczych.

Opisane pokrótce, otrzymane w INiG-PIB, wyniki badań jakości biogazu rolniczego produkowanego w Polsce stanowią cenną bazę danych, która wraz z wynikami całego projektu może zostać wykorzystana podczas poszukiwania i/lub rozwijania nowych rozwiązań zwiększających wykorzystanie biogazu rolniczego w Polsce.

Jadwiga Holewa-Rataj, p.o. kierownika Zakładu Ochrony Środowiska, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
Ewa Kukulska-Zajac, zastępca dyrektora ds. gazownictwa Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego
Jacek Jaworski, dyrektor Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego

EXPO-GAS 2021

W Kielcach odbyły się (15–16 września br.) XI Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS, zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Targi Kielce. Spotkaniu towarzyszyła konferencja, której tematem było „Zielone gazownictwo – wyzwania systemowe i technologiczne”.

Targi EXPO-GAS otworzyli: **dr Andrzej Mochoń**, prezes Targów Kielce, **Bogdan Went**, prezydent Kielc, **Rafał Nowak**, wicewojewoda świętokrzyski, **dr Robert Perkowski**, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, **Paweł Majewski**, prezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, oraz **dr Marek Niedużak**, podsekretarz stanu w Ministerstwie Rozwoju i Technologii.

Pierwsza sesja konferencji poświęcona była wyzwaniom systemowym Europejskiego Zielonego Ładu. Prezentacje w tej sesji przedstawili: **dr Paweł Pikus**, dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska oraz **Szymon Byliński**, dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej w Ministerstwie Klimatu i Środowiska.



Omówili europejskie i polskie ramy dla transformacji sektora gazu i wskazali na szanse i wyzwania tego procesu, podkreślając, jak ważne jest partnerstwo sektorowe jako odpowiedź na te wyzwania oraz lobbying w Brukseli dla zrównoważonej transformacji w Polsce. **Paweł Majewski**, prezes zarządu GK PGNiG SA zaprezentował korporacyjne spojrzenie na zieloną transformację w Polsce, omawiając strategiczne plany w zakresie zielonego gazownictwa we wszystkich obszarach działania Grupy Kapitałowej.

W dyskusji panelowej, prowadzonej przez **prof. Józefa Paska** z Politechniki Warszawskiej, udział wzięli: **dr Marek Niedużak**, podsekretarz stanu (Ministerstwo Rozwoju i Technologii), **dr Paweł Pikus**, dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu (Ministerstwo Klimatu i Środowiska), **Szymon Byliński**, dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej (Ministerstwo Klimatu i Środowiska), **Paweł Majewski**, prezes zarządu (PGNiG SA), **dr Maciej Bukowski**, prezes zarządu (WiseEuropa), **Piotr Dowżenko**, p.o. dyrektora Departamentu Innowacji i Wodoryzacji Gospodarki (NFOŚiGW), **Wojciech Racięcki**, dyrektor

Działu Rozwoju Innowacyjnych Metod Zarządzania Programami (NCBR). Uczestnicy panelu koncentrowali się na strategicznych obszarach problemowych dla rozwoju nowego gazownictwa, w tym konieczności określenia przejrzystych celów rozwoju regulacji i tworzeniu ram prawnych dla rozwoju rynku nowych gazów. Poruszono także regionalne aspekty finansowania dekarbonizacji gospodarki. Skala nakładów, jakie samorządy będą musiały ponieść, aby osiągnąć cele klimatyczne, jest znacząca. W sprostaniu temu zadaniu będzie musiało im pomóc zrównoważone finansowanie ze strony banków, wsparcie z dedykowanych funduszy krajowych (np. Niskoemisyjnego Transportu), odpowiednio skonstruowane gwarancje bankowe oraz liczne ułatwienia regulacyjne ze strony rządu. Zwrócono uwagę na rolę dwóch instytucji państwowych – NCBR i NFOŚiGW – które zawarły alians i budują platformy konkursowe dla innowacyjnych projektów *Green Deal*. W ich działaniu pojawiają się bowiem nowatorskie metody finansowania innowacji w trybie zamówień przedkomercyjnych, dotyczących bezpośrednio ciepłownictwa, efektywności energetycznej oraz produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Druga sesja konferencji, poświęcona uwarunkowaniom technologicznym dla rynku gazu, moderowana przez **prof. Wojciecha Suwałę** z AGH, poświęcona była szeroko rozumianemu rynkowi energii w kontekście obniżania emisji i rozwoju technologii bezemisyjnych. Prezentacje przedstawili i uczestniczyli w dyskusji panelowej: **Artur Cieślik**, wiceprezes zarządu ds. strategii i regulacji (PGNiG SA), **prof. Andrzej Osiadacz** (Politechnika Warszawska), **dr hab. Grzegorz Tchorek** (Uniwersytet Warszawski), **Dariusz Koc**, dyrektor zarządzający (Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.), **Tobiasz Adamczewski**, kierownik ds. OZE (Forum Energii), **Wacław Bilnicki** (MAR-BUD) oraz **Adam Wawrzynowicz** (Kancelaria Wawrzynowicz i Wspólnicy). W analizie statystycznej pokazano wielkość rynku energii w kontekście emisji we wszystkich jego segmentach i wskazano kierunki i możliwości jej ograniczenia. Wskazywano na nowe technologie w produkcji



energii, pokazano rosnące znaczenie zielonych gazów oraz programy wdrażania nowych technologii w zakresie biometanu i wodoryzacji gospodarki. Podkreślono, że wyzwania technologiczne dla rynku gazu mają aspekt nie tylko techniczny, ale wymagają również regulacji prawnych.



Trzecia sesja konferencji, poświęcona wyzwaniom naukowym dla sektora energii i gazu, moderowana przez **prof. Stanisława Nagya** z AGH, który dokonał obszernego wprowadzenia do debaty panelowej na przykładzie AGH, poświęcona była kwestii potencjału naukowo-badawczego krajowych i międzynarodowych ośrodków naukowych w zakresie zielonych innowacji. W dyskusji panelowej uczestniczyli: **prof. Stanisław Nagy** (AGH), **dr Arkadiusz Sekściński**, wiceprezes zarządu ds. rozwoju (PGNiG SA), **Robert Więckowski**, prezes zarządu (Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.), **Jarosław Maślany**, członek zarządu, wiceprezes ds. operacyjnych (PGNiG TERMIKA SA), **dr hab. inż. Jakub**

Kupecki, kierownik Centrum Technologii Wodorowych (Instytut Energetyki), **dr Jacek Jaworski**, zastępca dyrektora ds. Gazownictwa (INiG-PIB), **Robert Wojtowicz**, kierownik Laboratorium Badania Urządzeń Gazowych i Grzewczych (INiG-PIB), **Aneta Korda-Burza**, dyrektor Pionu Laboratoriów (GAZ-SYSTEM S.A.), **Paweł Jabłoński**, dyrektor (PGNiG TERMIKA SA) oraz **Robert Kwiatkowski**, zastępca dyrektora Departamentu Rozwoju (PSG sp. z o.o.). W dyskusji omówiono kluczowe obszary badawcze dla procesu transformacji energetycznej, w tym program wdrożenia biometanu do systemu gazowniczego, gospodarki wodowej oraz wdrożenia CCS/CCUS. W panelu prezentowane były konkretne projekty dotyczące stworzenia nowego paliwa gazowego oraz gospodarki wodowej, prezentowano programy w zakresie *Power to Gas*, wielkoskalowego magazynowania energii w kawernach solnych, a także technologie biogazowe – bioCNG. Innowacyjność podkreślano też, prezentując planowane rozwiązania w zakresie dystrybucji gazów zdekarbonizowanych. Plany krajowe konfrontowane były z analogicznymi projektami zagranicznymi w tej dziedzinie.

Podczas gali kończącej targi EXPO-GAS 2021 wręczone zostały odznaczenia państwowe osobom zasłużonym dla polskiego gazownictwa. W imieniu prezydenta RP dekoracji dokonał **Zbigniew Koniusz**, wojewoda świętokrzyski. Złotym Krzyżem Zasługi uhonorowany został **Janusz Bęben** (emerytowany dyrektor Technikum Gazowniczego w Łodzi, który przez wiele lat kształcił przyszłych pracowników branży).

Artur Zawartko, wiceprezes IGG, otrzymał Medal Stulecia Odzyskanej Niepodległości, a **Piotr Tutak** – odznaczenie „Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego”.

Wręczono również stopnie górnicze, odznaki honorowe Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz dyplomy ukończenia programu MBA.

Tradycyjnie, w konkursie o medale i wyróżnienia targów EXPO-GAS komisja konkursowa przyznała medale Targów Kielce za produkty i usługi oraz atrakcyjną i nowoczesną ekspozycję targową. Otrzymało je 11 wystawców.

Medale Targów Kielce w kategorii:

– Przyrządy pomiarowe

1. Emerson Process Management za przepływomierz coriolisa MICRO MOTION model HPC015,
2. Integrotech za MSPR-4.0-CD przelicznik objętości gazu (kalkulator MSPR-4.0-FC).

– Urządzenia i elementy do budowy sieci gazowych

1. ATAGOR za ProConnect HDD/DP,
2. ARMA-POL – generalny przedstawiciel na Polskę ARMATURY Group za zawór kulowy TRUNNION z rozsuwanym siedliskiem typ K92.32 AG.

– Technologie informacyjne (IT)

1. Dolnośląska Grupa Systemów Inżynierskich za GAZPROFIL – program wspomagający projektowanie gazociągów wysokiego ciśnienia.

– Usługi

1. Polska Spółka Gazownictwa za portal przyłączeniowy

Wyróżnienia Targów Kielce w kategorii Urządzenia i elementy do budowy sieci gazowych otrzymali:

1. GASCONTROL POLSKA za kompozytowy system naprawczy rurociągów przesyłowych GC HYDRO WRAP,

2. Grupa Weba Poznań za przyłącze stalowe z półrubunkiem – zagniatana końcówka,
3. Transtools za hybrydowy zaciskacz hydrauliczny do rur PE oraz rur stalowych.

Nagrody Targów EXPO-GAS 2021 za nowatorską, elegancką i kompleksową prezentację targową:

1. GASCONTROL POLSKA
2. GAZ-SYSTEM
3. GAZOMET
4. Polska Spółka Gazownictwa
5. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo

Wyróżnienia za ciekawy i wyróżniający się sposób aranżacji stoiska targowego:

1. ANTICOR
2. ATAGOR
3. Bonett Polska
4. FIORENTINI POLSKA
5. METKOM
6. WITT POLSKA

Nagrodę specjalną prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa, dr Roberta Perkowskiego,

otrzymała firma cGAS controls sp. z o.o. wraz z AIROPTIC sp. z o.o. za GasEye H2 – wysokowydajny ekstrakcyjny analizator wodoru.

EXPO-GAS 2021



W Kielcach odbyły się (15–16 września br.) XI Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS, zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Targi Kielce. Targom towarzyszyły: konferencja, której tematem było „Zielone gazownictwo – wyzwania systemowe i technologiczne” oraz warsztaty techniczne w zakresie standaryzacji. W tegorocznej edycji EXPO-GAS udział wzięło prawie 3000 zwiedzających, 60 wystawców pochodzących z Polski oraz Czech, Słowacji, Niemiec i Włoch.





Warsztaty techniczne w zakresie standaryzacji

Eliza Dyakowska

Warsztaty techniczne odbyły się 16 września br. podczas Targów EXPO-GAS w Kielcach, a perspektywa wzięcia udziału w wydarzeniu „na żywo” zainteresowała spore grono osób – zarejestrowało się 159 chętnych. Wiele z nich zdecydowało się jednak na zwiedzanie stoisk targowych i ostatecznie na sali zgromadziło się około 70 uczestników. Program był napięty, co zapewne wpłynęło na niewielką liczbę pytań skierowanych do prelegentów, ale na tyle ciekawy, że prawie wszyscy uczestnicy zostali do samego końca.

Warsztaty otworzył **Robert Perkowski**, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, a prowadził **Grzegorz Rosłonek**, przewodniczący Komitetu Standardu Technicznego. Pierwsza zabrała głos **Eliza Dyakowska** (IGG), która przedstawiła prace standaryzacyjne KST IGG, planowane do realizacji w latach 2021–2022. Warto przypomnieć, że pierwszym dokumentem standaryzacyjnym (DS) opracowanym w KST był **ST-IGG-0601:2008** *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych*. Od tego czasu powstały 44 DS, opracowane przez zespoły robocze KST, w skład których wchodzi przedstawiciele firm członkowskich IGG (39 w 2020 roku) oraz AGH i Politechniki Warszawskiej. Obecnie w opracowaniu są 22 DS, a nowelizowanych jest 12 DS opracowanych w poprzednich latach. Podejmowana tematyka odzwierciedla aktualne wyzwania branży, np. kwestie emisji metanu, stacji regazyfikacji LNG, naprężeń w gazociągach, infrastruktury dla biometanu oraz dla gazu ziemnego z domieszką wodoru.

W czasie warsztatów zostały krótko omówione cztery opracowane ostatnio standardy IGG i przedstawione trzy prezentacje przedstawicieli SITPNIg oraz ZISCO SA, powiązane tematycznie ze standardami.

Paweł Wiśniewski (GAZ-SYSTEM), kierownik Zespołu 28, omówił standard **ST-IGG-2801:2020** *Określanie ciśnienia roboczego dla gazociągów stalowych (powyżej 0,5 MPa)* na podstawie defektów oraz dobór metod ich naprawy. Ze względu na zróżnicowany stan eksploatowanych obecnie gazociągów, a także wiele czynników wpływających na defekty ujawniane szczególnie na gazociągach wybudowanych w latach 1960–1980, zastosowanie standardu na potrzeby opracowania i doboru właściwej metody napraw tych defektów i określenie maksymalnego ciśnienia roboczego dalszej eksploatacji wydaje się kluczowe. Obecny stan zaawansowania technik kompozytowych opisanych w standardzie, a także rozwój i udoskonalenie tych technik pozwalają przewidzieć coraz szersze wykorzystanie metod naprawy, a co za tym idzie – większe spektrum dla stosowania **ST-IGG-2801**.

Drugim omówionym standardem był **ST-IGG-0209:2021** *Ocena jakości gazów ziemnych Część 4: Przyrządy pomiarowe do wyznaczania temperatury punktu rosy wody w gazach ziemnych*.

Grzegorz Rosłonek (PGNiG), kierownik Zespołu 2C, podkreślił, że standard jest uzupełnieniem grupy standardów „chemicznych”, opracowanych przez Zespół 2C: **ST-IGG-0205:2015** *Ocena jakości gazów ziemnych – Część 1. Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego*, **ST-IGG-0206:2016** *Ocena jakości gazów ziemnych – Część 2. Chromatografy gazowe laboratoryjne do analizy składu gazu ziemnego* i **ST-IGG-0208: 2018** *Ocena jakości gazów ziemnych – Chromatografy do pomiaru siarki*.

DS zawiera zalecenia/wytyczne do projektowania, montażu, kontroli oraz uruchamiania i eksploatacji przyrządów pomiarowych i systemów pomiarowych dla temperatury punktu rosy



wody w gazach ziemnych, przy czym dotyczy zarówno przyrządów przenośnych/laboratoryjnych, jak i systemów procesowych. W DS uwzględniono wszystkie elementy urządzeń/systemów pomiarowych, które mają wpływ na rzetelność pomiarów, takie jak punkt poboru próbki (miejsca wpięcia się w gazociąg), linia poboru próbki (np. rodzaj materiału), moduły przygotowania próbki (np. filtry, systemy *by-pass*) i warunki otoczenia (np. wpływ temperatur otoczenia i zasad przeciwdziałania wpływom niekorzystnym).

W DS zawarto również rekomendacje dla pomiarów prowadzonych przy różnych ciśnieniach w gazociągu, w tym na stacjach CNG i stacjach regazyfikacji LNG.

Marek Rutkowski, przedstawiciel SITPNIg, przy wsparciu drugiego autora, **Dominika Staśko**, przedstawił prezentację

„Autorska metoda bezenergetycznej kompensacji wahań zapotrzebowania na gaz w sieciach gazowych”. Przedstawił przykład układu technologicznego kompensowania fluktuacji zapotrzebowania na gaz w sieciach gazu za pomocą bezenergetycznej instalacji sprężająco-magazynująco-rozprężającej.

Ideą pracy proponowanego układu kompensującego jest wykorzystanie energii traconej w czasie redukcji ciśnień gazu na stacjach redukcyjnych do sprężania gazu. W celu prawidłowej pracy takiego układu należy zapewnić określoną różnicę ciśnień i przepływ gazu, które pozwolą na wykonanie pracy sprężania około 10–15% ilości paliwa gazowego przepływającego przez stację redukcyjną. Im większe różnice będą występowały pomiędzy zasilaniem stacji redukcyjnej a końcowymi odbiornikami, tym większą sprawność zyska układ. Z przeprowadzonych symulacji wiadomo, że prawidłowo skonstruowany układ jest w stanie zmagazynować paliwo gazowe pod ciśnieniem 25 MPa, co daje możliwość wykorzystania go także do zasilania pojazdów silnikowych CNG.



Zdaniem autorów, argumentem przemawiającym za proponowanym rozwiązaniem jest m.in. możliwość rzeczywistego ograniczenia kosztów usługi dystrybucyjnej poprzez eliminację ryzyka przekroczeń mocy zamówionej. Zastosowanie układu kompensacyjnego może pozwolić odbiorcom końcowym na pełne pokrycie zapotrzebowania na paliwo gazowe nawet przy niewystarczającej przepustowości stacji redukcyjnej. Beneficjentem takiego rozwiązania może zostać również odbiorca końcowy dzięki możliwości optymalizacji mocy zamówionej u sprzedawcy paliwa gazowego (obniżenie mocy zamówionej, eliminacja przypadków przekroczenia mocy zamówionej), a także wykorzystania energii gazu do produkcji CNG (bez dodatkowego nakładu energii).

Co istotne, autorzy zadeklarowali, że instalacja została sprawdzona w praktyce, potwierdzając zasadność jej wykorzystania zarówno do magazynowania gazu pod ciśnieniem, jak i jego redukcji.

Po przerwie kawowej Jacek Janicki (ZRB Janicki) przedstawił **ST-IGG-3301:2021 Technologie bezwykopowe. Horyzontalne przewiertki sterowane**. Autor podkreślił, że jest to najbardziej zaawansowana technologicznie metoda bezwykopowa, umożliwiająca układanie rur ciśnieniowych i osłonowych na długościach ponad 5000 metrów o średnicach od 1 do 56 cali bez ograniczenia głębokości w każdych warunkach geologicznych. Pierwszy raz została zastosowana w USA w 1971 roku, a najdłuższy prze-

wiert wykonano w Chinach w 2018 roku – było to 5025 m. W DS określono wymagania i zalecenia niezbędne dla procesu prawidłowego projektowania i wykonania horyzontalnych przewiertów sterowanych (HPS) i horyzontalnych wierceń kierunkowych (HWK). Zdefiniowano listę wymagań na poszczególnych etapach procesu, poczynawszy od wizji w terenie, poprzez opracowanie dokumentacji: geologicznej, technicznej, wykonawczej, aż po odbiór wykonanego przekroczenia.

DS opracowano z uwzględnieniem wielkości i stopnia skomplikowania przewiertów, stosując zasadę gradacji wymagań i zaleceń realizacyjnych. Ponadto, przedstawiono funkcjonujące na rynku metodyki i metodologie, opracowano również nowe algorytmy do obliczeń parametrów procesu technologicznego, których aplikację zaleca się w wykonawstwie horyzontalnych przewiertów sterowanych.

Kolejny punkt programu rozpoczął się od przedstawienia przez Jacka Piotrowicza firmy ZISCO i prezentacji prof. Jana Piwnika „Rozwój procesów spawalniczych z wykorzystaniem nowych, zaawansowanych technologii, uwzględniających niszczenie wodorowe złącz spawanych”. W prezentacji omówiono koncepcję rozwoju technologii spawalniczych, zwrócono uwagę zwłaszcza na techniki Microjet. Podkreślono, że odporność stali konstrukcyjnej na niszczenie wodorowe zależy od technologii wytwarzania, ale przede wszystkim od jej mikrostruktury. Wskazano również potencjalny obszar rozwoju technologii spawalniczych rur stalowych. W podsumowaniu autor zwrócił uwagę, że technologie wspomagania procesu spawalniczego: Microjet, ultradźwięki i pole magnetyczne mogą być stosowane oddzielnie lub łącznie oraz są uniwersalne konstrukcyjnie i montażowo w odniesieniu do dowolnego typu aparatury spawalniczej.

Standard **ST-IGG-3701 Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG. Wymagania i zalecenia** przedstawił Adam Bogucki (PGNiG), kierownik ZR 37.

DS dotyczy stacjonarnych, trwale związanych z gruntem, samodzielnymi instalacji i urządzeń stacji regazyfikacji LNG, wykorzystywanych do prowadzenia procesu przemiany skroplonego gazu ziemnego z fazy ciekłej w gazową i jej przeznaczeniem dla potrzeb bytowych lub procesów produkcji.

Stacje regazyfikacji objęte zakresem standardu mogą być również wykorzystywane jako źródło wspomagające dostawy gazu ziemnego za pośrednictwem sieci gazowej, w okresach zwiększonego zapotrzebowania. Standard ma zastąpić siedem norm zakładowych PGNiG SA dotyczących stacji regazyfikacji, dostępnych jako tzw. standardy okładkowe w IGG. Oprócz koniecznej aktualizacji tych norm w standardzie znajdują się m.in. postanowienia dotyczące opomiarowania LNG oraz wykorzystania energii chłodu.

Ostatnim punktem programu była prezentacja Zbigniewa A. Tałacha, przedstawiciela SITPNiG, „**Perspektywy wykorzystania skroplonego gazu ziemnego LNG w gospodarce komunalnej, przemyśle i transporcie**”. Autor podał wiele informacji o właściwościach LNG, produkcji, przechowywaniu, wymaganiach dla zbiorników oraz transporcie LNG. Zwrócił także uwagę na aspekty dotyczące kompetencji personelu obsługującego stacje LNG oraz kwestie bezpieczeństwa.

Dr Eliza Dyakowska, kierownik sekretariatu KST

Magazynowanie wodoru w kawernach solnych – znaczenie dla systemu elektroenergetycznego

Arkadiusz Sekściński, Tomasz Jarmicki, Monika Piech

W systemie elektroenergetycznym Polski pojawia się, i będzie się pojawiać, coraz więcej odnawialnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej w szerokim zakresie mocy: od intensywnie rozwijającego się sektora fotowoltaiki, głównie dzięki przyrastającej liczbie prosumentów, do planowanych farm wiatrowych na morzu. Znacznie zmieni to model całego systemu elektroenergetycznego oraz jego funkcjonowanie.

W obliczu wzrostu ilości energii wytwarzanej z instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) rynek przechowywania energii zyskuje coraz większe znaczenie zarówno ze strony prosumentów zainteresowanych wykorzystaniem produkowanej energii, jak i operatorów sieci i dużych źródeł OZE (instalacje hybrydowe). Rozwój możliwości produkcji energii z OZE, a zwłaszcza budowa mocy wiatrowych *off-shore*, będzie wymagał zapewnienia systemu wielkoskalowego magazynowania energii. Oczekiwany dalszy rozwój fotowoltaiki, której praca jest skorelowana z letnimi szczytami popytu na energię elektryczną, a także lądowych farm wiatrowych, które wytwarzają energię elektryczną w podobnych przedziałach czasowych jak morska energetyka wiatrowa, tylko wzmocni potrzebę magazynowania energii w skali całego systemu. Potencjał tradycyjnych magazynów systemowych, tj. elektrowni szczytowo-pompowych, jest ograniczony ze względu na wymagania lokalizacyjne. Z kolei magazyny energii wykorzystujące akumulatory lub baterie są dobrym rozwiązaniem, ale dla szybkozmiennych warunków i krótkoterminowego przechowywania stosunkowo małych ilości energii. Obecnie za najbardziej obiecujące technologie długoterminowego magazynowania energii uważa się te, które pozwalają na magazynowanie wodoru w kawernach solnych¹. Dopóki technologie magazynowania nie są dostatecznie rozwinięte, w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) muszą występować kosztowne moce szczytowe, których generacja daje pewność dostaw zgodnie z zapotrzebowaniem na energię nawet w okresach braku wytwarzania z OZE. Docelowo, w celu zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego rolę mocy szczytowych może przejąć magazynowanie energii, w tym szczególnie wielkoskalowe, w postaci podziemnych magazynów wodoru. Oczywiście, inwestycjom infrastrukturalnym w budowę magazynów energii musi towarzyszyć dostosowanie do nich sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (obecnie zbudowanych z myślą o mocach konwencjonalnych, ulokowanych na południu kraju). Dynamiczny rozwój OZE ze względu na swoją

zmiennosć w czasie i ograniczone możliwości sterowania produkcją powoduje wyzwania dla operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowych. Rozwój technologii magazynowania energii pozwoli na zarządzanie podażą energii elektrycznej, buforując energię z OZE i dostarczając ją do systemu wtedy, kiedy jest taka potrzeba (popyt). Użytkownicy magazynów będą mogli magazynować energię, gdy jej cena jest niska i oddawać ją do sieci, gdy cena i popyt są wysokie².

Kluczową technologią umożliwiającą wielkoskalowe magazynowanie energii ze źródeł odnawialnych jest technologia *Power to Gas* (P2G) oraz pochodne: *Power to Liquid* (P2L), *Power to Ammonia* (P2A) oraz *Power to X* (P2X), czyli transformacja energii w innych zastosowaniach lub połączeniach różnych zastosowań. W całym cyklu energetycznym produkcja wodoru będzie realizowana najpierw jako sposób zagospodarowania nadwyżek produkcji energii, czyli wykorzystania energii odnawialnej generowanej w okresach, kiedy nie może być ona wykorzystana. Punktem centralnym w układach P2G/P2L/P2A/P2X jest użycie elektrolizerów, powodujące jednocześnie integrację systemu gazowego z siecią elektroenergetyczną, zgodnie z koncepcją *sector coupling*³. Wodór wytworzony w procesie elektrolizy, a następnie magazynowany w kawernach solnych, może potem być wykorzystywany jako paliwo w transporcie i energetyce (kogeneracja) oraz w innych gałęziach przemysłu, zapewniając w ten sposób elastyczną i potencjalnie niskoemisyjną opcję wytwarzania energii. W Polsce występują bardzo dogodne warunki geologiczno-górnictwa i techniczne do budowy magazynów kawernowych w wysadach solnych. Według danych z raportu *Gas Infrastructure Europe* (GIE)⁴, Polska zajmuje wysokie miejsce wśród krajów europejskich pod względem możliwości magazynowania wodoru w kawernach solnych. Podziemne (wielkoskalowe) magazynowanie wodoru stanowi element całego cyklu energetycznego: od produkcji energii przez konwersję do wodoru, magazynowanie wodoru, jego rekonwersję na inne rodzaje energii aż do zużycia, czyli zastosowania. Z punktu widzenia

komercyjnego kluczową kwestią związaną z magazynowaniem wodoru w kawernach solnych jest wypracowanie modeli biznesowych, które będą uwzględniały nie tylko status operatora magazynów (rola regulowana), ale także zakres świadczonych usług na styku magazynów kawernowych i systemu energetycznego oraz system śledzenia/certyfikacji zielonego wodoru i zasad jego rozliczeń. Poniżej przedstawiono cztery możliwe modele biznesowe dla magazynowania wodoru w kawernach solnych, uwzględniające poszczególne zakresy świadczonych usług w zależności od oczekiwań rynku.

W pierwszym modelu odbierane są nadwyżki energii elektrycznej wyprodukowanej np. przez morskie farmy wiatrowe na Bałtyku. Energia w formie wodoru (wytworzonego przez elektrolizer współpracujący z kawerną) jest magazynowana, a następnie ponownie przetwarzana na energię elektryczną i wprowadzana do systemu, zapewniając jego elastyczność. Model ten polega zatem na odebraniu, a następnie dostarczeniu energii elektrycznej. Za budowę całego układu jest w takim wypadku odpowiedzialny zarządzający kawerną, podobnie jak obecnie jest w elektrowniach szczytowo-pompowych.

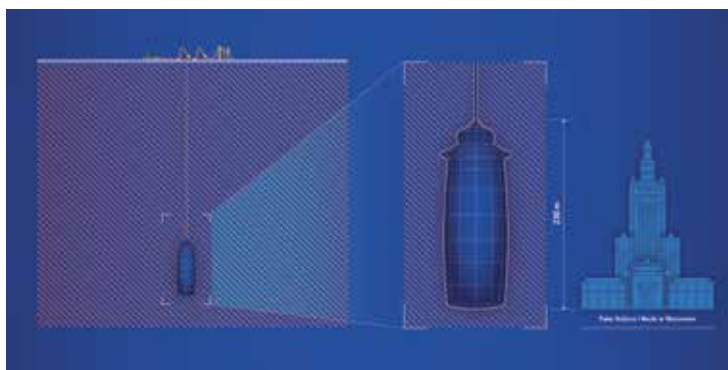
Drugi możliwy model zakłada odbiór energii elektrycznej, przetworzenie i przechowanie wodoru i oddanie energii również w formie wodoru. W tym rozwiązaniu usługa magazynowania energii „kończy się” w momencie oddania wodoru z magazynu. Dalsze przetwarzanie wodoru czy jego zastosowanie nie należy już do zarządzającego kawerną.

W modelu trzecim odbierana jest nie energia elektryczna, lecz wodór (elektroliza odbywa się poza usługą zarządzającego kawerną), który po zmagazynowaniu jest przetwarzany na energię elektryczną oddawaną do systemu. W tym modelu zarządzającemu kawerną podlegają również źródła wytwarzania energii elektrycznej „za kawerną”.

Ostatni, czwarty model obejmuje tylko usługę przechowania wodoru, który do zarządzającego kawerną jest dostarczany i odbierany. W tym wypadku po stronie zarządzającego magazynowaniem nie ma ani elektrolizy ani generacji przy użyciu wodoru, natomiast sama usługa magazynowania jest najprostsza z punktu widzenia technicznego i biznesowego.

Aby powyższe modele biznesowe mogły funkcjonować, niezbędna jest współpraca z poszczególnymi grupami interesariuszy rynku energetycznego – szczególnie wytwórców OZE, operatora systemu przesyłowego (OSP), operatora systemu dystrybucyjnego (OSD), użytkowników energii z różnych gałęzi gospodarki oraz regulatora systemu energetycznego. Dodatkowym elementem określającym, który model może być preferowany w danej sytuacji, poza kompetencjami i możliwościami inwestycyjnymi poszczególnych interesariuszy, będzie wzajemna lokalizacja źródeł energii, produkcji wodoru, samych kawern i odbiorców końcowych. Podsumowując, przechodzenie z konwencjonalnych na odnawialne źródła energii sprawia, że potrzebne są nowe metody magazynowania energii elektrycznej w skali systemowej w celu

zrównoważenia podaży i popytu. W związku z tym coraz większą rolę będzie odgrywał wodór jako nośnik dający się zmagazynować. Jednocześnie struktury geologiczne – kawerny solne – są jedynym zbiornikiem odpowiedniej pojemności i możliwości długoterminowego przechowywania potrzebnych systemowi dużych ilości wodoru (energii). Obecnie powstają projekty wielkoskalowego magazynowania energii wraz z modelami biznesowymi, natomiast aktywa będą tworzyły się równolegle wraz z powstawaniem rynku zielonego wodoru w najbliższych kilku, kilkunastu latach. Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2040 roku”, w perspektywie 2030 roku za-



Kawernowy podziemny magazyn gazu składa się z ośrodka naziemnego, koordynującego zatlaczanie i odbieranie gazu, oraz podziemnej komory, tj. kawerny solnej. Kawerny powstają w wyniku ługowania wysadu solnego na głębokości od 600 do 1600 m. Na przykład w KPMG Kosakowo kawerny ługowane są w pokładzie soli kamiennej o względnie stałej miąższości 170–200 m. Występują kawerny o objętości geometrycznej porównywalnej z kubaturą Pałacu Kultury i Nauki w Warszawie (około 800 tys. m³).

planowano rozpoczęcie wykorzystywania wodoru jako magazynu energii w celu wsparcia pracy sieci systemu energetycznego opartego na OZE. Ocenia się, że tak przeprowadzone wdrożenie technologii wodorowych w Polsce wesprze efektywną współpracę funkcjonowania systemów gazowego i elektroenergetycznego w myśl koncepcji łączenia sektorów⁵.

Arkadiusz Sekściński, wiceprezes zarządu PGNiG ds. rozwoju, PGNiG SA
Tomasz Jarmicki, Departament Badań i Innowacji, PGNiG SA
Monika Piech, Departament Badań i Innowacji, PGNiG SA.

Wersja artykułu na ten temat pojawiła się w raporcie Instytutu Nafty i Gazu-PIB, „Rynek Polskiej Nafty i Gazu 2021”, nr 16.

¹ Projekt „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030” z perspektywą do 2040 roku.

² „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku”.

³ Integracja sektorów, której głównym celem jest głęboka dekarbonizacja gospodarki poprzez jak największe możliwe wykorzystanie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych, a w efekcie osiągnięcie całkowitej elektryfikacji sektora gospodarki.

⁴ H2 storage needs to exceed existing gas storage: GIE (argus-media.com)

<https://www.argusmedia.com/en/news/2225419-h2-storage-needs-to-exceed-existing-gas-storage-gie>

⁵ „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku”.

Prestiżowe wyróżnienie dla PGNiG Obrót Detaliczny

Rafał Pazura

17 listopada 2021 r. Rada Programowa 34. edycji Konferencji Energetycznej EUROPOWER & OZE POWER przyznała wyróżnienie dla PGNiG Obrót Detaliczny za wkład w rozwój gospodarki cyfrowej. Nagrodę odebrał prezes Henryk Mucha.



Prezes Henryk Mucha ze specjalnym wyróżnieniem za wkład w rozwój gospodarki cyfrowej.

– Ta nagroda jest dla nas bardzo ważna, bo potwierdza, że rozwój cyfrowych kanałów komunikacji był oczekiwany przez naszych klientów. Świadczą o tym liczby, a z nimi się nie dyskutuje: mamy obecnie ponad 2,1 mln kont eBOK, ponad 720 tys. klientów korzysta z aplikacji mobilnej, a ponad 1,7 mln z EKOfaktury.

W tym roku uruchomiliśmy chatbota, a więc wirtualnego pomocnika dla klientów kontaktujących się z nami. Od początku roku „nasz robot” odbył ponad 233 tys. rozmów, z czego w samym październiku było ich 64 tysiące – powiedział Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny, odbierając to prestiżowe wyróżnienie.

Za co konkretnie organizatorzy EuroPower przyznali spółce to prestiżowe wyróżnienie? – Za wdrożenie nowych rozwiązań informatycznych, wspierających procesy sprzedażowe oraz efektywniejszą obsługę klienta PGNiG Obrót Detaliczny, co umożliwi rozszerzenie zakresu sprzedaży i dostosowanie ofert handlowych do potrzeb klienta. Dzięki optymalizacji i cyfryzacji procesów biznesowych wzrosła wydajność i efektywność prac, co w konsekwencji przyczyni się do obniżenia kosztów działalności operacyjnej spółki – czytamy w uzasadnieniu.

Organizowane przez MMC Polska wydarzenie jest najważniejszą konferencją energetyczną w kraju. Co pół roku wszyscy kluczowi przedstawiciele branży gromadzą się, aby wspólnie przedyskutować najważniejsze aspekty funkcjonowania i rozwoju branży energetycznej.



PGNiG podpisało nową umowę na dostawy LNG do warszawskich autobusów

Rafał Pazura

PGNiG Obrót Detaliczny po raz trzeci wygrało przetarg na dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) dla floty Miejskich Zakładów Autobusowych w Warszawie. W ramach umowy o wartości 70 milionów złotych spółka będzie dostarczać ekologiczne paliwo gazowe do stacji tankowania autobusów w zajezdni przy ulicy Ostrobramskiej.

– Cieszymy się, że popularność gazomobilności w Polsce wzrasta, ponieważ transport napędzany gazem ziemnym to realna szansa na szybką poprawę jakości powietrza w miastach. To szczególnie istotne w takich metropoliach jak Warszawa, która nieprzypadkowo konsekwentnie stawia na dynamiczną rozbudowę floty autobusów gazowych. Nowy, długoterminowy kontrakt na dostawy LNG w Warszawie to dla nas duży sukces – powiedział **Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG SA**.

PGNiG Obrót Detaliczny dostarcza paliwo LNG do Zajezdni Ostrobramska nieprzerwanie od maja 2019 roku. Nowa umowa z MZA w Warszawie będzie obowiązywała do chwili zrealizowania dostaw skroplonego gazu ziemnego o łącznej wartości 70 milionów złotych.

– Nowy kontrakt stanowi kolejny etap trwającej od kilku lat udanej współpracy z MZA w Warszawie. To także dowód naszej skuteczności sprzedażowej i atrakcyjnej oferty rynkowej w tym obszarze, która po raz kolejny okazała się korzystniejsza od konkurencji. To już

trzeci z kolei wygrany przez nas przetarg na dostawy paliwa LNG do Zajezdni Ostrobramska – podkreślił **Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny**.

– Autobusy gazowe wpisały się na stałe w krajobraz polskich miast. Obecnie ich flota wynosi prawie 800 pojazdów, a od 2019 roku co czwarty rejestrowany nowy autobus napędzany jest gazem CNG lub LNG. Przekłada się to na nasze dobre wyniki sprzedażowe – w okresie dziewięciu miesięcy 2021 roku zwiększyliśmy sprzedaż LNG o prawie 130%, a CNG o 16% w porównaniu z analogicznym okresem 2020 roku – dodał **Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny**, odpowiedzialny w spółce za obszar CNG/LNG.

Zlokalizowana w warszawskiej zajezdni stacja posiada instalację do tankowania paliwa LNG, a także do wytwarzania i tankowania sprężonego gazu ziemnego CNG. Oba paliwa są wykorzystywane do napędzania rosnącej floty autobusów gazowych MZA, która do końca 2022 roku będzie wynosiła 345 autobusów na gaz CNG lub LNG i będzie największa w Polsce.



Dostęp do gazu w postaci LNG środkiem do rozwoju gazyfikacji

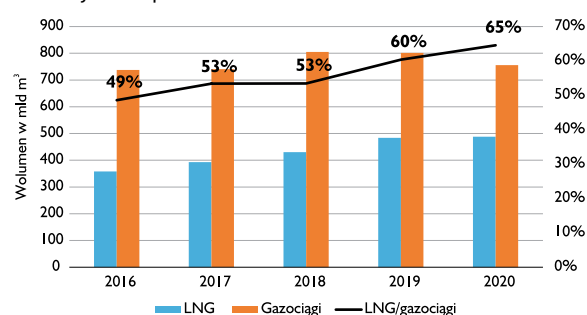
Andrzej Żero

Mija 80 lat od uruchomienia w 1941 roku pierwszej komercyjnej instalacji LNG (ang. *Liquefied Natural Gas*) przez East Ohio Gas Company w Cleveland w Stanach Zjednoczonych [1] oraz ponad 60 lat od pierwszej dostawy skroplonego gazu ziemnego z Luizjany (Stany Zjednoczone) do Wielkiej Brytanii z wykorzystaniem metanowca *The Methane Pioneer* [2].

Od tego czasu rynek LNG na całym świecie rozwinął się w sposób spektakularny. Dotyczy to zarówno terminali skraplających, odbiorczych, jak i floty metanowców. Według raportu International Gas Union [3], na koniec 2020 roku były 572 takie jednostki (w tym statki typu FSRUs i FSUs). Globalna zdolność instalacji skraplania wynosiła 452,9 MTPA, podczas gdy wielkość terminali przyjmujących LNG 850,1 MTPA (luty 2021). Do 356,1 MT wzrósł również całkowity poziom handlu gazem w postaci LNG.

Jego największym eksporterem jest Australia (77,8 MT), a importerem Japonia (74,4 MT). Dla porównania: Polska sprowadziła z zagranicy 2,7 MT gazu skroplonego. Widać również rosnący trend w międzynarodowym obrocie gazem skroplonym w porównaniu z gazem transportowanym gazociągami. Według raportu BP Statistical Review of World Energy 2021 [4], światowy obrót LNG w 2020 roku wyniósł 487,9 mld m³, a gazem sieciowym 755,8 mld m³. Porównanie wolumenów gazu dostarczanego na rynku międzynarodowym gazociągami i w postaci LNG przedstawia rysunek 1. Wyraźnie widać zwiększający się wolumen dostaw gazu LNG w stosunku do dostaw z wykorzystaniem gazociągów.

Rysunek 1. Porównanie globalnego handlu gazem sieciowym i w postaci LNG



Źródło: opracowanie własne na podstawie raportu BP2021 [4] oraz z lat poprzednich.

Terminale importowe LNG stanowią element bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych państw [5] oraz ważny element systemu zaopatrzenia danego kraju

w gaz ziemny. Stanowią one jednocześnie poważne uzupełnienie globalnego łańcucha dostaw gazu ziemnego [6]. W Polsce działa terminal LNG w Świnoujściu, do którego pierwsza (niekomercyjna) dostawa LNG dotarła 11 grudnia 2015 roku [7]. Budowa terminalu LNG w Świnoujściu poza zapewnieniem dodatkowego kierunku dostaw gazu umożliwiła rozwój gazyfikacji z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG. Rynek LNG staje się więc istotnym elementem zaopatrzenia odbiorców w energię.

Wraz z rozwojem LNG dużej skali, tj. morskich terminali importowych, rosną możliwości wykorzystania LNG do tzw. gazyfikacji wyspowej lub do zaspokojenia szczytowych poborów gazu ziemnego (tzw. *peak shaving*) w przypadku niedoborów gazu w sieci dystrybucyjnej z sieci przesyłowej. Jeszcze do niedawna, czyli przed zbudowaniem terminalu LNG w Świnoujściu, źródłem gazu LNG w Polsce były zakłady z GK PGNiG SA, zlokalizowane w Odolanowie i Grodzisku Wielkopolskim oraz dwie instalacje skraplania: w Uniszczach Zawadzkich i Suszcu, przy czym dwa ostatnie źródła już nie działają.

Dla porównania: zdolność ładunkowa terminalu LNG w Świnoujściu to około 95 tys. ton LNG/rok [8], podczas gdy szacowana na podstawie [9] zdolność ładunkowa instalacji w Grodzisku i Odolanowie to odpowiednio około 14 tys. oraz 29 tys. ton LNG/rok, co po regazyfikacji (przy założeniu że z 1 tony LNG uzyskuje się około 1335 m³ gazu ziemnego) daje około 184,2 mln m³.

Jednak, jak wskazano we wstępie, dopiero uruchomienie terminalu LNG w Świnoujściu zapewniło na terenie Polski stały i wystarczający dostęp do źródła gazu skroplonego dla stacji regazyfikacji LNG. Ponadto, poza możliwością dostaw LNG z terminali położonych w UE (np. Zeebrugge w Belgii), PGNiG ma zawartą umowę, zgodnie z którą jest wyłącznym użytkownikiem nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w Kłajpedzie [10]. Pozwala to na skrócenie czasu dostaw LNG, szczególnie do instalacji regazyfikacji położonych w Polsce północno-wschodniej, a sama liczba dostaw LNG z tego kierunku przekroczyła już 500 ładunków [11].

Gazyfikacja z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG może zapewniać dostęp do gazu zarówno dla potrzeb

użyteczności publicznej, odbiorców komunalno-bytowych, przemysłowych i usługowych, jak i do wytwarzania energii elektrycznej. Ważnym kierunkiem gazyfikacji z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG mogą być również specjalne strefy ekonomiczne. Dlatego wraz ze zwiększaniem się od 2016 roku dostępności gazu w postaci LNG (co wynikało z komercyjnych dostaw LNG do terminalu w Świnoujściu) na polskim rynku również Polska Spółka Gazownictwa rozpoczęła inwestycje związane z gazyfikacją wyspą oraz dosileniem gazowego systemu dystrybucyjnego na obszarach, na których występowały niedobory paliwa gazowego.

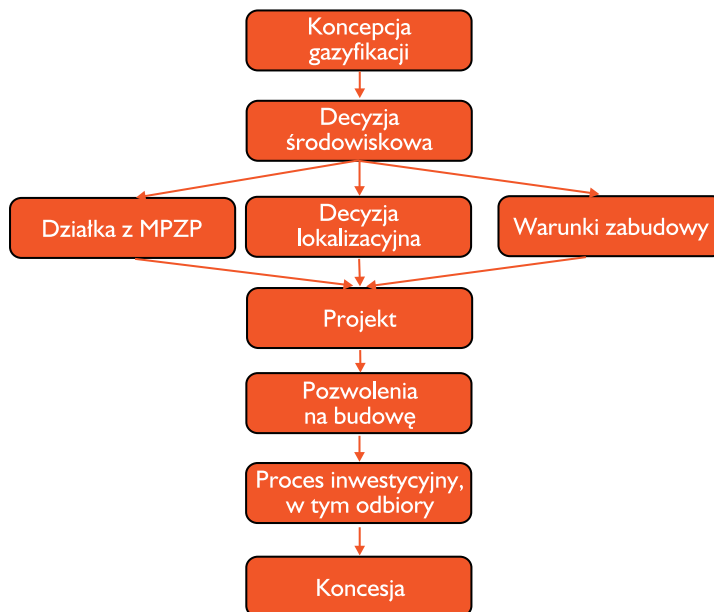
Przeprowadzono analizy techniczno-ekonomiczne dla wielu lokalizacji, które nie miały dostępu do gazu sieciowego. Ich wynikiem było wytypowanie obszarów do zasilania w gaz ziemny z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG. W ramach prac określono wstępne warunki brzegowe w zakresie wolumenu i nakładów inwestycyjnych – jako punkt odniesienia do szybkiej kwalifikacji danego obszaru do gazyfikacji z wykorzystaniem stacji LNG.

Niezależnie od zakresu rzeczowego inwestycji proces gazyfikacji z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG przebiega tak samo dla każdej lokalizacji, co w uproszczony sposób przedstawia rysunek 2.

Najistotniejszą kwestią jest przygotowanie koncepcji gazyfikacji, stanowiącej podstawę do podejmowania decyzji inwestycyjnych. W jej ramach należy przeprowadzić identyfikację odbiorców oraz ich potrzeb w zakresie odbioru paliwa gazowego. Prawidłowe określenie potrzeb odbiorców dotyczących zaopatrzenia w paliwo gazowe jest kluczowym czynnikiem sukcesu przy gazyfikacji wyspowej. Określenie charakterystyki odbiorców (tj. przede wszystkim ilości pobieranego paliwa gazowego po regazyfikacji) oraz hydrauliki lokalnej sieci dystrybucyjnej ma istotny wpływ na zakres rzeczowy inwestycji stacji regazyfikacji LNG (szczególnie dla części kriogenicznej), a tym samym na końcowe nakłady inwestycyjne. Wpływ zmiany nakładów inwestycyjnych na wyniki finansowe (NPV oraz IRR) jednej z analizowanych inwestycji przedstawia zamieszczona tabela oraz rysunek 3.

Nie bez znaczenia jest również prognozowany docelowy stopień gazyfikacji danego obszaru LNG. W przypadku prognozowania dużych poborów paliwa gazowego prawidłowe określenie zakresu rzeczowego może determinować zakwalifikowanie stacji regazyfikacji LNG do zakładu o zwiększonym lub dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej. Jeżeli ilość substancji niebezpiecznej, jaką jest gaz ziemny, przekracza odpowiednio 50 Mg lub 200 Mg [12], zwiększają się nakłady inwestycyjne, np. z uwagi na instalację wodnego roztworu środka pianotwórczego. W rozwiązaniach praktycznych do takiej kwalifikacji zalicza się stacje z co najmniej dwoma zbiornikami kriogenicznymi o pojemności wodnej 80 m³ lub z trzema o pojemności 60 m³, ponieważ ilość substancji niebezpiecznych przekracza wskazane 50 Mg. W takim przypadku warto rozważyć zaprojektowanie i budowę stacji regazyfikacji LNG w dwóch etapach. Pozwala to

Rysunek 2. Proces gazyfikacji z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG



w pierwszej fazie gazyfikacji ograniczyć nakłady na inwestycje oraz zmitigować potencjalne ryzyko innego niż prognozowany rozwoju rynku. Również na etapie koncepcji

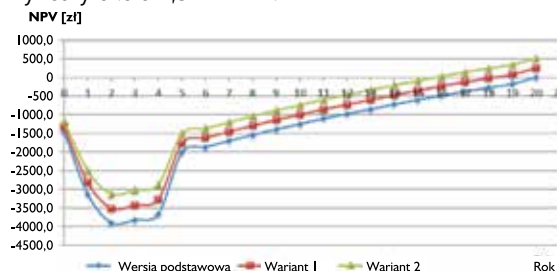
Wpływ zmian nakładów inwestycyjnych na parametry ekonomiczne inwestycji

	Zmiana nakładów [proc.]	IRR [proc.]	NPV [tys. zł]
Wersja podstawowa	0	4,46	6,1
Wariant 1	-10	5,37	260,1
Wariant 2	-20	6,41	510,1

Źródło: opracowanie własne.

gazyfikacji należy dokonać co najmniej wstępnego wyboru działki pod budowę stacji regazyfikacji LNG, a finalnie uzyskać prawo do dysponowania nieruchomością na cele budowlane. Należy przy tym pamiętać, że transport skroplonego gazu ziemnego odbywa się z wykorzystaniem autocystern o DMC 40 ton i długości zestawu (autocysterna + ciągnik) około 17 metrów, co determinuje konieczność wyboru działki przy odpowiednich drogach dojazdowych. Warto również zweryfikować planowaną inwestycję pod

Rysunek 3. Nakłady inwestycyjne w wersji podstawowej wynosiły około 4,5 mln PLN



Źródło: opracowanie własne.

kątem jej zgodności z obowiązującym „Miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego” oraz pozyskać warunki zabudowy lub decyzję lokalizacyjną. W celu skrócenia procesu projektowo-inwestycyjnego, przed rozpoczęciem wyboru wykonawcy warto dokonać również oceny oddziaływania planowanej inwestycji na środowisko. Koncepcja gazyfikacji jest więc kluczowym dokumentem pozwalającym przygotować SIWZ oraz wyłonić wykonawcę stacji regazyfikacji LNG.

Poza budową stacji regazyfikacji LNG, stanowiących stałe źródło zasilania w gaz ziemny, możliwe jest także zbudowanie stacji regazyfikacji LNG, które od razu przeznaczone są do zmiany lokalizacji lub będą wykorzystywane jedynie przez krótki okres, niezbędny do wybudowania obiektu docelowego (niezależnie od tego, czy obiektem docelowym będzie stacja regazyfikacji LNG czy zasilanie z wykorzystaniem gazociągu). Takie rozwiązania nazywane są często stacjami przewoźnymi, a przykład tego typu realizacji przedstawia rysunek 4. Istotą tego typu instalacji jest rama zapewniająca szybki montaż, demontaż oraz ułatwiająca transport kluczowych elementów stacji regazyfikacji LNG, jakimi są zbiornik kriogeniczny i parownice. Odrębną grupę stacji regazyfikacji LNG stanowią stacje o pojemności zbiornika kriogenicznego do 10 m³ i przepustowości

Rysunek 4. Przewoźna stacja regazyfikacji LNG



Źródło: PSG.

od około 120 do 300 m³/h. Tego typu stacje mogą być budowane zarówno jako rozwiązania docelowe dla małych odbiorców, jak i jako tymczasowe. Przykład stacji regazyfikacji LNG ze zbiornikiem do 10 m³ przedstawia rysunek 5.

Rozpoczynając proces inwestycji związanych z budową stacji regazyfikacji LNG w 2016 roku, Polska Spółka Gazownictwa miała koncesję na 6 takich stacji. Obecnie (październik 2021 roku) ma już 80 takich obiektów pracujących bądź gotowych do świadczenia usługi dystrybucyjnej¹. W procesach projektowania, budowy oraz odbiorów znajduje się natomiast około 30 instalacji. Poza tym Polska Spółka Gazownictwa na podstawie odrębnej umowy prowadzi techniczną obsługę dwóch stacji regazyfikacji LNG, będących źró-

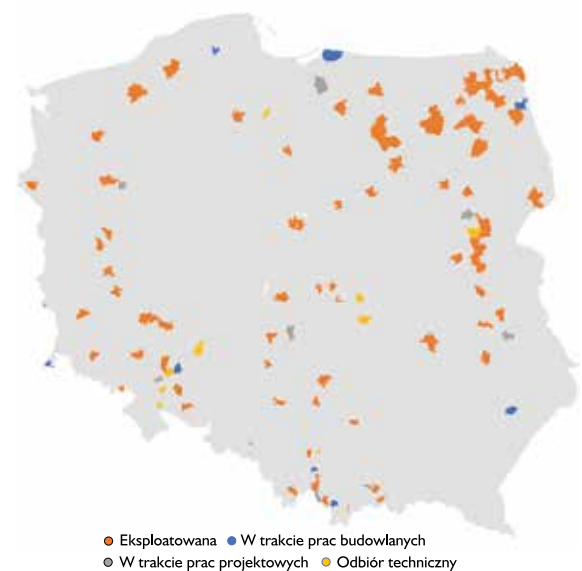
Rysunek 5. Stacja regazyfikacji ze zbiornikiem do 10 m³



Źródło: PSG.

dlęm gazu dla lokalnej sieci dystrybucyjnej. Gminy, w których Polska Spółka Gazownictwa eksploatuje bądź buduje stacje regazyfikacji LNG przedstawia rysunek 6 (uwzględniono zarówno stacje z koncesją, jak i eksploatowane na podstawie umowy z PGNiG). Najwięcej eksploatowanych stacji regazyfikacji LNG znajduje się w województwach mazowieckim i podlaskim. Kolejne, pod względem liczby eksploatowanych stacji,

Rysunek 6. Stacje regazyfikacji LNG eksploatowane i budowane przez PSG

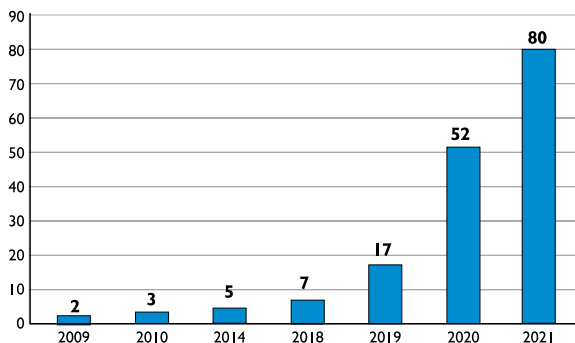


Źródło: opracowanie własne.

są województwa: warmińsko-mazurskie, małopolskie i dolnośląskie. Zmianę liczby stacji regazyfikacji LNG w latach 2009–2021 przedstawia rysunek 7.

Wśród gazyfikacji z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG warto wskazać stacje podłączone do klasycznej sieci dystrybucyjnej, służące do pokrywania szczytowych zapotrzebowań na paliwo gazowe. Przykładem tego typu rozwiązania jest stacja regazyfikacji LNG w Białymstoku (rysunek 8) o przepustowości 10000 Nm³/h (stacja składa się z 8 zbiorników, każdy o pojemności wodnej 60 m³ oraz zespołu 16 parow-

Rysunek 7. Zmiana liczby eksploatowanych stacji regazyfikacji PSG w latach 2009–2021



Źródło: opracowanie własne².

nic atmosferycznych). Na terenie całego kraju Polska Spółka Gazownictwa posiada 5 instalacji tego typu. Stanowią one uzupełnienie sieciowego systemu dystrybucyjnego oraz zaspokajają potrzeby odbiorców w zakresie dostaw paliwa gazowego.

Z gazyfikacją, do której wykorzystywane są stacje regazyfikacji LNG wiąże się również wiele przepisów prawnych i wyzwań natury prawnej, organizacyjnej i logistycznej po stronie operatora systemu dystrybucyjnego.

Rysunek 8. Stacja regazyfikacji LNG dosilająca sieć dystrybucyjną



Fot. autor

Można jednak zaobserwować, że również ustawodawca dostrzega ten ważny rynek i następują zmiany w prawodawstwie ściśle związanym ze stacjami regazyfikacji LNG. Do najważniejszych można zaliczyć między innymi nowelizację prawa budowlanego z września 2020 roku, zgodnie z którą stacje regazyfikacji ze zbiornikami procesowymi o pojemności do 10 m³ nie wymagają pozwolenia na budowę, a jedynie zgłoszenia. Inna tegoroczna nowelizacja prawa energetycznego pozwala na użytkowanie bez koncesji stacji regazyfikacji LNG o przepustowości do 200 m³/h. Dla Polskiej Spółki Gazownictwa zwłaszcza ostatnia zmiana jest istotna, ponieważ ten kierunek zmian jest szczególnie pożądanym. Z technicznego punktu widzenia umożliwia on rozpoczęcie świadczenia

usługi dystrybucyjnej niemal natychmiast po odbiorach i uzyskaniu pozwolenia na użytkowanie stacji regazyfikacji LNG.

Reasumując, zapewnienie dostępu do źródła gazu ziemnego jest niezbędnym elementem gazyfikacji każdego obszaru. Nie inaczej jest w przypadku LNG. Choć technologia skraplania gazu ziemnego znana jest od dawna, dopiero zapewnienie stabilnego źródła gazu w postaci LNG pozwoliło na dynamiczny rozwój tego rynku w Polsce.

Dr inż. Andrzej Żero, główny specjalista ds. rozwoju LNG, Departament Rozwoju, Polska Spółka Gazownictwa

¹ Założono, że źródła pracują przez 365 dni w roku oraz z 1 tony LNG uzyskuje się 1335,9 Nm³. Instalacje w Suszcu i Uniszku Zawadzkich zamieszczono jedynie w celach poglądowych, ponieważ obecnie nie pracują.

² W związku ze zmianą ustawy „Prawo energetyczne” z 20 maja 2021 roku (Dz.U. 2021, poz. 1093), w której określono, że koncesji wymaga stacja regazyfikacji LNG o przepustowości co najmniej 200 m³/h, liczba stacji uwzględnia stacje z koncesją oraz bez koncesji.

Literatura

- [1] S. Mokhatab, J. Y. Mak, J. V. Valappil i D. A. Wood, *Handbook of Liquefied Natural Gas*, Gulf Professional Publishing, 2014.
- [2] Michelle Michot Foss, *Introduction to LNG. An overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, the LNG industry, and safety considerations*, Center For Energy Economics, Bureau of Economic Geology, Jackson Scholl of Geosciences, The University of Texas at Austin, Huston, 2012.
- [3] International Gas Union, www.igu.org, 03 06 2021. [online]. Available: <https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2021/>. Dostęp: 20.07.2021.
- [4] BP p.l.c., *Statistical Review of World Energy 2021*. 70th edition, BP p.l.c., London, 2021.
- [5] M. Skarżyński, *Terminale LNG w polityce energetycznej państw nadbałtyckich Unii Europejskiej*, Warszawa, Fundacja na rzecz Czystej Energii, 2018.
- [6] M. Gałczyński, M. Ruszel, P. Turowski, R. Zajdler i A. Zawisza, *Globalny rynek LNG*, Warszawa, Rambler, 2015.
- [7] P. Maciążek, „Energetyka 24”, 11 12 2015. [online]. Available: <https://www.energetyka24.com/pierwsza-dostawa-katarskiego-lng-dotarla-do-polski>. Dostęp: 14.06.2021.
- [8] GAZ-SYSTEM, [online]. Available: <https://terminalng.gaz-system.pl/pl/strefa-klienta/terminal-lng-dane-techniczne/zdolnosci-terminalu-lng/>. [Data uzyskania dostępu: 20 07 2021].
- [9] W. Grzędziński i M. Kozłowski, „Zasilanie LNG „wyspowych” stref dystrybucyjnych,” „Przegląd Gazowniczy”, nr 2 (54), 2017.
- [10] PGNiG, 29.11.2019. [online]. Available: <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-wchodzi-na-rynek-small-scale-lng-na-litwie/newsGroupId/10184?changeYear=2019¤tPage=1>. Dostęp: 2021.07.20.
- [11] 2021.07.09. [online]. Available: <https://cng-lng.pl/wiadomosci/Juz-500-cystern-z-LNG-od-PGNiG-wyjechalo-z-Klajpedy,wiadomosc,10091.html>. Dostęp: 2021.07.20.
- [12] Rozporządzenie ministra rozwoju z 29 stycznia 2016 roku w sprawie rodzajów i ilości znajdujących się w zakładzie substancji niebezpiecznych, decydujących o zaliczeniu zakładu do zakładów o zwiększonym lub dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej”.

Działalność laboratoryjna w GAZ–SYSTEM

Aneta Korda-Burza

Działalność laboratoryjna w spółce GAZ–SYSTEM to ważny aspekt jej aktywności badawczo-rozwojowej. Obecnie w strukturze Pionu Badań i Rozwoju działają trzy laboratoria akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji na zgodność z normą PN-EN ISO/IEC 17025:2018-02: Laboratorium Pomiarów Jakości Gazu LPJG, Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy (LWG) oraz Laboratorium Badań Materiałowych (LBM). W 2021 roku LBM uzyskało uznanie Urzędu Dozoru Technicznego.

LABORATORIUM POMIARÓW JAKOŚCI GAZU

Laboratorium Pomiarów Jakości Gazu realizuje swoje zadania w Pogórskiej Woli i Świnoujściu.

Laboratorium zlokalizowane w Pogórskiej Woli od 2010 roku posiada akredytację Polskiego Centrum Akredytacji (PCA) nr AB 1228. Podstawowym zakresem działalności tego laboratorium jest wykonywanie kontroli pomiarowo-analitycznych procesowych chromatografów gazowych zgodnie ze standardem technicznym ST-IGG-0205:2015, której celem jest potwierdzanie poprawności wyliczania parametrów energetycznych zgodnie z normą PN-EN ISO 6976:2016-11. Równie ważna jest ocena jakości gazu ziemnego. Laboratorium wykonuje badania składu gazu



ziemnego w zakresie podstawowym (C1–C6, N₂, CO₂, N₂) i rozszerzonym (C1–C8, N₂, CO₂) według akredytowanych procedur badawczych, realizuje pomiary temperatury punktu rosy wody i węglowodorów. Zakresem działalności laboratorium objęte są również badania zawartości THT w gazie ziemnym, zawartości związków siarki (siarkowodoru, siarczków, merkaptanów), analiza biogazu oraz zawartości wodoru w gazie ziemnym. Laboratorium po-

siada również akredytację w zakresie wykonywania badań hałasu pochodzącego od instalacji, urządzeń i zakładów przemysłowych, zgodnie z załącznikiem nr 7 do właściwego rozporządzenia ministra środowiska, oraz pomiaru hałasu, drgań ogólnych i miejscowych w środowisku pracy. Zakres jego działalności obejmuje również pomiary natężenia oświetlenia elektrycznego na stanowiskach pracy. Obecnie laboratorium buduje kompetencje związane z pomiarem emisji metanu. Wykonuje również przeglądy eksploatacyjne procesowych chromatografów gazowych oraz weryfikację wskazań urządzeń procesowych do pomiaru temperatury punktu rosy wody zlokalizowanych na terenie całego kraju.

Uczestniczy także w realizacji prac badawczo-rozwojowych. Są to m.in. testy urządzeń do pomiarów jakościowych gazu, a w ramach dodatkowej działalności prowadzone są szkolenia/warsztaty związane z eksploatacją urządzeń do pomiaru parametrów jakościowych gazu.

Do podstawowych zadań placówki w Świnoujściu należy wykonywanie analiz rozliczeniowych podczas rozładunku tankowców z LNG oraz załadunku gazu do autocystrym, zatwierdzanie i weryfikacja danych pomiarowych oraz wykonywanie analiz wody i ścieków na zlecenie służb eksploatacyjnych terminalu. Zakres działalności laboratorium w Świnoujściu jest w trakcie wdrażania do systemu zarządzania obowiązującego we wszystkich laboratoriach.

LABORATORIUM WZORCOWANIA GAZOMIERZY

W tym roku minęły cztery lata od uruchomienia Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy i trzy lata od uzyskania akredytacji Polskiego Centrum Akredytacji nr AP 183 w zakresie wzorcowania gazomierzy turbinowych. LWG należy do wąskiego grona europejskich laboratoriów akredytowanych w tym obszarze. Działalność rozpoczęła od wzorcowania gazomierzy turbinowych. W połowie 2019 roku rozszerzyła zakres świadczonych usług o adiację gazomierzy turbinowych jednego z krajowych

producentów, w kolejnym okresie rozbudowano kompetencje, umożliwiając adiustację gazomierzy innych producentów. W następnym kroku planowane jest rozszerzenie zakresu akredytacji o wzorcowanie gazomierzy ultradźwiękowych. Laboratorium poza wzorcowaniem gazomierzy będących w użytkowaniu wykonuje również wzorcowania na zlecenie producentów gazomierzy, w ramach weryfikacji pierwotnej związanej z procesem oceny zgodności i wprowadzaniem nowych urządzeń na rynek. W laboratorium możliwe jest również wzorcowanie całych ciągów pomiarowych składających się z gazomierza (lub dwóch gazomierzy) wraz z odcinkami dolotowymi i wylotowymi.

Laboratorium jest miejscem interesującym nie tylko dla polskich, ale i dla zagranicznych klientów zarówno w zakresie wzorcowania, jak i możliwości prowadzenia różnego rodzaju testów i prac badawczo-rozwojowych.

Nowatorskie stanowisko do wzorcowania gazomierzy gazem ziemnym w warunkach najbardziej zbliżonych do panujących w systemie przesyłowym doceniła kapituła konkursowa „Laur innowacyjności 2018”, która nadała firmie GA–SYSTEM Srebrny Laur. W bieżącym roku spółka otrzymała również nagrodę Najwyższa Jakość Quality International 2021, zdobywając Złote Godło QI 2021 za usługę wzorcowania gazomierzy.

LABORATORIUM BADAŃ MATERIAŁOWYCH

Jest to najmłodsze „dziecko” z obszaru działalności laboratoryjnej. Laboratorium powstało w strukturach spółki w kwietniu 2020 roku i siedem miesięcy później otrzymało akredytację nr AB 1767. W bieżącym roku zdobyło uznanie Urzędu Dozoru Technicznego (LBU-318/25-21). Świadectwo uznania wydane przez UDT potwierdza kompetencje w zakresie wykonywania badań nieniszczących i jest dopełnieniem posiadanej akredytacji oraz, co najważniejsze, daje możliwość wykonywania badań na urządzeniach ciśnieniowych, o których mowa w ustawie z 21 grudnia 2000 roku o dozorcze technicznym. Laboratorium może wykonywać badania nieniszczące wszelkiego typu urządzeń, również objętych dozorem technicznym przez UDT, a co za tym idzie – na wszystkich elementach sieci przesyłowej. Obecnie wykonuje badania wizualne (VT), będące podstawową metodą kontroli, badania penetracyjne (PT), magnetyczno-proszkowe (MT), stosuje też bardziej zaawansowane metody badań, tj. badania ultradźwiękowe (UT). Laboratorium buduje kompetencje w zakresie badań techniką TOFD, trwają również prace związane z wdrożeniem metody radiograficznej (RT). Pracownicy posiadają wymagane przepisami certyfikaty kompetencji, wydane przez jednostki zewnętrzne zarówno 2. stopnia dla metod VT, MT, PT, UT, RT, jak i najwyższego, 3. stopnia dla metod VT, MT, PT, UT. Poza metodami objętymi uznaniem oraz akredytacją laboratorium wykonuje również inne badania, m.in. analizę składu chemicznego stali za pomocą spektrometru iskrowego. Realizuje także zadania związane z kontrolą prac wykonywanych przez podmioty zewnętrzne.



Laboratoria realizują badania/wzorcowania zarówno na potrzeby wewnętrzne spółki, jak i komercyjnie.

W GAZ–SYSTEM działalność badawczo-rozwojowa oprócz usług realizowanych przez ww. laboratoria koncentruje się na realizacji projektów i prac badawczych w zakresie metrologii, urządzeń, metod oraz technologii mających lub mogących mieć zastosowanie w przemyśle gazowniczym. Prowadzona jest współpraca z jednostkami naukowo-badawczymi i laboratoriami zewnętrznymi, organizowane są także inicjatywy wewnętrzne na rzecz promowania działalności badawczo-rozwojowej w spółce. GAZ–SYSTEM prowadzi działalność badawczo-rozwojową indywidualnie na własne potrzeby, angażuje się też w projekty badawczo-rozwojowe w szerokiej konsorcjach krajowych i zagranicznych. Pracownicy spółki zaangażowani w realizację prac badawczo-rozwojowych aktywnie uczestniczą w międzynarodowych organizacjach branżowych i biorą udział w projektach, konferencjach, warsztatach i targach organizowanych na całym świecie. Dzięki temu obserwują rozwój technologii oraz realizowane projekty. Poprzez współpracę



i wizyty techniczne w laboratoriach, firmach i ośrodkach naukowych zdobywają nowe doświadczenia i kompetencje, które efektywnie wykorzystują na co dzień w swojej pracy zawodowej.

Aneta Korda-Burza jest dyrektorem w Pionie Badań i Rozwoju, GAZ–SYSTEM.

Gas Storage Poland w porozumieniu wodorowym

Dariusz Kucel

Przedstawiciele Gas Storage Poland od samego początku uczestniczyli w pracach nad powstaniem Partnerstwa Wodorowego poprzez aktywny udział w grupach roboczych, w ramach grupy zadaniowej nr 5 „Sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru”.

W trakcie prac nad raportem opisującym rynek wodoru pracownicy GSP przekazali opracowanie w zakresie podziemnego magazynowania wodoru w wyeksploatowanych złożach gazu i kawernach solnych. Z perspektywy operatora systemu magazynowania kluczowe było, aby kwestie dotyczące wielkoskalowego magazynowania wodoru w podziemnych kawernach solnych znalazły odzwierciedlenie w zapisach przygotowywanego porozumienia sektorowego. Chodzi o to, aby w przyszłości uczestnikom rynku ułatwić realizację inwestycji w tym zakresie, a jednocześnie wspomóc transformację polskiej energetyki poprzez rozwiązania wspierające obniżanie emisji gazów cieplarnianych.

Gas Storage Poland, jako wiodący podmiot na polskim rynku w zakresie budowy podziemnych kawernowych magazynów, czuje się odpowiedzialny za terminowe udostępnienie niezbędnych zdolności magazynowych do przechowywania wodoru. Jest to odpowiedź na przewidywany dynamiczny rozwój rynku wodorowego w Europie i na świecie. W związku z tym prowadzi intensywne prace zarówno o charakterze badawczo-rozwojowym (przygotowanie budowy kawerny doświadczalnej – działanie 1.1 opisane w „Porozumieniu”), mające na celu opracowanie rozwiązań technologicznych i odpowiednie przygotowanie kadry technicznej, jak i prace nad późniejszą komercjalizacją wyprac-



wanych efektów, a docelowo – zaoferowanie niezbędnych pojemności magazynowych uczestnikom rynku (działanie 2.2 opisane w „Porozumieniu”).

Zwieńczeniem tej aktywności było uroczyste podpisanie, 14 października br. w Warszawie, przez Beatę Wittmann, członka zarządu Gas Storage Poland, „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”, której to inicjatywie patronował minister klimatu i środowiska, a uczestniczyli w niej przedstawiciele administracji rządowej, środowiska przedsiębiorców, nauki oraz jednostek otoczenia biznesu.

Dariusz Kucel, dyrektor departamentu strategii, Gas Storage Poland

Zakończenie budowy klastra B w KPMG Kosakowo

Dariusz Kucel

W październiku br. zakończono budowę klastra B w Kawernowym Podziemnym Magazynie Gazu Kosakowo. Inwestycja, zrealizowana przez Gas Storage Poland na rzecz Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, które jest właścicielem i inwestorem KPMG Kosakowo, istotnie podniosła bezpieczeństwo energetyczne kraju.

P przedmiotem tego etapu projektu było kompleksowe wykonanie pięciu komór magazynowych dla gazu ziemnego w złożu soli kamiennej Mechelinki w obrębie KPMG Kosakowo, wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną do ich obsługi i eksploatacji, a zwłaszcza:

- wykonanie dokumentacji projektowej,
- uzyskanie pozwolenia na budowę oraz niezbędnych decyzji, uzgodnień i opinii, wybudowanie rurociągów technologicznych łączących klastry B z instalacją ługowniczą

i ośrodkiem napowierzchniowym oraz pozostałej infrastruktury,

- wykonanie metodą podziemnego ługowania soli pięciu komór magazynowych oznaczonych jako komory magazynowe K-6, K-7, K-8, K-9 i K-10,
- zakup i kompletacja wszelkich materiałów, urządzeń, instalacji i wyposażenia, niezbędnych do kompleksowego wykonania pięciu komór magazynowych i infrastruktury towarzyszącej,
- wykonanie rozruchów poszczególnych etapów inwestycji,
- pierwsze napełnienie komór gazem, wyciągnięcie rur solankowych pod ciśnieniem,
- wykonanie pomiarów kształtu i wielkości komory wypełnionej gazem, ustalenie parametrów eksploatacyjnych komór magazynowych,
- uzyskanie pozwolenia na użytkowanie i przekazanie do eksploatacji,
- wykonanie docelowego zagospodarowania terenu.



Uzyskane parametry i harmonogram oddania komór:

W styczniu 2019 roku oddano komory K-6, K-8 i K-9 o parametrach:

K-6: 31,20 mln m³ pojemności czynnej,

K-8: 30,50 mln m³ pojemności czynnej,

K-9: 32,20 mln m³ pojemności czynnej,

We wrześniu 2021 roku oddano komory K-7 i K-10 o parametrach:

K-7: 27,3 mln m³ pojemności czynnej,

K-10: 33,0 mln m³ pojemności czynnej (największa komora KPMG Kosakowo).

Pierwszą część inwestycji zrealizowano w latach 2011–2016 – do użytku oddano klastr A, również składający się z pięciu komór, o łącznej pojemności 145,5 mln m³ gazu ziemnego.

Parametry techniczne zatłaczania i odbioru KPMG Kosakowo:

■ moc magazynu – zatłaczanie: 100 tys. m³/h (2,4 mln m³/dobę),

■ moc magazynu – odbiór (oddawanie do sieci): 400 tys. m³/h (9,6 mln m³/dobę).

Nowoczesny charakter magazynu w Kosakowie obrazuje następujący przykład:

- jeśli przyjmijemy średnioroczną wartość dobowego zapotrzebowania na gaz w systemie na poziomie 50 mln m³/dobę, oznacza to zdolność oddawania gazu do sieci w ilości odpowiadającej około 20% dobowego zapotrzebowania,
- jeśli przyjmijemy rekordowe zużycie gazu w systemie o wartości 81 mln m³/dobę, oznacza to zdolność oddawania gazu do systemu w ilości odpowiadającej około 8,5% dobowego zapotrzebowania.



KPMG Kosakowo, jako magazyn kawernowy, zalicza się do grupy najbardziej elastycznych magazynów o dużej mocy zatłaczania i odbioru gazu. Magazyny te są w stanie w krótkim czasie (w kilka godzin) zmienić strumień gazu z odbioru na zatłaczanie i odwrotnie przez cały rok, co ma ogromne znaczenie z punktu widzenia zaspokajania niedoborów szczytowych, pracy wielocyklowej w ciągu roku czy uruchomienia w dowolnej chwili zapasów gazu w sytuacjach kryzysowych.

Potencjał dalszej budowy KPMG Kosakowo – klastry C i D

Warunki geologiczno-górnice i techniczne dają możliwość rozpoczęcia w krótkim czasie budowy kolejnych dziesięciu komór KPMG Kosakowo na klastrach C i D. Pojemność czynna KPMG Kosakowo mogłaby wówczas wzrastać sukcesywnie do około 650 mln m³ gazu w okresie najbliższych 10–12 lat.

Ze względu na lokalizację klastr C może stanowić opcję dla wykorzystania go na potrzeby magazynowania wodoru lub innych rodzajów paliw. Według raportu Gas Infrastructure Europe, kawerna solna jest jedynym rodzajem magazynu, którego przydatność do magazynowania czystego wodoru lub mieszaniny wodoru i gazu ziemnego została już udowodniona.

KPMG Kosakowo ma duży potencjał rozwoju nowoczesnych magazynów energii w postaci wodoru. PGNiG SA wraz z Gas Storage Poland ubiegają się o wsparcie finansowe w ramach europejskiego programu IPCEI na budowę wielkoskalowego magazynu energii w postaci zielonego wodoru połączonego z elektrolizerem dużej mocy oraz źródłem wytwarzania „czystej” energii elektrycznej.

**Dariusz Kucel, dyrektor departamentu strategii,
Gas Storage Poland**



Metan pod kontrolą

1/5 tego gazu, odzyskiwanego rocznie w Polsce, jest wykorzystywana w zakładach PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Tym samym zdecydowanie wpływamy na wzrost bezpieczeństwa warunków pracy w kopalniach i zmniejszenie efektu cieplarnianego.

PONAD PÓŁ WIEKU WYKORZYSTYWANIA METANU W JASTRZĘBIU-ZDROJU

Początki spalania i współspalania metanu z odmetanowania kopalń w rejonie Jastrzębia-Zdroju rozpoczęły się już w latach 60. Zasilano nim lokalne, przykopalniane ciepłownie i elektrociepłownie. Powstała sieć gazowa łącząca ze sobą stacje odmetanowania i źródła wytwórcze. Obecnie w zasobach PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa pozostaje około 20 km czynnych rurociągów do transportowania metanu. Wykorzystywany gaz pochodzi z procesu odmetanowania czynnych kopalń węgla kamiennego Jastrzębskiej Spółki Węglowej oraz z kopalń przekazanych do Spółki Restrukturyzacji Kopalń do likwidacji, a jego koncentracja waha się w granicach od 40 do 60%.

Metan jest wyjątkowo silnym gazem cieplarnianym. To drugi, po dwutlenku węgla, największy czynnik wpływający na ocieplanie się klimatu. Emisje metanu pochodzenia rolniczego, wycieki paliw kopalnych i odpady spowodowały globalny wzrost temperatury o 0,5°C. Odpowiednio emisja CO₂ podniosła temperaturę o 0,8°C.

MOC Z SILNIKÓW

Pierwszy silnik gazowy został zainstalowany w elektrociepłowni Suszec przy kopalni KWK Krupiński w 1997 roku. Jest to jednostka o mocy zainstalowanej elektrycznej 2,7 MWe i ciepłej 3,0 MWt, pracująca do dziś. Obecnie PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa posiada 11 silników gazowych zasilanych metanem o łącznej mocy elektrycznej 36,3 MWe i mocy ciepłej 30,9 MWt. W 2020 roku metan stanowił 27,5% paliw wykorzystywanych przez PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa. Warto także wspomnieć, że w większości kotłów węglowych pracujących w zakładach produkcyjnych spółki zostały zabudowane palniki gazowe, które również zasilane są gazem z odmetanowania kopalń.

Wykorzystywany w PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa metan stanowi stabilne źródło energii, co obrazuje poniższa tabela.

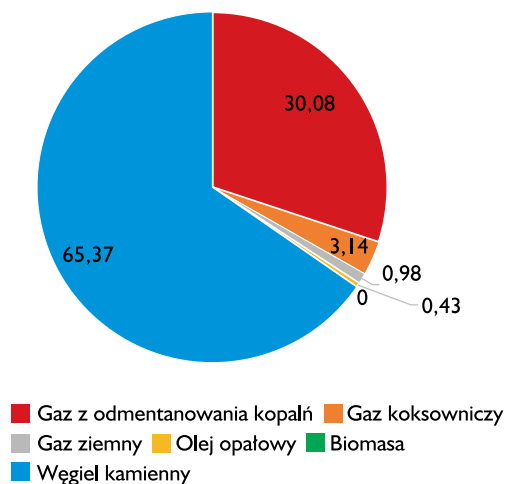
Rok	2017	2018	2019	2020
Ilość zużytego gazu [mln Nm ³]	72,5	66,1	59,9	65,7

METAN A TRIGENERACJA

Trzy silniki gazowe zasilane metanem, działające w Zakładzie Pniówek, produkują ciepło, które jest przekazywane na chłodzarnie

ki absorpcyjne w celu wytwarzania wody lodowej, służącej do schładzania podziemnych wyrobisk górniczych. Spółka jest także w trakcie realizacji inwestycji mającej na celu modernizację dwóch z trzech wymienionych powyżej jednostek. Celem inwestycji jest wymiana najbardziej wyeksploatowanych silników gazowych w Zakładzie Pniówek w celu zapewnienia odpowiedniej ilości i jakości mediów dla odbiorców. Oba wysłużone agregaty zostaną wymienione na nowe wraz z wymianą instalacji towarzyszących przy jednoczesnym zwiększeniu ich mocy elektrycznej z 3,2 MW do 4 MW. Zadanie realizowane jest z wykorzystaniem dofinansowania ze środków Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska w Katowicach i będzie zakończone w 2022 roku.

UDZIAŁ METANU W MIKSIE PALIWOWYM PTEP



Nowe jednostki wychwycą nadwyżki

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa jest na etapie realizacji inwestycji zabudowy dwóch nowych jednostek kogeneracyjnych zasilanych paliwem gazowym o łącznej mocy 4 MWe. Inwestycja ta, wspierana również ze środków Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska w Katowicach, prowadzona jest w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój na instalacjach Elektrociepłowni Zofiówka. Głównym celem przedsięwzięcia jest m.in. zagospodarowanie nadwyżek metanu, które obecnie są tracone na tzw. wydmuchach w stacjach odmetanowania kopalń, oraz efektywniejsza produkcja energii elektrycznej i ciepła. Zakończenie ww. zadania inwestycyjnego nastąpi również w 2022 roku.

Krzysztof Zalewski, prezes zarządu PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa

– Dostrzegamy istotny potencjał wykorzystania metanu pochodzącego ze zlikwidowanych kopalń w regionie śląskim. To sprawdzone, stabilne źródło ciepła i energii, które może pozwolić na zmniejszenie emisji CO₂ poprzez redukcję wykorzystania węgla w miksie energetycznym. Działania na rzecz pozyskania i wykorzystania metanu z kopalń zamkniętych stanowią także efektywną formę zagospodarowania terenów pogórnich. Ten kierunek działania sprawdził się w Unii Europejskiej, bowiem to nasi niemieccy sąsiedzi od lat są światowym liderem w zakresie wykorzystania zasobów metanu ze zlikwidowanych kopalń.



Gaz obfaskawiany

Metan ujmowany jest na stacjach odmetanowania z zastosowaniem podziemnej sieci wentylacyjnej kopalni. To jeden z głównych filarów bezpieczeństwa pracujących pod ziemią górników. Metan to bezbarwny, bezwonny i palny gaz. Wchodzi w skład gazów występujących m.in. w kopalniach węgla, dlatego bywa przyczyną wybuchów i pożarów podczas wydobywania tego surowca. Jest bardzo niebezpieczny. Ze względu na łatwość pozyskiwania go na Śląsku znalazł zastosowanie w przemyśle energetycznym.

Wektory przyszłości

Przed nami także szansa na obrót tym gazem, ponieważ metan – główny składnik gazu ziemnego – ma wartość handlową: dodatkowy wychwycony metan często może być bezpośrednio spieniężony, co zazwyczaj jest łatwiejsze w sektorach naftowym i gazowym niż gdzie indziej w sektorze energetycznym. Oznacza to, że redukcja emisji może skutkować oszczędnościami ekonomicznymi lub być przeprowadzona przy niskich kosztach w wyniku sprzedaży tego gazu.

W związku z ograniczaniem emisji gazów cieplarnianych oraz optymalnym wykorzystywaniem paliw kopalnych w sposób przyjazny dla środowiska naturalnego rośnie także rola kogeneracji opartej na zasilaniu metanem pochodzącym z kopalni węgla kamiennego. Zarówno doświadczenie w wykorzystaniu tego gazu, jak i bieżące inwestycje PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa w technologii odzyskiwania metanu świadczą o profesjonalnym podejściu do zagadnień związanych z poprawą ochrony środowiska i dążeniu do spełnienia wymogów Europejskiego Zielonego Ładu.

Biuro Komunikacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA

W poszukiwaniu alternatywnego źródła

Poza wykorzystywanym gazem, ujmowanym w celach bezpieczeństwa z czynnych i likwidowanych kopalń, PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa prowadzi także prace, które umożliwią pozyskanie i wykorzystanie gazu z kopalń nieczynnych. W celu zwiększenia udziału metanu w miksie paliwowym spółka złożyła do Ministerstwa Klimatu i Środowiska wnioski koncesyjne dotyczące możliwości pozyskiwania metanu z obszarów górniczych, na których wydobywanie węgla zostało zakończone (Moszczenica, Jas-Mos, Krupiński). Dostęp do gazu zalegającego w nieczynnych wyrobiskach będzie możliwy poprzez wykonanie odwiertów z powierzchni ziemi, a następnie gaz zostanie użyty do produkcji mediów w bezpośrednim sąsiedztwie otworów lub wprowadzony do istniejącej magistrali gazowej.



System ciągłego monitoringu emisji spalin w tłoczniach gazu SGT EuRoPol GAZ s.a.

Konrad Woliński

Konkluzje BAT (*Best Available Techniques*) nałożyły na duże obiekty energetycznego spalania (LCP) nowe, bardziej restrykcyjne wymagania w zakresie dopuszczalnych wielkości emisji oraz monitoringu spalin. Celem niniejszego artykułu jest prezentacja nowoczesnego systemu ciągłego monitoringu emisji spalin, zainstalowanego w tłoczniach gazu należących do SGT EuRoPol GAZ s.a.

Przyjęcie w 2017 roku przez Komisję Europejską decyzji wykonawczej 2017/1442¹, ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania, wprowadziło duże zmiany w szeroko pojętej energetyce, w tym również w gazownictwie. Decyzja ta wprowadza restrykcyjne normy emisji pyłów, CO, SO_x, NO_x, HCl, HF oraz Hg. Wymagania te dotyczą instalacji energetycznego spalania o całkowitej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie większej niż 50 MW. Skutkiem tej regulacji była konieczność przeprowadzenia przez urzędy marszałkowskie analiz wydanych pozwoleń zintegrowanych oraz ich zmian w celu zapewnienia spełnienia wymagań BAT.

W przypadku trzech tłoczní gazu ziemnego znajdujących się na polskim odcinku gazociągu tranzytowego Jamał–Europa Zachodnia (Zambrów, Ciechanów i Szamotuły) zmiana pozwoleń zintegrowanych wprowadziła konieczność zainstalowania w turbinach gazowych nowych, certyfikowanych systemów ciągłego monitoringu emisji spalin. Każda z wymienionych tłoczní wyposażona jest w trzy jednakowe turbozespoły. Ich napędy stanowią turbiny gazowe GT-10B, których całkowita moc cieplna zainstalowana w paliwie wynosi 73,53 MW. Instalacje te zostały oddane do użytkowania w latach 2005–2006 i, będąc w czasie uruchomienia nowoczesnymi obiektami, posiadały systemy monitoringu spalin. Systemy te były jednak wykorzystywane jako pomiary procesowe służące kontroli poprawności pracy turbin. Z uwagi m.in. na brak możliwości spełnienia obowiązujących obecnie wymagań dotyczących np. certyfikacji musiały zostać wymienione.

Budowa nowych systemów monitoringu spalin przebiegała w kilku etapach.

Pierwszy stanowiło opracowanie wymagań, w tym specyfikacji technicznej, które musiała spełniać instalacja pomiarowa. W wyniku przeprowadzonych analiz zostały określone parametry fizykochemiczne spalin, lista oraz zakresy pomiarowe mierzonych składników, a także preferowane metodyki pomiarów. Do pomiaru tlenków azotu przewidziano zastosowanie analizatora wykorzystującego metodę chemiluminescencyjną (CLD) z konwersją NO₂, będącą zgodnie z normą ISO 11042-1 metodą referencyjną dla turbin gazowych. Jako metodę pomiaru tlenku węgla przyjęto me-

todę niedyspersyjnej absorpcji w podczerwieni (NDIR), natomiast do pomiaru stężenia tlenu metodę elektrochemiczną. Z uwagi na brak możliwości bezpośredniej zabudowy pomiaru przepływu spalin, wynikającej z konstrukcji kanału spalinowego, do wyznaczania wielkości strumienia spalin zastosowano metodę obliczeniową opartą na pomiarze składu i ilości gazu paliwowego podawanego do turbiny. Specyfikacja zawierała także wstępne umiejscowienie punktów pomiarowych, wymagania dotyczące urządzeń w zakresie prac w strefie zagrożenia wybuchem, a także wytyczne dotyczące standardów gromadzenia i przesyłania danych między projektowanym systemem a istniejącymi systemami automatyki i sterowania.

Drugi etap prac obejmował wizje lokalne w tłoczniach oraz prace projektowe i instalację systemu. Z uwagi na specyfikę układu wylotowego turbin gazowych spaliny odprowadzane są poziomym kanałem, który następnie przechodzi w pionowy komin o kwadratowym przekroju, a także na fakt zainstalowania w układzie wylotowym tłumików hałasu, konieczne było wykonanie pomiarów jednorodności spalin. Wykonanie siatkowych pomiarów rozkładu stężeń tlenu, tlenku azotu i tlenku węgla, na dwóch poziomach pomiarowych, pozwoliło na uzyskanie pewności odnośnie do jednorodności składu spalin w kanale wylotowym oraz wyboru punktu poboru próbek. Ponieważ miejsce poboru próbki znajduje się w strefie zagrożenia wybuchem, sonda poboru, czujniki temperatury i ciśnienia, a także przewód, za pośrednictwem którego badana próbka transportowana jest do analizatora spalin, zostały zrealizowane w wykonaniu przeciwwybuchowym.

Główny element instalacji pomiarowej stanowią analizatory gazowe ekstrakcyjne: Environnement MIR 9000CLD (pomiar sumy NO i NO₂) oraz Fuji ZRE (pomiar CO i O₂). Próbkę do analizy pobierane są za pomocą sondy zamontowanej w kanale wylotowym spalin, po czym za pośrednictwem ogrzewanego przewodu dostarczane są w sposób ciągły do kontenera analizatorów. Wewnątrz kontenera próbka kierowana jest do układu kondycjonowania i oczyszczania, na który składają się: chłodnica, filtry gazu i aerozoli, czujnik kondensatu, a także przepływomierz w postaci rotametri. W chłodnicy następuje skroplenie i oddzielenie zawartej w niej wody, po czym osuszona próbka poprzez zespół filtrów trafia do analizatorów gazowych. Celem zwiększenia niezawodności

instalacji oraz ułatwienia obsługi zastosowano zdublowanie części drogi gazowej obejmującej układ kondycjonowania i oczyszczania próbki. W przypadku wykrycia w próbce wilgoci, zaniku przepływu lub sygnału awarii chłodziarki następuje automatyczne przełączenie układu na drugi ciąg. Zastosowane rozwiązanie umożliwia prowadzenie prac konserwacyjnych lub serwisowych na jednym z ciągów bez konieczności wyłączenia z pracy całej instalacji. Jest to istotne, ponieważ rozporządzenie ministra klimatu i środowiska z 7 września 2021 roku w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji² nakłada limit liczby dni w ciągu roku, dla których pomiary są unieważniane z powodu niesprawności systemu pomiarowego (włączając w to czas prac konserwacyjnych).

Odpowiednio przygotowana próbka kierowana jest do dwóch analizatorów wielogazowych: MIR 9000CLD (pomiar tlenków azotu) oraz Fuji ZRE (pomiar tlenku węgla i tlenu). Analizatory posiadają certyfikaty QAL-1 (*Quality Assurance Level 1*) potwierdzające poprawność doboru urządzeń pomiarowych i ich parametrów metrologicznych do specyfiki instalacji. Dane pomiarowe z analizatorów i czujników zainstalowanych w przewodzie spalinowym turbiny trafiają do koncentratora danych. Pełni on funkcję układu zbierającego, przeliczającego i udostępniającego dane pomiarowe i komunikuje się z komputerem emisyjnym. Został także wyposażony w interfejs HMI umożliwiający konfigurację i nadzór układu pomiarowego, a także bieżący podgląd danych pomiarowych. Dane z koncentratorów za pomocą magistrali światłowodowej przesyłane są następnie do serwera (komputera) emisyjnego, zlokalizowanego w budynku admini-



Wnętrze kontenera analizatorów – układ kondycjonowania wraz z analizatorami gazowymi.

Fot. Adam Maliszewski, Tłocznia Gazu Ciechanów



Kanał wylotowy spalin turbiny GT-10B – umiejscowienie punktu poboru, trasy przewodu przesyłającego próbkę do analizatora oraz kontener analizatorów.

Fot. Adam Maliszewski, Tłocznia Gazu Ciechanów

stracyjnym tłoczni. W celu zwiększenia niezawodności systemu zostały one zredundowane, przy czym jeden z serwerów pełni rolę podstawowego, natomiast drugi rezerwowego z funkcją automatycznego przejęcia pracy. Oba serwery połączone są z zewnętrznym serwerem czasu, wyposażonym w moduł GPS. Komputery emisyjne zostały wyposażone w pakiet oprogramowania PCEM, umożliwiający wymianę danych z systemem DCS tłoczni, udostępnianie danych do systemu SCADA SGT, a także tworzenie raportów rozliczeniowych, wizualizację danych i nadzór nad procedurą QAL3. Procedura ta może być realizowana automatycznie, a jej celem jest zapewnienie, iż system utrzymywany jest w stałym, poprawnym stanie operacyjnym. Przeprowadzana jest według metody CUSUM, wykorzystującej dwie zasady decyzyjne: dryftu punktu zerowego i dokładności (zakresu).

Ostatnim, trzecim etapem wdrożenia systemu było przeprowadzenie obiektowych testów QAL2. Obejmowały one testy funkcjonalne instalacji oraz pomiary równoległe, a także wyznaczenie krzywych kalibracyjnych dla systemu pomiarowego zainstalowanego na każdej turbinie.

Prezentowane systemy ciągłego monitoringu emisji spalin, zainstalowane w tłoczniach gazu Zambrów, Ciechanów i Szamotuły, stanowią przykład wykorzystania nowoczesnych technologii pomiarowych w działaniach wspierających ochronę środowiska.

Konrad Woliński jest pracownikiem STG EuRoPol GAZ s.a.

¹ Dz.U. 2017, L212.

² Dz.U. z 2021 r., poz. 1710.

Ograniczenie emisji metanu z kopalń Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. do atmosfery

Eugeniusz Krause, Artur Badylak, Tadeusz Kubiczek

Wzrost koncentracji wydobywania w ścianach wybieranych w otoczeniu silnie metanowego złoża w kopalniach Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A., wymusza wprowadzanie nowych, bardziej efektywnych technologii odmetanowania środowiska ścian, ukierunkowanych na poprawę warunków bezpieczeństwa załóg górniczych, a ponadto ograniczenie strumienia wydzielającego się metanu do powietrza wentylacyjnego. W publikacji przedstawiono prowadzenie ścian z zastosowaniem technologii odmetanowania eksploatacyjnego, opartej na chodniku drenażowym (odmetanowującym) w KWK Knurów-Szczygłowice Ruch Szczygłowice. Efektywne odmetanowanie środowiska wybieranych ścian pozwala spełnić kryteria bezpieczeństwa wentylacyjno-metanowe w wyrobiskach środowiska ścian oraz ograniczyć strumień metanu wydzielającego się do powietrza wentylacyjnego, który odprowadzany jest szybami wydechowymi na powierzchnię.

Wzrost koncentracji wydobywania w ścianach w polskich kopalniach węgla kamiennego osiągnięto w wyniku zwiększenia długości ścian oraz postępów eksploatacyjnych po wprowadzeniu wysokowydajnych kombajnów ścianowych.

W okresie 1998–2008 w warunkach rosnącej koncentracji wydobywania zaznaczył się wzrost metanowości względnej (relatywnej) w przeliczeniu na 1 Mg średniodobowego wydobywania o 63,5% [Krause, 2009].

Metan w kopalniach węgla kamiennego w świetle obowiązujących przepisów jest kopalinią towarzyszącą podczas eksploatacji kopaliny podstawowej, tj. węgla kamiennego. W ostatnim 25-leciu prowadzenia robót górniczych w metanowych kopalniach węgla kamiennego podejmowane kroki ukierunkowane były na zwalczanie zagrożenia metanowego w czynnych wentylacyjnie wyrobiskach środowiska ścian w celu poprawy warunków bezpieczeństwa zatrudnionej załogi. Oznaczało to, że wydzielający się metan traktowany był ze znacznie mniejszą wagą niż wydobywanie z kopalń. W warunkach wysokiego nasycenia złoża metanem w otoczeniu ścian, warunkiem prowadzenia planowanego wydobywania było efektywne odmetanowanie złoża, umożliwiające ciągłość prowadzenia wydobywania.

Problematyka związana z ograniczaniem emisji metanu z kopalń do atmosfery ziemskiej nabiera szczególnego znaczenia przy wymaganiach i dyrektywach Unii Europejskiej dotyczących ochrony środowiska. Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. od kilkunastu lat podejmuje działania ukierunkowane na zwiększenie gospodarczego wykorzystania metanu ujętego odmetanowaniem z kopalń węgla kamiennego. Problematyka wykorzystania metanu ujętego odmetanowaniem w kopalniach Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. wpisuje się jako pierwsza w opracowaną

w 2021 roku nową strategię zwiększenia efektywności ograniczenia emisji metanu do atmosfery.

Nowa strategia ograniczenia emisji metanu z kopalń Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. nie uwzględnia stosowania odmetanowania wyprzedzającego (przedeksploatacyjnego) prowadzonego z powierzchni. Odmetanowanie wyprzedzające z wyrobisk dołowych prowadzone będzie w niektórych drażonych wyrobiskach w pokładach zagrożonych wyrzutami gazów i skał.

W publikacji odniesiono się do ograniczonych możliwości prowadzenia odmetanowania wyprzedzającego złóż w polskich kopalniach węgla kamiennego. W celu ograniczenia emisji metanu odprowadzanego do atmosfery ziemskiej z kopalni węgla kamiennego należy wdrożyć stosowane technologie odmetanowania eksploatacyjnego omówione w niniejszej publikacji.

Możliwość stosowania odmetanowania wyprzedzającego otworami z powierzchni

Odmetanowanie wyprzedzające z wyrobisk dołowych w kopalniach Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. stosowane było wcześniej w szerokim zakresie w kopalniach Rybnickiego Okręgu Węglowego; obecnie część kopalń podlega Jastrzębskiej Spółce Węglowej S.A.

W latach 60. i 70. wydatki wentylatorów odrębnych typu 503 i 603 nie przekraczały nominalnej wydajności 400 m³/min. W takich warunkach prowadzenie odmetanowania wyprzedzającego z wyrobisk dołowych traktowane było z największą „wagą”. Obecnie w niektórych drażonych wyrobiskach korytarzowych prowadzone odmetanowanie wyprzedzające powoduje możliwość bezpiecznego drażenia wyrobiska i nie przekłada się znaczą-

co na obniżenie metanowości bezwzględnej całkowitej podczas prowadzenia ściany.

Z głębokością prowadzenia robót górniczych zmniejsza się przepuszczalność gazowa złoża, co ogranicza efektywne ujęcie metanu odmetanowaniem.

Wyniki przeprowadzonych badań przepuszczalności gazowej węgla w pokładach w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym potwierdzają, że w nieodprężonych pokładach węgla przepuszczalność gazowa zmniejsza się z głębokością prowadzenia robót górniczych.

Obecnie we wszystkich kopalniach węgla kamiennego w Polsce roboty górnicze prowadzone są poniżej głębokości 600 m. Poniżej głębokości 400 m pokłady węgla charakteryzują się wartością graniczną przepuszczalności gazowej poniżej wartości $3 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ (3 miliardarcy), która ogranicza prowadzenie odmetanowania wyprzedzającego, co przedstawiono na rysunku 1.

Ujęcie metanu odmetanowaniem wyprzedzającym w niearuszonym i nieodprężonym eksploatacją złożu węglowym Górnośląskiego Zagłębia Węglowego praktycznie ogranicza głębokość 400 m. Przeprowadzone próby odmetanowania wyprzedzającego z wyrobisk dołowych w ścianie w KWK Zofiówka przyczyniły się do obniżenia metanowości pierwotnej pokładu projektowanego do eksploatacji o 13%. Ww. wartość zmniejsza jedynie wydzielanie metanu do środowiska wybieranej ściany o kilka procent z wartości całkowitego wydzielania się metanu. Odmetanowanie wyprzedzające prowadzone było efektywnie w Stanach Zjednoczonych i Australii, jednakże w pokładach węgla o przepuszczalności kilkadziesiąt razy większej niż przepuszczalność pokładów w złożu węglowym Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. W polskich kopalniach węgla kamiennego prowadzona jest eksploatacja pokładów w otoczeniu pakietowego zalegania pokładów. Udział metanu wydzielającego się z pokładu eksploatowanego mieści się w przedziale 20–40% z całkowitej ilości wydzielającego się metanu do środowiska ściany.

Efektywne odmetanowanie złoża w otoczeniu ścian należy więc odnieść do odmetanowania eksploatacyjnego obszarów charakteryzujących się bardzo wysoką przepuszczalnością gazową w strefie odprężonej.

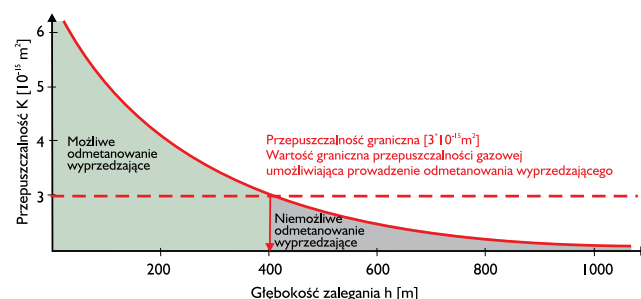
Odmetanowanie eksploatacyjne oparte na chodniku drenażowym, odmetanującym strefę odprężenia w środowisku ściany

Ograniczone możliwości stosowania odmetanowania wyprzedzającego otworami z powierzchni oraz wyrobisk dołowych w obszarach górniczych kopalń węgla kamiennego Górnośląskiego Zagłębia Węglowego są wynikiem bardzo niskiej przepuszczalności gazowej pokładów oraz otaczających skał (rysunek 1).

Zwiększenie efektywności odmetanowania środowiska ścian należy wiązać ze strefami odprężenia eksploatacyjnego, charakteryzującymi się bardzo dużą wartością przepuszczalności gazowej. Podczas wybierania ściany źródłem wydzielania się metanu do wyrobisk i zrobów środowiska ściany są:

- pokład eksploatowany,
- pokłady podebrane i nadebrane, które w wyniku odprężenia eksploatacyjnego odgazowują się, uwalniając do zrobów ściany desorbowalne zasoby metanu,

Rysunek.1 Kształtowanie się przepuszczalności gazowej w pokładach węgla Górnośląskiego Zagłębia Węglowego wraz z głębokością ich zalegania

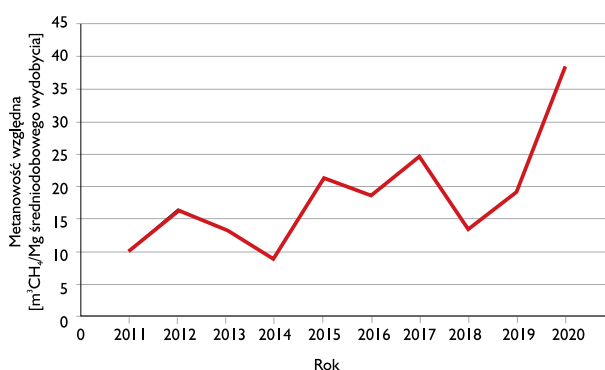


- zrobi poeksploatacyjne sąsiadujące ze środowiskiem wybieranej ściany.

Udział metanu wydzielającego się do środowiska wybieranej ściany z poszczególnych źródeł zależy od wielu czynników kształtujących całkowity objętościowy strumień wydzielającego się metanu.

W polskich kopalniach węgla kamiennego w warunkach prognozowanego zagrożenia pożarem endogenicznym w zrobach ściany *a priori* projektuje się jej sposób przewietrzania na „U” po caliznie węglowej lub krótkie „Y”. Sposób przewietrzania ściany na „U” po caliznie węglowej stosowany jest w 75% ze wszystkich ścian wybieranych obecnie w polskich kopalniach węgla kamiennego. W silnie metanowych ścianach stosowanie klasycznej technologii odmetanowania eksploatacyjnego, przy przewietrzaniu ścian sposobem „U” po caliznie węglowej, często wymusza ograniczenie średniodobowego postępu eksploatacyjnego w celu obniżenia metanowości całkowitej w rejonie ściany.

Rysunek 2. Kształtowanie się metanowości względnej w KWK Knurów-Szczygłowice Ruch Szczygłowice w latach 2011–2020



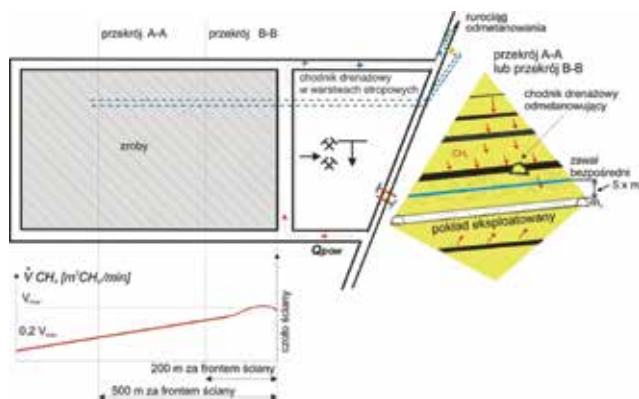
Na rysunku 2 przedstawiono zmianę metanowości względnej (relatywnej) w przeliczeniu na 1 Mg średniodobowego wydobycia w latach 2011–2020 Ruch Szczygłowice. Tendencja wzrostu wartości metanowości względnej (relatywnej) w KWK Knurów-Szczygłowice Ruch Szczygłowice pozwala określić trend zmian metanowości względnej w latach 2011–2020.

W projektowanych ścianach, w których prognozowana wartość wydzielania się metanu przekracza $50 \text{ m}^3 \text{CH}_4/\text{min}$ przy przewietrzaniu ściany sposobem „U” po caliznie węglowej stosuje się technologię odmetanowania eksploatacyjnego opartą na wyko-

naniu chodnika odmetanowującego (drenażowego) w strefie odprężenia stropowego (rysunek 3).

Technologia odmetanowania eksploatacyjnego ścian oparta na chodniku drenażowym (odmetanowującym) umożliwia uzyskanie

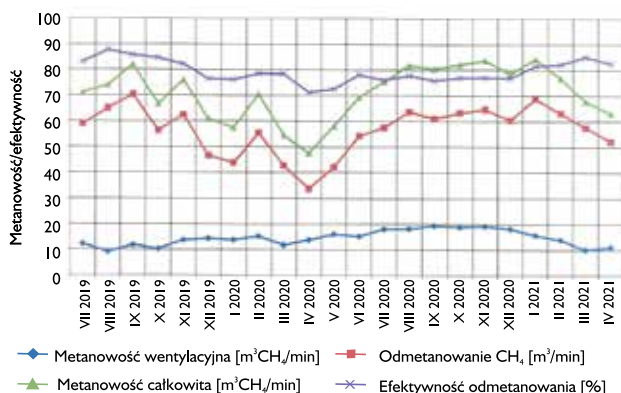
Rysunek 3. Odmetanowanie eksploatacyjne z wykorzystaniem chodnika drenażowego (odmetanowującego)



efektywności odmetanowania w przedziale 70–85% całkowitej ilości wydzielającego się metanu do środowiska ściany. W przypadku stosowania tej technologii odmetanowania eksploatacyjnego ściany w zasadniczym stopniu zmniejszona zostaje wartość strumienia objętościowego metanu odprowadzanego wentylacyjnie wyrobiskami z rejonu ściany. Technologia odmetanowania oparta na drenażu nadległym chodnikiem odmetanowującym stosowana jest od wielu lat w KWK Knurów-Szczygłowice Ruch Szczygłowice, a od 2021 roku w KWK Borynia-Zofiówka Ruch Borynia. Na rysunku 3 przedstawiono stosowaną w Jastrzębskiej Spółce Węglowej S.A. technologię odmetanowania ścian opartą na drenażu nadległym. Duża efektywność odmetanowania eksploatacyjnego, przy stosowaniu tej technologii odmetanowania, stwarza pole do projektowania tej technologii w ścianach w kopalniach Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A.

Na rysunku 4 przedstawiono przykład kształtowania się parametrów wentylacyjno-metanowych oraz odmetanowania w ścianie nr XVI w pokładzie 405/1

Rysunek 4. Kształtowanie się parametrów wentylacyjno-metanowych oraz odmetanowania w ścianie nr XVI w pokładzie 405/1



atacyjnego opartego na drenażu nadległym chodnikiem odmetanowującym w ścianie XVI w pokładzie 405/1.

Wysoka efektywność odmetanowania, okresowo powyżej 80%, stwarza warunki do kształtowania się metanowości bez-

względnej wentylacyjnej, nieprzekraczającej 20 m³CH₄/min. W ścianach w pokładach 405/1 i 407/3 Ruch Szczygłowice, usytuowanych w silnie metanowym złożu, na wschód od Nasunięcia Orłowskiego, zastosowanie drenażu nadległego (chodnikiem odmetanowującym) umożliwia bezpieczne wybieranie tych pokładów.

Obecnie w KWK Borynia-Zofiówka Ruch Borynia przeprowadzona jest od marca 2021 roku ściana z odmetanowaniem opartym na chodniku drenażowym odmetanowującym. Dla przyszłej eksploatacji w pokładzie 412 Ig+Id i 412 Ig ściana D-4 w KWK Borynia-Zofiówka Ruch Zofiówka zaprojektowany zostanie chodnik drenażowy odmetanowujący. Reasumując, podejmowane działania Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. w zakresie prowadzenia odmetanowania eksploatacyjnego opartego na chodniku drenażowym związane są głównie z poprawą warunków bezpiecznej eksploatacji, jak i realizacją polityki ukierunkowanej na ograniczenie emisji metanu do atmosfery.

Kierunki działań Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. w celu ograniczenia emisji metanu do atmosfery

W 2021 roku Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. podjęła się opracowania nowej strategii poprawy efektywności odmetanowania oraz wykorzystania metanu z kopalń, ukierunkowanej na obniżenie bezwzględnych ilości metanu odprowadzanego do atmosfery poprzez:

- 1) wdrażanie w silnie metanowych ścianach w kopalniach Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. odmetanowania eksploatacyjnego opartego na technologii drenażu nadległego (chodnikiem odmetanowującym),
- 2) opracowanie narzędzi umożliwiających sterowanie ujęciami metanu zza tam izolacyjnych w celu zwiększenia efektywności odmetanowania,
- 3) efektywne wykorzystanie ujętego metanu odmetanowaniem w urządzeniach energetycznych kogeneracyjnych oraz projektowanie i budowę sieci przesyłowych gazu na powierzchni.

W publikacji odniesiono się do pierwszego punktu, dotyczącego technologii odmetanowania rejonów eksploatacyjnych, wskazującej na kierunek powodujący ograniczenie emisji metanu z kopalń Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. do atmosfery ziemskiej.

Ograniczenie emisji metanu odprowadzanego ze zrobów odizolowanych do powietrza wentylacyjnego kopalń, a następnie do atmosfery ziemskiej, będzie wymagało skoncentrowania uwagi na roli zrobów poeksploatacyjnych pod kątem ich szerszego wykorzystania w założeniach opracowanej nowej strategii Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. Ponadto, nowa strategia Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. w zakresie ograniczenia emisji metanu do atmosfery wskazuje na potrzebę projektowania konfiguracji urządzeń energetycznych kogeneracyjnych dla wykorzystania całkowitej ilości metanu ujętego odmetanowaniem, wraz z zaprojektowaniem i realizacją rozwiązań przesyłowych metanu na powierzchni pomiędzy kopalniami.

Prof. Eugeniusz Krause, wieloletni pracownik Głównego Instytutu Górnictwa

Mgr inż. Tadeusz Kubiczek, główny inżynier wentylacji KWK Knurów-Szczygłowice Ruch Szczygłowice

Artur Badyłak dyrektor Biura Odmetanowania i Zarządzania Mediami Energetycznymi w JSW SA

Literatura

Krause E., 2009, *Ocena i zwalczanie zagrożenia metanowego w kopalniach węgla kamiennego.*

Monitoring konstrukcyjny przebudowywanego gazociągu DN500 Goleniów–Police

Wiesław Bereza, Sebastian Kowalik

Przebudowa gazociągu DN Goleniów–Police (etap I) w rejonie rezerwatu Olszanka oraz Rostoki Odrzańskiej wymagała wykonania nowej nitki gazociągu w postaci przewiertu sterowanego pod dnem rzeki oraz późniejszego wpięcia się do nitki istniejącej. W tym celu wymagane było odsłonięcie istniejącego gazociągu posadowionego w złożonych warunkach gruntowych. Aby zabezpieczyć się przed możliwością wystąpienia awarii lub uszkodzenia gazociągu wykonawca prac budowlanych wprowadził monitoring konstrukcyjny zachowania się odsłanianych fragmentów gazociągu istniejącego.

Monitoring pracujący w trybie online pozwolił nie tylko na informowanie o istniejącym odkształceniu rury gazociągu, ale również miał za zadanie alarmować w przypadku wystąpienia sytuacji krytycznej, wymagającej natychmiastowej reakcji lub wstrzymania prac budowlanych. Prowadzona równocześnie analiza metody elementów skończonych pozwalała na określenie stanu wyężenia rury stalowej gazociągu na każdym etapie prac oraz wskazanie progów alarmowych dla sygnalizacji zagrożenia dla rury gazociągu pracującego w trybie ciągłym (bez wstrzymywania przepływu gazu).

Istniejący gazociąg i jego lokalizacja

Gazociąg Goleniów–Police to gazociąg wysokiego ciśnienia DN500. Jest to nitka zasilająca w gaz m.in. miasto Szczecin oraz zakłady chemiczne w Policach. Operatorem gazociągów przesyłowych gazu ziemnego jest spółka GAZ–SYSTEM. Gazociąg ten poddano przebudowie. Celem przedsięwzięcia była poprawa warunków technicznych przesyłania gazu poprzez zastąpienie wyeksploatowanego gazociągu z 1982 roku nową nitką DN500 MOP 8,4 MPa. Pozwo-



Fot. 1. Przebieg gazociągu Goleniów–Police na tle mapy regionu (PW PGNiG/Gazoprojekt).

lenie na przebudowę gazociągu DN500 Goleniów–Police (etap I) w rejonie rezerwatu Olszanka oraz Rostoki Odrzańskiej zostało wydane na podstawie ustawy o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Większe zagłębienie gazociągu pod dnem Rostoki Odrzańskiej oraz zdemontowanie istniejących dwóch nitek gazociągu DN500/DN400 umożliwiło realizację kolejnej kluczowej inwestycji – pogłębienia toru wodnego Świnoujście–Szczecin do głębokości 12,5 metra. Niemniej jednak należy zauważyć, że jest to obszar częściowo chroniony przez program Natura 2000, określający sieć obszarów objętych ochroną przyrody, jakimi są rezerwat Olszanka oraz Rostoka Odrzańska.



Fot. 2. Rostoka Odrzańska.

Rezerwat Olszanka to rezerwat leśno-torfowiskowy w zachodniej części Puszczy Goleniowskiej. Celem tego rezerwatu jest ochrona i zachowanie fragmentów bałtyckiego torfowiska wysokiego, olsów, borów i lasów bagiennych z licznymi stanowiskami rzadkich i ginących gatunków roślin. Rezerwat, wraz z najbliższymi okolicami, jest siedliskiem bielika. Z kolei Rostoka Odrzańska to zatoka Zalewu Szczecińskiego w jego południowej części. Wody Rostki są płytkie, ich średnia głębokość wynosi około 1,3 m, długość rozlewiska 10 km, a szerokość około 6 km. Uchodzi do niej Odra. Przez środek Rostki wytyczony jest kanał żegludowy Szczecin–Świnoujście.

Tor wodny Świnoujście–Szczecin stanowi sztuczną drogę wodną o długości około 68 km. Prowadzi od Zatoki Pomorskiej przez Świ-

nę w Świnoujściu do portu morskiego w Szczecinie. Tor ten powstał w XVII wieku. Szerokość toru, w którym odbywa się kontrola ruchu wynosi około 250 m, a głębokość 9,5 m. Obecnie jest on pogłębiany, co ma umożliwić przyjęcie większych jednostek. Jedną z przeszkód tych prac było płytkie umiejscowienie gazociągu i obawa o możliwość jego uszkodzenia.

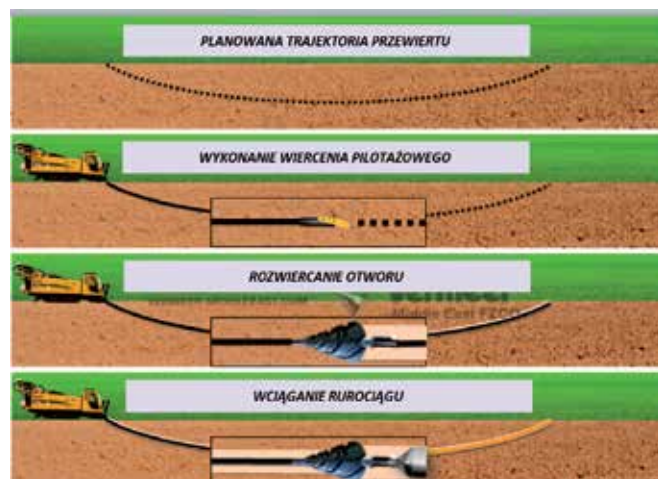


Fot. 3. Tor wodny Świnoujście–Szczecin w obszarze realizowanej inwestycji.

Zakres i technologia wykonania inwestycji

Opisywany zakres inwestycji dotyczył przekroczenia Rostki Odrzańskiej metodą przejścia podziemnego oraz demontaż dwóch nitek starego gazociągu DN500 i DN400. W strefie nabrzeżnej przewidziano wpięcie się do istniejącego systemu, zlokalizowanego po stronie zachodniej jako obiektu podziemnego, zaś po stronie wschodniej osłoniętego wtórnym nasypem. Przekroczenie Rostki Odrzańskiej zrealizowano w postaci przewiertu sterowanego HDD w technologii Intersect. Długość przewiertu wynosi 1814 m. Jest to pierwszy w Polsce tak długi przewiert wykonany tą technologią. Prace z wykorzystaniem tej metody polegały na jednoczesnym wierceniu otworu pilotowego z przeciwległych (obu) brzegów rzeki w dwóch kierunkach.

Horyzontalne przewiertu kierunkowe (HDD – *horizontal directional drilling*) to nowoczesna technologia polegająca na wykonywaniu poziomych przewiertów sterowanych. Zalicza się ją do grupy tzw. technologii bezwykopowych. Przewiertu horyzontalne są odmianą otworów kierunkowych. Dzięki zastosowaniu nowoczesnych syste-



Fot. 4. Schemat horyzontalnego przewiertu kierunkowego (według Solid-Wiert).

mów pomiarowych i sterujących oraz systemów kontrolnych przebieg wykonanego przewiertu i położenie punktu startowego i końcowego pokrywają się z założeniami projektowymi. Rozwiązanie to można stosować na obszarach silnie uzbrojonych i zurbanizowanych. W przypadku Rostki Odrzańskiej udowodniono, że dobrze nadają się również do terenów chronionych przyrodniczo. Zasadniczą częścią wykonywanej z wykorzystaniem technologii horyzontalnych przewiertów kierunkowych instalacji jest rura osłonowa, wewnątrz której pociągnięty będzie przewód lub popłynie tłoczone medium (fot. 4).

Przewiert wraz z wciągnięciem gazociągu dla przebudowy gazociągu DN Goleniów–Police (etap I) w rejonie rezerwatu Olszanka oraz Rostki Odrzańskiej wykonywany był od września do listopada 2020 roku. Prace realizowane równocześnie z obu brzegów odbywały się w błyskawicznym tempie (24 h/7 dni w tygodniu) niezależnie od warunków pogodowych, dzięki czemu nie było żadnych opóźnień.



Fot. 5. Etap wciągania gazociągu.

Włączenie przewiertu do istniejącej nitki

Po wykonaniu przekroczenia Rostki Odrzańskiej, zrealizowanego w postaci przewiertu sterowanego HDD w technologii Intersect, wykonawcę czekał następny trudny etap – podłączenie przewiertu do pozostawianej lądowej nitki gazociągu. Projekt przewidywał połączenie projektowanego gazociągu z istniejącym poprzez zastosowanie metody hermetycznej (bez wstrzymywania przepływu gazu).

Po obu stronach Rostki, gdzie należało włączyć się do istniejących nitek gazociągu DN500, istnieją odmienne warunki lokalizacyjne, gruntowe i wodne. Na stronie zachodniej mieliśmy do czynienia z gazociągiem podziemnym, leżącym w warstwie bałtyckiego torfu zalanego wodą gruntową. W części wschodniej roztoki gazociąg leżał na powierzchni terenu (zasypyany nasypem ziemnym), w gruncie piaszczystym i bez ingerencji wody gruntowej. Wykonane w ramach projektu budowlanego rozpoznanie warunków wodno-gruntowych poprzez wykonanie zarówno dokumentacji geologiczno-inżynierskiej, jak i hydrogeologicznej pozwoliło rzetelnie prognozować warunki pracy gazociągu po obu stronach zalewu.

Analizowany istniejący gazociąg DN400 i DN500, zlokalizowany po zachodniej stronie roztoki (w warstwie bałtyckiego torfowiska wysokiego), musiał być odsłonięty, co wymusiło potrzebę obniżenia wysokiego poziomu wody gruntowej. Stwarzało to niekorzystne warunki pracy związanej z wykształtowaniem podłączenia. Ryzyko długotrwałego obniżenia poziomu wody gruntowej mogłoby doprowadzić do niekontrolowanego zapadania się torfów. Według prof. Jana Jeża jest to geologiczne zjawisko nieodwracalne. Gazociąg ułożony w takich warunkach może doznać wymuszonego przemieszczenia,

a co za tym idzie – ulec rozszczelnieniu wskutek odkształcenia się rury przesyłowej. W celu realizacji prac budowlanych strefa wykopu musiała zostać odwodniona poprzez zastosowanie układu igłofiltrów obniżających poziom wody gruntowej w torfach. Na zabieg ten zdecydowano się jednak pod warunkiem ciągłego monitoringu przemieszczeń i odkształceń rury gazociągu. Monitoring ten miał in-

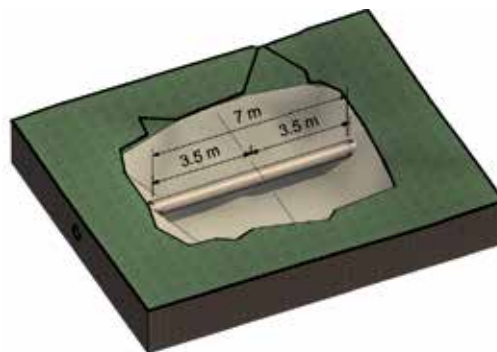
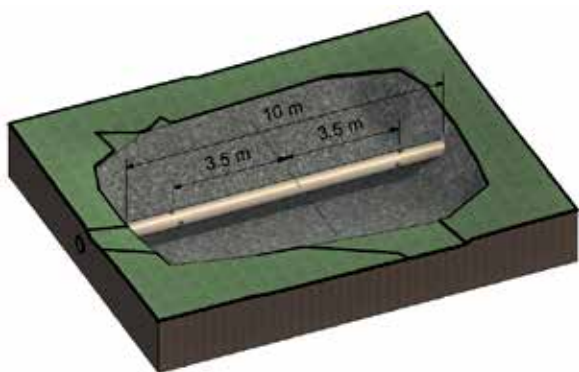


Fot. 6. Odslonięty fragment gazociągu istniejącego na zachodnim brzegu.

formować o możliwości przekroczenia wartości dopuszczalnych, wynikających zarówno ze zmiany sposobu pracy (element belkowy), jak i wrażliwości podłoża na skutek zmian parametrów podłoża w części dalszej – poza wykopem.



Fot. 7. Odslonięty fragment gazociągu istniejącego na wschodnim brzegu.



Fot. 8. Modele obliczeniowe fragmentów gazociągów na brzegach zachodnim i wschodnim.

Po stronie wschodniej zalewu warunki gruntowe – zgodnie z wcześniejszym rozpoznaniem – były dużo bardziej stabilne. Okazało się jednak, że sztywne zamocowanie gazociągu w pozostawionej warstwie wtórnego nasypu piaskowego wcale nie jest korzystne dla pracy rury gazociągu pracującego jako belka i poddanego wewnątrz wysokiemu ciśnieniu. Rezerwa naprężeń dopuszczalnych, mogących wystąpić z belkowego układu pracy, była niewielka.

System monitoringu konstrukcyjnego

W celu monitoringu konstrukcyjnego odsłanianych fragmentów nitki istniejącego gazociągu, którego warunki pracy miały ulec zmianie, zbudowano modele geometryczne tych odcinków wraz z częścią przyległego podłoża gruntowego. Miało to pozwolić na ciągłą analizę numeryczną metodą elementów skończonych pracy tych elementów i weryfikowanie generowanych wartości naprężeń i odkształceń. Uwzględnienie przyległych fragmentów podłoża gruntowego miało na celu modelowanie warunków jak najbardziej zbliżonych do rzeczywistości. Rzeczywisty pomiar zachowania gazociągu kontrolowany był przez system inklinometrów dwukierunkowych pracujących w trybie online (na bieżąco, z częstotliwością pomiarów co 5 sekund). Fot. 8 przedstawia model wykopów dla strony zachodniej (kolorem szarym oznaczono warstwy torfu) oraz dla strony wschodniej (kolorem żółtym oznaczono piasek).

Do pomiaru zachowania się rury gazociągu zastosowano układ bezprzewodowych dwuosiowych czujników inklinometrycznych firmy BeanAir o zakresie pomiarowym $\pm 15^\circ$. Dokładność pomiarowa zastosowanych czujników inklinometrycznych wynosi co najmniej $0,01^\circ$ przy deklarowanej rozdzielności pomiaru $0,001^\circ$. Jest to wysoka dokładność. Dodatkowo, czujniki te są odporne na pył i wodę w zakresie IP67, co umożliwia nawet krótkotrwałe zalanie wodą po głębokości 1 m. Zastosowanie czujników o odporności na pył i wodę w zakresie IP67 było szczególnie istotne dla obszaru rezerwatu Olszanka (części zachodniej), gdzie pomimo obniżenia poziomu wody gruntowej dalej istniało realne zagrożenie dla czujników. Również błoto nie stwarzało warunków sprzyjających pracy urządzeń.

Układ czujników spięto z komputerami rejestrującymi dane pomiarowe i modemami do komunikacji przez internet z jednostką nadrzędną (zewnętrzną) systemu. Tak zbudowany system wielokrotnie używany przez autorów sprawdził się w terenie przy monitoringu obiektów kubaturowych i liniowych. Wartości pomiarowe zapisywane w sposób zdublowany w pamięci czujników oraz w przestrzeni wirtualnej (chmurze) mogły być przekierowane do dalszej obróbki i analizy. System internetu rzeczy pozwalał na automatyczne filtrowanie szumów i anomalii pomiarowych mogących wprowadzić niepo-

trzebne zamieszanie i niejasności w interpretacji wyników. Stwarzał on sprzyjające warunki do zbierania danych, ich analizowania, a następnie przetwarzania na konkretne, przydatne informacje.

Badanie zachowania gazociągu, realizowane poprzez system monitoringu konstrukcyjnego, wymagało stabilnego zamocowania czujników pomiarowych do powierzchni rury przesyłowej. Z drugiej strony, operator nie wyraził zgody na żadne mechaniczne mocowanie elementów lub, w późniejszym etapie, pozostawienie fragmentów przyklejonych lub spawanych. Inklinometry zamontowano więc do rury gazociągu poprzez zastosowanie silnych magnesów neodymowych. Rozwiązanie to zweryfikowano wcześniej w sposób doświadczalny. Sprawdzone, czy te magnesy w bliskiej odległości nie spowodują zakłócenia pracy urządzeń pomiarowych. Zastosowanie magnesów wymagało jedynie oczyszczenia powierzchni gazociągu z zabrudzeń i lokalnego usunięcia warstwy izolacyjnej przeciwkorozyjnej i przeciwwodnej, przewidzianej później do uzupełnienia.

Czujniki inklinometryczne pozwalają na kontrolę odchylenia urządzenia od pionu. W zależności od typu mogą dokonywać pomiarów w jednym lub dwóch kierunkach. Zawsze jest to jednak odchylenie



Fot. 9. Zdjęcie zastosowanych inklinometrów firmy BeanAir.



Fot. 10. Zdjęcie zamocowanych inklinometrów w części podporowej odsłoniętego gazociągu na brzegu wschodnim.

od linii pionowej traktowanej jako wartość bezwzględna lub względna. Dzięki zastosowaniu w opisywanym przypadku poziomych podkładek każdy czujnik mógł być w pełni wykorzystany i dokonywał równocześnie pomiaru wychylenia w dwóch płaszczyznach. Zatem zastosowanie na odsłoniętym fragmencie rury czterech czujników pozwalało w rzeczywistości kontrolować zachowanie się elementu poprzez pomiar ośmiu wartości odchylenia (po cztery w każdej części podporowej).

Analiza MES

Na podstawie przekazanych założeń materiałowych oraz założeń pracy rury gazociągu dokonano analizy numerycznej metodą elementów skończonych elementu trójwymiarowego. Pozwoliło to uwzględnić wszystkie przewidywalne warunki pracy tego elementu oraz oddziaływania środowiskowe. Dodatkowo, model elementu mógł posłużyć do obrazowania zachowania się gazociągu na podstawie mierzonych w sposób bieżący przemieszczeń i odkształceń. Warunki projektowe dla gazociągu przyjęto zgodnie z wytycznymi projektowymi zawartymi w projekcie budowlanym. Taka analiza pozwoliła na określenie stanu wyężenia rury przesyłowej obciążonej jedynie ciśnieniem wewnętrznym według PN-EN 1594:2014-02 i w późniejszych stanach pracy. Wartość współczynnika projektowego dla 1. klasy lokalizacji gazociągu przyjęto według RMG (Dz.U. 2013.06.04, poz. 604).

Dane rurociągu, materiałowe i współczynniki cząstkowe obciążeń		
DN	500	[-]
D	508	[mm]
Materiał rury	stal	[-]
Gatunek stali	L485ME	[-]
Norma na rury	PN-EN ISO3183.2013-05 Annex M	[-]
Poziom specyfikacji rur	PSL2	[-]
$R_{tD,5}$	485,0	[MPa]
R_m	570,0	[MPa]
α	0,000012	[1/°C]
E	206000	[MPa]

Istotnym elementem dalszej części analizy było zachowanie się elementu przy uwzględnieniu parametrów podłoża gruntowego w strefie oparcia zarówno dla wartości wyjściowych (według badań geotechnicznych), jak i w przypadku obniżenia się poziomu wody gruntowej. Gazociąg zaczął wówczas pracować jak element przerywający lej depresyjny wygenerowany przez użycie igłofiltrów. Zamieszczone wykresy (fot. 11) przedstawiają zmianę zachowania się gazociągu obciążonego najpierw tylko ciężarem własnym, a następnie ciężarem własnym przy zmieniających się warunkach gruntowych.

Dodatkową anomalią w pracy elementu rury było pojawienie się momentu mimośrodowego, spowodowanego nałożeniem nasady o wadze do około 30 kN i generującej moment skręcający ze względu na osadzenie na niej dodatkowej rury. Sytuacja ta komplikowana była dodatkowo przez zamocowanie w podłożu piasku średnio zagęszczonego, generującego wysokie tarcie gruntu o skręcaną rurę gazociągu (fot. 12).

Zachowanie to z jednej strony było prognozowane numerycznie poprzez analizę modelu 3D, a z drugiej – kontrolowane i porównywane z początkowymi prognozami na podstawie spływających na bieżąco wyników monitoringu. Takie podejście pozwoliło na określenie dopuszczalnych wartości granicznych dotyczących maksymalnych przemieszczeń (ugięć i obrotu) rury gazociągu w odsłoniętych wykopach, a także na kontrolowanie ich wartości w rzeczywistości. Wartości te podzielono na wartości progowe (I próg alarmowy) i wartości krytyczne, które mogą doprowadzić do rozszczelnienia gazociągu (II próg alarmowy). Przedstawienie takich wartości pozwalało na zapewnienie ciągłej pracy bez potrzeby sukcesywnej kontroli i obserwacji pracy gazociągu.

Wartości progowe:

- kąt zakrzywienia rury w odległości 3,5 m od środka przęsła: 0,1834° dla brzegu zachodniego,

Naprężenie obliczeniowe [MPa]



Ugięcie [mm]



Naprężenie obliczeniowe [MPa]



Ugięcie od ciężaru własnego [mm]



Fot. 11. Wykresy naprężeń i ugięć dla dwóch różnych stanów pracy.

Naprężenia od ciężaru własnego [MPa]



Naprężenie od skręcania [mm]



Fot. 12. Wykresy naprężeń i ugięć dla stanu związanego ze skręcaniem gazociągu.

- kąt zakrzywienia rury w odległości 3,5 m od środka przęsła: 0,164° dla brzegu wschodniego, co odpowiada wartościom:
- ugięcia maksymalne (w środku przęsła) dla brzegu zachodniego uz. maks = 16,58 mm,
- ugięcia maksymalne (w środku przęsła) dla brzegu wschodniego uz. maks = 10,73 mm.

W momencie nakładania kołnierza:

- kąt skręcenia rury w odległości 3,5 m od środka przęsła: 0,98° dla brzegu zachodniego,
- kąt skręcenia rury w odległości 3,5 m od środka przęsła: 0,38° dla brzegu wschodniego.

Określone obliczeniowe wartości krytyczne (dla odkształceń gazociągu) w sposób istotny wynikały z posiadanego przez rurę

przesyłową zapasu nośności oraz zmieniających się parametrów podłoża gruntowego. W trakcie analizy parametry te mogły ulegać zmianie.

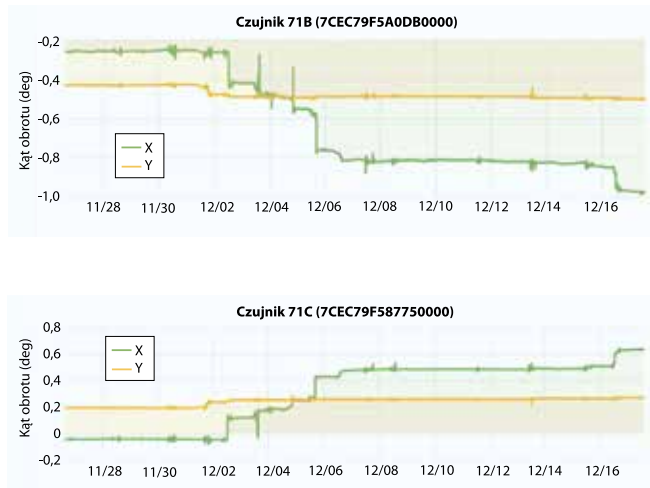
Przykładowe wyniki ukształtowania geometrii rury (odchylenie od lokalizacji pierwotnej w dwóch kierunkach) w wybranych punktach pomiarowych przedstawiają zamieszczone wykresy (fot. 13) na osi czasu. Etapy pośrednie związane są z okresem wykonywania wykopu, odwodnieniem, obciążeniem przyłączami oraz, na końcu, z zasypaniem wykopu.

* * *

Monitoring konstrukcyjny pracy gazociągu wysokiego ciśnienia DN500 Goleniów–Police w rejonie rezerwatu Olszanka oraz Roztoki Odrzańskiej pozwolił w trybie bieżącym kontrolować zachowanie, odkształcenia i przemieszczenia obiektu podczas prowadzenia prac budowlanych. Monitoring poprzedzony właściwą analizą numeryczną metodą elementów skończonych pozwolił nie tylko na obserwowanie zachowania się gazociągu, ale również na kontrolę zachowania stanu bezpieczeństwa. Jest to szczególnie ważne w przypadku elementu wrażliwego na nadmierne naprężenia, które mogą doprowadzić do rozszczelnienia rury – takich jak gazociąg wysokiego ciśnienia.

Zaproponowany system 8-kierunkowego monitoringu połączonego w jednolity system daje pełen obraz zachowania się wydzielonego fragmentu gazociągu. Analiza MES niezbędna jest do ustalenia wartości granicznych, jakie mogą być dopuszczane w konkretnych warunkach pracy i zmienionych parametrach oddziaływań zewnętrznych. Dopiero połączenie tych dwóch operacji daje klarowny obraz, w jakim stanie znajduje się gazociąg poddany nietypowym dla niego działaniom.

Dr inż. Wiesław Bereza, KB-Projekty Konstrukcyjne sp. z o. o.,
mgr inż. Sebastian Kowalik, SECO Biuro Inżynierskie Systemy Pomiarowe i Monitorujące Sebastian Kowalik

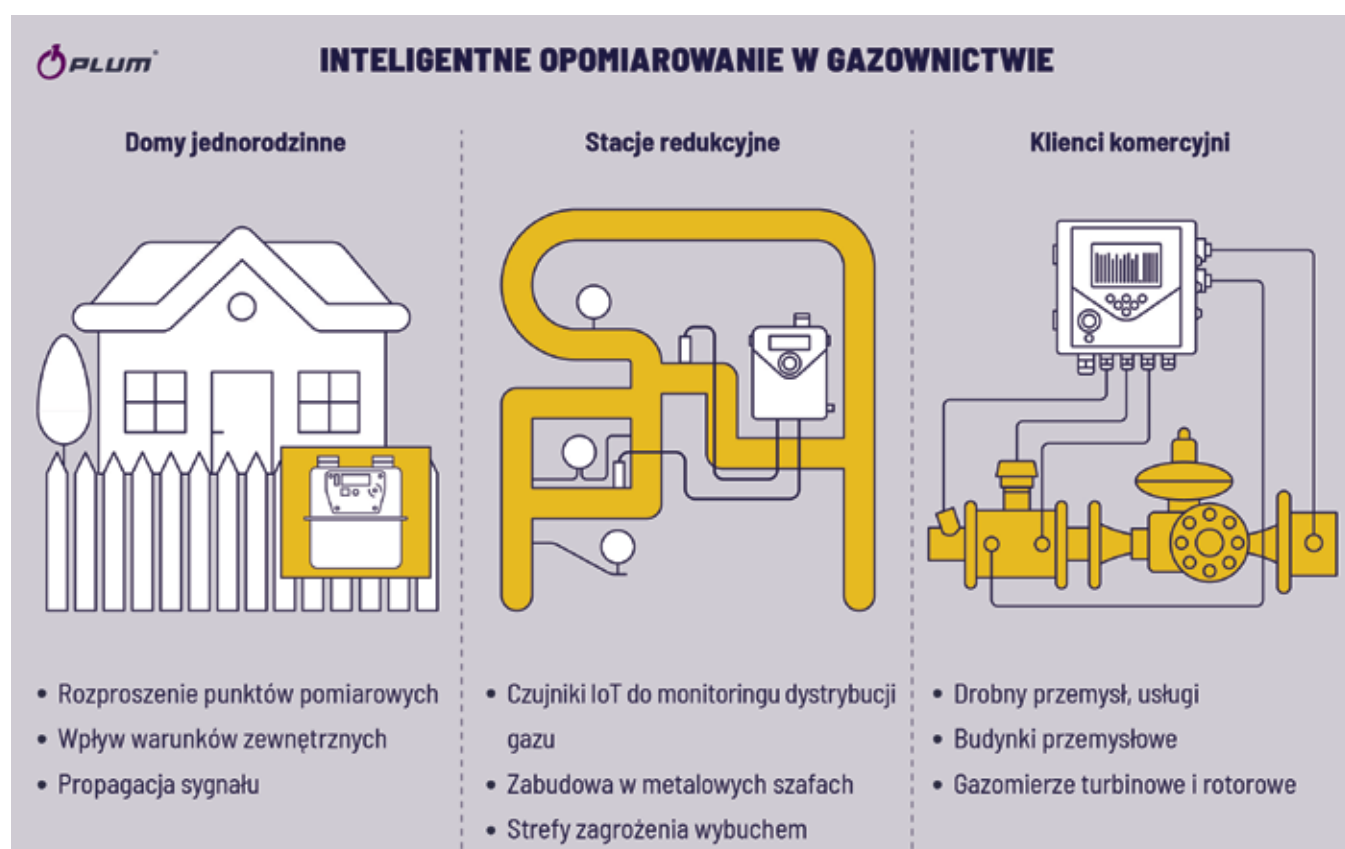


Fot. 13. Wykresy zachowania geometrycznego rury gazociągu na osi czasu.

Technologie telekomunikacyjne w biznesie dystrybucji gazu

Mariusz Sawicki

Współczesne gazownictwo należy traktować szerzej niż tylko jak dostawę gazu na potrzebę ogrzewania budynków lub przygotowania potraw. Jest to bowiem przede wszystkim dostarczanie energii. Rynek energii wymaga od jego uczestników dbania o konkurencyjną ofertę. Kluczowe jest więc podniesienie efektywności operacyjnej przedsiębiorstwa oraz optymalizacja kosztów jego działania. Przedmiotem tego artykułu nie jest głębsza analiza procesów biznesowych, ale koncentracja na inżynierskiej ocenie możliwości, które oferuje konkurencyjny rynek dostawców usług i technologii telekomunikacyjnych. Aspekty te są kluczowe dla przedsiębiorstwa energetycznego z rozproszonym systemem dystrybucji.



Jednym z elementów nowoczesnej infrastruktury są **rozwiązania komunikacji IoT** (ang. *Internet of Things – internet rzeczy*). Dzięki nieustannie rozwijającym technologiom możemy korzystać z rozproszonego **zdalnego monitorowania czujników oraz zdalnego odczytu danych**. Potrzebne są do tego dwa elementy: rozbudowana sieć telekomunikacyjna oraz kompatybilne urządzenia IoT.

Współczesne nowoczesne sieci **LPWAN** (ang. *Low-Power Wide-Area Network* – sieć dla rozproszonych urządzeń małej mocy zasilanych bateryjnie) są dostępne dla sieci profesjonalnych operatorów telekomunikacyjnych w pasmach częstotliwości licencjonowanych przez Urząd Komunikacji Elektronicznej oraz pasm publicznych – ogólnodostępnych. LPWAN jest technologią najbardziej optymalną dla urządzeń IoT zasilanych bateryjnie. Zalet wykorzystania opisy-

wanej sieci jest wiele, na przykład jest to możliwość podłączenia bardzo dużej liczby urządzeń, uzyskanie danych z rozległego obszaru opomiarowania, niskie zapotrzebowanie na energię, co przy użyciu modułów zasilanych na baterie jest zagadnieniem bardzo istotnym.

Chronione pasma licencjonowane w Polsce:

- 2600 MHz (zakres 2500–2690 MHz),
- 2100 MHz (zakres 1900–2290 MHz),
- 1800 MHz (zakres 1710–1785 MHz oraz 1805–1880 MHz),
- 900 MHz (zakres 876–915 MHz oraz 921–960 MHz),
- 800 MHz (zakres 791–821 MHz oraz 832–862 MHz),
- 450 MHz,
- 420 MHz.

Pasma publiczne do wykorzystania rozwiązań LPWAN to: **169 MHz, 433 MHz, 868 MHz.**

Pasma licencjonowane są stosowane przez operatorów telekomunikacyjnych oraz w rozwiązaniach wymagających wysokiej dostępności. Rozwiązania w pasmach z rezerwacją zasobu są elementem systemu czasu rzeczywistego, to znaczy mogą być źródłem aktualnych danych na potrzeby sterowania działaniem infrastruktury dystrybucji. Chęć korzystania z częstotliwości licencjonowanych wiąże się z koniecznością rezerwacji zasobów częstotliwości. W przypadku dostępności danego zakresu podmiot otrzymuje rezerwację, jeżeli zaś zasobów w danym zakresie jest mało lub o daną częstotliwość ubiega się większa liczba chętnych, UKE może przeprowadzić postępowanie przetargowe. W konsekwencji, lokując system w paśmie licencjonowanym, dajemy gwarancję bezpieczeństwa jego funkcjonowania.

Nie ma jednoznacznej odpowiedzi na pytanie, jaka technologia jest najlepsza. Możemy natomiast rozpatrzyć zagadnienie pod względem tego, która będzie najbardziej dopasowana do naszych potrzeb i możliwości, a jednocześnie skuteczna i niezawodna. Rozwiązanie powinno zapewnić zasięg nawet w trudno dostępnych lokalizacjach. Chronione pasma licencjonowane działają w niezależnej, przygotowanej do tego infrastrukturze, dają gwarancję bezpieczeństwa funkcjonowania oraz, co najważniejsze, przy nowoczesnych technologiach są nieustannie rozwijane.

Innym aspektem jest budowa modułów i ich wytrzymałość. Powinny one spełniać odpowiednie kryteria, w zależności od miejsca przeznaczenia (miejsce instalacji). Moduły powinny być długowieczne. Energooszczędność i odpowiednio długi czas działania powinny być także ich kluczowymi cechami. Często są montowane w warunkach ekstremalnych: duża wilgotność, wysokie skoki temperatury, różnica ciśnień, ultrafiolet itp. Dlatego ich wytrzymałość, sprawne działanie w różnych, nawet nieprzewidywalnych warunkach, jest bardzo ważna ze względu na przesyłanie informacji, danych, które odbywa się we wcześniej ściśle zaprogramowanym harmonogramie.

Na rynku zaczynają pojawiać się urządzenia z fabrycznie wbudowanymi modułami, umożliwiającymi zdalny odczyt danych. Do takich urządzeń należą także gazomierze smart (obecnie zauważalny jest bardzo szybki ich rozwój). Inteligentne gazomierze będą musia-

ły spełniać rygorystyczne wymagania m.in. w zakresie ich budowy i zasięgu. Gazomierze w większości przypadków umiejscowione są w specjalnych skrzynkach lub w trudnych lokalizacjach. Zdarza się, że są montowane bez jakiegokolwiek ochrony. We wskazanych przypadkach będą musiały być odporne na temperatury, ciśnienie itp. Będą także musiały spełniać warunek długiego działania i legalizacji (10 lat). Wkrótce z pewnością będą one montowane wszędzie. Powodem jest wprowadzanie innowacyjnych rozwiązań, a co za tym idzie – usprawnienie odczytów. Równie ważne jest niekwestionowane bezpieczeństwo rozwiązania.

Połączenie opisanych elementów daje nam ogromne możliwości. Inteligentnie opomiarowane media, w tym gaz, monitorowanie ich pracy i zużycia staje się już standardem. Wskazany trend jest pewny, bezpieczny i rozwojowy. Powoduje on także bardzo szybki rozwój urządzeń pomiarowych zdalnego odczytu. Projektowane systemy pozwalają na dużo więcej niż zbieranie danych czy ich analizę w kontekście celów bilingowych. Są to rozwiązania pozwalające na wczesne wykrywanie wszelkich nieprawidłowości systemu pomiarowego, potencjalnych awarii czy strat. Przede wszystkim dają to możliwość wczesnego reagowania, a co za tym idzie – poczucie bezpieczeństwa.

Poprzez inteligentne opomiarowanie możemy oddziaływać na poprawę wydajności i kultury pracy przedsiębiorstwa, regulować aktywność przemysłową, szybciej podejmować odpowiednie decyzje i działania oraz dbać o środowisko.

Wdrożenie rozwiązań IoT w zakres działania przedsiębiorstwa może przynieść wiele korzyści w różnych aspektach, takich jak jego rozwój, marketing, relacja z klientem czy środowisko. Odnosząc się bezpośrednio do gazownictwa, korzyściami, jakie może osiągnąć przedsiębiorstwo mogą być: ograniczenie strat dystrybucji, wczesne wykrywanie awarii, ingerencji, anomalii, szybsze reakcje na potencjalne zdarzenia, poprawa bezpieczeństwa, dokładność rozliczeń, co będzie miało przełożenie na zmniejszenie się prawdopodobieństwa popełnienia błędu, minimalizację kosztów i podniesienie jakości świadczonych usług.

Dr Mariusz Sawicki, dyrektor ds. rynków gazu i wody, Plum sp. z o.o., www.plummac.com <<http://www.plummac.com>>

Pasma	Chronione	Ogólnodostępne
Standard	Cat M/NB-IoT	LoRa
Infrastruktura	Istniejąca infrastruktura sieciowa profesjonalnych operatorów telekomunikacyjnych, dbających o jej utrzymanie. Konkurencyjny rynek usługodawców oparty na podziale pasm.	Konieczność budowy rozproszonej infrastruktury przesyłowej z zastosowaniem anten, przekaźników w celu pokrycia zasięgiem danego terenu i późniejsze utrzymanie.
Zasięg	Standard dedykowany do <i>smart meteringu</i> i trudnych lokalizacji, bardzo dobra propagacja sygnału wewnątrz pomieszczeń i pod ziemią, rozproszone lokalizacje.	Standard powszechnie stosowany, lecz w trudnych lokalizacjach potrzebne zagęszczenie przekaźników i koncentratorów.
Zakłócenia	Komunikacja w paśmie licencjonowanym pozwala uniknąć zakłóceń i interferencji z innymi systemami, podlega regulacjom formalnoprawnym.	Pasma dostępne dla każdego uczestnika rynku, przy dużym nasileniu transmisji może występować ograniczenie lub brak skutecznej transmisji radiowej.
Bezpieczeństwo	Szyfrowanie algorytmami operatora zgodnie ze standardami 3GPP z wykorzystaniem konfiguracji umożliwiającej zastosowanie uwierzytelnienia wieloskładnikowego. Brak ryzyka na współdzielenie klucza.	Klucz szyfrujący jest dostępny jawnie na etapie powiązania z systemem.
Skalowalność	Dowolna, praktycznie nieograniczona, bazuje na zasięgu operatorów, którzy deklarują także możliwość doświetlania problematycznych miejsc, jeżeli takie wystąpią.	Ograniczona, przy powiększeniu wymaga inwestycji w rozbudowę infrastruktury.
Wszechstronność	Technologie dopasowane zarówno do częstych, jak i rzadszych transmisji danych oraz różnych wielkości pakietów danych. Dostępne dla systemów <i>pull</i> i <i>push</i> pobierania danych. Rozwiązania dla segmentu klientów zarówno taryf W1-3, jak i wyższych. Zastępuje rozwiązania oparte na sieci 2G i 3G.	Akceptacja małych pakietów danych. Niska pewność przesyłu pakietów wymaga założenia długiego okresu dla uzyskania pewności transmisji danych. Dostosowane tylko dla W1-3.
Energia	Pobór energii niski, czas pracy ponad 10 lat.	Pobór energii niski, czas pracy około 10 lat.
Lokalizacja	Praktycznie każde umiejscowienie, nawet bardzo trudne, wszędzie, gdzie występuje pokrycie sygnałem operatorskim.	Najlepsza propagacja sygnału na otwartej przestrzeni, problemem jest gęsta zabudowa, anteny montowane na najwyższych punktach.
Technologia	Nowa technologia, stale rozwijająca się, zajętość pasm kontrolowana przez podmioty posiadające licencje, sprawowanie nadzoru przez UKE.	Całościowe zwiększenie ruchu na tych częstotliwościach, trudna do przewidzenia zajętość pasma wolnego, trudność z utrzymaniem określonej skuteczności.

dokończenie ze str. 7

świata do wspólnego przeciwdziałania zmianom klimatu w sposób sprawiedliwy oraz z uwzględnieniem zróżnicowanych możliwości i potrzeb poszczególnych stron.

● **27 października br.** Walne Zgromadzenie APEX (*Association of Power Exchanges*) zatwierdziło skład zarządu na kolejną kadencję. Zgodnie z podjętą uchwałą Piotr Listwoń, wiceprezes zarządu ds. operacyjnych Towarowej Giełdy Energii S.A., nadal będzie pełnił funkcję członka zarządu APEX.

● **22 października br.** podczas Walnego Zgromadzenia Stowarzyszenia Europejskich Giełd Energii Europex (*Association of European Energy Exchanges*), wybrano zarząd na kolejną kadencję. Jednym z członków powołanego zarządu ponownie został Piotr Zawistowski, prezes zarządu Towarowej Giełdy Energii S.A.

● **20 października br.** – *Podpisanie listu intencyjnego w sprawie utworzenia Mazowieckiej Doliny Wodorowej stanowi niezbitą dowód na sukcesywne budowanie fundamentów gospodarki wodorowej w Polsce* – powiedział Ireneusz Zyska, wiceminister klimatu i środowiska, podczas uroczystości podpisania dokumentu. Mazowiecka Dolina Wodorowa jest trzecią doliną wodorową – po Podkarpackiej i Dolnośląskiej. Zgodnie z założeniami projektu Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., do 2030 roku w Polsce ma zostać uruchomionych co najmniej pięć dolin wodorowych będących centrami w procesie wdrażania gospodarki wodorowej, transformacji klimatycznej przemysłu oraz budowy nowoczesnej infrastruktury.

● **14 października br.** Z inicjatywy Michała Kurtyki, ministra klimatu i środowiska, przedstawiciele administracji rządowej, środowiska przedsiębiorców, nauki oraz jednostek otoczenia biznesu podpisali „Porozu-



mie nie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”. Zawarcie tego porozumienia jest kontynuacją procesu, który rozpoczął się 7 lipca 2020 roku wraz z podpisaniem „Listu intencyjnego o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej i zawarcia sektorowego porozumienia wodorowego”. 2 listopada 2021 roku Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.”.

● **27 września br.** Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. zawarły porozumienie o współpracy. Oba podmioty chcą rozszerzać zakres wspólnych działań na rzecz transformacji energetycznej Polski oraz poprawy jakości powietrza. Kooperacja, której efektem ma być m.in. wspieranie dywersyfikacji dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, wpisuje się w strategiczne założenia „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”.

● **29 września br.** PGNiG Obrót Detaliczny podpisało umowę z Energetyką Ciepłą Opolszczyzny (Grupa ECO) na dostawy 75 mln m sześć. gazu ziemnego w 2023 roku. To jeden z największych kontraktów sprzedaży paliwa gazowego w historii spółki pod względem rocznego wolumenu.



Bezpieczny przesył - nowoczesna technologia - wysokie standardy jakości

www.europolgaz.com.pl

EWE

Dobra energia w Twojej firmie

GAZ | PRĄD | FOTOWOLTAIKA
CIEPŁO | KOGENERACJA | AUDYTY

☎ 123 800 000

🌐 ewe.pl

✉ kontakt@ewe.pl

04.01.2021 – Robert Więckowski objął stanowisko prezesa zarządu PSG sp. z o.o.

01.04.2021 – powołanie nowej jednostki organizacyjnej w PSG – Departamentu Energii

11.06.2021 – premier Mateusz Morawiecki odwiedził stację regazyfikacji LNG w Tychowie. To kolejna miejscowość, która dzięki inwestycji PSG uzyskała dostęp do gazu ziemnego.
– *W rozwoju gospodarczym infrastruktura jest warunkiem przyciągania przedsiębiorców, wyższego komfortu życia mieszkańców, a także lepszej dbałości o środowisko naturalne. Razem ze*

spółką PGNiG i Polską Spółką Gazownictwa prowadzimy ogromny program gazyfikacji, który zapowiedzieliśmy 2,5 roku temu. Ten program ma doprowadzić do tego, że w dwa, trzy lata prawie 90% kraju będzie zgazyfikowane – powiedział premier Mateusz Morawiecki podczas wizyty na stacji regazyfikacji LNG Polskiej Spółki Gazownictwa w Tychowie.

27.09.2021 – PSG i NFOŚiGW zawarły porozumienie o współpracy. Jego celem jest rozszerzanie zakresu wspólnych działań na rzecz transformacji energetycznej Polski oraz poprawy jakości powietrza.

14.10.2021 – PSG sygnatariuszem „Porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce”.

LUTY

11.02.2021 – wojewoda zachodniopomorski wydał pozwolenie na budowę trzeciego zbiornika w Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego

MARZEC

25.03.2021 – zakończenie budowy gazociągu Tworóg–Tworzeń, elementu Korytarza Północ–Południe

31.03.2021 – połączenie spółek GAZ–SYSTEM i Polskie LNG

31.03.2021 – przekazanie przez GAZ–SYSTEM do URE Krajowego 10-letniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022–2031

KWIECIEŃ

Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) potwierdza: GAS Inside Information Platform oficjalną platformą do publikacji informacji wewnętrznych REMIT

CZERWIEC

Porozumienie o współpracy pomiędzy GAZ–SYSTEM a rumuńskim operatorem systemu przesyłowego – TRANSGAZ

27.04.2021 – rozpoczęcie układania gazociągu podmorskiego Baltic Pipe

SIERPIEŃ

03.08.2021 – symboliczny „złoty spaw” na interkonektorze Polska–Słowacja Początek konsultacji rynkowych procedury Open Season Terminalu FSRU

WRZESIEŃ

Komplet pozwoleń na budowę gazociągu Gustorzyn–Wronów

PAŹDZIERNIK

Laboratorium Badań Materiałowych GAZ–SYSTEM ze świadectwem uznania Urzędu Dozoru Technicznego (UDT) w zakresie wykonywania specjalistycznych badań

GAZ–SYSTEM sygnatariuszem polskiego porozumienia wodorowego

22.10.2021 – symboliczny „złoty spaw” na interkonektorze Polska–Litwa

28.10.2021 – zakończenie budowy węzła rozdzielczo-pomiarowego gazu w Strachocinie

MAJ

PGNiG kupiło 25 proc. udziałów w bloku koncesyjnym Musakhel w Pakistanie – szacunkowe zasoby koncesji wynoszą ok. 16 mld m sześć. gazu.

LIPIEC

Umowa czarteru dwóch kolejnych gazowców do obsługi kontraktów LNG – statki do transportu skroplonego gazu wejdą do użytku w 2024 roku, łącznie PGNiG wyczarteruje 4 metanowce.

SIERPIEŃ

PGNiG nabyło 85 proc. udziałów w spółce Karpatgazwydobuwnia. Transakcja umożliwi korzystanie z koncesji na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów na terenie Ukrainy Zachodniej.

WRZESIEŃ

Zatwierdzenie transakcji przejęcia aktywów INEOS E&P Norge.

Akwizycja pozwoli PGNiG na osiągnięcie ponad 2,5 mld m sześć. własnego wydobycia w Norwegii w 2022 roku.

PAŹDZIERNIK

Zakończenie budowy klastra B w Kawernowym Podziemnym Magazynie Gazu Kosakowo przez Gas Storage Poland. Inwestycja o zasadniczym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego kraju.

LISTOPAD

Uruchomienie kolejnych dwóch odwiertów na złożu ?rflug na Morzu Norweskim i osiągnięcie pełnej mocy produkcyjnej (ok. 0,57 mld m sześć. rocznego wydobycia gazu ziemnego). Odkrycie złoża Egyptian Vulture.

POSZUKIWANIE I WYDOBYCIE PGNiG W POLSCE*

- prace wiertnicze prowadzone w 18 otworach,
- 19 odwiertów podłączonych do eksploatacji,
- 637 km. kw. sejsmiki 3D,
- 215 km sejsmiki 2D.

* Stan na koniec III kwartału 2021 roku.



*Spokojnych, zdrowych i pełnych radości
Świąt Bożego Narodzenia
oraz wielu sukcesów
osobistych i zawodowych
w Nowym Roku życzy*

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo

 **PGNiG**