

grudzień 2020

Przegląd Gazowniczy

nr 4 (68)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



Szanowni Państwo,

W 2021 roku odbędą się w Kielcach XI Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS organizowane przez Targi Kielce SA oraz Izbę Gospodarczą Gazownictwa w terminach:
21 - 22 kwietnia 2021 r. lub 22 - 23 września 2021 r.

Planowanie dwóch niezależnych terminów wynika z troski Organizatorów o bezpieczeństwo Wystawców, Gości z firm zainteresowanych nowościami techniki w branży, uczestników Konferencji i Warsztatów jak również młodzieży kształcącej się w zawodzie gazowniczym.

Przygotowania do XI Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2021 w pierwszym terminie przebiegają bez zakłóceń.

Dzisiaj nie czas na przesadny optymizm, ale wprowadzone w naszym kraju obostrzenia sanitarne przynoszą zamierzone efekty. Perspektywa szczepień przeciwko koronawirusowi także pozwala nieco bardziej optymistycznie spojrzeć w przyszłość. Cała branża gazownicza po zdjęciu restrykcji (czerwona strefa, zakaz organizacji imprez) spotka się zatem w kieleckim ośrodku od 21 do 22 kwietnia.

Rok pandemii przekonał nas wszystkich, że najważniejsze są elastyczność oraz umiejętność

dostosowania do najtrudniejszych sytuacji. Jeżeli zatem sytuacja epidemiologiczna na wiosnę uniemożliwi nam organizację targów, mamy przygotowaną alternatywę. Kolejnym zarezerwowanym w targowym kalendarzu terminem dla Targów EXPO-GAS jest 22-23 września 2021 r.

Pomimo wyłączenia części hal dla służby zdrowia, Targi Kielce są w stanie zapewnić dobre rozwiązania na potrzeby wystawy. W wolnych halach jest wystarczająco dużo powierzchni dla przygotowania targów, konferencji i warsztatów technicznych. Dodatkowo podczas oficjalnego zakończenia budowy etapu pierwszego Szpitala Tymczasowego w Targach Kielce, wojewoda świętokrzyski Zbigniew Koniusz stwierdził, że *szpital tymczasowy może pozostać szpitalem rezerwowym*.

Zachęcamy Państwa do udziału w Targach, Konferencji i Warsztatach. Szczegółowy program będzie dostępny już wkrótce.

Do zobaczenia na Targach
EXPO-GAS w 2021 roku



Dobiega końca rok szczególny w historii świata, obarczony piętnem pandemii Covid-19, która w przerażającej skali dotknęła zdrowie i psychikę społeczeństw, zachwiała gospodarkami, zrujnowała rynki pracy, poszarpała relacje międzynarodowe. Jednocześnie jednak pandemiczny rok wyzwolił niespotykaną wcześniej gotowość państw i narodów, organizacji międzynarodowych do poszukiwania rozwiązań politycznych, gospodarczych i społecznych, a przede wszystkim medycznych, aby za wszelką cenę minimalizować zagrożenia. Fakt, iż w tak krótkim czasie powstała szczepionka przeciw COVID-19 jest potwierdzeniem, że ta mobilizacja przynosi efekty.

Budujący jest też fakt, że mimo pandemicznego obciążenia społeczność międzynarodowa nie rezygnuje z długofalowego planowania strategii rozwoju. Szczególnie że w myśleniu o przyszłości dominują sprawy klimatu, ochrony środowiska, gospodarki opartej na wiedzy, ponadnarodowych programów budowania dobrobytu bez niszczenia zasobów naturalnych.

W tych programach, dzięki współpracy europejskiej, Polska aktywnie uczestniczy jako państwo, uczestniczy polska gospodarka poprzez aktywność wszystkich jej sektorów.

Jaka jest skala tego zaangażowania i jak bardzo – jako sektor gazowniczy – jesteśmy przygotowani pokazał dobitnie VII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego.

Izba Gospodarcza Gazownictwa wykazała się wielką sprawnością organizacyjną, błyskawicznie reagując na ograniczenia administracyjne w organizacji konferencji i w kilka dni z formuły stacjonarnej przeszła do formuły streamingowej, dzięki czemu mimo pandemii kongres się odbył, co dokumentujemy w tym numerze.

W sześciu sesjach tematycznych omówiono wszystkie obszary rozwoju gazownictwa, które wytyczają przyszłość wynikającą z unijnej strategii *Green Deal*. Sektor pokazał, jak silne fundamenty infrastrukturalne zbudował, aby gaz ziemny mógł być kluczowym paliwem okresu transformacji energetycznej i wypracowano już projekty strategiczne uczestnictwa w programach biometanowych i wodorowych, a środowisko naukowe, licznie uczestniczące w obradach, zaprezentowało krajowy potencjał badań naukowych i technologicznych, wskazujących, iż nie jesteśmy skazani na ich import. Firmy

zrzeszone w IGG – projektowe i wykonawcze – wykazują pełną gotowość udziału w przekształcaniu projektów w realne rozwiązania techniczne i technologiczne. W panelach dyskusyjnych omawiano wszystkie aspekty wdrażania najnowszych programów dla zielonego gazownictwa, podkreślając, że konieczne jest wsparcie państwa w postaci strategicznych programów dla energetyki oraz legislacja, budowanie ram regulacyjnych dla zielonej energetyki. Zapisy najważniejszych postulatów pod adresem administracji, ale też sektora gazowniczego, zapisano w uchwale kongresowej, która wytycza obszary aktywności Izby Gospodarczej Gazownictwa jako organizacji koordynującej realizację programów rozwojowych polskiego gazownictwa.

Jako prezes IGG pragnę wyrazić ogromną satysfakcję, że w naszej ankiecie pokongresowej ponad 99% uczestników wysoko oceniło przebieg obrad, i podziękować, iż w obradach kongresu – mimo nadzwyczajnych okoliczności – udział wzięło ponad trzysta uczestników.



Dr Robert Perkowski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

Naszym Czytelnikom i Współpracownikom
na święta Bożego Narodzenia i Nowy Rok
duchowego optymizmu w czasach,
w których utrzymanie tego, co osiągnięto
stanowi, być może, maksimum tego, co osiągalne
życzą
Izba Gospodarcza Gazownictwa,
Rada Programowa
i redakcja „Przeglądu Gazowniczego”

RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Teresa Laskowska, przewodnicząca,

Izba Gospodarcza Gazownictwa

Radosław Jankiewicz, PSG sp. z o.o.

Ewa Kukulska-Zając, INiG-PIB

Sławomir Lizak EuRoPol GAZ s.a.

Rafał Pazura, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Tomasz Pietrasieński, OGP GAZ–SYSTEM S.A.

Arkadiusz Piłat, Transition Technologies S.A.

Marcin Poznań, PGNiG SA

Jerzy Rymkiewicz, PGNiG SA

Magdalena Góras, PGNiG TERMIKA SA

Magdalena Wiciak, PSG sp. z o.o.

Piotr Wojtasik, 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

7 VII KONGRES POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

NASZ WYWIAD

43 **Sprostamy zielonej rewolucji w gazownictwie.** Rozmowa z dr. Piotrem Dziadzio, sekretarzem stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska



43

PGNiG SA

46 **Intensywna jesień na norweskim szelfie**

47 **GK PGNiG rozpocznie eksploatację kolejnego złoża ropy naftowej w Norwegii**

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

48 **LNG rusza na podbój mórz i oceanów**



48

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

50 **Elektroniczne podpisanie umowy o przyłączenie jest już możliwe**

51 **PSG w transformacji energetycznej Polski**

52 **PSG w transformacji energetycznej polskiego ciepłownictwa systemowego**

GAZ-SYSTEM

54 **GAZ-SYSTEM zakończył ważny etap przebudowy gazociągu Goleniów-Police**



54

GAS STORAGE POLAND

56 **25 lat funkcjonowania KPMG „Mogilno”**

PGNiG TERMIKA

58 **Ogólnopolski program „Poprawa efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych” jako pilotażowe wdrożenie usług ESCO w GK PGNiG**

EuRoPol GAZ s.a.

60 **Realizacja prac remontowo-eksploatacyjnych na części liniowej SGT z wykorzystaniem technologii hermetycznej**

TRANSITION TECHNOLOGIES S.A.

62 **Techniczno-ekonomiczna optymalizacja wykorzystania biogazu**



64

GAS-TRADING S.A.

64 **Rola LNG w transformacji energetycznej**

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Zanami pracowity, mimo pandemii, czwarty kwartał 2020 roku. 22 października 30-osobowa grupa rozpoczęła zajęcia na studiach podyplomowych, organizowanych wspólnie przez IGG i Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów w ramach XVI edycji programu Executive Master Of Business Administration sektora gazowniczego, energetycznego, paliwowego i ciepłowniczego. W związku z obowiązującą czerwona strefą w całym kraju i związanymi z nią obostrzeniami zajęcia odbywają się *on-line*. Pomimo trudności w sposobie komunikowania się, życzymy wytrwałości i otwartości w zdobywaniu wiedzy oraz szybkiego powrotu do zajęć w formule tradycyjnej.

W ostatnich miesiącach Zarząd IGG zatwierdził do stosowania dwa dokumenty standaryzacyjne, w tym jeden nowy i jeden znowelizowany:

ST-IGG-2801:2020 *Określanie ciśnienia roboczego dla gazociągów stalowych (powyżej 0,5 MPa) na podstawie defektów oraz dobór metod ich naprawy,*

ST-IGG-0601:2020 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych – Wymagania funkcjonalne i zalecenia.*

W grudniu ukazał się numer 13/2020 „Biuletynu Technicznego”, który zawiera uaktualniony zbiór przepisów technicznych, norm i standardów technicznych według stanu na 30 listopada 2020 roku. „Biuletyn” skierowany jest do pracowników sektora gazowniczego, zwłaszcza jednostek technicznych obsługi sieci gazowej, zajmujących się przygotowaniem inwestycji i remontów, projektowaniem, nadzorem nad budową sieci gazowej oraz prowadzącą jej eksploatację. „Biuletyn” jest dostępny nieodpłatnie dla członków IGG i odpłatnie dla niezrzeszonych w IGG podmiotów. Wszystkich zainteresowanych otrzymaniem „Biuletynu” zapraszamy do kontaktu z Biurem IGG.

W ostatnich trzech miesiącach Biuro IGG przekazało do konsultacji zrzeszonym w IGG firmom szesnaście projektów aktów prawnych:

- projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie wymagań jakościowych dla gazu skroplonego (LPG),
- projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie szczegółowego sposobu obniżania zapasów obowiązkowych ropy naftowej i paliw,
- projekt rozporządzenia ministra rozwoju, pracy i technologii w sprawie protokołów postępowania oraz dokumentacji postępowania o udzielenie zamówienia publicznego,
- projekt „Strategii produktywności 2030”,
- projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło,
- projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie rodzajów wyników pomiarów prowadzonych w związku z eksploatacją instalacji lub urządzenia i innych danych zbieranych w wyniku monitorowania procesów technologicznych oraz terminów i sposobów ich prezentacji,
- projekt rozporządzenia Rady Ministrów, zmieniającego rozporządzenie w sprawie ustanowienia odznaki honorowej „Za zasługi dla energetyki”, ustalenia jej wzoru oraz zasad i trybu jej nadawania i noszenia,
- projekt rozporządzenia Rady Ministrów, zmieniającego rozporządzenie w sprawie ustanowienia odznaki honorowej „Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego”, ustalenia jej wzoru oraz zasad i trybu jej nadawania i noszenia,
- projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na 2021 rok,

– projekt rozporządzenia prezesa Rady Ministrów w sprawie regulaminu postępowania przy rozpoznawaniu odwołań do Krajowej Izby Odwoławczej,

– projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo ochrony środowiska”,

– projekt ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw,

– projekt rozporządzenia ministra rozwoju, pracy i technologii w sprawie ogłoszeń zamieszczanych w „Biuletynie Zamówień Publicznych”, dotyczących zawierania umów koncesji,

– projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocy i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie,

– projekt rozporządzenia ministra edukacji i nauki, zmieniającego rozporządzenie w sprawie ogólnych celów i zadań kształcenia w zawodach szkolnictwa branżowego oraz klasyfikacji zawodów szkolnictwa branżowego,

– projekt rozporządzenia ministra finansów, funduszy i polityki regionalnej w sprawie zmiany rozporządzenia w sprawie towarów, których przewóz objęty jest systemem monitorowania drogowego i kolejowego przewozu towarów oraz obrotu paliwami opałowymi.

Członkom IGG przekazaliśmy również informacje na temat:

– konsultacji Komisji Europejskiej dotyczących aktu delegowanego w sprawie zrównoważonego finansowania.

– możliwości składania propozycji projektów wodorowych wpisujących się w wymagania Krajowego Planu Sprawiedliwej Transformacji IETU.

Na prośbę Departamentu Elektroenergetyki i Gazu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, po konsultacjach ze szkołami kształcącymi techników gazownictwa, przekazaliśmy stanowisko w sprawie zasadności zmian w podstawach programowych dla zawodu technik gazownictwa.

Izba przystąpiła do „Listu intencyjnego na rzecz budowy gospodarki wodorowej i zawarcia sektorowego porozumienia wodorowego”, będącego inicjatywą ministra klimatu. „List” stanowi wyrażenie woli podjęcia wspólnych działań z przedstawicielami środowiska przedsiębiorców i nauki, mających na celu wypracowanie, podpisanie i realizację porozumienia sektorowego o współpracy na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, w tym technologii wodorowych i krajowego łańcucha wartości. Reprezentujący środowiska naukowe i przedsiębiorców deklarują opracowanie „Planu inwestycji wodorowych”, zawierającego priorytetowe projekty w zakresie gospodarki wodorowej, które pozwolą stworzyć krajowy łańcuch wartości. Działająca przy IGG Grupa Ekspertów ds. Wodoru przekazała do Ministerstwa Klimatu i Środowiska listę projektów wodorowych wpisujących się w zakres „Listu intencyjnego”. Dołączenie do niego to kolejne działanie IGG mające na celu reprezentowanie branży gazowniczego w pracach nad wodorem, które mogą mieć znaczący wpływ na podmioty zrzeszone w IGG.

25 listopada br. Ministerstwo Klimatu zorganizowało spotkanie przedstawicieli podmiotów zainteresowanych tworzeniem polskiej gospodarki wodorowej (sygnatariuszy „Listu intencyjnego”). Prace będą realizowane w sześciu zespołach tema-



Wojciech Kietliński

tycznych. Izba zadeklarowała współpracę w grupach roboczych zajmujących się:

- wdrożeniem technologii wodorowych w energetyce,
- prawnym i bezpiecznym przesyłem, dystrybucją i magazynowaniem wodoru,
- rozwojem krajowego łańcucha wartości gospodarki wodoro-
wej.

IGG jest też członkiem zespołu koordynacyjnego Współpraca Interesariuszy.

Jednocześnie informujemy, że w nowym roku rozpocznie się cykl spotkań z zainteresowanymi firmami na temat zagadnień opracowanych przez Grupę Ekspertów ds. Wodoru.

W październiku IGG, wraz z pięcioma innymi organizacjami samorządu gospodarczego (Izbą Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska, Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie), podpisała list do ministra klimatu i środowiska, deklarując merytoryczną współpracę przy przygotowaniu i konsultacji dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” (PEP 2040). Współpraca ta może stanowić skuteczne wsparcie działań rządowych na poziomie międzynarodowym, a zwłaszcza unijnym.

Z inicjatywy Ireneusza Zyski, pełnomocnika rządu ds. OZE, minister klimatu i środowiska oraz przedstawiciele branży biogazowej, transportowej, sektora przesyłu i świata nauki 13 października br. podpisali „List intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego”. Celem tej inicjatywy jest podjęcie wspólnych działań służących rozwojowi rynku biogazu i biometanu w Polsce. W związku z tym, że IGG reprezentu-

W ostatnim kwartale prezydium Zarządu IGG przyjęło w poczet firm członkowskich trzy firmy:

- Drapała & Partners sp.k.,
- PGNiG SERWIS Doradztwo Ubezpieczeniowe sp. z o.o.,
- JM 43 sp. z o.o.

Zapraszamy kolejne firmy zainteresowane członkostwem w IGG.

je branży w pracach dotyczących między innymi wykorzystania sieci gazowych przesyłowych i dystrybucyjnych do dystrybucji i przesyłu biometanu, rozwoju technologii uzdatniania biogazu do biometanu w celu wprowadzenia tego paliwa do sieci gazowej, Zarząd IGG podjął uchwałę w sprawie przystąpienia do „Listu intencyjnego” oraz zawarcia porozumienia na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu.

24 listopada br. IGG zorganizowała kolejne spotkanie Zespołu Konsultacyjnego ds. Rynku Energii i Gazu w celu wypracowania wspólnego stanowiska branży gazowniczej przed IV posiedzeniem Rady Rynku. Stanowisko branży zostało przedstawione na spotkaniu Rady Rynku, w której IGG ma dwóch przedstawicieli. Rada Rynku pełni funkcje opiniodawcze i doradcze wobec Zarządu Towarowej Giełdy Energii S.A.

Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii zorganizowało konferencję uzgodnieniową dotyczącą projektu rozporządzenia ministra rozwoju, pracy i technologii w sprawie warunków technicznych dozor technicznego dla niektórych urządzeń ciśnieniowych podlegających dozorowi technicznemu. Podczas

konferencji rozpatrywane były uwagi zgłoszone m.in. przez IGG. Przedstawiciele IGG reprezentujący branżę gazowniczą brali aktywny udział w dyskusji nad propozycjami zmian do projektu rozporządzenia. Z uwagi na liczbę zgłoszonych uwag oraz szeroką dyskusję nad zapisami rozporządzenia zostały zaplanowane kolejne spotkania.

Zgodnie z decyzją Prezydium Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie Metanu z Kopalń Węgla (ICE-CMM) na stronie www IGG w zakładce ICE-CMM udostępniliśmy prezentacje przygotowane i przedstawione przez instytucje tworzące Centrum Metanowe w Polsce w okresie 01.06.2017–1.06.2020. Zachęcamy do odwiedzenia strony i zapoznania się z materiałami. W ramach prac ICE-CMM wydrukowany został „Poradnik dobrych praktyk w zakresie odmetanowania i wykorzystania metanu w kopalniach węgla”. Więcej informacji na temat poradnika i sposobu jego nabycia znajduje się na stronie internetowej IGG; informacji udzieli też Biuro IGG.

W związku z rezygnacją dotychczasowego przewodniczącego Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG Zarząd IGG podjął decyzję o powołaniu na to stanowisko mecenasa Mariusza Mazepusa, dotychczasowego zastępcy przewodniczącego OMG.

Po przeprowadzonym w ostatnich dniach III kwartału szkoleniu ze zmian w prawie budowlanym i przekazaniu uczestnikom szkolenia materiałów ze szczegółową analizą zmian, IGG uzyskała pozytywną ocenę poziomu merytorycznego szkolenia oraz jego zdalnej formy przeprowadzenia. Zachęcamy małe, średnie i duże firmy do zapoznania się z ofertą szkoleniową i pozyskania materiałów, które posłużą branży w interpretacji i wyjaśnieniu zapisów prawa. Prosimy o mailowy kontakt z IGG.

W czwartym kwartale odbył się VII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Planowane na kwiecień br. obrady kongresu z uwagi na wystąpienie pandemii koronawirusa zostały zorganizowane w październiku. Wymagania wprowadzone przez administrację państwową w celu bezpiecznej realizacji kongresu wymogły również zmianę lokalizacji i przeniesienie ich do Łodzi. Utrzymany został termin 19–21 października 2020 roku, ale z uwagi na zwiększone przez administrację państwową obostrzenia obrady kongresu zostały przygotowane w wersji stacjonarno-hybridowej. Ostatnie przedkongresowe decyzje administracyjne (w tym m.in. czerwona strefa, zakaz organizacji imprez) wpłynęły na decyzję IGG o zmianie formuły obrad wyłącznie do *on-line*. 19–20 października 2020 roku ze studia w Warszawie kongres prowadzony był w formule streamingowej, a jego tematem wiodącym były perspektywy rozwoju rynku gazu. Na zakończenie dwudniowych sesji przyjęto uchwałę VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego zawierającą postulaty dedykowane zarówno administracji państwowej, jak i branży. Uchwałę przekazało do Ministerstwa Aktywów Państwowych, Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej, Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz Ministerstwa Rozwoju, Pracy i Technologii. Więcej informacji dotyczących kongresu znajduje się na stronach 7–42.

Na prośbę Ambasady Włoch oraz włoskiej rządowej Agencji ICE – *Italian Trade Agency* IGG przekazała firmom członkowskim zaproszenie do udziału w wirtualnych polsko-włoskich warsztatach (webinar) dotyczących energetyki, które odbyły się 2 grudnia br.

VII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Otwarcie

Dr Robert PERKOWSKI,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa



Na wstępie pragnę podziękować wszystkim za uczestnictwo w naszym kongresie. Kongresie wyjątkowym, bo jest to pierwsza konferencja organizowana w formule streamingowej. Rekordowa liczba uczestników konferencji w takiej formie dobrze wroży poziomowi debat i będzie skutkowała dobrymi wnioskami,

które przełożą się na korzyści dla całej branży gazowniczej. Ta forma zdalna to kwintesencja wszystkich wyzwań, z którymi mamy do czynienia w tym roku. Przypomnę, że najpierw nas, gazowników, dotknęły bardzo duże i zróżnicowane skoki cen gazu na rynkach, zarówno krajowym, jak i światowych. Doświadczamy dużej presji klimatycznej i jako IGG, i cały przemysł gazowniczy, musimy walczyć o uznanie gazu ziemnego za paliwo przejściowe. W Polsce dotychczasowa historia energetyki opartej na węglu wskazuje, że nie mamy alternatywy i paliwo gazowe jest ekologicznym, a przede wszystkim bezpiecznym paliwem w okresie przejściowym. To, że należy dbać o środowisko naturalne, czyli środowisko, w którym żyjemy, o zerową w przyszłości emisyjność – nie ulega wątpliwości. Ale każde państwo, każde przedsiębiorstwo musi znaleźć swoją drogę dojścia do neutralności klimatycznej.

Sytuacja pandemiczna, która nas dotknęła, sprawiła, że dziś stoimy przed licznymi wyzwaniami i musimy im sprostać. Jako Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa uznaliśmy, że jest po prostu niezbęd-

ne, abyśmy wspólnie starali się wypracować formy działania po to, żebyśmy wspólnie mogli brać udział we wszystkich czekających nas przemianach. Nie ulega wątpliwości, że środowisko, otoczenie, również gospodarcze, energetyczne, ulega pewnym przemianom. Jeśli nadal chcemy być zauważani i potrzebni naszym klientom, musimy brać czynny, aktywny udział w tych przemianach. Jesteśmy przedstawicielami środowiska, które – prowadząc swój biznes – sprzedaje klientom nie tylko produkt, nie tylko usługę, ale przede wszystkim bezpieczeństwo, bo trudno sobie wyobrazić, żeby którykolwiek z naszych klientów w ogóle dopuszczał ewentualność, że chociażby w okresie zimowym grzejniki będą zimne, a elektrownie zasilane gazem nie będą produkowały prądu. W okresie pandemicznym nasza branża, nasi pracownicy sprawdzają się, dostarczając paliwo gazowe, a także produkty powstające z paliwa gazowego wszystkim, bez najmniejszych zakłóceń. Wielu z nas wdrożyło procedury umożliwiające prowadzenie działalności w naszych jednostkach wytwórczych, nawet w momencie pozytywnego wykazania pracowników zarażeniem koronawirusem, a zdarzają się takie sytuacje. Pokazuje to, jak bardzo ważni i odpowiedzialni jesteśmy w prowadzeniu naszej działalności. Jestem przekonany, że kongres, który dziś rozpoczynamy, będzie analizował naszą przyszłą działalność, szukał różnych rozwiązań. Myślę, że jedyne, co jest pewne w tych trudnych czasach, to zmiana i to, że nie ma gwarancji, jak będzie wyglądało „jutro”. Dlatego na tym kongresie zostanie mocno podkreślona nasza silna relacja ze środowiskiem naukowym, z uczelniami technicznymi i instytucjami badawczymi po to, abyśmy wspólnie mogli wypracować strategię działania dla całej branży. Mamy bardzo turbulentne i zmieniające się otoczenie, na które musimy reagować choćby poprzez dyskusję i wypracowanie odpowiednich wniosków.

Kończąc, pragnę życzyć owocnych obrad i mam nadzieję, że kolejny kongres gazowniczy będziemy mogli zorganizować w tradycyjnej formie, czyli zaspokoić również tych, którzy cenią sobie kulturalowe spotkania, często skutkujące efektywnymi działaniami.

Dyskusja panelowa

Prof. Jerzy BUZEK

Zacznę od nawiązania do słusznej tezy z listu ministra Michała Kurtyki: to zielona energia powinna być kołem zamachowym polskiej gospodarki. Mocno kontrastuje ona z tym, co słyszeliśmy jeszcze kilka lat temu od niektórych przedstawicieli obecnej władzy, a mianowicie, że to węgiel jest kołem zamachowym i mamy go na 200 lat itd. Nie chcę tego wypominać, ale sam, będąc ze Śląska, od dawna mówię, że trzeba realnie patrzeć na nasz węgiel – jego pokłady powoli się kończą i jest coraz droższy, więc coraz więcej tego surowca importujemy, głównie z Rosji.

Przyszłość należy do zielonej energii. Krótko- i średnioterminowo potrzebny jest jednak gaz, aby – zwłaszcza w niektórych regionach – ułatwić odchodzenie od węgla, choćby w ogrzewaniu mieszkań i domów. Gazem, jako potencjalnym paliwem przejściowym, w Parlamencie Europejskim zajmują się zresztą intensywnie od co najmniej dziesięciu lat. Pamiętamy kryzysy z lat 2006, 2009 i 2014 – spowo-

dowały one, że zapewnienie bezpieczeństwa dostaw stało się w Unii Europejskiej priorytetem. Wykonaliśmy wielką pracę – myślę tu o Europejskiej Wspólnocie Energetycznej i Unii Energetycznej, o całej legislacji z nimi związanej (m.in. dwa rozporządzenia o bezpieczeństwie dostaw gazu, stępująca ostrze Nord Stream 2 dyrektywa gazowa, strategia rozwoju LNG) i o ogromnych środkach unijnych na dywersyfikację dostaw. Dzięki temu mamy przepływy zwrotne na granicach, terminal w Świnoujściu i otwartą drogę do budowy kolejnego, a przede wszystkim mamy *Baltic Pipe*. To dla mnie duża satysfakcja, bo jest to projekt, który za czasów mojego rządu był w zasadzie dopięty, a potem rząd lewicowy go, niestety, przerwał. Cieszę się, że dziś jest kontynuowany. To wszystko sprawia, że nie musimy już bać się o to, iż nagle, w środku zimy, monopolista ze Wschodu zakręci kurek. Jak spokojni jesteśmy o dostawy gazu, pokazuje ostatni draft „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”: około 1/3 miksu energetycznego to ma być gaz ziemny. Takie propozycje jeszcze dziesięć lat temu były nie do pomyślenia.

Warto słuchać ekspertów. A jeśli tak – przychylny się do tego, co mówią nam o zmianach klimatu. To ma też realny wymiar. Co roku z powodu zanieczyszczonego powietrza umiera przedwcześnie

45 tysięcy Polek i Polaków. W przypadku koronawirusa, na szczęście, te liczby są nadal znacznie mniejsze. Dlatego uważam, że kołem napędowym odbudowy UE po pandemii musi być Europejski Zielony Ład (EZŁ). Gratuluję ustawienia kongresu wokół tego tematu.

Pragnę przy tym podkreślić, że tu chodzi nie tylko o neutralność klimatyczną UE do 2050 roku. To historyczna strategia rozwoju konkurencyjnej globalnie, innowacyjnej, zielonej gospodarki UE, przyjaznych środowisku branż, również miejsc pracy atrakcyjnych dla młodzieży, nowych technologicznie rozwiązań, łańcuchów dostaw, których będziemy mogli być pewni – z Unii Europejskiej. EZŁ wykracza zatem daleko poza kwestię transformacji samej energetyki; dotyczy przemysłu, budownictwa, transportu, rolnictwa – o tym czasem zapominamy, to jest dramatyczne wyzwanie, ale warto mu sprostać.

Co Europejski Zielony Ład oznacza dla gazownictwa? Polska jest za tym, aby jedno nie wykluczało drugiego – w perspektywie dwóch–trzech dekad. W ubiegłych latach UE była skłonna finansować projekty gazowe. Mówiłem już o wielkich pieniądzach, które udało nam się pozyskać, choćby w ramach programu „Łącząc Europę”, na rozwój infrastruktury LNG i *Baltic Pipe*, połączenia z Litwą czy na południu kraju, a także na rozbudowę naszej wewnętrznej dystrybucji. Byłoby nam o wiele trudniej, gdybyśmy nie mieli tych środków finansowych i zielonego światła ze strony UE. Pytanie wręcz: czy rządzący nie mogli tego jeszcze lepiej wykorzystać, zamiast opowiadać o tym, że węgiel będzie w Polsce na zawsze.

Teraz, niestety, będzie coraz trudniej. Polska nie doprowadziła do zablokowania rok temu nowej polityki kredytowej Europejskiego Banku Inwestycyjnego, który nie chce po 2021 roku wspierać gazu. Mamy też tzw. taksonomię – system klasyfikacji inwestycji pod kątem ich wpływu na środowisko. Prace nad szczegółami tej regulacji trwają, ale wkrótce może tam zostać wprowadzony limit nawet 100 g CO₂/kWh. Dla gazu ziemnego byłby on do spełnienia tylko przy zastosowaniu technologii CCS/CCU (wychwytywania i magazynowania lub wykorzystywania dwutlenku węgla). Niebawem wraz z grupą europosłów wysyłamy list do Komisji Europejskiej z interpełacją w tej sprawie.

Przy okazji warto sprostować krążące w naszej debacie publicznej mity czy po prostu *fake newsy*. Często słyszę, że finansowanie gazu po 2020 roku z funduszy spójności jest już rzekomo pewne. Na razie na stole leży jednak propozycja legislacyjna, w której gaz jest całkowicie zakazany. W Parlamencie Europejskim jesteśmy otwarci, aby to zmienić w negocjacjach z Radą UE (państwami członkowskimi), ale nic nie jest jeszcze przesądzone.

Druga kwestia, o której wspominała przedstawicielka Ministerstwa Klimatu – Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (FST). Odnosnie do wsparcia inwestycji gazowych, piłka jest tam jeszcze w grze wyłącznie dzięki naszym działaniom w PE. W projekcie rozporządzenia o funduszu taka możliwość była wprost wykluczona, a Rada – przy braku sprzeciwu polskiego rządu – to zaakceptowała. Dla mnie to nadal zdumiewające. Na szczęście, w Komisji Przemysłu, Badań i Energii, w której jestem sprawozdawcą FST, zbudowaliśmy większość za postulatem finansowania gazu. Utrzymałyśmy to w innych komisjach i w głosowaniu na sesji plenarnej. To jest fundamentalna sprawa. Mówię o tym, bo polscy gazownicy, w tym Izba Gospodarcza Gazownictwa, mają możliwość lobbowania w UE czy przekonywania rządu, by wpłynął na stanowisko Rady. I trzeba to robić!

Nawet jednak zakładając – co jest realne – że finansowanie gazu ze środków UE będzie dopuszczalne po 2020 roku, na pewno będzie

to warunkowe. Stąd pytanie: jak rozwijać sektor gazu, aby dostać możliwie dużo pieniędzy unijnych na ten cel? Mamy 5 istotnych czynników, które – moim zdaniem – trzeba brać pod uwagę, abyśmy mogli myśleć o znacznych środkach.

Po pierwsze, należy zawsze definiować gaz jako technologię postmową. Podkreślać, że to jest o 50% mniej emisji CO₂ niż w przypadku węgla. Pamiętajmy, że Stany Zjednoczone 7–8 lat temu miały lepsze wyniki w ograniczaniu emisji CO₂ niż Unia Europejska, bo po prostu przeszły z węgla na gaz ziemny z łupków. To również o 99% mniej smogu – to jest bardzo chwytliwe.

Po drugie, te projekty powinny umożliwiać, to niezwykle ważne, wykorzystanie „paliw przyszłości”: wodoru, biometanu czy biogazu. Mamy strategię wodorową UE, to łączy się, oczywiście, z całym systemem magazynowania energii i produkcji baterii. To są dwie równoległe sprawy, ale bez wodoru raczej sobie nie poradzimy.

Po trzecie, walka z ubóstwem energetycznym i poprawa efektywności energetycznej. Tutaj gaz ma ogromną rolę do spełnienia. Warto to podkreślać przy każdej inwestycji, o której wspieranie zabiegamy.

Po czwarte, rozwój odnawialnych źródeł energii i używanie gazu w infrastrukturze zapewniającej stabilne dostawy prądu. Wszystkie kraje korzystające z energetyki odnawialnej, wiatrowej czy słonecznej, a Niemcy to sztandarowy przykład, potrzebują takiej infrastruktury i przynajmniej na razie nie jesteśmy na tyle elastyczni, aby do końca tego bez gazu.

I po piąte – niezbędna jest spójność ujęcia krajowego tych wszystkich przedsięwzięć. Trzeba zaczynać od regionów. Bardzo mocno podkreślam to przy Funduszu Sprawiedliwej Transformacji. Chodzi o definiowanie w regionie, czego oczekują ludzie, w jaki sposób można zapewnić im poczucie bezpieczeństwa czy posiadania atrakcyjnych miejsc pracy, takie elementarne poczucie komfortu. I dopiero to przekładać na Krajowy Plan w zakresie Energii i Klimatu (NECP) – kluczowy, przyjęty wstępnie przez UE, a zaproponowany przez polski rząd.

Na koniec chciałbym podkreślić, że mamy mało czasu. Uważam, że należy założyć to, co w gruncie rzeczy założyliśmy w Parlamencie Europejskim: w kilku instrumentach, jak Fundusz Odbudowy (to w końcu 750 miliardów euro dla całej UE!) czy w polityce spójności nie ma hasła „stop dla gazu”; to jest pierwsza rzecz.

A druga to Fundusz Sprawiedliwej Transformacji. I tu naprawdę wielki apel do wszystkich państwa, także do polskich władz. Głosu Ministerstwa Klimatu słucham tu z przyjemnością, ale trzeba do tego przekonać cały rząd. A na razie nie widzę w nim determinacji, aby utrzymać duży budżet tego funduszu. Mamy przecież szansę być jego największymi w UE beneficjentami! Nie możemy zgadzać się na obcinanie pieniędzy w FST, a równocześnie liczyć na wspieranie z niego gazu. W PE jest zielone światło; będę uczestniczył, jako sprawozdawca, w dialogach z Radą i zrobię wszystko, by utrzymać możliwość finansowania gazu, choćby infrastruktury dystrybucyjnej w gminach. Ale konieczne jest, by rząd też działał w tym kierunku. Na razie bowiem, na lipcowym szczycie Rady Europejskiej, zgodził się, niestety, na radykalne cięcia w tym funduszu.

Jerzy Buzek – poseł do Parlamentu Europejskiego od 2004 roku, przewodniczący PE (2009–2012), premier RP (1997–2001). Od 2014 roku kieruje Europejskim Forum Energii. W 2016 roku umieszczony przez portal „Euractiv” w trójce kluczowych postaci europejskiej polityki energetycznej. W 2019 roku uznany przez POLITICO za jedną z najbardziej wpływowych osób unijnego rynku gazu.



Warszawa dnia 2 października 2020 r.

MINISTER KLIMATU

Michał Kurtyka

Pan
Robert Perkowski Prezes Zarządu
Izby Gospodarczej Gazownictwa

Szanowny Panie Prezesie, Szanowni Państwo!

Serdecznie dziękuję za zaproszenie do udziału w kolejnym, już siódmym, Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego organizowanym przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Poprzednie edycje Kongresu pokazały, że te cykliczne spotkania stanowią niezwykle cenną platformę wymiany doświadczeń między przedstawicielami administracji rządowej a ekspertami branży gazowniczej reprezentującymi przedsiębiorstwa energetyczne, stowarzyszenia techniczne, instytuty badawcze czy uczelnie wyższe. Dlatego jestem przekonany, że tegoroczny, dwudniowy Kongres, podobnie jak poprzednie, stworzy wiele okazji do wymiany opinii i doświadczeń w zakresie **Perspektyw rozwoju rynku gazu**, zgodnie z przyjętym hasłem przewodnim.

Sięgając pamięcią do Kongresu sprzed dwóch lat, nie można nie zauważyć, jak istotna zmiana nastąpiła w tym krótkim okresie w zagadnieniach, które postrzegane są przez sektor gazowy jako najbardziej istotne dla branży i rynku. Dwa lata temu w centrum zainteresowania pozostawały jeszcze kwestie dotyczące funkcjonowania rynku gazu ziemnego czy bezpieczeństwa energetycznego. Ówczesne dyskusje zdefiniowane były zagadnieniami związanymi z pewnymi dostawami nośników energii, w tym gazu ziemnego, i stabilnym funkcjonowaniem rynku, jako czynnikami przesądzającymi o konkurencyjności gospodarki.

Tym bardziej z dużą satysfakcją odnotowałem zawartość agendy tegorocznej edycji Kongresu, która w przeważającej większości poświęcona została przemianom, jakie czekają sektor gazowy w obliczu Europejskiego Zielonego Ładu. Infrastruktura gazowa może odegrać istotną rolę w zielonej transformacji energetycznej Polski. Nowoczesna sieć gazowa stwarza bowiem możliwość transportu gazów zdekarbonizowanych, takich jak biometan czy wodór. Oznacza to, że inwestycje w sieć gazową będą w perspektywie długoterminowej efektywne kosztowo i ekologicznie oraz mogą przyczynić się do zbudowania nowej gospodarki wodorowej w Polsce.

Nie ulega również wątpliwości, że sam gaz ziemny jako nośnik energii może odegrać istotną rolę jako paliwo sprzyjające transformacji energetycznej, a docelowo także neutralności klimatycznej. Przypomnę, że Europejski Zielony Ład zakłada osiągnięcie do 2050 r. neutralności klimatycznej, to zaś wymaga poszukiwania przez Polskę alternatywy dla tradycyjnych źródeł energii. Dlatego cieszy mnie, że Kongres umożliwi wymianę opinii w tym zakresie.

Ze swojej strony, jako Minister Klimatu, pragnę zapewnić Państwa, że z zainteresowaniem przysłuchujemy się i będziemy przysłuchiwać głosom płynącym ze strony przedsiębiorstw sektora oraz instytucji naukowo-badawczych. Tylko takie podejście pozwoli nam na wykorzystanie efektu synergii na drodze ku transformacji energetycznej Polski. Jestem przekonany, że obranie „zazielenionego” kierunku rozwoju polskiej energetyki będzie miało w dłuższej perspektywie korzystny wpływ na polską gospodarkę, a prowadzenie ambitnej polityki klimatyczno-energetycznej w tym zakresie pozwoli w przyszłości zielonym, ekologicznym źródłom energii na uzyskanie miana koła zamachowego polskiej gospodarki.

Życzę Państwu wielu owocnych debat nad przyszłością polskiej energetyki ze szczególnym uwzględnieniem roli gazu ziemnego w najbliższych latach.

Z poważaniem

Dr Piotr DZIADZIO,

sekretarz stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska

Szanowni Państwo, organizatorzy i uczestnicy VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego,

serdecznie dziękuję za zaproszenie. Doceniam ogromne wyzwania organizacyjne i podjęte działania w zakresie tak szybkiej transformacji kongresu z formy stacjonarnej w wirtualną. Gratuluję organizatorom i uważam, że z takim zespołem na pewno z powodzeniem przeprowadzimy transformację energetyczną w sektorze gazowniczym.

Kongres odbywa się w nowej rzeczywistości związanej z rozwojem pandemii, ale i w nowej rzeczywistości kreowanej przez Unię Europejską, w uwarunkowaniach Europejskiego Zielonego Ładu. Tytuł kongresu „Perspektywy rozwoju rynku gazu” jest dostosowany do sytuacji, w jakiej ten sektor się właśnie znalazł.

Szanowni Państwo,

jesteśmy w przededniu rewolucyjnych zmian, oczekiwanych również przez społeczeństwo. Dążenie do neutralności klimatycznej nie jest ogromne wyzwania. Te wyzwania są coraz wyraźniejsze dla rynku gazu, a także całego państwa. Głównie w zakresie wykorzystania gazu ziemnego – metanu – jako paliwa przejściowego. Jego wykorzystanie to zarówno szansa na przyspieszenie transformacji energetycznej kraju, jak i konieczność jej przeprowadzenia.

Biometan to kolejne ważne ogniwo w procesie wykorzystania gazów zdekarbonizowanych i w procesie transformacji. Widzimy tu ogromną determinację, aby być nowym liderem na rynku europejskim, z nowymi, innowacyjnymi pomysłami w tej dziedzinie. Ministerstwo Klimatu i Środowiska podjęło działania w celu stworzenia koalicji na rzecz biometanu na forum Unii Europejskiej. W tej sprawie zwróciliśmy się do państw członkowskich UE, wskazując korzyści związane z rozwojem sektora biometanu oraz możliwości zastosowania instrumentów finansowania inwestycji w tej branży. 13 października br. minister klimatu i środowiska oraz przedstawiciele branży biogazowej, transportowej, sektora przesyłu oraz świata nauki podpisali „List intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego”.

Obecnie stoimy również przed wyzwaniem przystosowania, zwłaszcza sieci oraz infrastruktury dystrybucyjnej, do stabilnego odbioru i dystrybucji biometanu – zielonego gazu. Stoimy zatem przed wyzwaniem, jak nowoczesna sieć gazownicza będzie wyglądała i jakie będzie miała parametry. Wierzmy, że będzie mogła transportować gaz ziemny, biometan, a może docelowo i jakąś ilość wodoru. Musimy pamiętać, że bezpieczeństwo energetyczne to nie tylko sieć, magazyny gazu, ale także poszukiwanie i eksploatacja gazu ziemnego oraz zwiększenie jego udziału zarówno w ciepłownictwie, jak i produkcji wodoru.

Szanowni Państwo,

istotnym elementem polityki klimatycznej Europejskiego Zielonego Ładu, a także polityki państwa w zakresie bezpieczeństwa energetycznego jest wodór, który może być, i zapewne będzie, docelowym nowym paliwem. To kolejne wyzwanie. Wodór odegra ważną rolę w procesie naszej transformacji energetycznej, a również po doświadczeniu do celu, jakim jest nisko- i zeroemisyjna gospodarka. Będziemy musieli nauczyć się technologii *Power to Gas* i korzystania z niej, musimy też mieć możliwość przesyłania i magazynowania produktu tej technologii. Tutaj pomoże nasza wiedza o magazynowaniu innych gazów i technologii wiertniczych oraz szeroko rozumianej wiedzy geologicznej, które są gotowe do wykorzystania.

Aby zrealizować te wyzwania, potrzebna jest współpraca przemysłu i nauki. Dlatego będziemy inwestować w nowe technologie i będziemy korzystać z wiedzy i doświadczenia naszych specjalistów i naukowców. Będziemy budować nasz potencjał wspólnie z całą branżą.

Szanowni Organizatorzy i Uczestnicy,

życzę wszystkim owocnych obrad, dobrych dyskusji, pomysłów oraz konkluzji, które będą efektem VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Jako głos fachowców będą one dla nas, Ministerstwa Klimatu i Środowiska, bardzo istotne.



Sesja I

Aleksandra ŚWIDERSKA,

zastępca dyrektora departamentu elektroenergetyki i gazu w MKiŚ

Europa aspiruje do bycia pierwszym kontynentem neutralnym dla klimatu, z nowoczesną i zasobooszczędną gospodarką. Nowa strategia klimatyczna UE wyznacza dla polskiej gospodarki i sektora energetycznego ambitny zakres wyzwań na kolejne dekady w zakresie transformacji energetycznej. Infrastruktura gazowa, dająca możliwość przesyłania zarówno gazu ziemnego, jak i gazów odnawialnych, będzie pełnić kluczową rolę w osiągnięciu celów polityki klimatycznej UE, założonych do realizacji do 2050 roku. Istotne dla zdefiniowania zasad funkcjonowania rynku gazu w procesie transformacji będą akty prawne sporządzone na podstawie opublikowanych przez Komisję Europejską w mijającym roku strategii, szczególnie strategii wodorowej czy metanowej.

Europejski Zielony Ład, ustanowiony przez Komisję Europejską, podkreśla potrzebę przeprowadzenia znacznych inwestycji pozwalających Europie stać się pierwszym kontynentem neutralnym dla klimatu do 2050 roku. Głównymi działaniami w tym zakresie mają być ograniczenie do minimum emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym. Do finansowania transformacji klimatycznej w duchu Europejskiego Zielonego Ładu wykorzystywane mogą być unijne mechanizmy wsparcia, w tym fundusze na zielone innowacje i inwestycje publiczne czy mechanizm JUST Transition, przewidujący wsparcie finansowe dla regionalnych planów transformacji energetycznej.

Modernizacja i rozbudowa infrastruktury gazowej, a także uzyskanie na te cele wsparcia finansowego, mają ogromne znaczenie dla transformacji energetycznej Polski w kierunku gospodarki ni-

skoemisyjnej. W ramach polskiej transformacji energetycznej gaz ziemny ma do odegrania znaczną rolę paliwa przejściowego. Jako paliwo niskoemisyjne może stanowić istotne wsparcie w procesie ograniczania ilości węgla w krajowym miksie energetycznym na rzecz zeroemisyjnych źródeł energii. Natomiast w miarę zwiększania udziału OZE w ogólnym zużyciu energii powinna zwiększać się również rola gazu ziemnego jako rezerwowego źródła energii w przypadku niedoboru energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł zeroemisyjnych.

Wydaje się, że w polskich uwarunkowaniach rynek gazu ziemnego stoi przed szansą dalszego rozwoju. Rozwój energetyki gazowej oraz zwiększanie wykorzystania gazu ziemnego w sektorze gospodarstw domowych to główne czynniki wpływające na prognozowane zwiększenie zapotrzebowania zużycia gazu ziemnego w kolejnych latach. Dostępność paliw gazowych wpływa pośrednio na rozwój sektora przemysłowego (lokalizacja większych zakładów przemysłowych), a tym samym na rozwój gospodarczy i wyrównywanie różnic cywilizacyjnych. Ponadto, szeroka gazyfikacja kraju wpłynie na poprawę jakości powietrza dzięki umożliwieniu korzystania z gazu ziemnego na cele grzewcze. Rośnie liczba odbiorców paliw gazowych, co świadczy o wzroście świadomości ekologicznej społeczeństwa. „Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski”, realizowany przez operatora systemu dystrybucyjnego, PSG sp. z o.o., cieszy się dużym zainteresowaniem gmin chcących uzyskać dostęp do gazu ziemnego. Realizacja programu przynosi wymierne efekty – PSG od początku jego realizacji uruchomiła usługi dystrybucji w 130 gminach. W 2020 roku kolejnych 57 gmin uzyska dostęp do gazu ziemnego.

Nie należy jednak zapominać, że zgodnie z kierunkami wyznaczonymi przez UE gaz ziemny będzie stopniowo zastępowany w nadchodzących latach przez gazy zdekarbonizowane, tj. m.in. biometan i wodór, a infrastruktura gazowa może służyć nowym łańcuchom wartości w tym właśnie obszarze. Zgodnie z polityką klimatyczną UE, wykorzystywanie biometanu jako paliwa alternatywnego dla energetyki i ciepłownictwa umożliwi istotną redukcję emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń. Biometan wydaje się więc efektywnym środkiem dojścia do gospodarki niskoemisyjnej i zapewnienia poprawy jakości powietrza. Komisja Europejska ocenia, że do 2050 roku większość mieszaniny krążącej w sieciach gazowych będzie można określić jako gazy pochodzące ze źródeł odnawialnych. Należy spodziewać się, że ten kierunek zmian zostanie uwzględniony w nowym pakiecie gazowym, który będzie przedstawiony najprawdopodobniej w 2021 roku.

Na forum UE jako paliwo, które odegra istotną rolę w przyszłości w procesie dekarbonizacji, postrzegany jest również wodór. Komisja Europejska w strategii wodorowej ogłoszonej w lipcu dostrzegła rolę istniejących sieci gazowych, które mogłyby zostać częściowo przystosowane do transportu odnawialnego wodoru na dłuższe dystanse. Duże szanse niesie możliwość wykorzystania technologii Power to Gas, polegającej na wykorzystaniu energii elektrycznej z OZE w momentach jej nadwyżek do produkcji wodoru oraz jego magazynowaniu i wykorzystaniu do produkcji energii w momencie zwiększonego popytu. Technologia ta pozwoli na zwiększenie sterowalności i integracji odnawialnych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym. Kluczowe w tym kontekście jest zapewnienie odpowiednich ram prawnych, które

zagwarantują bezpieczne wykorzystanie sieci gazowych do transportu wodoru. Dlatego 7 lipca 2020 roku minister klimatu podpisał ze spółkami sektora energetycznego i transportowego „List intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej”. W Ministerstwie Klimatu opracowano również projekt kompleksowej polskiej strategii wodorowej, która określi program wdrażania technologii wodorowych i wykorzystania wodoru nie tylko w sieciach gazowych, ale przede wszystkim w transporcie i gospodarce. Przekazanie projektu strategii do konsultacji publicznych powinno nastąpić po uzyskaniu wpisu do wykazu prac Rady Ministrów, a jego przyjęcie przez Radę Ministrów planowane jest wiosną 2021 roku.

Artur ZAWARTKO,

wiceprezes zarządu GAZ–SYSTEM

Właściwie w każdym regionie naszego kraju GAZ–SYSTEM prowadzi inwestycje lub będzie je prowadził w najbliższych latach. Ten wielki plac budowy, który postawiliśmy w całej Polsce, to również duża szansa nie tylko dla branży gazowniczej, ale i budowlanej. Duży program inwestycyjny spółki ma pozytywny wpływ na kondycję firm specjalizujących się w budowie gazociągów i infrastruktury przesyłowej.

W odróżnieniu od innych gałęzi gospodarki, z których część dotkliwie odczuwa skutki pandemii, przedstawiciele podmiotów z tych obszarów skutecznie wykorzystują możliwości prowadzenia prac na budowach GAZ–SYSTEM. Oczywiście, to zasługa naszych kontrahentów, ale także naszej spółki. Na bieżąco prowadzimy dialog z wykonawcami – postrzegamy go wręcz jako niezbędny element strategii zakupowej. Przyczynia się on do lepszego zrozumienia potrzeb i oczekiwań stron kontraktu i pozwala na wypracowanie modeli, w których każda ze stron widzi pozytyw. Dialogi mają charakter wielowymiarowy, bo są ukierunkowane zarówno na warstwę przetargową, kontraktową, finansową, jak i przedmiotową. Dzięki nim potencjalni dostawcy i wykonawcy ze znacznym wyprzedzeniem znają nasze plany inwestycyjne i na ich podstawie mogą planować swój rozwój. Dlatego GAZ–SYSTEM szczególnie dba o utrzymanie tempa prac – ze względu na dbałość o bezpieczeństwo energetyczne kraju, ale też pozytywny wpływ inwestycji na rynek firm budowlanych, gazowniczych i biur projektowych, co jest jeszcze ważniejsze w kontekście okoliczności związanych z koronawirusem.

Radosław BUJAŚKIEWICZ,

kierownik w Departamencie Energii NFOŚ

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska od początku realizuje cele Europejskiego Zielonego Ładu. Kładziemy ogromny nacisk na inwestowanie w odnawialne źródła energii i wiele programów, którymi dysponujemy, skierowanych jest głównie do przedsiębiorców. Ułatwiamy finansowanie przedsięwzięć związanych nie tylko z geotermią, fotowoltaiką, kogeneracją i modernizacją sieci ciepłowniczych, ale wpisujemy się również w szeroko rozumiany obszar biogazu i biometanu. Oczywiście, traktujemy gaz ziemny jako paliwo pomostowe w transformacji energetycznej i chcielibyśmy bardzo, żeby w taki sposób zostało to też odbierane przez wszystkich uczestników rynku. Biogaz i biometan będą ważnym elementem naszej przyszłej strategii energetycznej i energetyki

rozproszonej, co – moim zdaniem – jest chyba kluczem do sukcesu. Co najważniejsze – mają one służyć zmniejszeniu zużycia paliw kopalnych, być wykorzystane do produkcji nie tylko energii elektrycznej i ciepłej, ale mają też być włączane do sieci gazowej (po uprzedniej odpowiedniej konwersji do postaci biometanu). Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom rynku czy sektora biogazowego, w ramach obecnej już oferty – Energia Plus i Ciepłownictwo Powiatowe wpisaliśmy w możliwość wsparcia finansowego (pożyczkowego czy dotacyjnego), ale tak naprawdę wsłuchujemy się w głos rynku.

Pamiętajmy, że zaletą biometanu jest nie tylko utylizacja odpadów. Mówię tu o produkcji typowo zielonej energii, ale też o wysokiej i ujemnej emisji CO₂. Wydaje mi się, że sensowna jest możliwość wykorzystania tego substratu, który powstanie, bo będzie mógł służyć do zasilania transportu ciężkiego w postaci autobusów czy pojazdów ciężarowych. Pamiętajmy też o tym, że zasadniczym problemem wsparcia instalacji gazowych, barierą udzielania preferencyjnego wsparcia dla tego sektora, jest pomoc publiczna. Bo tak jest w przypadku budowy nowych jednostek wytwórczych, zarówno konwencjonalnych, jak i OZE. Pomoc publiczna może dotyczyć jedynie różnicy między kosztami planowanej inwestycji a kosztami inwestycji referencyjnej o tej samej mocy. W takim wypadku – instalacji gazowej – w praktyce oznacza to, że opalane gazem ziemnym jednostki klasyczne nie otrzymują wsparcia ze środków publicznych. Wynika to z tego, że porównanie kosztowe z technologią odniesienia daje zerową różnicę decydującą o możliwości wsparcia takiej inwestycji. Oczywiście, staramy się znaleźć rozwiązanie, ale jesteśmy zmuszeni do działania w istniejącym systemie i otoczeniu prawnym. To nie jest tak, że wsparcie nie jest udzielane. We wszystkich tych przypadkach istnieje alternatywa, czyli wsparcie ze strony Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska może być udzielone na zasadach rynkowych. We wszystkich dedykowanych obecnie programach – czy jest to energia plus, agroenergia czy ciepłownictwo powiatowe – oferujemy możliwość udzielenia pożyczek na warunkach rynkowych. Pamiętajmy, że poziom oprocentowania, na jakim możemy obecnie udzielić pożyczki (są to dane z 15 października) wynosi 1,04%. Mogę tylko powiedzieć, że jeżeli nie zostanie wypracowany jakiś element pozwalający na wspieranie instalacji gazowych czy stricte gazowych, na okres przejściowy, to zapisy dotyczące pomocy publicznej nie pozwolą na wspieranie instalacji stricte gazowych bez dodatkowych elementów. Czyli np. tam, gdzie mamy zwykle instalacje gazowe, nie można udzielić takiego wsparcia. Natomiast w wypadku biogazu (wodoru, gazu syntetycznego) wsparcie będzie funkcjonowało i będzie możliwe do zrealizowania.

Grzegorz ZIELIŃSKI,

dyrektor regionalny Europy Środkowej i krajów bałtyckich, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBRD)

„Zielone” finansowanie, tzw. sustainable financing, najłatwiej przedstawić poprzez pryzmat inicjatyw, które wyznaczają sobie międzynarodowe instytucje finansowe, takie jak np. Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju czy Europejski Bank Inwestycyjny (EBI), a także banki komercyjne.

Zarówno EBRD, jak i EBI postawiły sobie za cel, aby do 2025 roku większość finansowania udzielanego przez te banki była finansowaniem „zielonym”. W tym kontekście wszystko, co związane jest z ograniczaniem emisyjności gazów cieplarnianych i z poprawieniem efektywności energetycznej może być, przy zastosowaniu odpowiednich wskaźników, przeliczane na finansowanie „zielone”. EBOR postawił sobie za cel, aby do 2025 roku „zielone” było ponad 50% finansowania we wszystkich krajach jego działalności, a dla porównania: w ubiegłym roku w Polsce było ono na poziomie 62%. Bardzo ważną kwestią jest też tzw. non financial disclosure, czyli mechanizm, który może pozwolić na klasyfikowanie finansowania projektów jako „zielone” lub nie. Niestety, często jest ono mylone z tzw. greenwashing, a dodatkowe pytania rodzi spójność, lub jej brak, z EU Taxonomy czy porozumieniem paryskim. Brakuje też ścisłej definicji oraz zrozumienia, co to jest „zielone” finansowanie lub na ile dany projekt jest „zielony”. W związku z tym bardzo ważne jest opracowanie spójnych, jednoznacznych wytycznych. EBOR realizuje obecnie projekt z warszawską Giełdą Papierów Wartościowych, polegający na opracowaniu ujednoliconych, zgodnych z obowiązującymi przepisami prawa (m.in. Europejskim Zielonym Ładem) wytycznych dotyczących raportowania czynników ESG przez spółki giełdowe. Mam nadzieję, że w przyszłym roku będziemy mogli przedstawić rezultaty naszej pracy.

Chciałbym też przedstawić nasze stanowisko dotyczące finansowania projektów gazowych. Gaz jest paliwem krytycznym dla wspierania transformacji z energetyki opartej na węglu kamiennym i brunatnym w kierunku energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii. Dodam, że chodzi nie tylko i wyłącznie o moce bilansujące, żeby faktycznie wtedy, kiedy wiatr nie wieje albo słońce nie świeci i produkcja energii z OZE nie jest wystarczająca, mieć możliwość produkcji energii właśnie z gazu. Są tam też inne elementy, pewnie mniej transformacyjne, ale równie istotne dla gazownictwa. Z punktu widzenia EBOR-u widzimy bardzo dużą rolę gazownictwa w ciepłownictwie – nie tylko krótkookresową czy przejściową. Wydaje mi się, że rozwój ciepłownictwa oparty na gazie, który wyprze z polskich miast węgiel kamienny, jeśli chodzi o ogrzewanie budynków mieszkalnych, jest tym elementem energetyki, który zostanie z nami jeszcze przez wiele lat.

Jeszcze jednym ciekawym zagadnieniem jest kwestia wodoru, o którym mówi się coraz więcej, ponieważ staje się on coraz bardziej priorytetowy również dla Brukseli. Rozróżnienie produkcji wodoru przy użyciu energii OZE i przy użyciu na przykład gazu jest bardzo istotne i tutaj budowa dużych mocy opartych na źródłach odnawialnych, offshorowych, może stanowić dla Polski bardzo dużą szansę. Wiele krajów europejskich myśli o wodorze w kategorii „niebieskiej”. W Polsce mówi się o „zielonym” wodorze i bardzo bym sobie tego życzył, zawodowo i prywatnie, aby te projekty były realizowane i żeby EBOR mógł je w przyszłości finansować.

Na koniec dodam tylko, że finansowanie projektów gazowych przez EBOR jest tym oknem, które jest cały czas otwarte, ale jest ono otwarte tylko na jakiś czas. Trudno mi powiedzieć, czy to będą trzy lata czy będzie ich pięć, ale jestem przekonany, że nie będzie to lat dziesięć. Wytyczne europejskie jednoznacznie mówią o ograniczeniu wykorzystania paliw kopalnych i jestem przekonany, że to okno gazowe w pewnym momencie się zamknie. Przepraszam za tę może mało optymistyczną nutę w mojej wypo-

wiedzi, ale trzeba ten czas bardzo dobrze i mądrze wykorzystać. Mogę jednak zapewnić, że Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju stoi w pełnej gotowości, żeby tę transformację wspierać.

Dr Jerzy BAEHR,

partner zarządzający, kancelaria WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr

Nie ma wątpliwości, że obecnie jest dobry klimat dla projektu wodorowego, zarówno na poziomie UE, jak i w Polsce. W lipcu Komisja Europejska wydała komunikat o wodorowej strategii dla klimatycznie neutralnej Europy. Polska też ogłosiła wówczas plany tworzenia strategii wodorowej i w streszczeniu „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” czytamy, że równoległe do regulacji unijnych tworzone będzie prawo krajowe regulujące rozwój rynku wodoru. Szczególnie pozytywną informacją jest to, że mamy pełnomocnika rządu ds. gospodarki wodorowej, powołano też zespół międzyresortowy. Pamiętam dawne czasy – mamy przecież przegląd dwudziestu lat pracy nad polską energetyką – wtedy też powoływano pełnomocników rządu. Przykładem był projekt nuklearny, wiele lat temu, wtedy legislacja szła bardzo szybko i sprawnie. Kiedy z kolei ich nie powoływano – przykładem jest gaz łupkowy – wszystko toczyło się dosyć długo i mało skutecznie. Powołano pełnomocnika rządu, ministra Krzysztofa Kubow, jest zespół międzyresortowy, jest nadzieja. W tej sytuacji trzeba po prostu wykorzystać pewne benchmarkowe wzorce oraz polskie i unijne doświadczenia dotyczące systemów wsparcia i postanowić, jaki system chcielibyśmy mieć, który uważamy za najkorzystniejszy. Dla wybranego systemu wsparcia zasadne będzie określenie uwarunkowań związanych z pomocą publiczną. Kluczowa jest współpraca z ekspertami, zaangażowanie ekspertów technicznych, przedstawicieli ośrodków badawczych, aby w zespołach z nimi przesądzić zagadnienia technologiczne dotyczące istniejącej infrastruktury do transportu i magazynowania wodoru. Wszyscy mamy świadomość, że wodór może być produkowany i transportowany różnymi sposobami. Dlatego warto zaangażować izby branżowe zainteresowane rozwojem rynku wodoru, a zwłaszcza Izbę Gospodarczą Gazownictwa, która wykazuje duże zainteresowanie tymi zagadnieniami i ma bardzo dobrych ekspertów. Trzeba wykorzystać potencjał spółek, które są interesariuszami rozwoju rynku wodoru w transporcie, dystrybucji czy magazynowaniu.

Jeśli chodzi o bariery dla rozwoju biometanu, to także brakuje realnego systemu wsparcia. Teoretycznie jest on zawarty w ustawie o odnawialnych źródłach energii, ale przepisy ustawowe pozbawione są wykonawczych, brak dedykowanych koszyków i wolumenów aukcyjnych. W praktyce te przepisy są martwe. Trzeba wypracować dobry system wsparcia. Niekoniecznie system aukcyjny będzie optymalny, bo w przypadku biometanu mówimy o małych i średnich przedsiębiorstwach i dla nich ten system może być zbyt skomplikowany. Może więc lepszy byłby system taryf gwarantowanych feed in tariff czy feed in premium dla metanu wprowadzanego do sieci. Warto jednak rozważyć także wsparcie dla metanu wykorzystywanego na miejscu, który nie jest wprowadzany do sieci.

Ostatnią kwestią, którą chciałbym poruszyć, jest dylemat z zielonością: „ile jest zielonego w zielonym”. Warto spojrzeć na to w ten sposób, że stworzy się system gwarancji pochodzenia dla biometanu, przyjmując na przykład, że wprowadzamy biome-

tan do sieci, ktoś kupuje i odbiera zwykle czarne paliwo gazowe, ale jednocześnie kupuje od nas gwarancje pochodzenia i w ten sposób realizuje narodowy cel wskaźnikowy. To też mogłoby być istotnym czynnikiem dla rozwoju tego rynku. Jakie rozwiązania merytoryczne będziemy rozważać to jedna kwestia, ale druga, równie ważna, to czas, którego mamy bardzo mało. Chodzi o to, aby przepisy nie były pisane na kolanie, co nie byłoby pożądane, ponieważ sprawy do rozwiązania są naprawdę skomplikowane. Warto wykorzystywać wzorce zagraniczne i zapewnić, aby było cywilizowane *vacatio legis*, tj. przynajmniej półroczne. Od wielu lat wprowadzamy różne reformy w ostatniej chwili, i to dotyczy pewnie ostatnich kilkunastu lat, a na końcu to *vacatio legis* jest bardzo krótkie, co jest ze szkodą dla firm, które powinny się dostosować, a mają na to zbyt mało czasu.

Dr Joanna MAĆKOWIAK-PANDERA,

prezes Forum Energii

Z naszej perspektywy *think-tanku*, który wspiera transformację energetyczną, analizujemy zmiany regulacyjne związane z polityką unijną, a także z naszymi wyzwaniem krajowymi. To nie jest tylko tak, że polityka klimatyczna nakłada pewne ograniczenia, ale też my mamy zmieniającą się sytuację, jeśli chodzi o podaż surowców, na przykład węgla czy gazu, w dłuższej perspektywie. W czerwcu opublikowaliśmy analizę dotyczącą łączenia sektorów i perspektywy 2050 roku. Dla mnie najważniejsze jest to, żebyśmy weszli w rynek wodorowy, bo to jest przyszłościowy kierunek. Oczywiście, można dyskutować ile gazu i jak długo jeszcze, ale właściwie ze wszystkich głosów wynika, że to jest paliwo przejściowe, dlatego nasza dyskusja – strategiczna – powinna skupiać się na tym, jaki ma być następny krok. Bardzo ważne jest, żebyśmy byli podmiotem, tzn., żebyśmy mieli swoje miejsce w dyskusji o transformacji energetycznej, a nie byli tylko odbiorcami technologii czy zasobów energetycznych z innych krajów. Także zielony wodór jest paliwem przyszłości i to związane jest ze strategią rozwoju źródeł odnawialnych. Aby mieć zielony wodór, trzeba mieć bardzo dużo mocy zainstalowanej w elektrowniach odnawialnych czy źródłach odnawialnych, głównie w wietrze i słońcu. To z kolei wiąże się też z tym, iż zielony wodór może być opłacalny wtedy, gdy będzie nadpodaż produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Wówczas nie będzie się nam opłacało ich wylączyć, ale będzie się opłacało w procesie elektrolizy wytwarzać zielony gaz. I to będzie też forma magazynowania energii. Dlatego to będzie bardzo ważny element elastyczności systemu energetycznego i zwiększenia możliwości magazynowania w przyszłości i bilansowania systemu.

Interesujące wydają się plany PGNiG, żeby wykorzystać *offshore*, aby we współpracy z Orlenem wytwarzać zielony wodór z odnawialnych źródeł na Bałtyku. Uważam, że to jest wspaniałe rozwiązanie. To jest też dla mnie ciekawe, ponieważ od dwóch czy trzech miesięcy widzę ogromne zainteresowanie tego typu projektami w Unii Europejskiej. Pojawiają się nawet projekty unijne, które mają wypracować model działania w przyszłości, czyli połączenie *offshore* i produkcji zielonego wodoru w przypadku farm wiatrowych na morzu. Rzeczywiście, jeśli są to 2 czy 3 GW, to nie ma problemu ze zbilansowaniem i zintegrowaniem tych farm wiatrowych z siecią krajową. Natomiast, gdybyśmy rzeczywiście postawili na *offshore* i te 10 GW, o których

się mówi, stałyby się rzeczywistością, to może być problem, bo teoretycznie też nad morzem czasami warunki wiatrowe gwałtownie się zmieniają.

Zielony wodór w połączeniu z farmami wiatrowymi *offshore* może więc być idealnym systemem uzupełniającym energetykę morską, chociaż na pewno jeszcze wiele badań przed nami, jak to zrobić, żeby to się opłacało i bezpiecznie działało w systemie energetycznym.

Grzegorz WIŚNIEWSKI,

prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej

Jak Europejski Zielony Ład może wpłynąć na rolę gazu w polityce energetycznej Polski, a jak powinien wpłynąć w kontekście OZE jako filaru transformacji energetycznej. Należy rozpatrzyć dwa rodzaje nośnika energii – zielony wodór i biogaz/biometan.

Niestety, biogaz i biometan generują wysokie koszty, które nie spadają, a od dziesięciu lat wręcz rosną. Obecnie są trzy razy wyższe niż dla gazu ziemnego. Oczywiście, nie pomaga to w rozwoju, ale należy się z tym zmierzyć. Mam nadzieję, że dojdzie tu do przełomu, obniżenia kosztów i znalezienia synergii.

Większe możliwości wykorzystania gazownictwa daje zielony wodór. Umożliwi, w synergii z OZE, pełne wykorzystanie potencjału sektora gazowniczego zarówno w elektroenergetyce, jak i ciepłownictwie.

W scenariuszu pasywnym rozwoju OZE, który był dotychczas rozważany, można zakładać 10 GW elektrowni wiatrowych na lądzie i 10 GW fotowoltaiki oraz, być może, 5 GW elektrowni wiatrowych morskich w 2030 roku. To jest pasywny, konserwatywny scenariusz, ale można sobie obecnie łatwiej wyobrazić, że będzie to 20 GW wiatru na lądzie, 20 GW PV i 10 GW wiatru na morzu. Najpewniej to ten scenariusz będzie realizowany ze względu na sukcesywnie spadające koszty energii z wiatru i z fotowoltaiki. W okresie dziesięciu lat koszty generacji energii elektrycznej z PV spadły o 90%, a z wiatru na lądzie o 40% i nadal spadają. Na pewno, i to w niedalekiej przyszłości, pojawią się także ceny ujemne w czasie dużej generacji z PV i wiatru. Trudno znaleźć tańszy nośnik energii niż ten z ceną ujemną.

Prognozujemy rosnącą, dużą (z obecnych 10 do nawet 40% w 2030 roku) pozycję OZE w systemie. W przyszłości minimum 30% energii z PV i wiatru powinno być magazynowane w postaci np. wodoru i wykorzystane zarówno w elektroenergetyce, jak i ciepłownictwie. Celem jest inteligentne używanie gazu i infrastruktury gazowej. W Europie układy gazowe pracujące „inteligentnie” świetnie się sprawdzają i zarabiają na coraz bardziej „inteligentnym” rynku. Dlatego trzeba zmierzać w kierunku integracji sektorów gazowego i OZE – inteligentnych systemów gazowniczych współpracujących z sektorem OZE.

Jeżeli zamieniamy paliwo węglowe na gaz ziemny, to redukujemy emisję gazów cieplarnianych o 40%, ale na 2030 rok cel redukcyjny to 55–60%, więc należy łączyć gaz z innymi źródłami. Sektor gazowy już potrafi współpracować z innymi sektorami, co będzie cennym doświadczeniem w transformacji sektora. Ponieważ sektor OZE zawsze dążył do współpracy z sektorem gazowym – mamy szansę stworzyć inteligentne systemy gazownicze, ciepłownicze, elektroenergetyczne i tym samym nie zwiększać kosztów w poszczególnych segmentach, ale obniżyć je w całym systemie.

Oczywiście, zielony wodór nie będzie opłacalny jeszcze przez kilka lat. Jednak aby stał się opłacalny, musi być realizowany w dużej skali – zarówno jeśli chodzi o udział OZE w systemie, jak i wielkość elektrolizerów. Duże i dzięki temu tanie źródła OZE (farmy wiatrowe i fotowoltaiczne) to pierwszy partner do współpracy z sektorem gazowniczym w obszarze wodorowym.



Sesja II

Jarosław Wróbel,

wiceprezes zarządu PGNiG SA

Będziemy mówić o czymś, co w Unii Europejskiej istnieje od prawie dwudziestu lat, a w Polsce jeszcze nie zdążyło wystartować. Mimo że rynek biogazowy w RP sięga swoimi korzeniami lat 80. ubiegłego wieku i w ostatniej dekadzie dynamicznie się rozwijał, to nie mamy dzisiaj ani jednej biometanowni. Zupełnie inaczej sytuacja wygląda w UE, gdzie istnieje ponad 700 działających biometanowni i produkcja biometanu, szczególnie zatłaczanego do sieci i wykorzystywana jako paliwo CNG do transportu, nadal się rozwija. Co najważniejsze, wszystkie prognozy związane z polityką Europejskiego Zielonego Ładu przewidują, że konsumpcja i produkcja biometanu w perspektywie do 2050 roku liczona jest w miliardach metrów sześciennych. Można powiedzieć, że będzie on nie tylko sukcesywnie uzupełniał gaz ziemny w sieciach, ale co najważniejsze, sukcesywnie będzie gaz ziemny z tych sieci wypierał, budując swoistą mieszankę, tak aby w 2050 roku powstał miks, który zapewni nam uzyskanie EZŁ.

Jeżeli chodzi o polski rynek, wszystkie potwierdzone przez praktyków prognozy instytutów naukowo-badawczych wskazują, że rynek biogazu szacowany jest na ponad 13 mld m³, a rynek biometanu na prawie 8 mld m³. Obecnie produkcja biometanu jest na poziomie zerowym, zatłaczanie też jest na poziomie zerowym, ponieważ nie mamy ani jednej biometanowni, natomiast jeżeli chodzi o biogaz, to wszystko ukierunkowane jest na produkcję energii elektrycznej, ewentualnie w skojarzeniu z produkcją energii cieplnej. Przyjęliśmy w tym podejściu praktycznie model niemiecki, gdzie od dwudziestu lat biogazownie były budowane głównie w celu wytwarzania energii elektrycznej. Dopiero od kilku lat bardzo intensywnie rozwijają się biometanownie i wolumen zatłaczanego biometanu do sieci sięga już około 2 mld m³ rocznie, z tendencją wzrostową.

Jeżeli chodzi o Polskę, chcielibyśmy, żeby do 2030 roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo miało możliwość dystrybucji około 4 mld m³ biometanu w sieciach polskiej spółki gazownic-

two. Dlaczego stawiamy na zielony gaz? Po pierwsze – chodzi o wzrost inwestycji, po drugie – o bezpieczeństwo energetyczne, po trzecie – o korzyści dla rolnictwa, a po czwarte – o zazielenienie sieci gazowej i korzyści środowiskowe.

Szacujemy, że cały program biometanowy w Polsce, a więc budowy biometanowni i modernizacji sieci dystrybucyjnej w najbliższej dekadzie to koszt od 75 do 80 mld zł (aby móc zatłaczać i dystrybuować około 4 mld m³ gazu rocznie w 2030 roku). Zakładamy koszt jednej biometanowni na poziomie około 30 mln zł, która będzie wytwarzała około 4 mln m³ metanu rocznie. Jak to wpłynie na bezpieczeństwo energetyczne RP? Wszystkie szacunki mówią, iż do 2030 roku powinniśmy dystrybuować około 25 mld m³ gazu na użytek własny polskimi sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi. Jeśli uwzględnimy 4 mld m³ biometanu, tj. to jest de facto wielkość aktualnej produkcji metanu ze złóż krajowych. Jeżeli tak, to mamy realną szansę na 8 mld m³ gazu z produkcji krajowej, co znacząco poprawi nam bilans bezpieczeństwa energetycznego RP, ponieważ nastąpi spadek gazu importowanego do poziomu około 67% z około 80% szacowanych pierwotnie bez uwzględnienia biometanu. Niewątpliwie, nastąpi zazielenienie sieci gazowej. Jeżeli spojrzymy na infrastrukturę, która dziś jest dostępna jeśli chodzi o biometan, to praktycznie po wyeliminowaniu tzw. wąskich gardeł w infrastrukturze przesyłowej, ta sieć jest przygotowana do dystrybucji biometanu. Jeżeli chodzi o wodór, sytuacja jest bardziej skomplikowana, ponieważ nie możemy w prosty sposób zamienić istniejących sieci służących



Zastanawiałeś się kiedyś, jak magazynuje się gaz ziemny? Nie trać na to swojego cennego czasu. Twórz nową rzeczywistość, realizuj śmiało wizje i gromadź piękne chwile. Magazynowaniem gazu zajmują się eksperci ze spółki Gas Storage Poland.

Głównym celem naszej działalności jest realizacja zadań operatora systemu magazynowania gazu w Polsce. Po co to robimy? Są doświadczenia, w których gromadzenie zapasów jest koniecznością. Taką doświadczeniem jest zapas energetyczny każdego kraju.

Gromadźmy i magazynujmy gaz ziemny – to nasza pasja.

gasstoragepoland.pl

**GAS STORAGE
POLAND**

do dystrybucji gazu ziemnego i do przesyłu gazu ziemnego na sieci do dystrybucji wodoru. Dodatkowym, bardzo istotnym czynnikiem jest fakt, że – według wszelkich zapowiedzi – inwestycje gazowe oparte na paliwach kopalnych będą wspierane przez unijne instytucje finansowe unijne do 2021 roku, potem wyłącznie do rozwoju infrastruktury w kierunku biometanu i wodoru, a głównie biowodoru. Niewątpliwie, biometan to gigantyczna redukcja gazów cieplarnianych. Obecnie około 95% potencjału substratu jest niewykorzystywane i po prostu emitowane jest do atmosfery. Tylko 5% substratu wykorzystujemy rocznie w istniejących biogazowniach. Bez rozwiązania kwestii związanych z biometanem nie będzie możliwe dalsze funkcjonowanie i rozwój polskiego rolnictwa, jeżeli chodzi o hodowlę. Tak zwana ustawa azotowa z 2017 roku w jasno określa, jaka jest dopuszczalna wielkość emisji azotu na hektar. W każdym bilansie z biometanowni, z biogazowni, liczy się produkcja takiego ubocznego produktu jak poferment, bo to jest bardzo dobry nawóz organiczny, który może użyźnić glebę, być wykorzystywany do zwiększenia towarowej produkcji rolnej w zgodzie z Europejskim Zielonym Ładem.

Jakie mamy kluczowe wyzwania na rynku biometanu? Eksperti z Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa zdefiniowali je w sposób następujący: cena biometanu, rozwój infrastruktury, budowa krajowego łańcucha wartości, rozwój modeli biznesowych, rozwój legislacji, przy czym ta ostatnia kwestia stawiana jest na pierwszym miejscu. Jeśli chodzi o cenę biometanu, niewątpliwie będziemy musieli ją rozpatrywać w korelacji z uniknięciem kosztów opłaty zastępczej, czyli w Narodowym Celu Wskaźnikowym, oraz uniknięciem kosztów utylizacji odpadów biodegradowalnych. Dopóki nie istniał Narodowy Cel Wskaźnikowy praktycznie nie mieliśmy jasno określonego rynku dla biometanu, a biogazownie mogły rozwijać się głównie na rynku energii elektrycznej i ciepłej. Mam nadzieję, że po jasnym uregulowaniu spraw dotyczących aktów wykonawczych w 2021 roku bądź specjalnej ustawy biometanowej w 2021 roku, będziemy mieli wreszcie szansę dla funkcjonowania rynku biometanu w Polsce od przełomu lat 2021 i 2022. PGNiG stawia przede wszystkim na drogę związaną z rozwojem nowej polskiej gałęzi przemysłu opartej na rynku biometanu. Jak chcemy podejść do rozwoju tego rynku? Nie chcemy być na nim hegemonem i nie chcemy funkcjonować samodzielnie. Jest to zaproszenie do robienia biznesów w drodze franszyzy z lokalnymi animatorami rynku biometanu, z samorządami i z biznesmenami rolniczymi, ponieważ kluczową kwestią na rynku biometanu, jego rozwoju, jest posiadanie substratu do produkcji, przy czym ten substrat traktujemy zupełnie inaczej niż podejście państw tzw. starej Europy, Europy Zachodniej, ponieważ my przede wszystkim chcemy produkować biometan z wykorzystaniem gnojowicy, odpadów z ferm kurzych i mieszanek z odpadami biodegradowalnymi. Nie chcemy, aby kukurydza była specjalnie uprawiana, tak jak obecnie w Niemczech, gdzie 10% areалу przeznaczony jest na produkcję kukurydzy do biogazowni. Mamy zupełnie inne podejście, zgodnie z którym mamy zagospodarować przede wszystkim odpady, co ma umożliwić polskiemu rolnictwu zwiększenie produkcji w zakresie hodowli, z mieszanekami różnego rodzaju odpadów biodegradowalnych, z odpadami z gorzelnii, cukrowni, tak aby tego rodzaju silosy mogły efektywnie produkować biometan, który następnie będzie w pełnym łańcuchu wartości przetwarzany i będzie służył – z jednej strony – do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego, a z drugiej umożliwi polskim wytwórcom, producentom paliw, czyli

całemu kompleksowi paliwowemu i chemicznemu, realizację produkcji zgodnie z zasadami Europejskiego Zielonego Ładu. Aby to wszystko osiągnąć, musimy sprostać wyzwaniu legislacyjnemu. Bez skutecznego uporządkowania w najbliższych miesiącach, a *de facto* w 2021 roku, legislacji w zakresie biometanu, nie stworzymy funkcjonującego rynku biometanu w Polsce. PGNiG chce wspierać te potrzeby legislacyjne, przy współpracy z różnymi podmiotami, z innymi polskimi koncernami, takimi jak PKN Orlen, Azoty czy Lotos, ale również ze zreszonymi, które dziś grupują producentów biogazu w Polsce, oraz ze wszystkimi stowarzyszeniami, którym rozwój biometanu jest bliski. Mamy nadzieję, że „List intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego”, podpisany w październiku pod auspicjami ministra klimatu i środowiska, umożliwi nam te prace.

Prof. Jacek DACH,

Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

Mówimy tu o ogromnym, perspektywicznym rynku biometanu, który u nas obecnie nie istnieje! W 2020 roku produkcja biometanu w Polsce wyniosła 0 m³.

Jak na tym tle wygląda świat?

Produkcja i wykorzystanie biometanu staje się coraz bardziej popularne. Absolutnym liderem branży biometanu lub biogazu zatłaczanego do sieci są Chiny, których potencjał produkcyjny od lat rośnie nawet o ponad 200 mln m³ rocznie. Należy sobie zdać sprawę z tego, że wśród ponad 43 milionów biogazowni i biometanowni w Chinach (wśród których kilkadziesiąt tysięcy to instalacje typu przemysłowego) przytłaczająca większość produkuje biogaz surowy lub oczyszczony do biometanu bezpośrednio do sieci gazowych (zarówno lokalnych – wyspowych, jak i ogólnokrajowych). Bardzo rzadko zdarza się, aby biogazownie produkowały energię elektryczną.

W ubiegłym roku w październiku wizytowałem nad Morzem Żółtym gigantyczną biometanownię, która przerabiała dziennie! do 1000 ton odchodów kurzych z pobliskich ferm drobiowych oraz odpady z ubojni drobiu. Ta instalacja wytwarza rocznie ponad 40 mln m³ biometanu. Co najważniejsze – została zbudowana z pomocą środków z Banku Światowego, ale obecnie od lat działa na zasadach czysto rynkowych, zasilając w okręgu Yantai większą część lokalnego systemu gazowego. Chiny mają zresztą specyficzny rynek, dotując budowę biogazowni, ale rynek biometanu działa bez dotacji – na warunkach komercyjnych.

W Europie prawie w każdym państwie członkowskim UE prowadzone są działania rozwijające rynek biometanowy, liczba instalacji dochodzi do 600. Są przy tym lepsze warunki ekonomiczne niż w Chinach, ponieważ istnieją różnego rodzaju systemy wsparcia.

A jak jest w Polsce? Mamy zaledwie około 300 różnego rodzaju instalacji biogazowych, żadnej biometanowni. Na szczęście, daje nam to atut w postaci tzw. renty zapóźnienia. Dodatkowo, w technologiach biogazowych Polska jest obecnie w światowej czołówce. Polskie technologie swoimi rozwiązaniami budzą wręcz zdumienie zagranicznych specjalistów.

Przykładem jest tu choćby instalacja uruchomiona na przełomie ubiegłego i obecnego roku w gospodarstwie doświadczalnym Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu. Jest ona zaprojekto-

wana do tzw. pracy w szczycie, czyli biogaz może być magazynowany w czasie niskiego zapotrzebowania na gaz ziemny (w nocy, gdy lokalny rozchód jest bardzo mały), a następnie może być (po oczyszczeniu do biometanu) wtłaczany do lokalnej sieci gazowej w ciągu dnia.

Licencję na wytwarzanie tego typu instalacji, zbudowanych głównie z metalu, kupiły Zakłady Cegielskiego w Poznaniu i chcą biometanownie produkować seryjnie.

Aleksander GABRYŚ,

EY Polska, lider Zespołu ds. Dużych Projektów Infrastrukturalnych

Ostatnie kilkanaście miesięcy to czas ożywionej dyskusji na temat tego, jak ma wyglądać przyszłość energetyki, nie tylko polskiej, ale i unijnej. Dyskusji, która jest bezpośrednią konsekwencją tego, że w końcu 2019 roku Komisja Europejska ogłosiła Europejski Zielony Ład. Jednym z kluczowych narzędzi zarówno Rady Europejskiej, jak i Komisji Europejskiej, w celu osiągnięcia zeroemisyjnej i zrównoważonej gospodarki jest, oczywiście, wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych w całej energii, ale też to, co było dzisiaj dyskutowane, czyli dekarbonizacja sektora gazowniczego, głównie poprzez zwiększenie udziału gazu ze źródeł odnawialnych w łącznym zużyciu paliw gazowych. Gazu ze źródeł odnawialnych, czyli zwłaszcza biometanu. O tym, czy powinniśmy rozwijać rynek biometanu – nie ma już dyskusji, bo ma on wiele zalet i jest przymus regulacyjny. Jednak jak powinien wyglądać ten rynek i jego organizacja, a także system wsparcia umożliwiający pełne wykorzystanie istniejących w Polsce źródeł biometanu, to pytanie otwarte. W ramach prac zarządzanych przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa powstaje właśnie projekt mający na celu wypracowanie kluczowych założeń dla systemu wsparcia dla rynku biometanu w Polsce, aby uwolnić pełen potencjał tkwiący w tym źródle energii. I abyśmy za rok nie mówili, że nadal mamy zerową produkcję biometanu, tylko żebyśmy mieli przynajmniej rozpoczęte procesy inwestycyjne w zakresie budowy biometanowni. W ramach tego projektu kluczowa była przeprowadzona na szeroką skalę analiza benchmarkingowa, jak inne kraje podeszły do rozwoju rynku biometanu i jak u siebie usuwały poszczególne bariery.

Najważniejszy wniosek, jaki tu się nasuwa, to że trzeba podjąć decyzję strategiczną, jaki kierunek wykorzystania biometanu wspieramy. Czy ma to być wykorzystanie na potrzeby elektroenergetyczne i produkcji ciepła, na potrzeby transportu czy na potrzeby zatlócenia do sieci gazowniczey i wzrostu udziału gazu ze źródeł odnawialnych. Oczywiście, nie chodzi o to, żeby wybrać jeden, tylko żeby wybrać priorytety, które będą przyświecały nam przy projektowaniu rozwiązań wspierających wykorzystanie biometanu. Konieczna jest więc decyzja, który kierunek ma być dominujący.

Kraje takie jak Niemcy, Dania, Francja czy Włochy, które mają już rozwinięty rynek biometanu albo są na bardziej zaawansowanym etapie budowy tego rynku i stopniowego zwiększania wolumenu – analizowały trzy kluczowe ogniwa łańcucha wartości, czyli wytwarzanie biometanu, dystrybucję i zużycie. Trzeba podjąć decyzję, jaki mechanizm, jakie instrumenty wsparcia będą przeznaczone dla poszczególnych elementów. Jeśli chodzi

o wytwarzanie, możemy rozważać wsparcie inwestycyjne, czyli bezpośrednich dotacji zmniejszających obciążenia dla potencjalnych franczyzobiorców, od grupy PGNiG, którzy będą budować biogazownie, poprzez zapewnienie im stabilnego business case'u dla biometanowni. Można też rozważać dedykowany system wsparcia, oparty na systemie feed in tariff czy feed in premium bądź system aukcyjny. Istotne są też wnioski z analiz benchmarkingowych w kwestii dystrybucji, czyli usunięcie barier technicznych i możliwości zatlócenia biometanu do sieci.

Następną istotną kwestią jest podjęcie decyzji o tym, jaki miks instrumentów wsparcia proponujemy. Czy podejmiemy do stymulacji rynku biometanu, zapewniając popyt poprzez regulacje dotyczące Narodowego Celu Wskaźnikowego, czy – jak np. we Francji – poprzez wprowadzenie obowiązkowego udziału gazów ze źródeł odnawialnych w całkowitym wolumenie zużywanych paliw gazowych. Obecnie na poziomie UE opublikowana jest strategia metanowa, która między wierszami mówi o tym, że właśnie działania legislacyjne będą szły w kierunku stworzenia bardzo korzystnych i wspierających rozwiązań dla biometanu w ramach ewaluacji systemu RTS lub poprzez wprowadzenie celu w zakresie udziału gazu ze źródeł odnawialnych w zużywanych paliwach gazowych.

Wnioski z analiz benchmarkingowych innych krajów mówią o tym, że system wsparcia jest niezbędny do tego, żeby wykorzystywać potencjał biometanu w danym kraju, ale musi on być projektowany przy uwzględnieniu efektywności kosztowej, to znaczy np. Dania i Niemcy odeszły od systemu feed in tariff i feed in premium, ponieważ stwierdziły, że wsparcie biometanu jest w tym mechanizmie zbyt drogie, z kosztami powyżej 200 euro za megawatogodzinę. Niemcy od 2017 roku wprowadziły już system czysto aukcyjny, który umożliwia dalszy rozwój rynku, ale przy zapewnieniu efektywności technologicznej i tego, że jest też kontrola ustawodawcy czy regulatora nad łącznym kosztem wsparcia poprzez wprowadzenie zmian ceny maksymalnej i maksymalnego kontraktowanego wolumenu.

W Polsce, abyśmy mogli wykorzystać potencjał, który mamy w zakresie rynku biometanu, niezbędne jest odpowiednie zaprojektowanie systemu dwutorowego wsparcia – zarówno poprzez korektę ustawy o odnawialnych źródłach energii i wprowadzenie mechanizmu wspierającego dla biometanu, jak i opracowanie aktów wykonawczych pozwalających wykorzystać potencjał biometanu przy zaspokojeniu Narodowego Celu Wskaźnikowego.

Kierunki rozwoju zależą od sytuacji danego kraju w zakresie wypełnienia zobowiązań klimatycznych. Taka była intencja przyświecająca Niemcom czy Duńczykom, jeśli chodzi o promocję biometanu do wykorzystania na cele elektroenergetyczne. Włosi poszli w kierunku systemu wspierającego wykorzystanie biometanu dla celów transportowych, a Francuzi i w pewnym zakresie Niemcy w kierunku zwiększenia wolumenu biometanu zatlócanego do sieci. Francuzi np., wyprzedzając nieco prace Komisji Europejskiej, wprowadzili u siebie obowiązek zapewnienia 10-procentowego udziału gazu ze źródeł odnawialnych w całkowitym wolumenie paliw gazowych.

Jeśli chodzi o Polskę, to kierunek jest dwutorowy. Musimy być świadomi, że należy tak zaprojektować odpowiedni mechanizm – czy to feed in tariff czy mechanizm aukcyjny, który odzwierciedlałby specyfikę biometanowni i uwzględnił wszelkie uwarunkowania związane z cyklicznością pracy i dostępnością substratu,

żeby obowiązki wynikające z aukcji czy taryf gwarantowanych nie okazały się niedźwiedzią przysługą dla biometanowni. Po wypracowaniu szczegółowej koncepcji takiego systemu i dokonaniu odpowiednich prac notyfikacyjnych z Komisją Europejską, może to oznaczać perspektywę jeszcze kilku lat, ale jest to jednak ważny kierunek. Zdecydowanie szybszym pod kątem legislacyjnym kierunkiem, zapewniającym efekt stymulujący, wydają się prace związane z tym, aby biometan i powstały w ten sposób biowodór mogły być wykorzystane na potrzeby wypełnienia narodowego celu wskaźnikowego. Implikowałoby to kolejne prace w celu usunięcia barier dotyczących zatłoczenia biometanu do sieci.

Wybór kierunków strategicznych zależy od sytuacji kraju dotyczącej wypełnienia zobowiązań klimatycznych. Ponieważ PGNiG w sposób jasny i bardzo ambitny zaprezentował plany inwestycyjne, należy zrobić wszystko, aby otoczenie regulacyjne wspierało realizację tych celów, szczególnie w modelu franczyzowym z innymi podmiotami.

Dr. inż. Krzysztof BIERNAT,

prof. PIMOT. Sieć Badawcza „Łukasiewicz”
– Przemysłowy Instytut Motoryzacji,
przewodniczący Polskiej Rady Biometanu

Paliwa silnikowe muszą odpowiadać na tak zwane wymuszenia eksploatacyjne silników spalinowych z zakresu doprowadzenia danego paliwa do komory spalania bez względu na zewnętrzne warunki, odparowania wewnętrznego, spalania z określoną szybkością oraz małą toksycznością produktów spalania i właściwym odprowadzaniem tych produktów do atmosfery. Parametry jakościowe paliw dopuszczonych do eksploatacji definiują odpowiednie normy przedmiotowe, wraz z określonymi w tych normach metodami badań, co oczywiście dotyczy także biometanu. Obecnie wymagania jakościowe biometanu jako paliwa silnikowego są unormowane i dotyczą gazu ziemnego i biometanu zatłaczanego do sieci gazu ziemnego wraz ze specyfikacją wymagań dla paliw do pojazdów. Biometan, jako produkt z procesów oczyszczania biogazu, musi więc spełniać wymagania jakościowe gazu ziemnego.

Procesy oczyszczania biogazu są relatywnie złożone, a oznaczanie jakości biometanu wymaga posiadania odpowiedniej aparatury. Dlatego w Polsce istnieje problem gwarancji jakości biometanu możliwego do wtłaczania do sieci, czego pośrednim skutkiem może być brak dostępnego systemu dystrybucji nie tylko gazu ziemnego w różnych formach typu CNG i LNG, ale także biometanu jako komponentu paliw gazowych lub samodzielnego paliwa. Istnieją rozwiązania techniczne umożliwiające nadzór nad jakością biometanu w trybie on-line. Takie rozwiązanie zostało wstępnie opracowane w PIMOT. Może ono zapewnić stałą kontrolę jakości biometanu wtłaczanego do sieci, z jednoczesnym zamknięciem zaworu wlotowego w przypadku niespełnienia przez wtłaczany biometan wybranych parametrów jakościowych. Proces oczyszczania biogazu do biometanu, oprócz wspomnianych już uwarunkowań technologicznych, stwarza jednak problemy środowiskowe. Do najważniejszych można zaliczyć konieczność usunięcia z biogazu relatywnie dużych ilości – ponad 40% – ditlenku węgla, który także jest istotnym gazem cieplarnianym. Podczas spalania biometanu w procesach silnikowych efektem

końcowym także będzie CO₂ i woda. Jednak uwzględniając 38-krotnie bardziej szkodliwe oddziaływanie metanu na efekt cieplarniany niż ditlenku węgla oraz pochodzenie biometanu z odpadowych substancji organicznych, niedopuszczanie do naturalnych emisji metanu do środowiska można uznać za działanie korzystne.

Oczywiście, powinny być prowadzone prace nad możliwościami zagospodarowania odpadowego ditlenku węgla z procesów tak zwanego upgradu biogazu. Metan (biometan), jako istotny gaz cieplarniany, stwarza poważniejsze zagrożenie środowiskowe niż ditlenek węgla. Komisja Europejska prowadzi już prace nad ustanowieniem ograniczeń w emisji tych gazów, łącznie z emisją z procesów ich spalania. Ograniczanie emisji biometanu, poza emisyjnością naturalną, wiązać się może z istotnymi zmianami w zakresie postępowania z odpadami organicznymi, w tym z ograniczeniem upraw przeznaczonych do wykorzystywania w produkcji biogazu, a także z regulacjami w zakresie gospodarki hodowlanej, co może skutkować również protestami określonych grup producentów i konsumentów żywności. Trzeba także zdawać sobie sprawę, że metan naturalnego pochodzenia w określonych ilościach jest niezbędny w naturze dla utrzymania naturalnego obiegu pierwiastków w przyrodzie. Dlatego ograniczenia w emisji metanu antropogenicznego pochodzenia i pochodnych procesów jego wykorzystywania powinny być poprzedzone określeniem zapotrzebowania przyrodniczego czy środowiskowego na ten gaz. Ostatnio intensywnie promowane są rozwój elektromobilności oraz wdrażanie gospodarki wodorowej. Uważam, że dzisiejszy etap rozwoju elektromobilności przeżywa tak zwane choroby wieku dziecięcego związane z surowcami niezbędnymi do wytwarzania energii elektrycznej oraz sposobami dystrybucji tej energii i zabezpieczenia potrzeb w tym zakresie, uwzględniając wszystkich obecnych i potencjalnych użytkowników i związane z tym istotne oddziaływanie na środowisko. Także surowy biogaz może być wykorzystywany jako mniej efektywne od biometanu źródło zasilania silników generatorów.

Można też rozważać wykorzystanie biometanu do zasilania rozproszonych dystrybutorów energii elektrycznej zlokalizowanych w rejonie biogazowni. Dałoby to podwójny efekt – zarówno do zasilania pojazdów dostosowanych do zasilania metanem/biometanem, jak i do zasilania pojazdów elektrycznych prądem wytwarzanym z generatorów zasilanych tymi gazami. Oczywiście, w każdym przypadku budowy takich systemów pod uwagę powinien być brany wskaźnik środowiskowy, a także ekonomiczny, określany jako Energy Returned on Energy Invested (EROI), czyli stosunek bezwzględnej wielkości uzyskanej energii użytecznej w stosunku do wielkości całej energii włożonej w budowę i eksploatację systemu, którego wartość powinna znacznie przekraczać wartość jedności. W wielu deklaracjach i zapowiedziach istnieją także nie do końca zweryfikowane wizje rozwoju gospodarki opartej na wodorze. Oczywiście, wodór może być uznawany za uniwersalny nośnik energii, przy czym metody jego pozyskiwania oraz sposoby szeroko pojętego wykorzystywania poprzez systemy magazynowania i dystrybucji stanowią bardzo duże wyzwanie. Twierdzenie o powszechnej możliwości dostępu do wodoru nie jest do końca prawdziwe, czego przykładem mogą być procesy elektrolizy wody. Procesy te wymagają dostarczenia energii elektrycznej pochodzącej głównie z OZE, a poza tym, co najistotniejsze, woda

jest surowcem deficytowym. Procesy elektrolizy wody, która może być uznawana za pitną lub niezbędną do celów uprawowych i hodowlanych, zapewne będą ograniczane, a wykorzystywanie wody słonej lub odpadowej do celów elektrolizy wymaga stosowania złożonych i energochłonnych procesów jej oczyszczania (odsalania itp.). Możliwe jest zatem wykorzystywanie biometanu także jako źródła biowodoru przy wykorzystaniu już znanych technologii, których rozwój polega obecnie na poszukiwaniu takich katalizatorów procesu reformingu, które obniżyłyby znacznie energię cieplną niezbędną do prowadzenia tego procesu. Z kolei biowodór, poza zastosowaniami przemysłowymi może być wykorzystywany w wysokosprawnych ogniach paliwowych w elektrycznych środkach transportu. Istnieją także poglądy dotyczące możliwości budowy lokalnych wytwórni biowodoru przy biogazowniach wytwarzających także biometan. Pomijając fakt, że w Polsce praktycznie nie ma w pełni profesjonalnych, przemysłowych instalacji upgradingu biogazu do biometanu o jakości gazu ziemnego, to inwestycja w instalację reformingu biometanu do biowodoru jest kosztowna, wymagająca dużej wiedzy technologicznej w celu zapewnienia efektywności i bezpieczeństwa tego procesu. Dlatego, biorąc pod uwagę wszystkie uwarunkowania, w tym administracyjne, środowiskowe, ekonomiczne i technologiczne, uważam, że teza o możliwości budowy lokalnych wytwórni biowodoru z biometanu jest zdecydowanie przedwczesna.

Ze względu na wspomniane już przyczyny związane z trudnościami w realizacji procesów upgradingu biogazu, umożliwiającymi pełne wprowadzanie biometanu do sieci gazu ziemnego, można uznać, że zasadne jest stosowanie tego paliwa jako pali-

wa głównie dla transportu publicznego, w miastach. Przy braku ostatecznej wizji rozwoju elektromobilności i związanymi z tym rozwojem uwarunkowaniami środowiskowymi, ze względu na pochodzenie energii elektrycznej w Polsce, a także uwarunkowaniami logistycznymi, uważam, że tak zwana gazomobilność może być czynnikiem obniżającym obciążenie środowiska, szczególnie w transporcie publicznym. Jednostki napędowe w pojazdach stosowanych w tym transporcie mogą być zasilane biometanem o niższym stopniu upgradingu, niewymagającym wykorzystania sieci gazu ziemnego do jego transportu. Zmiana sposobu zasilania miejskiego transportu publicznego powinna być zmianą długofalową, zapewniającą zarówno odpowiednie pojazdy, jak i stałą do nich dostawę paliwa, do czasu całkowitego zużycia tych pojazdów, to jest faktycznego oraz tak zwanego moralnego, istotnego ze względów społecznych. Tendencja do wymiany środków transportu, głównie miejskiego, na środki transportu środowiskowo przyjazne, potocznie niepoprawnie określane jako ekologiczne jest, oczywiście, uzasadniona. Problemem jest jednak brak wizji rozwoju transportu przyjaznego środowisku w Polsce, stymulowanego odpowiednimi mechanizmami wsparcia, w tym ekonomicznymi. Prezydenci i burmistrzowie miast zapewne są zasypany ofertami dostawy autobusów elektrycznych, gazowych typu CNG, LNG, biogaz i biometan oraz zasilanych biopaliwami i innymi paliwami alternatywnymi, co poza kosztami zakupu tych środków transportu wymaga inwestycji w infrastrukturę ich zasilania i to nie tylko w ciągłą dostawę nośników energii, ale także w system stałego serwisu. Wydaje mi się, że na szczeblu administracji centralnej, wspomaganej samorządową, powinny być



NOWOŚĆ

alter S.A.

Przenośny miernik wielogazowy GasHunter II w wersji:

- ➡ z 2- lub 3-zakresowym czujnikiem metanu (PPM, % DGW, % obj.)
- ➡ pomiar dodatkowego gazu np. tlenu i/lub THT

Przenośne i stacjonarne systemy
DETEKCYI I POMIARU GAZU

ALTER S.A.

ul. Poczтовая 13
62-080 Tarnowo Podgórne

+48 61 814 65 57
+48 61 814 71 49

alter@altera.pl
www.alter.com.pl

określone kierunki rozwoju przynajmniej transportu publicznego, głównie miejskiego, określające promowane systemy jego zasilania w określonych ramach czasowych, wraz z opracowanymi systemami zachęt, w tym ekonomicznych. Systemy te mogą się różnić w zależności od regionu kraju, co mogłoby ograniczyć koszty eksploatacji i serwisu systemu transportu publicznego w danym regionie. Rozwój procesów wytwarzania biogazu, a w przyszłości biometanu, z uwzględnieniem istniejącego potencjału surowcowego, ze stopniowym ograniczaniem upraw dedykowanych procesom wytwarzania tego nośnika energii mógłby zatem wpłynąć na zmniejszenie obciążeń środowiskowych w oczekiwaniu na bliżej nieokreślony termin wdrożenia elektromobilności z wykorzystaniem OZE oraz jeszcze dalszy termin pełnego wykorzystania biowodoru jako uniwersalnego nośnika energii w transporcie i przemyśle. Wdrażanie gospodarki opartej na wodorze wymaga uwzględnienia wielu aspektów, także termodynamicznych. Nie chciałbym doczekać weryfikacji tezy futurologów, głoszącej, że na początku wszechświata był wodór i na jego końcu także będzie wodór.

Sylwia KOCH-KOPYSZKO,
prezes zarządu UPEBI

Pragnę podziękować za dzisiejszy dzień, na który czekaliśmy 6 lat. Kiedy PGNiG robi profesjonalną prezentację swojej strategii dotyczącej biometanu, to my, jako branża biometanowa, musimy podziękować, bo czekaliśmy na to wiele lat. Jako członek zarządu Europejskiego Stowarzyszenia Biogazu z zazdrością patrzyłam na to, co dzieje się w całej Europie w zakresie biometanu, a u nas dominowały wiatraki, potem fotowoltaika, natomiast biogaz cały czas był w odwodzie, mimo że co roku wytwarzamy setki mln ton bioodpadów, niszcząc środowisko. Dlatego tym bardziej się cieszę, jak prezes Wróbel mówi o tym, że będziemy zajmować się przede wszystkim właśnie tą biomasą, bioodpadem. Oczywiście, nie możemy zapominać również o brązowym koszu, biodegradowalnej masie odpadów komunalnych, ponieważ one też nie są zagospodarowane, z odpadu robimy odpad, emisja leci do nieba i tak naprawdę nie ma żadnego ograniczenia tej emisji. Dlaczego jeszcze się nie rozwijamy? Bo musimy mieć ogromny program edukacyjny. Jeżeli mówimy, że tych instalacji ma być wiele, to społeczeństwo musi wiedzieć, że taka jest potrzeba, i rolnik musi wiedzieć, że jeżeli produkuje gnojowicę, to musimy ją zutylizować w instalacjach. Ja nazywam to programem biogazowni szytych na miarę, biometanowni szytych na miarę lokalnych potrzeb. Mamy 55% kraju z infrastrukturą gazową, a reszta? Przecież to nie jest tak, że to jest część terenu zupełnie wykluczona. Tam mogą powstawać instalacje biogazowe, a może również biometanowe. Biometan można wykorzystywać na lokalne potrzeby, na przykład na cele elektroenergetyczne i ciepłownicze. To żadna konkurencja dla PGNiG, Lotosu czy Orlenu, tylko po prostu powinniśmy rozwijać infrastrukturę. Te instalacje za kilka lat, kiedy wyjdą z systemu, mogą być świetnymi instalacjami, dzięki którym polskie firmy mogą być zdolne do oczyszczania gazu, magazynowania gazu, a może również będą wytwarzać biowodór. Przy naszym potencjale biomasy możemy być producentem również biowodoru.

Z mojej perspektywy najważniejsza jest, oczywiście, legislacja, ale równie ważna jest edukacja. Oprócz programu energetyki jądrowej nie było takiego programu ani dla wiatru, ani dla fotowoltaiki, ani dla biogazu. Jeżeli tego nie zrobimy, to stracimy pewien potencjał.

Jeśli stworzymy program dla biogazu czy biometanu, musimy wiedzieć, gdzie możemy się instalować. W tej chwili każdy, kto ma instalację biogazową wie, że sam proces środowiskowy trwa dwa lata. Po dwóch latach idziemy po warunki przyłączenia, dostajemy informację, że wszystkie zostały wydane na wiatr i fotowoltaikę i nie ma już żadnych możliwości, jeżeli chodzi o biogaz. A powinien on być traktowany priorytetowo, bo lokalnie jest bardzo ważny. Z drugiej strony, widzimy doświadczenia francuskiego GRDF. W 2035 roku mają mieć 1500 instalacji biometanowych w swoich sieciach i mają bardzo szczegółowo rozpisany program, jak zaopiekować się każdą instalacją, jeżeli chodzi o sieć przyłączenia. Każda instalacja jest planowana indywidualnie. To, że przez kilka lat PSG wydawała odmowy naszym inwestorom, wpłynęło na spowolnienie w branży biometanowej, oczywiście obok takich czynników jak brak warunków finansowych i legislacyjnych. Konia z rzędem temu, kto wyczyści ten gaz tak mocno na lokalnych, małych instalacjach, jak kiedyś życzyła sobie PSG, żeby wejść z biometanem do sieci. Dzięki inicjatywie Izby Gospodarczej Gazownictwa, za którą bardzo dziękujemy, mamy nowe warunki dotyczące zatłaczania, również jego kaloryczności. Są one bardziej dostosowane do możliwości naszych instalacji, aby móc rzeczywiście pracować i zatłaczać ten gaz. Mamy nadzieję, że jako biogazownicy, biometanownicy, wspólnie z organizacjami branżowymi podejmiemy współpracę z dużymi koncernami, które swoimi strategiami zachęciłyby inwestorów i program biometanu skutecznie ruszy.

Adam WAWRZYNOWICZ,
Wawrzynowicz i Wspólnicy sp.k.

O sukcesie projektu biometanowego i niewątpliwie szybkim rozwoju tego segmentu gazownictwa zadecydują trzy kluczowe czynniki. Po pierwsze i najważniejsze – koncerny paliwowe, takie jak Orlen i Lotos, już mogą realizować Narodowy Cel Wskaźnikowy, wykorzystując biometan w produkcji biowodoru. To wygenerowało popyt w odpowiedniej skali, żeby stanowił prawdziwy impuls dla inwestorów planujących działać na rynku wytwarzania biometanu. Po drugie – rozwojowi branży biometanu sprzyjają regulacje unijne, takie jak opublikowana w październiku strategia metanowa. Biometan postrzegany jest jako integrator pomiędzy sektorem energetycznym, odpadowym a rolnictwem. Efekty synergii międzysektorowej powodują, że wytwarzanie biogazu i biometanu zacznie się po prostu opłacać. Rola gazu ziemnego jako paliwa kopalnego będzie stopniowo maleć. To miejsce będzie zajmował biometan i zielony wodór. Trzecim elementem, który będzie ważnym impulsem dla rozwoju technologii biometanowych są kwestie bezpieczeństwa energetycznego. Europa jest uzależniona od importu surowców energetycznych i rozwijanie produkcji biometanu zmniejsza tę zależność.

Obecnie obserwujemy popyt na biometan zgłaszany przez podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy, wynikający

z realizacji zobowiązań Polski dotyczących celu krajowego OZE w sektorze transportu, do czego zobowiązują dyrektywy unijne (głównie RED I/ RED II). Branża gazownicza musi spróbować na ten popyt szybko odpowiedzieć, ponieważ w przeciwnym razie zapotrzebowanie na biometan zostanie zaspokojone przez producentów z innych państw europejskich.

Inwestorzy potrzebują stabilnego otoczenia prawnego i możliwości skalkulowania przyszłych przychodów z realizowanych inwestycji. Konieczny jest zatem system wsparcia oparty na przejrzystych zasadach, który stworzy długoterminowe ramy do inwestowania. Inwestorzy muszą mieć pewność, że otoczenie nie zmieni się przez 15–20 lat. Biorąc pod uwagę skalę wyzwania legislacyjnych i możliwości, jakie otwierają się w związku z zapowiadaniem w Europejskim Zielonym Ładzie na połowę 2021 roku przeglądem regulacji unijnych, w tym dyrektyw kluczowych dla energetyki i gazownictwa, należy zgłosić postulat jak najszybczego uchwalenia pakietu regulacji wspomagających rozwój sektora biometanowego i biogazowego w Polsce – być może, w formie specustawy biometanowej.

Taka inicjatywa i kierunek działania administracji jest zgodny z celami zawartymi w projekcie „Polityki energetycznej Polski 2040” i wierzę, że niedługo doczekamy się uchwalenia pakietu rozwiązań legislacyjnych wspierających rozwój rynku biogazu i biometanu w Polsce – co zadeklarowali przedstawiciele Ministerstwa Klimatu i Środowiska podczas obrad VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego.

Jacek SZYMCZAK,

prezes zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie

Muszę przyznać, że dzisiejszy panel napawa mnie optymizmem. Wyjaśnię dlaczego, ale najpierw, żeby nie być gołosłownym... Polska ma to szczęście, że ciepłownictwo systemowe jest bardzo dobrze rozwinięte. Właściwie najbardziej – tuż za Niemcami – w całej Unii Europejskiej pod względem potencjału. Przedstawię kilka liczb obrazujących ten potencjał. Moc zainstalowana w ciepłownictwie to 55 tys. MW, wykorzystywana, czyli zamówiona 34 tys. MW, udział ciepłownictwa systemowego – około 42% gospodarstw domowych korzysta właśnie z tego ciepła, produkcja energii elektrycznej w jednostkach kogeneracyjnych to dziś około 15% dla całego systemu elektroenergetycznego. Liczne analizy, które robiliśmy w ostatnich kilku latach pokazują, że możliwe jest co najmniej podwojenie ilości produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, i to w perspektywie do 2030 roku. Jednak jaką mamy dzisiaj strukturę nośników? Wciąż 71% to węgiel kamienny. OZE – 9,5% (podaję dane za Urzędem Regulacji z ubiegłego roku), 9,5% to gaz ziemny. Oczywiście, udział OZE i gazu wzrasta, ale nadal jest on niewielki. Jeśli chodzi o otoczenie legislacyjne, bo też o tym dyskutujemy, i jest to bardzo ważne. Europejski Zielony Ład włączył, oczywiście, również pakiet zimowy. Dla nas niezwykle istotna jest dyrektywa OZE, która mówi, że w perspektywie do 2030 roku w całym sektorze ciepłownictwa w Polsce, włączając również indywidualne, ten udział ma wzrastać (przy zaliczaniu ciepła odpadowego) o 1,3 punktu procentowego. W samym ciepłownictwie systemowym o 1 punkt procentowy rocznie. Pytanie, jak my to zrobimy przy udziale 71% węgla, OZE na poziomie 9,5% i gazu – na razie – też 9,5%. Przy tym obecnie

OZE w ciepłownictwie systemowym to w ponad 90% jest tylko i wyłącznie biomasa. Pamiętajmy, że niedługo będą nowe uregulowania dla biomasy, bo z fizycznego punktu widzenia, jak spalamy biomasę, to emisja dwutlenku węgla wynosi około 100 kg na GJ, czyli jest porównywalna z węglem. Uważam, że w niedługiej perspektywie zmienią się przepisy też odnośnie do biomasy. Zatem trzeba będzie wykorzystywać ją w inny sposób. Mamy panele słoneczne, które dziś jeszcze w sektorze ciepłownictwa systemowego raczkują. Skandynawia potrafi budować instalacje nawet do trzydziestu kilku i więcej MW mocy cieplnej, które świetnie współpracują z systemami ciepłowniczymi. Mamy pompy ciepła, które w ciepłownictwie systemowym jeszcze nie są wykorzystywane, ale my, jako ciepłownicy, musimy z nich korzystać (m.in. aby konkurować wszędzie tam, gdzie nie będzie sieci ciepłowniczej). I będziemy to robić, żeby wygrać konkurencję na rynkach lokalnych. Siedem instalacji o mocy zainstalowanej docelowej stu kilkudziesięciu MW, potencjalnie od 33 do 57 lokalizacji, w których można wykorzystywać geotermię, spowoduje, że potencjał wzrośnie może dwukrotnie, do kilkuset MW. Mamy biogaz. Dzisiaj biogazownie dają nam ok. 240 MW w ciepło. Zgodnie z zapowiedziami, istotny również dla naszego sektora może być rozwój produkcji biometanu. Ciepłownictwo systemowe musimy transformować, wykorzystując również gaz, który jest dla nas paliwem przejściowym. Staraliśmy się również mieć dobre uregulowania prawne. I tutaj mówię o dwóch konkretnych przepisach – rozporządzeniu RDF o funduszu regionalnym i funduszu spójności. Art. 6 mówi o tym, jakie inwestycje, jakie technologie będą wyłączone z możliwości wsparcia środkami publicznymi, a więc nie tylko unijnymi, ale również krajowymi. To rozporządzenie jest obecnie w trilogach – Parlament Europejski i Komisja Europejska twierdzą, że gaz ziemny będzie jednak wyłączony z możliwości wspierania środkami publicznymi inwestycji gazowych, natomiast Rada Europy daje jeszcze możliwość wykorzystania gazu i wsparcia tych inwestycji dla ciepłownictwa systemowego, pod warunkiem, że będziemy budować układy skojarzone.

Drugie rozporządzenie, które już weszło w życie, dotyczy taksonomii. W nim z kolei istotny jest art. 10, ponieważ pokazuje, które technologie będą uznawane za łagodzące skutki zmian klimatycznych. Zapisy tego artykułu dają nadzieję na to, że gaz mógłby być traktowany jako paliwo przejściowe, ale w marcu br. wydana została opinia grupy ekspertów technicznych, powołana przez Komisję Europejską. Eksperti wskazali, jakie technologie będą uważane za łagodzące klimat. I tam jest wyraźnie powiedziane, że owszem, może być również inwestycja gazowa, ale pod warunkiem, że emisja będzie nie większa niż 100 g CO₂/KWh, a w związku z tym nawet wysokosprawna kogeneracja nie jest w stanie tego zrealizować. W związku z tym bardzo nam zależy, aby gaz się zazieleniał, chcemy, żeby biometan był zatlaczany do sieci gazowych. Jest to bardzo istotne dla realizowanych i planowanych inwestycji, również w sektorze małych i średnich przedsiębiorstw. Wracając do obowiązku zwiększania udziału odnawialnych źródeł, jeżeli będziemy mogli zazielenić gaz, będziemy również mogli wywiązywać się z realizacji tego obowiązku. I to jest niezwykle istotne, patrząc również na pozostałe technologie, które będziemy rozwijać i które będą tworzyły miks paliwowy dla ciepłownictwa. Patrząc jednak na obecną tendencję inwestycyjną u przedsiębiorców, jesteśmy żywo zainteresowani tym, żeby gaz był coraz bardziej zielony.



Sesja III

Dr Arkadiusz SEKŚCIŃSKI,

wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju

Kluczowym elementem, który łączy naszą dzisiejszą działalność i gospodarkę wodorową w Polsce w przyszłości ma być wielkoskalowe magazynowanie wodoru w naszych kawernach gazowych, ale też dedykowanych kawernach wodorowych, oraz magazynowanie, a w zasadzie transportowanie wodoru w naszych sieciach gazowniczych. Na ten element łańcucha wartości i naszego zintegrowania różnych elementów chciałbym zwrócić szczególną uwagę. Gaz ziemny bezsprzecznie musi być uznawany za taki element zmiany w miksie energetycznym, który będzie stanowił o sukcesie transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Czyli przyszłość rozwoju i miejsce energetyki odnawialnej w miksie w bardzo dużym stopniu uzależniona jest od tego, jak będzie wyglądał *backup* tego systemu, a w naszej ocenie w znacznej mierze musi on być oparty na gazie ziemnym. I teraz warto zwrócić uwagę na to, co zaprezentował minister klimatu we wrześniu 2020 roku, przedstawiając projekt „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”. Ten mikś ma się znacząco zmienić. W zależności od kosztów uprawnień do emisji CO₂ – jeżeli będą wysokie, będą szybko rosły, to miejsce węgla w tym miksie skurczy się nawet do 37%. Z kolei gaz ziemny w stosunku do obecnej sytuacji w tym miksie energetycznym powiększy się co najmniej dwukrotnie, a może trzykrotnie, osiągając nawet 33%. I właśnie OZE, które są ważnym elementem transformacji niskoemisyjnej, mają stanowić o prawie 1/3 miksu energetycznego. Dostrzegamy więc zdecydowaną potrzebę mariażu gazu i OZE jako fundamentu przyszłego miksu energetycznego Polski. My, jako PGNiG, bezsprzecznie chcemy zmierzać w tym kierunku. Omawiany był już biomet, jako paliwo alternatywne, zielony gaz. Takim zielonym gazem czy alternatywnym paliwem może być wodór.

Uchwałą zarządu PGNiG SA powołaliśmy program wodorowy i chcemy wykorzystać różne kompetencje w ramach naszej zintegrowanej pionowo grupy. Najbardziej zaawansowany projekt dotyczy stacji tankowania dla pojazdów zasilanych wodorem. Za bardzo istotny projekt uważamy *Power to Gas InGrid*, który realizujemy w Odolanowie. Tam powstanie komplementarna instalacja uwzględniająca małą farmę fo-

towoltaiczną, która będzie wytwarzała energię elektryczną, elektrolizer, magazyn energii, następnie sztuczną dedykowaną sieć gazowniczą, do której będziemy ten zielony wodór zatłaczać i badać pod kątem bezpieczeństwa, mieszania z gazem itd. Również bardzo istotny projekt, mieszczący się w obszarze magazynowania wodoru, dedykowany jest wielkoskalowemu OZE. Bardzo duże nadzieje wiążemy też z powstaniem w Polsce morskich farm wiatrowych i z pewnością należy spodziewać się nadwyżek produkcji energii elektrycznej, szczególnie w profilu nocnym. Wtedy te duże ilości energii odnawialnej z wiatru na morzu będzie można zmieniać w wodór i magazynować chociażby w naszych kawernach na Pomorzu, na przykład w Kosakowie. Za ważny element naszego programu wodorowego uznajemy budowanie kompetencji. W Centralnym Laboratorium Pomiarowo-Badawczym dokonaliśmy zmian strukturalnych, polegających na wyodrębnieniu jednostek zajmujących się badaniem paliw alternatywnych, takich jak wodór czy biometan. Naturalnie już dzisiaj monitorujemy, jak wiele różnych źródeł i programów finansowych może stanowić atrakcyjne wsparcie dla realizacji projektów wodorowych.

Magdalena MAJ, Aleksander SZPOR,

Polski Instytut Ekonomiczny

Mamy dość przełomowy rok. Nie tylko z powodu pandemii, która wstrząsnęła globalną gospodarką. Przełomowy jest także w Unii Europejskiej, w której zgodnie z Europejskim Zielonym Łądem obecnie podejmowane są kluczowe decyzje dotyczące 7-letnich ram finansowych i dodatkowych środków z pakietu anty-kryzysowego. W decydującą fazę wchodzi również dyskusja nad nowymi celami redukcji emisji na lata 2030 i 2050. Choć osiągnięcie kompromisu w grudniu nie jest jeszcze pewne, to trudno sobie wyobrazić, aby Polska w dłuższym czasie mogła abstrahować od regulacji europejskich związanych z dalszą zdecydowaną dekarbonizacją.

Trend dekarbonizacji jest szerszym zjawiskiem niż tylko w samej Unii Europejskiej. Strategię w perspektywie 2060 roku przyjęły Chiny. Również USA, wbrew regulacjom przyjętym w trakcie prezydentury Donalda Trumpa, obniża swoje emisje. Oba kraje – Chiny i USA, a także UE, konkurują na coraz większym i bardziej dochodowym rynku zielonych technologii.

Choć spadek popytu na rynku gazu był dwukrotnie mniejszy niż na rynku ropy i trzykrotnie mniejszy na rynku węgla, to postawił przed sektorem spore wyzwania. Jedną ze ścieżek wyjścia gazownictwa z kryzysu jest ucieczka do przodu w procesie dekarbonizacji, rekomendowana obecnie zarówno przez wpływowe kraje i organizacje międzynarodowe, jak i samą UE. Elementem takiej ścieżki jest rozwój gospodarki wodorowej. Przez gospodarkę wodorową rozumiemy grupę technologii związanych z wytwarzaniem, przesyłem, magazynowaniem i wykorzystaniem wodoru, służących do obniżenia emisyjności gospodarki.

Gospodarkę wodorową można podzielić na cztery segmenty: produkcję, przesył, magazynowanie i zastosowanie. Obecnie większość wodoru na świecie produkowana jest w dedykowanych instalacjach, jednak znaczna jego część powstaje jako produkt uboczny w rafineriach. W produkcji dedykowanej przeważa metoda reformingu parowego gazu ziemnego (ok. 3/4 światowej produkcji), a także zgazowanie węgla. Bez wychwytu CO₂

tak wyprodukowany wodór określany jest jako szary, natomiast z wychwytem jako niebieski. Jak dotąd, jedynie ułamek światowej produkcji stanowi wodór zielony – wyprodukowany w procesie elektrolizy z udziałem odnawialnych źródeł energii.

Wyprodukowany wodór może być magazynowany stacjonarnie, np. w zbiornikach podziemnych i stosowany w przemyśle rafineryjnym i chemicznym bądź w ogniwach paliwowych do produkcji energii elektrycznej. Wodór może być także przekształcony do postaci amoniaku i w tej formie magazynowany i stosowany w przemyśle. Wodór w połączeniu z CO₂ tworzy syntetyczne związki organiczne, które mogą być stosowane w przemyśle na przykład jako paliwo CNG czy LNG w transporcie. Dotychczas wodór dominuje w kilku zastosowaniach: rafinacji ropy naftowej, produkcji amoniaku, produkcji metanolu i jego pochodnych, stosowany jako paliwo, w hutnictwie stali i szkła, a także w przemyśle chemicznym. W przyszłości zakłada się, że wodór będzie szeroko stosowany do produkcji energii w ogniwach paliwowych.

W lipcu br. powstała europejska strategia wodorowa, która wyznacza preferowane kierunki rozwoju gospodarki wodorowej. Do 2030 roku Komisja Europejska zakłada powstanie 40 GW mocy elektrolizerów w krajach UE oraz kolejne 40 GW w krajach ościennych (Afryka Północna – Maroko, kraje Morza Północnego czy Ukraina), które mają dogodne warunki do rozwoju odnawialnych źródeł energii. Kwoty, które mają być przeznaczone na rozwój gospodarki wodorowej pokazują preferowany trend: do 2050 roku około 470 mln euro ma być przeznaczony na rozwój zielonego wodoru. Dla porównania: do 18 mln euro ma być przeznaczony na szary i niebieski wodór. Działania w Polsce w zakresie rozwoju gospodarki wodorowej powinny odbywać się ze świadomością trendów unijnych.

Także w lipcu br. powstały w Europie projekty rozwoju sieci gazowych przeznaczonych do przesyłu wodoru. Na przykład w projekcie European Hydrogen Backbone założono do 2040 roku wykorzystanie 23 tys. km sieci gazowych na terenie Europy Zachodniej, z czego 3/4 to stare gazociągi metanu, dostosowane do przesyłu wodoru, a pozostała część to nowe rurociągi, dedykowane wodorowi. Obecnie, niestety, Polska nie uczestniczy w tym projekcie. Udział w projektach międzynarodowych to szansa na zdobycie wiedzy i zabranie kluczowego głosu w debacie nad kształtem nowej dziedziny i polityk jej dotyczących.

Gospodarka wodorowa to nadal rozwijający się obszar, w którym potrzeba dalszych badań naukowych. Analiza środków przeznaczonych na B+R w obszarze wodoru przez poszczególne kraje, stanowiących pewien wskaźnik potencjału w globalnej gospodarce wodorowej, wskazuje na zdecydowaną dominację Stanów Zjednoczonych i Japonii, a na poziomie Unii Europejskiej Francji i Niemiec. Polska – zarówno w ujęciu bezwzględnym, jak i w porównaniu z PKB – dobrze wypada w skali regionalnej, mając najwyższy potencjał spośród krajów Grupy Wyszehradzkiej.

W Polsce istnieją ośrodki naukowe i badawcze zajmujące się technologiami wodorowymi. Stworzenie odpowiednich kadr technicznych nie będzie wielkim wyzwaniem, ponieważ wiedza o gospodarce wodorowej wiąże się z innymi naukami technicznymi. Wyzwaniem, któremu na obecnym etapie musi poddać przede wszystkim administracja centralna, jest jasne określenie celów i narzędzi umożliwiających rozwój gospodarki wodorowej. Przy współpracy z polskimi interesariuszami gospodarki wodoro-

wej – spółkami Skarbu Państwa, sektorem prywatnym, organizacjami branżowymi oraz organizacjami naukowo-badawczymi, konieczne jest wprowadzenie zmian legislacyjnych. Powinny one obejmować główne segmenty gospodarki wodorowej – począwszy od produkcji, a na zastosowaniach skończywszy. Odpowiednie regulacje, normy i standardy oraz mechanizmy rynkowe potrzebne są również, aby w sposób adekwatny wspierać rozwój polskich technologii wodorowych oraz absorpcję technologii z zagranicy.

Szymon BYLIŃSKI

dyrektor departamentu elektromobilności i gospodarki wodorowej, MKiŚ

Obecnie mówi się o trzeciej, a nawet czwartej rewolucji wodorowej. Wcześniej rozwój tej gospodarki napotykał przeszkody trudne i nie do pokonania. Niewątpliwie atutem wodoru jest różnorodność jego zastosowań. Może on być wykorzystywany w energetyce, transporcie, ciepłownictwie i przemyśle, a zwłaszcza w tych jego sektorach, w których bardzo trudno osiągnąć neutralność klimatyczną. Stoimy teraz przed koniecznością transformacji energetycznej całej gospodarki. Celem naszych działań jest budowa gospodarki niskoemisyjnej. Wydaje się, że wodór może być ważnym nośnikiem energii w tym procesie, szczególnie że istnieją metody jego wytwarzania powodujące minimalną emisyjność CO₂. Dlatego chcemy wykorzystać go jak najszerzej. Wszystkie cechy i zalety wodoru sprawiają, że jest on przedmiotem dużego zainteresowania zarówno w Europie, jak i na całym świecie. Japończycy, wykorzystując wodór, chcą budować gospodarkę o obiegu zamkniętym i być samowystarczalni energetycznie. Wszystkie liczące się na świecie państwa zamierzają uczynić wodór ważną częścią ich gospodarki. Łączne inwestycje w wodór ze źródeł odnawialnych w 2050 roku mogą sięgnąć nawet 450 mld euro, a dla wodoru produkowanego ze źródeł niskoemisyjnych kwota ta może wynieść nawet około 18 mln euro. Natomiast najważniejszym wnioskiem z lekcji historii dotyczącej wodoru jest zapewnienie jego konkurencyjności cenowej. W latach 90., kiedy wojna w Zatoce Perskiej spowodowała wzrost cen paliw kopalnych, wszyscy myśleli, że nadszedł czas dla wodoru. Później ceny paliw kopalnych spadły i wodór nie mógł z nimi wygrać konkurencji cenowej. Teraz wydaje się, że – po pierwsze – oprócz konkurencyjności cenowej celem jest transformacja energetyczna i ograniczenie emisyjności gospodarki, a to sprawia, iż dążymy do tego, aby wodór był jak najtańszy. Po drugie, możliwość produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii powoduje, że energia elektryczna wykorzystywana do produkcji wodoru może być tania. Wodór może więc stać się paliwem przyszłości. Oczywiście, w okresie przejściowym powinien być produkowany nie tylko ze źródeł zielonych, ale też wytwarzany z zastosowaniem innych, niskoemisyjnych technologii. Moim zdaniem, należy odchodzić od nadawania kolorów wodorowi, ważna powinna być kwestia emisyjności CO₂ w procesie wytwarzania. Nie powinniśmy skupiać się na konkretnej technologii. Wszystkie te czynniki, czyli budowa innowacyjnej gospodarki, chęć transformacji energetycznej i rosnąca konkurencyjność cenowa wodoru, związana z taniejącą energią elektryczną, powodują, iż rewolucja wodorowa teraz może się udać i w perspektywie dwudziestu lat jesteśmy w stanie zbudować gospodarkę opartą na wodorze.

Od dłuższego czasu pracujemy nad strategią wodorową, która ma określić główne cele naszych działań i jest związana z budową niskoemisyjnej gospodarki. Chcielibyśmy, aby wodór wsparł transformację energetyczną w trzech priorytetowych obszarach: energetyce, transporcie i przemyśle. Jeśli chodzi o regulacje, to wspólnie z przedstawicielami sektora pracowaliśmy nad tym, aby wskazać kierunki regulacyjne. I dziś kluczowe wydaje się przede wszystkim określenie przepisów technicznych związanych z budową stacji wodorowych w transporcie. Bo transport jest tym sektorem gospodarki, w którym wodór może znaleźć najszybsze zastosowanie. Jednak aby to się stało, musimy rozwinąć infrastrukturę do tankowania pojazdów i wesprzeć ich zakup przez firmy transportowe. Jednocześnie, o czym wspominał prezes Sekściński, istotna jest jakość wodoru. Dla zastosowań transportowych czy w ogniwach paliwowych potrzebny jest wodór odpowiedniej jakości i musimy stworzyć system badania jego jakości. Nie możemy dopuścić do tego, że użytkownik pojazdów wodorowych zatankuje wodór niespełniający odpowiednich norm jakości.

Jednocześnie ważne dla nas jest to, co stanie się na poziomie Unii Europejskiej – regulacje dotyczące wodoru muszą wpisać się w regulacje rynku energetycznego. Rynek ten, jeśli chodzi o takie nośniki tradycyjne jak gaz ziemny czy energia elektryczna, jest dobrze uregulowany. Powstaje pytanie: jak wodór zostanie wpasowany w obecne regulacje? Musimy blisko współpracować z Brukselą, aby zbudować odpowiadający nam model regulacyjny.

Pracujemy również nad polskimi projektami regulacji. Teraz najważniejsze akty prawne to zmiana ustawy „Prawo energetyczne” oraz ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. W tych aktach można określić, jak ma funkcjonować rynek wodoru. Określenie ram regulacyjnych funkcjonowania rynku wodorowego z jednoczesnym jego nieprzeregulowaniem to wyzwanie na najbliższy rok. Prawo bowiem powinno ułatwiać rozwój gospodarki wodorowej.

Pisanie dokumentu strategicznego zawsze jest wyzwaniem, bo jest duża liczna interesariuszy. Część rekomendacji już się pojawiła, bo z niektórymi z państw współpracujemy i spotykamy się na konferencjach. Natomiast naszym celem jest przygotowanie dokumentu i przedstawienie go do konsultacji publicznych. Chcielibyśmy, aby te konsultacje były w miarę długie i wnikliwie, żebyśmy zbrali najważniejsze uwagi. Dokument w zakresie wodoru powinien być przykładową „polityką publiczną” która zostanie wypracowana razem z partnerami społecznymi, bo inaczej nie będziemy w stanie wdrożyć innowacyjnej strategii wodorowej.

Dr hab. inż. Jakub KUPECKI,
prof. Instytutu Energetyki

Gdy mówimy o technologiach wodorowych, elektroliza nie jest jedyną opcją. Z punktu widzenia środków europejskich na finansowanie zielonego wodoru przewidziane są kwoty w wysokości prawie pół biliona euro i tylko kilkanaście miliardów euro na szary wodór. W Instytucie Energetyki i jego części badawczej koncentrujemy się głównie na elektrolizie, ale istnieje też możliwość wytwarzania zielonego wodoru z wykorzystaniem innych technologii. Możemy mówić o biowodorze, o alternatywnych rozwiązaniach.

W zakresie elektrolizy mamy na rynku trzy technologie. Dysponujemy alkalicznymi elektrolizerami, które są komercyjnie dostępne w skali modułów już 100-megawatowych. Mamy elektrolizery protonowe, które też już wchodzi w skalę 10, 20 MW, oraz stałotlenkowe, którymi się zajmujemy i które w Polsce rozwijamy, a największe instalacje dochodzą obecnie do mocy stu kilkudziesięciu kW. Z punktu widzenia oczekiwań, chcielibyśmy mówić o skali 2–4 GW do końca tej dekady. Obecnie możliwości wytwórcze są ograniczone, ale to jest budowa nowego sektora, więc zwiększanie możliwości wytwórczych będzie sprowadzało się do inwestowania w infrastrukturę – w małą czy większą fabrykę – i dojścia do pewnej skali, koniecznej do osiągnięcia zamierzonych celów. Bądźmy realistami. Te 2 czy 4 GW to nie będzie w stu procentach polska technologia, więc należy liczyć się z tym, że udział krajowych technologii będzie stanowił kilkadziesiąt procent, może 25%, jeśli mówimy o 1 GW czy 0,5 GW do końca dekady. Fabryka o przepustowości 50 MW rocznie jest w stanie pokryć to zapotrzebowanie. Należy też mieć świadomość, że dostawa 50-megawatowego elektrolizera w technologii alkalicznej to też jest ponad dwadzieścia miesięcy. Na świecie istnieją zdolności produkcyjne, ale nie są one takie, że po prostu możemy kupić gotowe rozwiązania z półki. Patrząc długoterminowo, musimy brać pod uwagę, że jest to proces de facto rozpisywany na dekady. Jeżeli dzisiaj popatrzymy na produkcję krajową wodoru, ale nie zielonego, to w tej chwili skala produkcji dochodzi do kilku gigawatów. Polska jest 3. producentem wodoru w Europie i 5. na świecie i gdybyśmy przeliczyli to z reformingu parowego węglowodorów na elektrolizę – to obecnie dochodzimy do mniej więcej 5 GW. Mówiąc zatem o kompletnym przestawieniu dzisiejszego sektora na wodór z elektrolizy, to już spełniamy to kryterium mocy zainstalowanej do wytwarzania zielonego wodoru. Ale, oczywiście, trzeba popatrzeć na to realistycznie – przyrost będzie największy w zakresie wodoru 5.0, wysokiej czystości. I tu otwiera się pewne pole dla elektrolizy, która z dość dużą łatwością technologiczną może dostarczać tego typu wodór. Praktycznie czystość wodoru zależy tylko i wyłącznie od czystości wody wykorzystywanej w elektrolizerach. Patrząc na trendy, analizując dane, które są dostępne w Europie, widzimy, że ten rynek po 2030 roku będzie kreowany przez wodór wysokiej czystości, właśnie dla mobilności. Myślę, że należy patrzeć na elektrolizę w podstawowych, stacjonarnych obszarach zastosowań w energetyce i procesach przemysłowych, ale także jak na źródło wodoru wysokiej czystości dla wodoromobilności.

Prof. Andrzej OSIADACZ,
Politechnika Warszawska

Właczanie biometanu do sieci gazowej praktycznie nie jest związane z żadnym ryzykiem, w przypadku wodoru mamy, oczywiście, problem z wrażliwością wybranych elementów systemu gazowego. Z czym to się wiąże? Po pierwsze, wodór – wchodząc w reakcję z metalem – powoduje zwiększenie jego kruchości, a potem przyspiesza korozję. Drugi sprawa to problem energetyczny. Otóż, ciepło spalania wodoru jest około trzy razy mniejsze niż ciepło spalania gazu ziemnego. Mieszani-
na ma, oczywiście, niższą wartość opałową, a zatem odbiorcom

musimy dostarczyć tę samą ilość energii. W związku z tym tej mieszaniny trzeba dostarczyć więcej. I to jest problem. Pojawia się on wtedy, gdy brakuje przepustowości w pewnych segmentach sieci. Z braku przepustowości tego transportu nie zrealizujemy. Poza tym trzeba pamiętać o tym, że mieszanina wodoru będzie miała wpływ na jakość urządzeń pomiarowych, szczególnie przepływomierzy i urządzeń redukcyjnych, które będą mniej szczelne, więc będziemy musieli je testować, zmieniać ich charakterystyki. To samo dotyczy urządzeń odbiorników gazu. Zmieniają swoją sprawność, a w związku z tym również będziemy mieli trochę inne charakterystyki.

To są podstawowe problemy wiążące się z magazynowaniem wodoru w sieci gazowej. Dotychczas uważało się, że będziemy magazynowali wodór w tej sieci. Ale gdy przeanalizowano koszty związane z jego magazynowaniem w sieci, okazało się, że te sieci, nie tylko u nas, charakteryzują się małym nadmiarem przepustowości, w związku z tym należałoby je rozbudowywać, wymieniać elementy redukcyjne i pomiarowe. To są ogromne koszty. Powstała więc druga wersja polegająca na tym, żeby produkowany zielony wodór w inny sposób był transportowany bezpośrednio do odbiorcy końcowego. Jeśli chodzi o produkcję zielonego wodoru, o instalacje i doświadczenia, to jest duża instalacja we wschodnich Niemczech, która ma moc fotowoltaiczną około 2 MW. Produkuje około 360 m³ wodoru na godzinę. I ten wodór jest częściowo wtłaczany do sieci dystrybucyjnej, a częściowo sprzedawany bezpośrednio i tam są prowadzone bardzo istotne, ciekawe prace związane z odpornością poszczególnych elementów sieci gazowej na mieszaninę wodoru. Ile tego wodoru można do sieci wtłoczyć? Otóż, powinno być to określane w zależności od sieci, bo duży wpływ na to ma jej struktura, prędkość przepływu, ilość transportowanego gazu, rodzaj elementów i jakość odbiorników gazowych. Właściwie każda sieć ma swoją historię. Różne kraje uśredniają to na całą sieć krajową, np. w Holandii przyjęto, że do sieci można dostarczać nie więcej niż 2% wodoru, w Niemczech norma to 5%. Jak będzie w rzeczywistości, pokazą kolejne lata.

Wydaje mi się, że jeśli mówimy o wodorze, to zapominamy o aparaturze służącej do pomiaru deregulacji procesu, która jest niezbędna do nadzorowania tego procesu wodorowego. To jest pierwszy problem, bo aparaty kontrolno-pomiarowe nie mamy. Są w tym zakresie prowadzone na świecie prace, u nas tym się chyba nie zajmujemy.

Następna sprawa to problem urządzeń do dozowania wodoru. Przecież będziemy dozowali go w odpowiednich proporcjach i musimy nad tym panować. To bardzo ważny segment. Poza tym, jeżeli będziemy w tej chwili stosowali gazociągi jako magazyn nadwyżki energii elektrycznej w postaci wodoru, taki powiedzmy Power to Gas, to musimy pójść o krok dalej – być Power to Gas to Power, czyli powinniśmy zastanowić się nad tym, jak dostarczony do sieci wodór wykorzystają potem w energetyce. Czyli sprząc układ gazowy z układem elektroenergetycznym. W ten sposób bowiem możemy zmniejszyć koszty, a zwiększyć niezawodność prac obydwu tych systemów. To jest bardzo istotne i tymi sprawami specjaliści zaczynają się na świecie zajmować. My też powinniśmy jak najszybciej w to wejść, bo to są procesy niskonakładowe, a wymagają tylko wiedzy, wiedzy i jeszcze raz wiedzy. No i ciężkiej pracy.

Prof. Jerzy KALETA,

Politechnika Wrocławska

Przebieg VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego napawa ostrożnym optymizmem, jeśli chodzi o rolę wodoru w gazownictwie i – szerzej – w przewidywanej transformacji energetycznej w Polsce. Na żadnym z dotychczasowych kongresów gazowniczych słowo wodór nie padło w debacie tyle razy, co obecnie. Nigdy też tak prominentni przedstawiciele polityki, gospodarki i nauki nie podkreślali konieczności podjęcia niezbędnych przedsięwzięć, aby Polska na równi z innymi krajami rozpoczęła budowę tego, co nazywane jest gospodarką wodorową. Oby nie było to tylko chwilowe zainteresowanie, bo temat jest „modny” i Unia Europejska „naciska”. A to nie jest kwestia mody, tylko konieczność wynikająca z potrzeby radykalnych zmian w zakresie światowej polityki klimatycznej oraz możliwości wodoru w zakresie wspierania procesu dekarbonizacji gospodarki.

Konieczność podjęcia zdecydowanych działań jest w świecie rozumiana coraz szerzej, o czym świadczy fakt, iż wśród krajów zaliczanych do G-20 i Unii Europejskiej aż jedenaście ma narodowe strategie w zakresie wodoru i ogniw paliwowych, a dziewięć spośród nich posiada szczegółowe plany wdrażania strategii. Na początku lipca br. ogłoszono strategię Unii Europejskiej w zakresie wodoru do 2050 roku, określając jednocześnie niezbędne do podjęcia działania, ich koszty oraz uwarunkowania technologiczne, organizacyjne i polityczne. Pokazano przy tym ścisły związek proponowanych rozwiązań z nadrzędnym dokumentem, jakim jest Europejski Zielony Ład. Nadal nie ma natomiast polskiej strategii w tym zakresie i zapowiedź, iż powstanie wiosną 2021 roku, a deklarowane wcześniej kilkakrotnie terminy jej powstania minęły, musi niepokoić.

Zakładając jednak, że tym razem polski dokument powstanie, warto zadbać, by był możliwie konkretny i nawiązywał do rozwiązań zawartych w strategii UE oraz uwzględniał dobre praktyki krajów, które mają już dużo doświadczeń w tym zakresie.

Z materiałów prognostycznych wynika, że w 2030 roku na 35 technologii wodorowych (w takich obszarach jak transport, gospodarka komunalna, energia i ciepło dla przemysłu oraz wodór jako surowiec) ponad 20 będzie konkurencyjnych ze względu na cenę lub na ślad węglowy. Dlatego warto rozpocząć projekty pilotażowe, które nie będą ograniczały się tylko na przykład do transportu. Izba Gospodarcza Gazownictwa stworzyła listę kilkudziesięciu przedsięwzięć „wodorowych”, które należałoby podjąć, aby Polska zniwelowała deficyt w stosowaniu technologii wodorowych i dysponowała własną wiedzą.

Tworzenie gospodarki wodorowej to kilkudziesięcioletni proces, wymagający wielkich nakładów i potrzeby wcześniejszego rozwiązania wielu szczegółowych problemów technologicznych. Dlatego Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) uznała rozwój tzw. hubów za skuteczną drogę do osiągnięcia efektu skali i wzrostu gospodarki wodorowej. Uważa się, że huby, gromadząc producentów i różnych konsumentów H₂ na ograniczonym obszarze, minimalizują koszty infrastruktury (linie energetyczne, rurociągi, zbiorniki magazynowe, stacje tankowania, porty, drogi i linie kolejowe) i pomagają skoncentrować wysiłki na innowacjach i budowaniu kompetencji oraz kadr w zakresie wodoru. Ważne jest też, że huby ułatwiają integrację producentów

i końcowych odbiorców wodoru, co maksymalizuje korzyści i radykalnie ogranicza „terytorialnie”, czyli na obszarze działania hubu, emisję gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń. Należy zatem w Polsce takie huby wodorowe zacząć tworzyć.

Polska dysponuje wiedzą i doświadczeniem w zakresie masowego gromadzenia paliw w kawernach solnych. To zatem może być jedna z kilku naszych specjalności w przypadku gromadzenia wodoru na dużą skalę. Wymaga to pilnego podjęcia decyzji, bo procesy inwestycyjne w tym sektorze są wieloletnie i kosztowne, a kilka krajów, w tym nasi sąsiedzi w UE, taki wysiłek już podjęli.

I uwaga końcowa. Albo stworzymy wieloletni krajowy program „wodorowy” i będziemy sami zdobywać doświadczenie, w tym przy wsparciu partnerów i środków unijnych, albo powstanie wodorowa kurtyna na wzór kiedyś żelaznej. Wówczas Polska będzie musiała wszystkie rozwiązania kupić, tak jak było z telefonią komórkową czy kilkoma innymi technologiami.

Dr Grzegorz TCHOREK,

wydział zarządzania. Uniwersytet Warszawski

Mamy do czynienia z olbrzymim postępem technologicznym, jeśli chodzi o technologie wodorowe. To było widoczne po niemieckiej strategii. Urosła masa krytyczna, która doprowadziła do tego, że Niemcy, z takimi krajami jak Holandia i Francja, doprowadziły do powstania europejskiej strategii wodorowej.

Jako ekonomista mogę powiedzieć, że technologia nie ma ograniczeń. Myślę, że niektórych technologii jeszcze nie rozpoznaliśmy i nie dopracowaliśmy ich do odpowiedniego poziomu. My, ekonomiści czy inżynierowie, mamy taką naturę, że jeżeli próbujemy coś rozpoznać, rozkładamy to na czynniki pierwsze i później wyciągamy wnioski na podstawie tych pierwszych czynników, zapominając o tym, że działają one w systemie. A trzeba wszystko złożyć do tego systemu i rozpatrywać w całości. Prezes Sekściński rozpoczął wypowiedź od wątku pokazującego nasz miks energetyczny, mówiący o tym, że będzie w nim dość duży udział OZE. To kierunek pożądaný, ale niesie ze sobą pewne koszty i ryzyko systemowe, ryzyko niestabilności. Te źródła są w dużej mierze niesterowalne i – jak powiedział prezes Wróbel – wygrać przedsiębiorstwa, które popelnią najmniej błędów, czyli we właściwy sposób zidentyfikują te ryzyka. Jednym z ryzyk systemowych dużego udziału OZE jest to, że system będzie niestabilny. Jeśli choć w części dzięki wodorowi uda się go stabilizować, wówczas mniej będziemy mówić o kosztach związanych z technologiami wodorowymi czy ich nieefektywnościami, a przyjrzymy się korzyściom sprawiającym, że wodór – jako rozwiązanie – naprawia inne braki w całym systemie, w którym działa. Teraz, gdybyśmy wzięli pod mikroskop sprawność technologiczną, energetyczną konwersji energii, to liczby, które podam, są w pewnym przybliżeniu, ale żeby wytworzyć jeden kg wodoru z elektrolizy, potrzebujemy około 50–55 kWh energii. Z tego jednego kilograma wodoru otrzymamy około 15 kWh energii. Niektórzy do tych 50–55 kWh produkcji wodoru z elektrolizy chcą dolożyć kolejne 10–15 kWh, żeby go uczynić płynnym, czyli obniżyć jego temperaturę. I twierdzą, że będą konkurencyjni. Nie dlatego że liczą to w kWh, ale liczą cenę tej kWh. Dochodzimy do momentu, w którym punktem wyjścia dla

analizy atrakcyjności czy konkurencyjności tych technologii staje się cena energii. Stabilizowanie OZE będzie umożliwiało nam korzystanie z niskich, często ujemnych cen energii. Nie wyobrażam sobie, że przy każdym domu letniskowym będziemy mieli magazyn energii, ale przy średnio- i wielkoskalowym OZE takie magazyny energii poprawią funkcjonowanie systemu polegającego na „wytwarzaniu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych”. Wracamy więc do tego, żeby patrzeć na to w sposób mocno systemowy. Kolejne argumenty to bardzo proste czynniki, które widzimy też na innych rynkach, czyli korzyści skali. W miarę wzrostu wielkości produkcji danych rozwiązań ich cena jednostkowa będzie niższa, czyli nawet jeżeli sprawność nie jest zachwycająca, to będziemy ją uzyskiwać za niską cenę. Pamiętajmy też o tym, że dziś cieszymy się z niskich cen fotowoltaiki czy wiatraków, ale trzeba mieć na uwadze, że to jest druga, trzecia czy kolejna generacja, udoskonalana przez kilkanaście, kilkadziesiąt lat, i że w tym czasie zwiększyła się ich sprawność i obniżyły ceny. Więc ta ścieżka jeszcze jest przed nami i nie wiadomo, czy we wszystkich segmentach będzie przebiegała w ten sam sposób.

Uważam, że duży potencjał tkwi też w sterowalności czy zarządzaniu całym systemem. Jeśli jest tak, że dzięki smart grid potrafimy uzyskać większą efektywność elektrowni wiatrowej, dlatego że z pewnym wyprzedzeniem rozpoznamy, iż przyjdzie większa siła wiatru, to zakładam, że jak połączymy systemy gazowniczy, energetyczny i wodorowy, to na styku tych różnych rozwiązań, dotychczas działających samodzielnie, pojawi się istotny element optymalizacji i usprawnienia efektywności zastosowanych rozwiązań.

I ostatnia rzecz – na świecie nie jest tak, że sprawność techniczna, energetyczna decyduje o powodzeniu biznesowym. Pamiętajmy o tym, że silnik spalinowy charakteryzuje się dość niską sprawnością, a powszechnie dominują pojazdy spalinowe.

Potrzebne jest nam zaprojektowanie, stworzenie poszczególnych elementów łańcucha wartości. Mówimy o rynku wodorowym, ale na razie go nie ma i nawet w Europie występuje we fragmentarycznym układzie. Myślę, że powinniśmy położyć nacisk na wybranie wszystkiego, co jest najlepsze z tych technologii, które w Polsce są dostępne i w których mamy wieloletnie tradycje, a są to technologie kriogeniczne, wysokociśnieniowe i materiałowe, a także związane z wychwytywaniem i zagospodarowaniem dwutlenku węgla, szczególnie istotne dla branży gazowniczej. Jeżeli właściwie zaprojektujemy, jak je wykorzystać i w których elementach łańcucha wartości, to na pewno będzie to przyczynek do powodzenia całej strategii.

Sesja IV

Prof. Waldemar KAMRAT,

Politechnika Gdańska

Mówiąc o roli gazu w energetyce, musimy mówić o uwarunkowaniach rozwoju rynku gazu w Polsce w kontekście europejskim i światowym. Prezentacja została przygotowana przeze mnie i przez prof. Konrada Świrskiego z Politechniki Warszawskiej specjalnie na ten kongres. Jest to pokłosie naszych prac w zespole ministra klimatu i środowiska, które dotyczą właśnie



tych zagadnień. Mamy do czynienia z dwoma kontekstami – europejskim, czyli polityki UE – pakiet zimowy, konkluzje BAT i dyrektywy oraz magiczne liczby ograniczające poziom emisji CO₂, oraz krajowym, czyli co nas czeka, jaka polityka energetyczna Polski, jaki model funkcjonowania systemu zaopatrzenia w energię, jaki racjonalny miks. A to wszystko prowadzi do pytania o rolę gazu ziemnego w energetyce i bezemisyjnych rynków gazu. Na slajdach ilustrujących neutralność energetyczną UE w latach 2040–2050 widać (po poszczególnych sektorach gospodarki), jak różne nośniki są tu w różnym udziale zaprojektowane. Są w Europie liderzy odnawialnych źródeł energii. Należą do nich takie kraje jak Dania, Irlandia, Niemcy, Portugalia i Hiszpania. Ten udział waha się od 55% w przypadku Danii do 25% w przypadku Hiszpanii. W kontekście polityki europejskiej trend jest taki, że do 2050 roku powinna nastąpić redukcja emisji CO₂. Niektóre kraje są już po dyskusji na temat eliminacji węgla, w innych dyskusje są prowadzone, niektóre powiedziały, że wyjdą z gospodarki węglowej po 2030 roku. Jest także kilka krajów, a wśród nich Polska, które dopiero rozpoczynają fazę dyskusji o wyjściu węgla z gospodarki narodowej. Nie tylko UE, ale cały świat mówi, że należy budować nowe źródła, nowe/nowoczesne systemy zaopatrzenia w energię. Raport Bloomberga 2020 mówi o prognozie światowej w 2050 roku, a ostatnia decyzja Chin, które na forum ONZ oświadczyły, że osiągną neutralność klimatyczną w 2060 roku, zasadniczo zmienia na korzyść OZE wszystkie prognozy światowe, bo do tej pory Chiny nawet nie zastanawiały się nad tym, czy od węgla odchodzą w sposób zorganizowany i dość szybki.

Obserwujemy stałą presję na redukcję ceny energii, ale w kontekście cen za CO₂, niestety, tego spadku nie możemy zanotować, finalna cena energii jest wysoka. Rozpatrujemy tu z prof. Świrskim polskie *energy mix* z perspektywy ostatnich dwóch lat podlegających ewidencji, czyli w latach 2018 i 2019. Widać znaczący spadek, jeśli chodzi o węgiel – z 78 do 73% w miksie, natomiast jeśli chodzi o udział OZE, ten wzrost jest właściwie mało znaczący, a jeśli chodzi o gaz – tym bardziej. Można z tego wysnuć wnioski, iż do ówczesnych decydentów i analityków jeszcze nie dotarła świadomość, że należy od węgla odchodzić w znacznie większym tempie niż do tej pory. Według ostatniej rewizji w polityce energetycznej Polski węgiel zaprojektowano na poziomie 40%. Uzupełnienie do 100% ma się dokonać za pomocą morskich i lądowych farm wiatrowych, fotowoltaiki i gazu ziemnego. Jak widać, we wszystkich dokumentach ak-

centuje się przejściową rolę gazu ziemnego w marszu do neutralności energetycznej.

Jaka ma być ścieżka rozwoju? Mamy tutaj dwa konteksty. Unijny – to zakaz finansowania inwestycji elektrowni węglowych po 2035 roku, ceny certyfikatów mogą wahać się od 50 do 100 euro za tonę CO₂, konsumpcja obligatoryjna OZE na poziomie 40% w 2035 roku, a najnowsze anonse mówią, że zdecydowano o poziomie 60%. Otwarte sieci transgraniczne, czyli co najmniej 15% w 2030 roku. Jeśli chodzi o kontekst krajowy, to zawarto porozumienie ze środowiskiem górnictwa węgla kamiennego i koniec węgla ma się dokonać w latach 2020–2049, oczywiście bez otwierania nowych złóż węgla brunatnego. Kluczowa rola ma należeć do energetyki wiatrowej typu *offshore* i *onshore*, co oznacza szybkie inwestycje w OZE. Może ewentualnie energetyka jądrowa. No i gaz zapewne będzie pełnił rolę przejściową w perspektywie 2040 roku, ale myślę, że tę perspektywę spokojnie można przedłużyć o kolejne dziesięciolecie.

Jakie są konkluzje? Mamy przyspieszyć. Mocno przyspieszyć w zakresie energetyki wiatrowej, budowy magazynów energii i elektromobilności, programu *Power to Gas*, zastosowania gazu na szerszą skalę w ciepłownictwie i energetyce. To wszystko będzie niezbędne, żebyśmy wypełnili nasze zobowiązania. Na gazowej mapie Europy widać, że na wschód od linii Odry sieć gazociągów nie jest gęsta. Widać, że jest dużo do zrobienia w zakresie infrastruktury.

Czy jest miejsce dla gazu w nowym miksie? Oczywiście, że jest. To europejskie bezpieczeństwo pozagazowe trzeba odpowiednio ułożyć. I jawi nam się konieczność podjęcia ścieżki wodorowej po 2030 roku. Jak europejska gospodarka wodorowa będzie wyglądać, na razie nie wiemy. Możemy tylko teoretyzować. Powinny pojawić się nowe technologie – turbiny gazowe na wodór, *Power to Gas*, przesył wodoru. Oczywiście, nie dzieje się to w próżni, tylko są naturalne uwarunkowania, konkurencja, uwarunkowania ekologiczne, a to wszystko kosztuje. Moim zdaniem, może to na transformację energetyczną nałożyć koszty w wysokości około 300–400 mld euro w perspektywie kilku najbliższych lat. Musi nastąpić przełom technologiczny zarówno w sferze wytwarzania, przesyłania, jak i rozdzielania. To wszystko prowadzi do tego, że powstanie energetyka wielkoskalowa, konsumencka i ograniczenia strukturalne, które się tutaj pojawią, powinny być przez nas jakoś rozwiązane. Co trzeba zrobić? Bezwzględnie przyspieszyć. Kluczowy w strategii bezemisyjnej technologii jest wiatr *offshore*, a dla takich inwestycji niezbędna jest umowa społeczna, bo pamiętamy niepokoje społeczne przy pierwszych wiatrakach. I konieczne jest określenie roli gazu w energetyce bezemisyjnej. Moim zdaniem, niezbędne jest wpisanie do polityki energetycznej bardzo istotnej roli gazu (rozumianej nie tylko pejoratywnie) jako paliwa przejściowego. To jest paliwo przejściowe w tym sensie, że jak będziemy przechodzić transformację, to właściwie możemy liczyć tylko na gaz.

Ostatnia kwestia to zielona droga gazu, czyli zazielenienie sektora gazowego. Jest to zagadnienie do dyskusji, czy to jest racjonalizm czy romantyczna wizja. Jaki miks, rozwój rynku gazu, co trzeba zrobić, jakie są determinanty, jaka jest rola światowego tradingu, jakie technologie, dokąd to wszystko zmierza, a w tym gaz ziemny jako konieczność na drodze do polskiej bezemisyjnej gospodarki. To wszystko musi być określone, żebyśmy pewnym krokiem mogli zmierzać do neutralności klimatycznej.

Prof. Konrad ŚWIRSKI,

Politechnika Warszawska

Koronawirus zrujnował światową gospodarkę i przyniósł jedną gospodarczą prawdę – nic nie jest już pewne i przewidywalne. Zakładamy jednak, że 2021 rok będzie rokiem przełomu – wiadać już pierwsze światelka w tunelu, jak np. nowa szczepionka, i wydaje się, że światowa gospodarka wróci na ścieżkę szybkiego rozwoju. Europejski Green Deal będzie podstawą nie tylko działań energetycznych, ale całej strategii rozwoju Europy – promowane będą rozwiązania technologiczne bezemisyjne (jeśli chodzi o CO₂) i oparte na OZE.

W tym nowym, postkoronawirusowym świecie musi odnaleźć się polska energetyka. Nowa wersja PEP i szybki plan inwestycji w źródła odnawialne, powiązany z odchodzeniem od węgla (porozumienie z 25 września i koniec kopalni węgla kamiennego) wskazują, że Polska próbuje w maksymalny sposób wejść na kurs zbieżny z europejskim Green Deal. Na to samo wskazują strategię wiodących polskich koncernów (dominujący udział OZE w planach długoterminowych, neutralność i brak węgla w planach PGE w 2050 roku). Przed polską energetyką staje chyba największe wyzwanie technologiczne i inwestycyjne w historii – jak wymienić prawie 75% asętów generacji węglowych na źródła bezemisyjne (lub niskoemisyjne) w 20–25 lat. Jeszcze niedawno wydawało się, że strategią będzie szerokie wykorzystanie gazu jako paliwa przejściowego. Problem, który pojawia się dodatkowo, to zmienność (tylko w stronę zaostrzenia) europejskich regulacji – bardziej skierowanych na cele lobbystyczne i nie do końca uwzględniających ograniczenia „węglowych” krajów, takich jak Polska. Nowe cele obniżenia emisji CO₂ już na 2030 rok – 55 lub nawet 65% i na pewno nowa rewizja celów klimatycznych w 2023 roku mogą stanowić ogromną trudność dla Polski w jej ścieżce modernizacji energetyki – być może, będą to nawet cele niemożliwe do realizacji (koszty, czas inwestycji i same technologie). Niejasność zapisów Green Deal, które dopiero teraz przekładane są w coraz bardziej wymagające dyrektywy, może mieć negatywny wpływ na inwestycje gazowe, bo gaz jest paliwem kopalnym, który – według nadrzędnej europejskiej interpretacji – powinien także zniknąć z miksu energetycznego, i to może już nawet w 2040 roku. Wprowadzenie limitu 250 g CO₂/kWh, coraz częściej interpretowanego przez banki i fundusze inwestycyjne jako granice „czystych” technologii, utrudnią na pewno długoterminowe planowanie inwestycji w energetyczny gaz. Europejską odpowiedzią na te inżynierskie wątpliwości jest promowanie gospodarki wodorowej (zielony wodór) i biometanu, ale te technologie, choć koncepcyjnie bardzo obiecujące, pewnie pokażą się w pełni komercyjnie pod koniec dekady, oczywiście jeśli będzie utrzymany odpowiedni poziom nakładów na R&D.

Polska energetyka i sektor gazowy stają więc wobec ogromnych wyzwań i wielkich niewiadomych. Tak jak zawsze, o wszystkim zadecydują... pieniądze. Jeśli przyszedł rok będzie rokiem przezwyciężenia kryzysu i powrotu prosperity, to będzie także pierwszym rokiem dekady w „kierunku neutralności klimatycznej”, w którym cała europejska gospodarka będzie podporządkowana celom nowych technologii i braku CO₂. Wtedy należy szybko przygotowywać się na nieco inną rolę gazu – jeszcze bardziej paliwa przejściowego.

Marek KULESA,

dyrektor Biura TOE – Towarzystwa Obrotu Energią

Rynek gazu, a także energii elektrycznej podlegają sukcesywnym zmianom. TOE prezentowało i prezentuje tzw. rynkowe spojrzenie zarówno na sektor gazu, jak i energii elektrycznej. W kontekście ambitnych planów PEP 2040 i czekającej nas transformacji elektroenergetyki i górnictwa dość trudno będzie pogodzić się z tymi zmianami, które już są i które będą dalej zachodzić. Obserwuję rynek, dzieląc go na trzy obszary: rynek hurtowy, rynek detaliczny i tzw. energetyka gazowa – głównie elektrociepłownie.

Na rynku hurtowym obserwujemy gwałtowny rozwój. Płynność na rynku energii elektrycznej i gazu – szczególnie w segmencie giełdowym – drastycznie wzrosła. Dzisiaj z punktu widzenia rynku hurtowego możemy mówić o jego dużej przejrzystości, m.in. ze względu na płynność na rynku giełdowym, zarówno gazu, jak i energii elektrycznej. Największym wyzwaniem dla tego segmentu rynku jest utrzymanie płynności i dużego wolumenu energii elektrycznej i gazu w transakcjach oraz rozwój produktów ważnych z punktu widzenia nie tylko hurtowników, ale i odbiorców: zarówno dużych odbiorców końcowych, jak i nieco mniejszych, którzy określają ceny gazu i energii przy wykorzystaniu notowań Towarowej Giełdy Energii. W przeszłości odbiorcy w wielu dyskusjach zarzucali nam, że nie wiemy, po ile można kupić gaz i energię elektryczną, dzisiaj każdy może spojrzeć na parkiet giełdowy i wiedzieć ile kosztuje „w hurcie” gaz czy energia elektryczna. Oczywiście, z zastrzeżeniem, że nie każdy odbiorca może bezpośrednio na giełdzie czy na rynku typowo hurtowym kupić paliwo gazowe i energię elektryczną. Jeśli chodzi o rynek w 2019 roku, wolumen gazu na giełdzie wyniósł 146 TWh, to są naprawdę duże ilości. Kiedyś gazownicy „pozytywnie nastawieni giełdowo” liczyli na to, że będzie to 10, 20, a może 30 TWh. Dla porównania: energia elektryczna to 229 TWh, gros z tego to rynek terminowy towarowy, także w roku 2020 kupujemy „dzisiaj” w transakcjach bieżących, ale także na przyszłość. To, co się dzieje w tym jakże trudnym roku zarówno dla sektora gazowniczego, jak i dla sektora elektroenergetycznego, wynika ze zmienności zużycia nośników energii i spadku cen. Mam nadzieję, że jakoś uda się przez ten cały rok przebrnąć, bo ma to bardzo duży wpływ na przyszłość. Cały czas notowania trwają, mam na myśli rynek terminowy na 2021 rok. Te ruchy cenowe niepokoiły rynek. W 2020 roku, gdy cena gazu drastycznie spadła w okresie pandemii, energia elektryczna zmalała w hurcie do takiego poziomu, którego nikt nigdy przedtem nie mógł się spodziewać. Był to specyficzny, trudny rok dla całej branży.

Mając na względzie rozwój konkurencji, chciałbym wskazać inny aspekt spojrzenia na rynek. W wielu dokumentach unijnych znalazły się zapisy, że wszystkie zmiany powinny „iść w stronę klienta”. Europejski Zielony Ład „dla klienta” i wolność wyboru sprzedawcy „dla klienta”. Trend rynkowy – rozwoju konkurencji na rynku gazu i energii elektrycznej kontynuowany jest na poziomie unijnym i krajowym. Od kilku lat obserwujemy rozwój tzw. zasady TPA, czyli dostępu stron trzecich do sieci. W gazie przy zużyciu 201 TWh, 35 TWh jest sprzedawane w TPA. Moim zdaniem, to dość dużo. Jeśli chodzi o energię elektryczną, to 143 TWh to sprzedaż do odbiorców końcowych, a 70 TWh w TPA. Nie tylko liczba odbiorców korzystających z TPA, ale i wolumen jest także bardzo ważny.

Gdzie widzę jeszcze potrzebę dyskusji i znalezienia konsensusu i najlepszych rozwiązań? W zakresie koniecznych zmian z punktu źródeł wytwórczych. Transformacja kojarzy się z węglem; mam nadzieję, że ten przejściowy okres pozwoli nam także na wyjście w stronę prosumentów w źródłach kogeneracyjnych gazowych, ale też w tzw. instalacjach hybrydowych. Obecnie większość członków TOE nie tylko myśli o źródle energii, ale też o prosumenckich modelach hybrydowych, w których mamy kogenerację opartą na gazie, fotowoltaikę, no i te mityczne magazyny, których ceny są wciąż bardzo wysokie, a za które trzymamy kciuki.

Bartłomiej KORZENIEWSKI,

dyrektor Oddziału Obrotu Hurtowego PGNiG SA

Chciałbym podzielić się kilkoma uwagami. Po pierwsze – umiarkowani optymiści bądź umiarkowani pesymiści mówili o kwestiach związanych z finansowaniem. Natomiast ja chciałbym zwrócić uwagę na skalę przedsięwzięć. Wymieniane liczby mówią o tym, że mniej więcej w 10–15 lat powinno być w Polsce wybudowane 10 GW mocy zainstalowanej w gazie. To ponad 20 takich elektrowni, jaką mamy w Stalowej Woli. A więc jest to ogromne przedsięwzięcie nie tylko z punktu widzenia finansowania, ale także organizacyjnego. Na każde przedsięwzięcie musi się znaleźć inwestor, wykonawca, trzeba uzyskać pozwolenia (a proces uzyskiwania pozwoleń to około pięciu lat).

Druga sprawa, równie istotna w kontekście finansowania, to kwestia pewności dla inwestorów. Padają tu kwestie związane z wycofywaniem się z gazu przez UE czy pytania, jak gaz widzimy w Polsce. Dzisiaj horyzont roku 2040 jest w miarę bezpieczny, ale cykl życia takiej inwestycji to co najmniej 20 lat. Dla inwestora, który buduje elektrownię gazową, czas zwrotu z tej inwestycji wynosi około dwudziestu lat. Jeśli dzisiaj rząd podejmuje decyzję o tym, że chciałby wybudować elektrownię gazową, to ona ruszy najwcześniej dopiero około 2025 roku. Czyli cykl życia tej inwestycji zakończy się w 2045 roku, a w tej chwili nie wiemy, czy ta elektrownia będzie jeszcze produkowała czy nie. Nie mówiąc już o tych elektrowniach, które mają powstać w 2030 czy 2035 roku. Zgadzam się z tymi, którzy zwracali uwagę na to, że rola energetyki gazowej – m.in. z punktu widzenia inwestorów, którzy chcieliby podejmować się takich przedsięwzięć – powinna być przesądzona i zapisana w obowiązujących dokumentach, tak jak np. polityka energetyczna Polski.

Chciałbym też poruszyć kwestię energetyki gazowej, bo – historycznie rzecz biorąc (reprezentuję sektor gazowniczy) – z mojego punktu widzenia to takie case-by-case. Zawsze chcieliśmy, i chcemy cały czas, jako firma gazownicza zajmująca się wydobyciem, importem i sprzedażą gazu, sprzedawać energię jak najwięcej gazu. Dotychczas było tak, że jeśli ktoś chciał budować elektrownię gazową, to najpierw przychodził do nas albo do GAZ-SYSTEM-u i pytał o warunki przyłączenia, które użytkownik lub nie. Jeśli je uzyskał, to pytał nas, czy jesteśmy w stanie dostarczać gaz przez 20 lat, czy 20 lat plus. Oczywiście, zawsze mówiliśmy, że tak. W prawdziwych negocjacjach to była kwestia cen. Tak było, jak energetyka gazowa odpowiadała za 5, 7 czy 8% bilansu energetycznego Polski. Jako gazownik, nie jako energetyk, pytam: czy rzeczywiście to naj-

lepsza droga? Czytam bowiem i słyszę, że za 20 lat 20% czy 25% energii ma być w Polsce produkowane z gazu. Jak patrzeć na bilans energetyczny, to myślę, że może nie w 2045, ale 2050 roku, kiedy węgla ma być bardzo mało, w zasadzie energetyka gazowa czy elektrownie gazowe będą tak naprawdę jedynymi źródłami, które będą mogły odpowiadać na bezpieczeństwo systemu krótko- czy długoterminowego. Zaczynam się więc zastanawiać, czy rzeczywiście podchodzenie do problemu case-by-case jest najlepszym rozwiązaniem. Jeśli nagle okaże się, że warunki formalne, legislacyjne, cenowe czy bodźce zachęty dla inwestorów nie będą prawidłowe, czy elektrownie będą powstawały? Dzisiaj na bezpieczeństwo systemu gazowego patrzymy jak na bezpieczeństwo dostaw do odbiorców, zwłaszcza do odbiorców komunalnych. Jako gazownik kieruję pytanie do elektroenergetyków: czy chcecie, żebym ja za 20 lat był też odpowiedzialny za bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego? I tu rodzi się kolejne pytanie: czy w świetle tych ambitnych planów będziemy mieli wystarczająco dużo gazu? Jeśli chodzi o zakupy gazu ziemnego, to widzę może nie problem, ale pewną „schizofrenię”, w której żyjemy. Patrząc od najmniejszego do największego, jesteśmy w Polsce, potem w UE, a następnie mamy cały wielki świat dookoła siebie. Jak analizowałem prognozy dotyczące zużycia gazu, to w Polsce mamy dość duży wzrost w perspektywie 10, 15 czy 20 lat, natomiast w UE mamy spadek. Ten spadek jest albo kilkudziesięcioprocentowy albo w ogóle wyeliminowanie gazu, bo są takie prognozy, które mówią o tym, że w perspektywie 2045 czy 2050 roku w UE będzie to tylko 50 mld m³ rocznie. I mamy świat, w którym są różne prognozy, ale generalnie wszystkie, które do tej pory widziałem w perspektywie 30 czy 40 lat – to w skali świata produkcja czy konsumpcja gazu będzie jednak rosła. Prognozy są mniej lub bardziej optymistyczne z punktu widzenia gazu, czyli konsumpcja będzie rosła mniej albo więcej.

Nie wiemy, co wydarzy się w Europie za 30 lat, ale jeżeli uwierzylibyśmy w to, co Europa nam mówi, to doszlibyśmy do wniosku, że w praktyce gazu z Niemiec nie sprowadzimy, bo tam gazu wtedy już nie będzie. W związku z tym w kontekście bezpieczeństwa gazowego czy szeroko pojętego energetycznego tak naprawdę oprócz produkcji w kraju, którego mamy na poziomie 4 mld m³, i produkcji biometanu, którego mówimy, że będziemy mieli na poziomie (optymistycznie!) 8 mld m³, to w sumie będziemy mieli 12 mld m³, a potrzebujemy jeszcze 18, żeby plus minus zbilansować nasze potrzeby. Wydaje się, w kontekście odchodzenia UE od gazu ziemnego, żeby po raz kolejny „nie wpaść w ramiona historycznego dostawcy gazu”, że najlepszą opcją jest LNG. To jest wykorzystanie maksymalne istniejącego terminalu po rozbudowie, tj. ponad 8 mld m³ rocznie od 2024 roku. Właśnie więc w kontekście między innymi rozwoju energetyki gazowej należy poważnie zastanowić się nad kolejnym projektem FSRU (Floating Storage and Regasification Unit).

Maciej SZAMBELAŃCZYK,

partner, kancelaria WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr

W dyskusji poruszone zostały dwie kluczowe kwestie. Szeroko rozumiany system energetyczny to nie tylko paliwa gazowe, ale też elektroenergetyka – to są naczynia połączone. Działania po-

dejmowane w ostatnich latach w elektroenergetyce rzutowały na sektor gazowy. Choćby tak dynamicznie rozwijające się ostatnio panele fotowoltaiczne pozornie niewiele z gazem mają wspólnego, ale docelowo taki rozwój autowytwarzania energii przez tzw. prosumentów może powodować impulsy rynkowe zmierzające ku temu, że będą oni ogrzewać się już nie gazem, a energią elektryczną. Konsumenci, kolokwialnie określani mianem „kuchenkowiczów”, nie będą mieli takich zachęt, żeby z tego systemu gazowego korzystać.

Druga kwestia, która też została poruszona, to pewna przewidywalność horyzontu czasowego. Z prawnego punktu widzenia bardzo istotne jest tu długofalowe planowanie i wprowadzanie regulacji, które w czasie nie najbliższych dwóch, trzech lat, ale dziesięciu, dwudziestu czy nawet trzydziestu wskażą nam ramy, w jakich będziemy się poruszać. Zapowiadany w Polsce atom też pewnie będzie – jeśli zostanie implementowany – w jakiejś części wypierał gaz. Już mamy dekadę rozmów, natomiast konkrety dopiero rysują się na horyzoncie. A bez takiej wiedzy, na przykład w jakim zakresie atom będzie wypierał i OZE, i gazowe źródła wytwórcze, trudno mówić o skali inwestycji w te ostatnie. Przewidywalność regulacji i kompleksowa wizja państwa i tego, jak ma wyglądać system gazowy, a również elektroenergetyczny, całość systemu energetycznego, jest tu kluczowa.

Jeżeli chodzi o regulacje, to myślę, że w sektorze gazowym coraz więcej mówi się teraz o systemach wsparcia dla biometanu, czyli właśnie takiej trochę zielonej rewolucji w sektorze gazowym. I tutaj jest dużo do zrobienia po to, aby umożliwić sprawniejsze przyłączanie biometanowni do sieci i wdrożyć dla nich instytucje wsparcia. Obecnie właściwie nie mamy w Polsce biometanowni. Jest to trochę zawstydzające. Zresztą, gdyby porównać np. liczbę biogazowni w Czechach i w Polsce, to liczby są szokująco różne. My często porównujemy się z Niemcami, po czym mówimy, że to jest bogatszy kraj. Ale jeżeli porównamy się z Czechami, to również wypadamy blado. A więc, pewien system wsparcia i wizja kompleksowej regulacji też umożliwiłyby transformację polskiego sektora gazowniczego w taki sposób, aby był bardziej zielony i żeby również nasz potencjał produkcji biometanu został w pełni wykorzystany.

Sądzę, że wyzwaniem – patrząc bardziej z punktu widzenia sektora gazowniczego czy przedmiotu tego kongresu – są właśnie szeroko rozumiane regulacje dla biometanu i prawo wodorowe, którego nie ma. Mam więc nadzieję, że ministerstwo już pracuje nad tymi rozwiązaniami, które w najbliższych latach będą zmieniały nie tylko elektroenergetykę, ale też sektor gazowniczy. Jeżeli sytuacja to wymusi, to ja o tempo legislacji się nie boję, chociaż, oczywiście, proces przygotowywania takich złożonych regulacji trochę trwa. W tym kontekście coraz częściej wraca się do koncepcji prawa gazowego. Pamiętam prace nad takim dokumentem przed dekadą. Odnoszę jednak wrażenie, że nie chodzi o to, aby wyodrębnić osobny akt prawny, ale o to, by przepisy zostały odpowiednio uporządkowane. Nie jest kluczem prawo gazowe jako takie, tylko pewna długofalowa wizja rozwoju sektora, która zawierałaby odpowiednie regulacje prawne. Dzisiaj prawo energetyczne to swoisty patchwork i, być może, praca nad prawem gazowym pozwoliłaby ten patchwork uporządkować. Sądzę, że prace nad prawem gazowym byłyby dobrym pomysłem dla sektora.



Sesja V

Prof. Stanisław NAGY,

AGH w Krakowie

Przed nami gorący okres wprowadzenia regulacji związanych z Europejskim Zielonym Ładem, kwestia ta dyskutowana była już we wcześniejszych panelach. Dotyczy ona bezpośrednio wprowadzenia gospodarki wodorowej, niskoemisyjności, gospodarki związanej z biometanem, a także zastąpienia energetyki węglowej przez energetykę gazową, która też przecież jest niespecjalnie lubiana w niektórych kręgach europejskich. Pamiętajmy, że do ubiegłego roku wszystkie polskie rządy prezentowały wersję następującą: polityka energetyczna Polski oparta jest w głównej mierze na węglu kamiennym i brunatnym i do 2040 roku, a może i później, schemat ten będzie kontynuowany. Europejski Zielony Ład nakłada na nas ważne ograniczenia. Pierwsze z nich związane są bezpośrednio z wprowadzeniem taksonomii, czyli możliwości inwestycji, co jest podstawą rozwoju gospodarki gazowej po 2022 roku. Większość tych inwestycji musi mieć odpowiednie uzasadnienie, potwierdzające, że inwestycja jest zgodna z Europejskim Zielonym Ładem oraz że będzie skierowana szczególnie na ochronę środowiska rozumianą w UE jako niskoemisyjność. Wspomaganie OZE w ramach polityki energetycznej Polski nie jest łatwe, ponieważ nie mamy tak dużych zasobów OZE, jakie mają Niemcy, Dania, Belgia i Holandia w dziedzinie wiatrowej, nie mamy też takich zasobów, jakie mają Hiszpania, Portugalia czy Włochy w dziedzinie energetyki odnawialnej fotowoltaicznej. Oczywiście, znaczenie OZE będzie rosło i będziemy przeznaczać pieniądze na rozbudowę energetyki opartej na OZE, ale wydaje mi się, że bez znacznego udziału gazu ziemnego w tej energetycznej transformacji się nie obejdzie. Polska będzie musiała inwestować dużo i bardzo szybko w sektor gazowy, tworzenie energetyki gazowej. Równocześnie trzeba zastanowić się nad transformacją gospodarki w kierunku likwidacji emisji CO₂, również w zakresie tworzonej energetyki gazowej i nie tylko – także w kierunku obniżenia emisji CO₂ w całej gospodarce. Czas związany z transformacją podzielony jest na 2 okresy – do 2030 roku i po 2030 roku. I nie jest to wizja nam odpowiadająca, bo nie po to tworzymy nowe inwestycje, żeby te pieniądze były wykorzystywane tylko przez 10 lat. Gaz ziemny powinien być obecny w polskiej gospodarce jeszcze przez najbliższe 30–40 lat. Zwracam uwagę na cezurę, 2030 rok, w którym pojawiają się nowe technologie, bo do 2030 roku tej gospodarki wodorowej, o której tak dużo ostatnio mówimy, nie widać w publikowanych prognozach. Gospodarka wodorowa

wa do 2030 roku występuje tylko w badaniach. Natomiast po 2030 roku już się w gospodarce pojawia, przynajmniej w gospodarkach krajów północnych Unii Europejskiej. Zobaczymy, czy prognozy okażą się trafne. Jestem dość sceptyczny w stosunku do przewidywań pokazujących, że gaz ziemny można łatwo wyeliminować. Wydaje się, że gaz ziemny powinien być paliwem dla nas bardzo ważnym i dlatego inwestycje, które rozpoczęliśmy w 2007 roku, kiedy podjęto decyzję o budowie polskiego terminalu LNG, i je kontynuujemy, są bardzo istotne. Cieszę się, że mamy rozbudowywany ten port, o docelowej przepustowości terminalu do 7,5 mld m³ rocznie. Oczywiście, wolałbym, żeby ta przepustowość wynosiła 10 mld m³ rocznie. Bardzo się też cieszę, że planujemy użycie następnego terminalu pływającego o możliwościach odgazowania 4 mld m³ na rok. Budujemy połączenie rurociągowie z Norwegią, które teoretycznie powinno nam pomóc w niezależeniu się od dostaw z jednego kierunku. Musimy jednak pamiętać, że aby zwiększyć skuteczność i sprawność odgazowania obu terminali LNG potrzebne są magazyny gazu w jego pobliżu, głównie po to, żeby współczynnik zdolności operacyjnej podnieść do poziomu 70% i więcej. Drugim elementem, bardzo istotnym dla rozwoju sektora gazowego, jest kontynuacja zagospodarowania nowych złóż gazu w kraju. Przypominam, że badania AGH i Państwowego Instytutu Geologicznego wskazują, iż nadal mamy nieodkryte jeszcze złoża gazu w zapadlisku i na polskim niżu. Oprócz tego pamiętajmy, że mamy bardzo zaawansowany stan złóż gazu w procesach ich zagospodarowania i eksploatacji. Są to głównie złoża „starsze”, szcerpane w pięćdziesięciu lub więcej procentach i w związku z tym konieczne jest zwiększenie ich możliwości wydobywczych poprzez realizację procesów optymalizacyjnych – przez rozwiercanie umożliwiające dodatkowe wydobywanie zasobów gazu częściowo jeszcze niedostępnych, bo będących poza obszarem drenażu istniejących odwiertów, czy poprzez optymalizację procesu uzdatniania w części powierzchniowej.

Projekty, o których wcześniej mówiłem, wodorowe, w Polsce nie będą przedmiotem znaczących inwestycji. Nasz kraj nie jest przygotowany do tych nowych technologii, podobnie jak inne kraje. Nowoczesna infrastruktura – gotowa na transport i wykorzystanie wodoru razem z gazem – jest potrzebna. Potrzebujemy rozbudowy infrastruktury gazowej przygotowanej do transportu wodoru. Stare magistrale po modernizacji powinny być połączone z nową infrastrukturą. Potrzebujemy tej infrastruktury, potrzebujemy wsparcia, aby można było promować gaz do ogrzewania gospodarstw indywidualnych i wykorzystywać gaz ziemny w energetyce. Potrzebujemy też nowych rozwiązań gazowniczych w ciepłownictwie, wykorzystujących procesy kogeneracyjne. Spodziewamy się dużych komplikacji związanych z wprowadzaniem wodoru do infrastruktury, dlatego zakres i tempo zmian powinny być przedmiotem naszych ustaleń również w związku z tworzeniem nowych norm, standardów i regulacji europejskich. Jest wiele problemów związanych z bezpieczeństwem sieci gazowniczej, co oczywiście jest najważniejszym elementem utrudniającym bezpośrednie wdrożenie tych technologii. Wsparciem nowych technologii wodorowych jest projekt rozbudowy systemu generacji biometanu. We francuskim przemyśle gazowniczym zamiast budowy sieci wodorowych zakłada się wykorzystanie starych technologii gazowych, dostosowanych m.in. do metanu po konwersji z wodoru czy systemu wprowadzania biometanu do sieci średnioprężnej (lokalnej). Rozpatrując konieczność magazynowania energii, podkreślić należy potencjał magazynowania energii w postaci gazu ziemnego

w kawernowych i porowych magazynach podziemnych połączonych z elektrowniami gazowymi. Zagadnienie sezonowego magazynowania energii jest niezwykle kłopotliwe dla technologii OZE. Tylko energetyka gazowa i klasyczne elektrownie szczytowo-pompowe są w stanie magazynować duże ilości energii. Rozwój energetyki gazowej i systemów kogeneracyjnych, w kontekście zmienności mocy elektrycznej OZE w funkcji pogodowej, pokazuje konieczność szybkiego kompensowania utraty mocy elektrycznej poprzez szybkie włączenie elektrowni gazowych podtrzymujących system energetyczny.

Taki system musi być w Polsce przygotowany do wdrożenia w przypadku rozwoju energetyki typu OZE. Jeżeli zostaną zwiększone ilości gazu wprowadzonego do gospodarki, to do 2030 roku musimy również zwiększyć pojemność magazynów gazu do około 7,5 mld m³. Oczywiście, część magazynów może być realizowana poprzez tzw. magazynowanie w sieci transportowej, jednak jest to niewystarczające. Wielkoskalowe magazynowanie energii w kawernowych magazynach wodorowych i gazowych powiązane będzie przede wszystkim z gospodarką wodorową. Przed nami problem dostosowania infrastruktury do transportu mieszaniny wodoru i gazu ziemnego. W tym zakresie powinniśmy wziąć pod uwagę między innymi doświadczenia z wykorzystania gazu miejskiego, który zawierał do 30% wodoru. Będziemy cierpliwie czekać na ustalenie maksymalnej zawartości wodoru w transportowanym gazie. Do 2030 roku te regulacje nie będą miały najmniejszego znaczenia przemysłowego, będą istotne wtedy, gdy na rynku gazowym pojawi się duża ilość wodoru, która będzie mogła być wykorzystana technicznie w polskiej gospodarce. Technologie biometanowe czy wdrażanie technologii ogniw paliwowych prawdopodobnie będą rozwijane i wdrażane w niedalekiej przyszłości. Myślę, że systemy związane głównie z wykorzystaniem ogniw paliwowych po 2030 roku będą bardzo istotnym elementem rozwoju energetyki rozproszonej. Polska też będzie musiała wdrożyć technologię wychwytu CO₂ i jego utylizacji lub geologicznego składowania CCUS/CCS. Te technologie będą musiały zostać wdrożone w razie konieczności wypełnienia naszych zadań związanych z niską emisją, zwłaszcza w przypadku pojawienia się wysokich opłat za emisję gazów cieplarnianych – w wysokości 100 euro/t wyemitowanego CO₂ po 2030 roku. Digitalizacja, cyfryzacja i sztuczna inteligencja – to wszystko wiąże się z procesami optymalizacyjnymi.

Podsumowując, twierdzę, że do 2050 roku nadal paliwa kopalne będą podstawą gospodarki światowej, mimo że ich udział będzie znacznie ograniczony. Musimy do 2030 roku podtrzymać technologię krajowego wydobycia gazu niezależnie od systemów importowych – czy to w postaci gazu skroplonego (LNG) z Zachodu, gazu ziemnego transportowanego nowym rurociągiem z Norwegii, gazu importowanego z kierunku rosyjskiego (wschodniego) czy gazu sztucznego, wygenerowanego w postaci biometanu. Czeka nas proces zazieleniania gazu ziemnego jako odpowiedź na postulat UE.

Aleksandra ŚWIDERSKA,

zastępca dyrektora departamentu elektroenergetyki i gazu w MKiŚ

Dostosowanie unijnego rynku gazu do nowych wyzwań będzie miało istotny wpływ na kształt rozwoju krajowego rynku gazu ziemnego. Będzie to niewątpliwie szansa na przyspieszenie transformacji

energetycznej kraju. Szanse w zakresie osiągnięcia celów związanych z transformacją energetyczną Polski niesie ze sobą zwłaszcza wykorzystanie biometanu. Potencjał produkcyjny biometanu w Polsce szacuje się na 7–8 mld m³ rocznie. To istotna wielkość, biorąc pod uwagę, że obecnie łączne roczne zużycie krajowych odbiorców wynosi około 20 mld m³, zaś roczne wydobycie gazu ziemnego w Polsce utrzymuje się na poziomie około 4 mld m³. Dlatego w biometanie należy postrzegać potencjał na zwielokrotnienie własnej produkcji, a co za tym idzie – zmniejszenie importu gazu ziemnego oraz zwiększenie niezależności i bezpieczeństwa dostaw do krajowych odbiorców. Ze względu na rolę, jaką może odegrać biometan w transformacji nie tylko sektora energetycznego, ale całej gospodarki, w Ministerstwie Klimatu i Środowiska podjęto działania w sprawie stworzenia koalicji na rzecz biometanu na forum UE. W tej sprawie Polska zwróciła się do państw członkowskich UE, wskazując korzyści związane z rozwojem sektora biometanu oraz możliwe do zastosowania instrumenty finansowania inwestycji w tym sektorze. W ten sposób polski projekt stanie się przedmiotem unijnej debaty nad rozwojem rynku biometanu w całej UE. W Ministerstwie Klimatu prowadzone są również prace nad przygotowaniem koncepcji rozwoju sektora biometanu w Polsce. W ramach tych prac analizowane są potrzeby zmian legislacyjnych, w tym w zakresie usuwania istniejących barier administracyjnych i wprowadzenia praktycznych ułatwień dla przesyłania biometanu sieciami gazowymi. Analizowane propozycje zmian legislacyjnych, które miałyby przyczynić się do wspierania rozwoju biometanu, obejmują szeroki zakres tematyczny – od kwestii podstawowych, takich jak definicja paliw gazowych czy przyłączanie do sieci gazowej, poprzez jakość biometanu, do szczegółowych kwestii związanych np. z taryfowaniem. Przygotowane w ministerstwie zmiany będą obejmować zmianę przepisów ustawy „Prawo energetyczne” oraz zmianę rozporządzenia „w sprawie warunków funkcjonowania systemu gazowego” (tzw. rozporządzenie systemowe). Aby zwiększanie udziału biometanu w sieciach gazowych mogło się urzeczywistnić, konieczne jest określenie na poziomie rozporządzenia systemowego precyzyjnych parametrów w zakresie jakości tego paliwa wprowadzanego do sieci. Stanowisko wyjściowe, które zostanie przekazane do dyskusji w ramach konsultacji publicznych projektu rozporządzenia, bazuje na doświadczeniach branży, co znalazło wyraz w nowym standardzie jakości gazu, wypracowanym przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Aby nadać impuls do współpracy pomiędzy zainteresowanymi stronami, 13 października br. minister klimatu i środowiska oraz przedstawiciele branży biogazowej, transportowej, sektora przesyłu i świata nauki podpisali „List intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego”. Rezultatem współpracy będzie wypracowanie, podpisanie, a następnie realizacja porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu.

Krzysztof HNATIO,

prezes Gas Storage Poland sp. z o.o.

Jako Operator Systemu Magazynowania mówimy o tym, żeby pojemności magazynowe rozbudować niezależnie od tego, ile gazu popłynie interkonektorami czy poprzez terminal. Magazyny to bezpieczeństwo energetyczne, to infrastruktura, która jest

zawsze w trybie czuwania, gotowa do podania gazu w każdej zaistniałej w kraju sytuacji.

Czy jesteśmy przygotowani na nowe projekty, nowe wyzwania klimatyczne? Jako Gas Storage Poland prowadzimy badania związane z możliwością zmagazynowania dużej ilości wodoru. W Europie i na świecie takie badania prowadzone są w zakresie magazynowania wodoru przede wszystkim w kawernach solnych, ponieważ to obecnie najlepsze miejsce, które możemy w tym celu wykorzystać.

Prowadzone przez nas analizy i projekty badawcze, oczywiście, uwzględniają współpracę z polskimi uczelniami, tak abyśmy mogli przygotować się do wybudowania magazynów na wodór.

Jeśli chodzi o biometan, to patrząc przez pryzmat energetyki, którą musimy i będziemy przedstawiać, trzeba brać pod uwagę rozbudowę magazynów w kawernach. Dzięki nim możemy szybko dostarczyć gaz do systemu. Gas Storage Poland jest firmą, która ma największe kompetencje rozbudowy kawernowych pojemności magazynowych. Jeśli opóźnimy się z rozpoczęciem projektowania i budowy tych magazynów, to kraje Europy Zachodniej wykorzystają środki unijne i znowu zostaniemy bez dostępu do nich, czyli będziemy je budować drożej niż kraje Europy Zachodniej.

Przygotowujemy się więc do osiągnięcia kompetencji w zakresie wodoru. Podejmujemy badania dotyczące jego magazynowania, aby ta nowa technologia, która zaczyna być dostępna w Europie, była dostępna także w Polsce. Jeśli chodzi o magazynowanie biometanu to praktycznie możliwości i kompetencje już mamy.

Henryk MUCHA,

prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

W okresie przejściowym dla uzyskania neutralności klimatycznej gaz – z całą pewnością – będzie zajmował istotne miejsce. Posłużę się tu konkretnymi danymi, wskazującymi na znaczący potencjał gazu nie tylko na rynku europejskim, ale również w naszym kraju.

Po pierwsze, według danych pochodzących z IGU (International Gas Union), 2019 rok był rekordowy pod względem konsumpcji gazu na świecie. Wzrost wyniósł 2,3%. Jeżeli popatrzymy na udział LNG w tym segmencie, to w globalnym portfelu wzrost udziału gazu skroplonego wyniósł aż 19%. Sytuacja spowodowana pandemią przyczyni się do nieznacznego, około 4-procentowego zmniejszenia zapotrzebowania na gaz, niemniej jednak – w mojej ocenie – w bardzo krótkim okresie wróci tendencja wzrostu.

Jeżeli popatrzymy na udział gazu ziemnego w zużyciu energii pierwotnej, to w 2019 roku gaz stanowił aż 36%! Natomiast w globalnym energy mix udział ten – według IGU – wynosił ponad 24%. To pokazuje, jak istotnym paliwem w procesie transformacji jest gaz. W najbliższych kilku latach z pewnością wyprzedzi węgiel.

Gaz ma również gigantyczny potencjał zarówno w Europie, jak i w Polsce. W 2019 roku zużycie gazu ziemnego w naszym kraju wyniosło ponad 20 mld m³, a w innych krajach odpowiednio: Włochy – 70 mld m³, a Hiszpania – 36 mln m³, a Ukraina – ponad 26 mld m³.

Jak obecnie wygląda rola gazu w gazomobilności?

Po pierwsze, sprzedajemy gaz sprężony, którego głównymi odbiorcami są przedsiębiorstwa komunikacji miejskiej. W ubiegłym roku spośród 1000 zakupionych nowych autobusów aż 182 pojazdy miały napęd CNG. Ta popularność paliwa gazowego jest

nie tylko kwestią niskiej emisyjności i niskiego hałasu, ale też pewnego i solidnego partnerstwa, jakie PGNiG Obrót Detaliczny zapewnia swoim klientom. Dla naszych klientów najważniejszymi czynnikami są cena, gwarancja i bezpieczeństwo dostaw, a także partnerstwo biznesowe.

Obecnie po ulicach polskich aglomeracji jeździ 650 autobusów napędzanych gazem. Dla porównania: w 2016 roku tych autobusów było niespełna 300, co pokazuje, że wzrost popytu na rynku, jeśli chodzi o autobusy gazowe, osiągnął ponad 75% w okresie czterech lat. Bardzo obiecującym segmentem jest również wykorzystanie gazu LNG w transporcie. Dlatego aktywnie uczestniczymy w tym procesie. Staramy się lokalizować zainteresowanych tym rodzajem paliwa klientów i budować na ich terenie lub w bliskiej odległości infrastrukturę. Na marginesie, ponad 200 tysięcy ciągników siodłowych z ponad 1 mln wszystkich w UE zarejestrowanych jest w Polsce. To świadczy o tym, że jako sprzedawca gazu mamy konkretny target. Oferujemy wysoką jakość współpracy, konkurencyjne ceny oraz bezpieczeństwo dostaw – również dzięki projektom dywersyfikacyjnym, które realizuje polski rząd.

Dr Robert PERKOWSKI,

wiceprezes zarządu ds. rozwoju PGNiG SA

Zgadzam się z moimi przedmówcami, że gaz jest alternatywą i w pewnym sensie jedynym albo głównym „przyjacielem” OZE. Jeżeli faktycznie wszyscy myślimy, że gospodarka oparta na nieemisyjności będzie się rozwijała i jest to kierunek, w którym wszyscy zmierzamy, to musimy zdawać sobie też sprawę z nierównomierności źródeł odnawialnych opartych na wietrze czy słońcu. Ktoś musi tę energię stabilizować. Prof. Nagy oparł tę stabilizację na dwóch filarach – na jednostkach wytwarzających prąd i energię cieplną z gazu oraz na elektrowniach szczytowo-pompowych. O ile faktycznie te elektrownie są w stanie zbilansować tę energię w krótszym czasie, to jedynym naprawdę stabilnym i faktycznym źródłem umożliwiającym stabilizację systemu jest właśnie gaz.

Kompetencje sektora gazowniczego w pewnym sensie są zbieżne z rynkiem OZE. Budowana przez lata infrastruktura gazowa transportuje gaz ziemny, ale w przyszłości może transportować również paliwo przyszłości, jakim jest wodór, w postaci mieszaniny, a być może nawet nie tylko mieszaniny, może transportować biometan, czyli dokładnie taki sam gaz, ale wytwarzany z resztek organicznych. Kolejne elementy, które nas łączą, to chociażby to, że my, jako przedstawiciele szeroko pojętej branży energetycznej przede wszystkim sprzedajemy naszym klientom nie tylko produkt, usługę, ale także – co już niejednokrotnie było podkreślone – przede wszystkim bezpieczeństwo. Dziś mówiąc o transformacji opartej na źródłach odnawialnych, trudno sobie wyobrazić, że w krótkim czy nawet w średnim czasie jednostki ciepłownicze, sieci ciepłownicze będą miały inną alternatywę niż gaz. Dziś tylko gaz jest w stanie to wszystko stabilizować. Wystarczy powołać się na już istniejące dokumenty, choćby na PEP 2040, z których można wyciągnąć wniosek o prawdopodobnej przyszłej konsumpcji gazu na poziomie 30 mld m³ w naszym kraju. A więc gaz, o czym jestem przekonany, jest paliwem, które dziś, być może, uznawane jest za kopalinę, ale które ma możliwość stania się nieemisyjnym,

czystym, a zdecydowanie dużo bardziej czystym paliwem niż jakiegokolwiek obecnie istniejące alternatywy. Myślę, że potrzebujemy w przyszłości takiego miks energetycznego, który pozwoli zapewnić bezpieczeństwo naszym klientom, odbiorcom. Musimy jednak dbać również w sposób bezpośredni o konkurencyjność naszego rynku na tle rynku europejskiego. Poszukujemy więc każdej alternatywy, która będzie przybliżała nas do zeroemisyjności, ale jednocześnie będzie uzasadniona z punktu widzenia ekonomicznego, nie tylko naszego sektora, ale również całej gospodarki.

Ireneusz KRUPA,

prezes Polskiej Spółki Gazownictwa

Potencjał dla zmiany paliwa, z którego korzysta polskie ciepłownictwo, jest ogromny. Obecnie w 70% źródeł ciepła paliwem jest węgiel, a gaz to zaledwie kilka procent. Wszystko wskazuje na to, że w najbliższych latach dla ciepłowni nie ma innego racjonalnego wyjścia niż przejście na gaz – szczególnie dotyczy to źródeł ciepła o mocy do 50 MW. Dla Polskiej Spółki Gazownictwa, jako Narodowego Operatora Systemu Dystrybucyjnego Gazu, oznacza to duże wyzwanie, ponieważ przyłączenie ciepłowni oznacza konieczność rozbudowy sieci gazowej, a na to potrzeba miliardów złotych.

Patrząc na liczbę obecnie działających w Polsce ciepłowni, które czeka zmiana paliwa na gaz – około 250 o mocy do 50 MW i około 100 o mocy do 200 MW – oznacza to zastąpienie węgla używanego do wytwarzania około 5 GW zainstalowanej mocy. Nawet przy założeniu, że na paliwo gazowe przejdzie 3/4 z nich, będzie to oznaczało bardzo duży wzrost zapotrzebowania na dostarczany siecią dystrybucyjną gaz nawet o kilka miliardów metrów sześciennych w najbliższej dekadzie.

Ten proces będzie musiał postępować stopniowo ze względu na ilość środków potrzebnych na wybudowanie czy przeróbkę ciepłowni. Oznacza to też ogromne pieniądze potrzebne do rozbudowy sieci. Te koszty liczone są w miliardach złotych.

Jeżeli wzrośnie liczba średnich i większych klientów, będą potrzebne ogromne inwestycje w rozwój sieci dystrybucyjnej. Pytanie, jak to będzie finansowane i czy koszty będą mogły być częściowo przenoszone na klientów poprzez taryfę czy będzie to wymagało dodatkowych zewnętrznych środków finansowych, na przykład z Unii Europejskiej? Kolejne pytanie: czy takie wsparcie – zgodnie z polityką unijną – będzie możliwe?

Rozwiązaniem mogłoby być połączenie programów rozbudowy sieci dystrybucyjnej – programu związanego z dystrybucją biometanu i programu podłączania ciepłownictwa lokalnego – które mogą być jednocześnie bodźcem przyspieszającym gazyfikację nowych obszarów naszego kraju. Trudno gazyfikować miejscowości, w których jest kilku czy kilkunastu odbiorców i prowadzić tam 10 km sieci – to po prostu się nie opłaca. Natomiast, gdy pojawia się większy odbiorca, to po wybudowaniu do niego gazociągu można zgazyfikować tereny jeszcze niepodłączone do sieci – i takie rozwiązanie zaczyna się opłacać.

Kolejnym elementem są biometanownie. Jeśli będziemy je podłączali, to – z jednej strony – zaistnieje potrzeba uzyskania chłonności naszych sieci, czyli rozbudowa, a z drugiej – dzięki temu, że naszą siecią będziemy dystrybuowali biometan, będzie

można pozyskać środki unijne związane z tzw. zielonym gazem. Pojawienie się wielu producentów biometanu uzupełni możliwości finansowego „napędzania” całej tej układanki poprzez dofinansowanie ze źródeł zewnętrznych oraz z programów unijnych.

Czekamy więc z niecierpliwością na regulacje, ale wydaje się, że przyszłość gazownictwa w Polsce nadal jest naprawdę optymistyczna, bo co najmniej jedno pokolenie będzie jeszcze korzystało z gazu. Przed nami przynajmniej kilkadziesiąt lat intensywnej działalności.

Polska Spółka Gazownictwa, realizując program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski, w latach 2018–2022 regazyfikuje na swoich stacjach skroplony gaz ziemny (ang. Liquefied Natural Gas – LNG) po to, aby móc go dostarczyć siecią do naszych klientów. W całej Polsce mamy obecnie 50 koncesjonowanych stacji regazyfikacji, do końca roku powinno ich funkcjonować około 67, a do końca roku 2022 około 120.

Stacje regazyfikacji LNG budujemy w miejscach, w których naszym klientom zależy na szybkim dostępie do paliwa gazowego, ponieważ postawienie stacji jest szybsze niż doprowadzenie gazu sieciowego do danej miejscowości czy zakładu. To duża przewaga tej technologii, bo dzięki niej możemy wcześniej umożliwić korzystanie z gazu ziemnego, a w przyszłości prowadzić rozbudowę systemu dystrybucyjnego w taki sposób, aby doprowadzić paliwo gazowe do odbiorców sieci gazową.



Sesja VI

Jarosław WAJER,

partner EY, lider doradztwa dla sektora energetycznego, CESA

W ostatnich latach dużo mówi się o transformacji energetycznej, choć uczestnicy dyskusji często mają różne definicje tego procesu. Bez względu na to, jak szeroką definicję stosujemy, wszyscy widzimy, że transformacja nadchodzi szybciej, niż przewidywano jeszcze kilka lat temu. Farmy wiatraków czy instalacje fotowoltaicznych stały się elementem naszego krajobrazu.

Rynek energetyczny został ukształtowany przez regulacje, które opierały się na trzech filarach: bezpieczeństwo dostaw, wdrożenie konkurencyjności oraz szeroka gama nowych wymagań klimatycznych. Oprócz regulacji w ostatnich kilkunastu latach obserwowaliśmy zdarzenia, których wpływu nie sposób przecenić. Wymieńmy tylko kilka, na przykład kryzys finansowy z 2009 roku. Jego efektem był mniejszy popyt na energię elektryczną, a przy okazji na uprawnienia do emisji CO₂. Konsekwencją były, oczywiście, niższe ceny obu towarów, zatrzymanie wielu planów inwestycyjnych

oraz pogorszenie się bilansów największych spółek energetycznych. W kolejnych dziesięciu latach ponad 200 mld USD zostało odpisanych jako trwała utrata wartości. Jednocześnie zdecydowano się wspierać odnawialne źródła energii, wykorzystując rozmaite narzędzia – od zwyczajnych dotacji do inwestycji, poprzez ulgi podatkowe, aż po kontrakty różnicowe czy aukcje.

W pewnym momencie połowa, a następnie ponad 70% nowych inwestycji na rynku energetycznym otrzymywało wsparcie rządowe. Oczywiście, powodowało to kłopoty instalacji konwencjonalnych opartych na paliwach kopalnych. W kolejnych krajach zaczęto więc wdrażać rynki mocy albo coraz to nowe usługi systemowe. Inne zdarzenia, które w ostatnich latach wpłynęły na rynki energetyczne, to rewolucja lupkowa w USA czy katastrofa w Fukushima wskutek tsunami, mająca wpływ na regulacje dotyczące bloków jądrowych w wielu europejskich krajach.

Niestety, przyszłość nie napawa optymizmem. Trzy lata temu przeprowadziliśmy analizę kluczowych momentów na drodze do nowego systemu energetycznego. Zidentyfikowaliśmy trzy punkty, które na zawsze go odmienią. Z uwagi na stale rosnące wymagania klimatyczne, a jednocześnie coraz wyższy udział OZE i automatyki przemysłowej, spodziewamy się, że koszt jednostkowy energii elektrycznej pobieranej z KSE będzie rósł. Równocześnie będzie malał koszt jednostkowy energii alternatywnej, w naszym modelu pochodzącej z instalacji fotowoltaicznej i baterii. Pierwszym kluczowym momentem będzie punkt równowagi pełnego kosztu energii alternatywnej oraz dostarczanej z systemu (tzw. *grid costs parity*). Mówiąc wprost – energia alternatywna będzie tańsza od tej z sieci. Bez żadnego wsparcia i dla wszystkich, nie tylko pasjonatów.

Kiedy to nastąpi? Jakie są kolejne momenty? Czy transformacja energetyczna to jedynie koszty i zagrożenia czy może również korzyści i szanse?

Grzegorz ŻARSKI,

doradca zarządu ds. rynków energii, TGE

Jeśli mówimy o giełdzie energii, to podstawowym jej filarem, tak jak każdej giełdy, jest bezpieczeństwo i transparentność obrotu. Rynek jednak koncentruje się bardziej na bezpieczeństwie dostaw energii do klienta końcowego. W przyszłym roku uruchomiony zostanie rynek mocy, dzięki czemu dodatkowe środki będą dedykowane inwestycjom na nowe bloki energetyczne oraz na utrzymanie w gotowości starych jednostek.

Giełda, dbając o płynność rynku, nie gwarantuje, że ceny nie będą rosły, ale z uwagi m.in. na funkcjonowanie obliża, handel jest bezpieczny, a cena pozostaje referencyjna – dwóch czy trzech graczy nie jest w stanie wykreować ceny. Dlatego na zasadność działania obliża wskazuje drugi filar rynku giełdowego – konkurencyjność. Zarówno mali, jak i duzi uczestnicy mają taki sam dostęp do rynku. Dostrzegamy to szczególnie na rynku gazu, na którym obliża ustanowione jest na poziomie 55%. Mamy tu dominującego gracza, ale pojawiają się też małe firmy, które są w stanie handlować tym towarem. To, jak ten segment rośnie zostało wykazane w raportach URE o liczbie zmian sprzedawcy na rynku gazu. Właśnie w kontekście konkurencyjności należy rozpatrywać funkcjonowanie obliża na danym rynku. Chcę teraz odnieść się do planowanych zmian na rynku energii. Pojawiły się

informacje prasowe, że będzie postępowała konsolidacja sektora energetycznego oraz wydzielenie aktywów węglowych. Pamiętam z przeszłości, że gdy Elektrownia Rybnik była konsolidowana, Bruksela wymogła zgodę, aby alokowała ona swój wolumen wyprodukowanej energii na giełdzie. Teraz planuje się konsolidację na koniec przyszłego roku i może się zdarzyć, że państwo zlikwiduje obligo, a w drugiej połowie roku pojawi się kolejne, niewynikające z prawa energetycznego, ale na mocy decyzji Komisji Europejskiej. Oczekujemy na odpowiednie decyzje w tym zakresie, wdrażane w sposób uporządkowany.

Adam OGRODNIK,

wiceprezes Urzędu Dozoru Technicznego

Urząd Dozoru Technicznego dba o bezpieczeństwo techniczne systemu energetycznego i bezpieczeństwo publiczne w zakresie dostaw energii. UDT dba o to, aby w krajowej energetyce konwencjonalnej, szczególnie w kilkudziesięciu blokach 200+, które nie są najnowsze i wymagają remontów, modernizacji i inwestycji, niezbędne elementy modernizować, aby utrzymać w ruchu potrzebne moce wytwórcze. Te bloki już się jednak wyczerpują. Obserwujemy dynamiczny rozwój energetyki opartej na OZE. Unia Europejska wprowadziła wymóg certyfikacji instalatorów OZE, fotowoltaiki i pomp ciepła. UDT w ostatnich trzech latach dokonał certyfikacji 6000 instalatorów. Jak wiadomo, OZE są zależne od aury i rodzi się pytanie: co ma być regulatorem? Widzę dużą szansę dla bloków gazowych, których w najbliższych latach powinno powstać kilkanaście i wyprzeć bloki konwencjonalne. Nowym segmentem jest też elektromobilność, pojawiają się samochody elektryczne. Jako UDT jesteśmy właścicielem rejestru alternatywnych źródeł energii, czyli stacji ładowania i tankowania LNG/CNG. Obecnie w Polsce jest ponad 800 ogólnodostępnych stacji ładowania odebranych przez UDT. Dla branży energetycznej i gazowej współpraca z UDT jest nieodzowna. Staramy się być nie tylko urzędem, ale i partnerem.

Maciej KOŁACZEK,

departament regulacji i spraw międzynarodowych PGNiG SA

Komisja Europejska konsekwentnie wdraża agendę klimatyczną. W listopadzie 2018 roku opublikowała pierwszy komunikat – długookresową strategię Clean Planet for All – w którym narysowała 8 scenariuszy dojścia do osiągnięcia znaczących redukcji gazów cieplarnianych (GHG) w perspektywie 2050 roku. Rok później przedstawiła strategię Europejskiego Zielonego Ładu (EGD), obejmującą kompleksową transformację w kierunku neutralności unijnej gospodarki do 2050 roku. Cel ten w Unii Europejskiej poparła Rada Europejska w grudniu 2019 roku. Pandemia COVID-19 nie osłabiła ambicji klimatycznych UE. Wręcz wzmocniła determinację instytucji europejskich do wdrażania EGD. Transformacja w kierunku neutralnej klimatycznie gospodarki wraz z transformacją cyfrową mają priorytet w ramach odpowiedzi na skutki gospodarcze pandemii COVID-19. We wrześniu br. KE opublikowała kolejny komunikat i zaproponowała podwyższenie celów redukcji emisji GHG na 2030 rok z 40 do 55%.

PE proponuje podwyższenie celu do 60%. Rada Europejska osiągnęła porozumienie w sprawie zwiększenia redukcji emisji CO₂ z 40 do 55% w 2030 roku. Zgodnie z ustaleniami październikowego szczytu, RE w swojej decyzji wzięła pod uwagę kwestię różnych punktów startowych i sprawiedliwego rozłożenia obciążeń.

Ocena skutków, towarzysząca propozycji Komisji Europejskiej, wskazuje na tempo transformacji. W polskiej transformacji planujemy, że gaz ziemny będzie miał istotną rolę, ale przewidywania KE w zakresie roli gazu ziemnego w całej UE wskazują na redukcję jego wykorzystania i wyhamowanie jego wsparcia. Komisja jednak również zdaje sobie sprawę z istnienia sektorów, których nie uda się zelektryfikować i które będą potrzebowały paliw gazowych. Sektor gazu ziemnego już powinien rozwijać swoje kompetencje w zakresie nowych gazów. Gaz ziemny będzie traktowany przez KE wyłącznie jako paliwo pomostowe.

PGNiG zamierza wpisać się w transformację energetyczną. Dalsze wykorzystanie gazu ziemnego w energetyce, przemyśle i transporcie prowadzi do natychmiastowych redukcji emisji. PGNiG prowadzi również działania w zakresie nowych gazów – biometanu i wodoru. Biometan pozostaje priorytetowym kierunkiem rozwoju PGNiG SA. Zgodnie z badaniami, w perspektywie do 2030 roku produkcja biometanu w Polsce może osiągnąć 4 mld m³/rok. Program wodorowy obejmuje działania w zakresie budowy stacji tankowania pojazdów zasilanych wodorem, rozbudowy kompetencji Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego o zdolności w zakresie badania czystości wodoru, budowy instalacji do elektrolizy. Ponadto, planujemy badanie zdolności do wytwarzania wodoru z gazu ziemnego z wykorzystaniem technologii CC(U)S oraz możliwości jego transportu, magazynowania i dostarczenia do odbiorcy – badanie możliwości wykorzystania wodoru w całym łańcuchu wartości.

Plany transformacji spółek sektora gazowego powinny być podejmowane jak najszybciej. W 2021 roku należy spodziewać się propozycji legislacyjnych ze strony KE, które będą miały negatywny wpływ na funkcjonowanie sektora paliw kopalnych – dyrektywy: ETS, ETD, OZE, EED. Wdrażanie unijnej strategii redukcji emisji metanu nałoży dodatkowe obciążenia.

Z drugiej strony, mamy do czynienia z planowanym rekordowym budżetem UE na lata 2021–2027 w połączeniu z instrumentem Next Generation EU. Prace nad instrumentami finansowymi trwają. Finansowanie inwestycji związanych z gazem ziemnym stanowi jedną z podstawowych osi sporu. Trilogi trwają, a instytucje (Rada UE i Parlament Europejski) dyskutują o swoich pomysłach na ewentualne dopuszczenie finansowania gazu ziemnego, jego zakres i warunki.

Istotny wpływ na finansowanie z sektora prywatnego inwestycji związanych z gazem ziemnym będzie miał również akt delegowany w zakresie taksonomii. Do 14 grudnia 2020 roku trwają konsultacje publiczne projektu aktu delegowanego dotyczącego inwestycji mających na celu zapobieganie i adaptację do zmian klimatu. Projekt zaproponowany przez KE już po konferencji jest bardzo restrykcyjny i ogranicza finansowanie inwestycji w sektorze gazu ziemnego. Komisja nadal planuje publikację ostatecznego kształtu aktu delegowanego do końca 2020 roku.

Liczymy, że okno finansowe dla inwestycji w sektorze gazu ziemnego nie zostanie zamknięte i możliwe będzie wykorzystanie roli gazu ziemnego do redukcji emisji i transformacji.

Gaz ustabilizuje polską energetykę

Przyjęcie porozumienia paryskiego w 2015 roku było pierwszym wiążącym świadectwem zgody międzynarodowej społeczności dotyczącej konieczności podjęcia działań na rzecz środowiska oraz przeprowadzenia tego procesu w sposób solidarny i sprawiedliwy. Aby osiągnięcie neutralności klimatycznej było zbieżne z rozwojem unijnej gospodarki, niezbędne stało się wytyczenie nowego kierunku dla całej wspólnoty, co zdefiniowała strategia Europejskiego Zielonego Ładu. Na gruncie lokalnym założenia przedstawione w dokumentach międzynarodowych i unijnych, wraz z kontrybucją Polski w ich realizację, są uwzględnione w projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP2040).

Obecnie w naszym krajowym miksie energetycznym około 70 proc. energii elektrycznej pochodzi z węgla, 15 proc. z OZE, a gaz ziemny stanowi niecałe 9 proc. Zgodnie z PEP2040, przy uwzględnieniu podwyższonych cen emisji CO₂, do 2030 roku proporcje te ulegną istotnej zmianie. Udział węgla ma spaść do zaledwie 37,5 proc., a ponad połowę stanowić mają zielone źródła energii oraz paliwa gazowe. Prognozy liczbowe należy oceniać przez pryzmat rzeczywistych zmian gospodarczych. Dla Polski oznacza to intensywną modernizację sektora elektrociepłowniczego, przy dynamicznym rozwoju rynku odnawialnych źródeł energii i paliw alternatywnych.

Każdy z tych procesów wymaga zabezpieczenia tzw. *backupu*, który umożliwi ich skuteczną realizację, z zachowaniem dodatniego bilansu ekonomicznego, ciągłości dostaw energii i ciepła oraz wymogu niskiej emisyjności. We Francji rolę stabilizatora ma pełnić atom, dla której pozostaje on kluczowym źródłem energii elektrycznej. W Polsce pierwszy blok elektrowni jądrowej, zgodnie z założeniami PEP2040, zostanie uruchomiony w 2033 roku, co z góry wyklucza przyjęcie podobnego scenariusza. Od ponad 160 lat wydobywamy jednak surowiec, który codziennie dociera do ponad 7 mln Polaków i kilkudziesięciu tysięcy przedsiębiorstw za pośrednictwem wciąż rozbudowywanej sieci dystrybucyjnej. Mowa o gazie ziemnym.

Krajowe zużycie gazu w 2019 roku wyniosło prawie 19 mld m³. Zgodnie z prognozami, zapotrzebowanie na paliwo gazowe będzie sukcesywnie wzrastać, nawet o 1 mld m³ w skali roku. W dużej mierze jest to związane z transformacją sektora ciepłowniczego oraz rozwojem kogeneracji. Jednak miarą wartości tego surowca nie jest wyłącznie jego potencjał dystrybucyjny. Cechuje go niższa, w porównaniu z innymi kopalinami, emisja CO₂ oraz szkodliwych pyłów, a skład chemiczny sprawia, że może być z łatwością mieszany z paliwami alternatywnymi. Ciepło systemowe niezmiennie cieszy się również dużym zaufaniem społecznym. Zatem gaz ziemny jest optymalnym stabilizatorem transformacji energetycznej w polskich warunkach, a uwzględnienie go w podstawie krajowego miksu energetycznego, obok OZE, jest słusznym kierunkiem dla Polski.

Podejście to zostało uwzględnione w PEP2040 i uznane przez większość unijnych instytucji, z Komisją Europejską na czele. Jednak zamknięcie tego procesu oraz umożliwienie państwu faktycznego wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego wymaga akceptacji wsparcia finansowego dla inwestycji gazowych m.in. ze środków Polityki Spójności czy Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Jest to niezbędny krok do tego, aby transformacja energetyczna w takich państwach jak Polska mogła odbyć się bez szkody dla lokalnej sytuacji społeczno-gospodarczej.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo u podstaw swojej działalności ma tradycyjne surowce. Od kilkudziesięciu lat zajmuje się wydobywaniem, produkcją, magazynowaniem i dystrybucją paliw gazowych. Jednym z najważniejszych priorytetów PGNiG jest budowanie niezależności energetycznej Polski na bazie dywersyfikacji kierunków dostaw gazu oraz rosnącego udziału w złożach zagranicznych, głównie na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Doświadczenie oraz zasoby, jakimi dysponuje polska spółka, sprawiają, że postrzega ona transformację nie tylko przez pryzmat gazu jako nośnika zielonej energii, ale także możliwości wykorzystania istniejącej już infrastruktury. Sieci, kawerny czy kotły gazowe będą mogły być z powodzeniem wykorzystywane w przyszłości, gdy gaz ziemny zastąpią źródła odnawialne.

W polskim dokumencie strategicznym samowystarczalność elektroenergetyczna jest w dużej mierze skorelowana z rozwojem farm wiatrowych i słonecznych (PV). Spadające koszty budowy instalacji oraz szeroki dostęp do atrakcyjnych form finansowania „zielonych” inwestycji, zwłaszcza PV, sprzyjają zastosowaniu tych źródeł energii zarówno w przemyśle, jak i w gospodarstwach domowych. Zgodnie z założeniami PEP, w 2040 roku morskie farmy wiatrowe będą produkować do 11 GW, a fotowoltaika nawet do 16 GW energii. Wsparcie regulacyjne oraz stosunkowo wysoki poziom przyrostu mocy z PV w Polsce (5. miejsce w Europie w 2019 roku) nie rozwiązuje jednak podstawowego wyzwania związanego z OZE. Są to źródła niesterowalne, w dużej mierze uzależnione od warunków pogodowych i klimatycznych. Zanim poziom rozwoju inwestycji w tym segmencie pozwoli na ich powszechne zasto-

sowanie w energetyce, a moc OZE osiągnie stabilny poziom, rolę gwaranta w tym systemie – zdaniem PGNiG – będzie pełnił gaz.

W planach osiągnięcia neutralności klimatycznej wiele miejsca poświęca się również technologiom wodorowym. W PEP2040 są one określane jako najbardziej oczekiwane innowacje. Z kolei KE przewiduje wzrost udziału wodoru w miksie energetycznym z 2 proc. w 2018 roku do nawet 14 proc. w 2050 roku. Istotną rolę w pobudzaniu inwestycji w tym obszarze będą pełniły instrumenty finansowe. W perspektywie unijnej na lata 2021–2027 najwięcej środków ma być skierowanych na zielony i niebieski wodór, w nieznacznym stopniu na szary. PGNiG swój program wodorowy przedstawiło w maju br. Jednym z jego filarów jest projekt „Hydra Tank”, realizowany z jednym z wiodących producentów samochodów. Zakłada on budowę pilotażowej stacji tankowania oraz prace badawcze nad możliwością powszechnego wykorzystania paliwa w transporcie. Mając na uwadze tradycyjne przewagi spółki, naturalnym kierunkiem inwestycyjnym wydaje się przede wszystkim magazynowanie i dystrybucja. Skala wyzwań w tym przypadku jest jednak znacznie większa. Wprowadzenie wodoru do systemu ciepłowniczego musi zostać poprzedzone testami, które wskażą proporcje dla mieszaniny oraz pozwolą zweryfikować odporność infrastruktury i urządzeń w celu zachowania najwyższego poziomu bezpieczeństwa odbiorców końcowych.

Mając na uwadze charakterystykę polskiego sektora energetycznego oraz inne wyzwania środowiskowe, drogą do ich rozwiązania może być biometan. Skład chemiczny paliwa, podobnie jak w przypadku wodoru, pozwala na mieszanie go z gazem ziemnym. Jednak w odróżnieniu od wodoru zatłaczanie biometanu do istniejących sieci gazowniczych wymaga znacznie niższych nakładów finansowych, zaś jego produkcja umożliwia utylizację masowych ilości odpadów organicz-

nych. W październiku br. KE przedstawiła wstępne założenia „Strategii redukcji emisji metanu”, wskazując biogaz jako jeden ze sposobów ograniczania emisji w sektorach rolniczym i odpadowym. Obok realnych korzyści środowiskowych potencjał produkcji biometanu będzie miał istotny wpływ na budowanie niezależności energetycznej Polski. Według szacunków ekspertów rynku biometanu, w okresie dziesięciu lat możliwa jest w Polsce produkcja tego paliwa na poziomie 4 mld m³ w skali roku. To tyle, ile dziś wynosi krajowe wydobycie gazu ziemnego. Przy 8 mld m³ własnego gazu bilans bezpieczeństwa energetycznego państwa ulegnie znaczącej poprawie. Realizacja celów produkcyjnych wymaga jednak dużych inwestycji. Koszt programu biometanowego to prawie 70 mld zł. Bez wsparcia regulacyjnego oraz adekwatnych mechanizmów finansowania stworzenie sprawnie funkcjonującego rynku nie będzie możliwe, a realizacja Narodowego Celu Wskaźnikowego obarczona większym ryzykiem ekonomicznym. PGNiG posiada bogate doświadczenia w organizacji rynku gazu. Zgodnie z zakładanym modelem biznesowym, biogazownie będą własnością franczyzobiorców, np. producentów rolnych, natomiast PGNiG pozostanie organizatorem oraz rzecznikiem interesów krajowego sektora biometanu.

Efektywna transformacja energetyczna na poziomie państw wymaga przyjęcia strategii spójnej z charakterystyką lokalnego sektora energii. W Polsce tym punktem styku jest gaz ziemny, który pozwoli nie tylko na ustabilizowanie zielonych źródeł, ale także przekształcenie branży gazowniczej oraz jej przetrwanie w sytuacji, gdy tradycyjne gałęzie sektora energetycznego tracą na znaczeniu.

Materiał powstał na podstawie wypowiedzi członków zarządu PGNiG podczas VII KPPG

Droga ku niskoemisyjnej gospodarce wiedzie przez Bramę Północną

Artur Zawartko

W przypadku gazu ziemnego mamy do czynienia z pewnym rynkowym paradoksem. Coraz częściej pojawiają się – już nie tylko w Europie, ale i w Polsce – opinie, że to paliwo przejściowe. Kluczem jest właściwe zrozumienie i zdefiniowanie tego pojęcia w odniesieniu do roli, jaką gaz ziemny będzie odgrywał przez kilka najbliższych dekad w budowaniu bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Aby zrealizować ambitne cele klimatyczne, na przykład ograniczyć emisję CO₂ o 55% do 2030 roku, trzeba bardzo szybko przestawić naszą elektroenergetykę i ciepłownictwo na paliwo gazowe. Dlatego, choć określenie „przejściowe” może kojarzyć się ze zjawiskiem zmniejszania popytu na ten surowiec, to w GAZ–SYSTEM zauważamy nieustannie rosnące zainteresowanie naszymi usługami. Przesyłamy coraz więcej gazu i nasze prognozy wskazują, że zapotrzebowanie na błąkitne paliwo będzie znacznie rosło.

Dekada budowy rynku gazu w regionie

Najbliższa dekada, a zwłaszcza jej pierwsza połowa, to dla GAZ–SYSTEM kontynuacja największej w historii, całkowitej przebudowy systemu przesyłowego. Rolą naszej spółki w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego jest dokończenie projektów dywersyfikacyjnych. Zapewnią one Polsce i krajom naszego regionu Europy nareszcie stabilne, oparte na zasadach wypracowanych w Europie, dostawy gazu ziemnego jako surowca energetycznego (także dla przemysłu chemicznego) po

możliwie najlepszych, wreszcie rynkowych, a nie dyktowanych przez monopolistę, cenach. W najbliższych dwóch latach zakończymy duże programy inwestycyjne: Korytarz Północ-Południe oraz *Baltic Pipe*. Do 2023 roku potrwa natomiast rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu.

Równocześnie będą się toczyć zaawansowane prace związane z postawieniem FSRU w Zatoce Gdańskiej (zakończenie inwestycji planowane jest na lata 2026/2027). W ten sposób powstanie zupełnie nowy szkielet systemu przesyłowego, wzbogacony o dodatkowe lub zmodernizowane wejścia (elementy Bramy Północnej) oraz o gazową magistralę, która umożliwi przesył gazu z norweskich złóż lub z wymienionych powyżej terminali do odbiorców w kraju i w innych państwach regionu. To pozwoli uniezależnić się od dostaw z kierunku wschodniego, czyli odejść od sytuacji, w której sprowadzanie gazu do Polski oparte jest na nieprzewidywalnych, niestabilnych, kosztownych i nierynkowych zasadach.

Ponadto, w 2022 roku planowane jest oddanie do eksploatacji interkonektora Polska-Litwa (tzw. GIPL). Ten istotny również dla Unii Europejskiej gazociąg nie tylko połączy systemy przesyłowe obu krajów, ale umożliwi również zróżnicowanie kierunków i źródeł dostaw do państw bałtyckich. GIPL stanie się bramą łączącą Litwę, Łotwę, Estonię i Finlandię z europejskim rynkiem gazu.

Rok 2023 to termin zakończenia budowy gazociągu Gutorzyn-Wronów, który pozwoli na przesyłanie zwiększonych ilości gazu do aglomeracji warszawskiej i łódzkiej, Radomia i jego okolic oraz do południowo-wschodnich regionów kraju.

Opisane powyżej elementy sprawią, że za kilka lat pod względem bezpieczeństwa energetycznego nasz kraj i cały region Europy Środkowo-Wschodniej znajdzie się w zupełnie innej, korzystniejszej niż obecnie sytuacji.

Obecna strategia inwestycyjna spółki wynika przede wszystkim z wydarzeń z ostatnich kilkudziesięciu lat w kontekście bezpieczeństwa energetycznego, a także potrzeby budowy i dostosowania systemu przesyłowego w sposób umożliwiający realną konkurencję na rynku dostaw gazu w Polsce i w regionie.

Kryzysy związane z ograniczaniem dostaw paliwa gazowego miały poważne konsekwencje i były zagrożeniem dla polskiej gospodarki. To sformułowanie dotyczy m.in. wydarzeń:

- zestywnia 2006 roku – zmniejszenie dostaw rosyjskiego gazu z kierunku Ukrainy zbiegło się z falą intensywnych mrozów, a związany z tym nadzwyczajny wzrost zapotrzebowania odbiorców wywołał konieczność wprowadzenia ograniczeń dostaw na terenie całego kraju,
- 7 stycznia 2009 roku – całkowite wstrzymanie dostaw do Polski realizowanych przez punkt wejścia Drodzowicze,
- czerwiec 2010 roku i okres od września 2014 roku do marca 2015 roku – zmniejszenie wolumenów gazu transportowanych do Polski z kierunku wschodniego.

Te wydarzenia za każdym razem stwarzały zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz polskiej gospodarki. Aby zminimalizować ryzyko takich niebezpieczeństw w przyszłości, zwiększamy liczbę i rozbudowujemy wejścia do systemu przesyłowego. Obecnie dostawy gazu skroplonego do Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu stanowią ważny punkt działań dywersyfikacyjnych. Niedawno mogliśmy się cieszyć z dwóch symbolicznych liczb

związanych z tym obiektem: do gazoportu przyplłynął 111. gazowiec, a wyjechało z niego już 9000 cystern LNG.

Popyt: dekada rekordowego wzrostu

GAZ-SYSTEM opracowuje Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Dokument ten podlega aktualizacji co dwa lata. Jednym z jego elementów jest analiza zapotrzebowania na paliwa gazowe w kolejnej dekadzie. Do jej przeprowadzenia brane są pod uwagę następujące kwestie:

- obecna infrastruktura sieci przesyłowej i dystrybucyjnej,
- kierunki rozwoju społeczno-gospodarczego,
- obecne i przyszłe zapotrzebowanie na usługę przesyłową,
- rozwój biznesowy przedsiębiorstw energetycznych wykorzystujących gaz.

Przygotowanie tego dokumentu zawsze jest dla spółki dużym wyzwaniem, ale jednocześnie wyniki analiz dają opartą na dogłębnych badaniach prognozę zapotrzebowania na gaz w następnych latach czy nawet dziesięcioleciach. Dlatego z przekonaniem mogę podkreślić, że ta znaczna rozbudowa systemu przesyłowego nie tylko podniesie poziom bezpieczeństwa energetycznego Polski poprzez dywersyfikację dróg i źródeł dostaw. Wpłynie także na wzrost wykorzystania gazu ziemnego w gospodarce. Potwierdzeniem tego jest duże zainteresowanie naszymi usługami transportu tego paliwa. W tym roku zawarliśmy np. umowy na przyłączenie tak znacznych obiektów jak Elektrownia Dolna Odra czy Elektrociepłownia Czechnica, podpisaliśmy też porozumienie w sprawie przyłączenia Elektrowni Kozienice. Obecnie także inne, duże podmioty z sektora energetyki i ciepłownictwa prowadzą z GAZ-SYSTEM rozmowy dotyczące możliwości i warunków przyłączenia do naszej sieci. Dlatego, mówiąc o przewidywanym dalszym wzroście zapotrzebowania na usługę przesyłową, opieramy się na twardych danych i wymiernych kryteriach:

- podpisanych umowach o przyłączenie,
- prowadzonych postępowaniach i rozmowach dotyczących budowy przyłączy,
- planowanej przez spółki dystrybucyjne znacznej rozbudowie sieci dystrybucyjnej w Polsce, która przyczyni się do likwidacji „białych plam” w dostępie do gazu.

Należy podkreślić również, że o zapotrzebowaniu (w miejscu, w którym nie ma gazociągu) nie można mówić z dnia na dzień ani nawet z miesiąca na miesiąc. Tak złożona inwestycja jak budowa przyłącza do sieci przesyłowej może trwać nawet 5–6 lat, licząc od momentu złożenia wniosku o przyłączenie. Także dlatego GAZ-SYSTEM prowadzi obecnie wiele działań informacyjnych skierowanych do branż i podmiotów potencjalnie zainteresowanych przyłączeniem do sieci przesyłowej.

Kolejne ciepłownie negocjują obecnie umowy lub znajdują się na wczesnych etapach procesu przyłączeniowego do sieci GAZ-SYSTEM. W związku ze zmianą paliwa na gaz ziemny przez te podmioty zauważamy także silny trend przechodzenia z działalności *stricte* ciepłowniczej na działalność elektrociepłowniczą – kogeneracja oparta na gazie ziemnym jest efektywna i dobrze dostosowana do dzisiejszych potrzeb rynkowych. Wynika to m.in. z realizacji obowiązków zapisanych w polskim prawie oraz w dyrektywach unijnych dotyczących:

- efektywności energetycznej,
- emisji przemysłowych,

- ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania,
- ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania,
- krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza.

Rosnący koszt emisji CO₂ sprawia, że coraz większa liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych będzie się przyłączać do systemu gazowego nie tylko po stronie przesyłowej, ale także do systemów dystrybucyjnych. Dlatego nie ma już jakiegokolwiek ryzyka w stwierdzeniu, że wolumen przesyłanego paliwa nadal będzie dynamicznie rósł. Ciepłownictwo i energetyka w Polsce przechodzą głęboką transformację ku zielonej gospodarce. Natomiast optymalna droga do niskoemisyjnej gospodarki wiedzie przez Bramę Północną: gaz to paliwo pewne, niezawodne i – w odróżnieniu od wiatru czy słońca – generalnie niezależne od warunków pogodowych. Może pracować w sposób ciągły, co jest szczególnie istotne dla takich obiektów jak ciepłownia czy elektrownia. Gaz ziemny charakteryzuje się także niemal neutralnym wpływem na jakość powietrza – w trakcie spalania emisje cząstek stałych są znikome, natomiast emisje tlenków azotu o około 80% niższe niż z innych paliw kopalnych. Dlatego gaz ziemny jest dobrą alternatywą dla sektora grzewczego zwłaszcza w państwach, w których sektor ten w dużej mierze oparty jest na węglu.

Co ważne – tendencja wzrostu ilości transportowanego paliwa utrzymuje się od powstania GAZ–SYSTEM w 2004 roku. W 2019 roku przestaliśmy o prawie 6 mld m³ gazu więcej niż 15 lat wcześniej.

Gazowe inwestycje pomagają branżom budowlanej i gazowniczej

Właściwie w każdym regionie naszego kraju GAZ–SYSTEM prowadzi lub będzie prowadził w najbliższych latach inwestycje. Ten wielki placbudowy, który postawiliśmy w całej Polsce, to również duża szansa nie tylko dla branży gazowniczej, ale i budowlanej. Duży program inwestycyjny spółki ma pozytywny wpływ na kondycję firm specjalizujących się w budowie gazociągów i infrastruktury przesyłowej.

W odróżnieniu od innych gałęzi gospodarki, z których część dotkliwie odczuwa skutki pandemii, przedstawiciele podmiotów z tych obszarów skutecznie wykorzystują możliwości prowadzenia prac na budowach GAZ–SYSTEM. Oczywiście, to zasługa naszych kontrahentów, ale też naszej spółki. Na bieżąco prowadzimy dialog z wykonawcami – postrzegamy go wręcz jako niezbędny element strategii zakupowej. Przyczynia się on do lepszego zrozumienia potrzeb i oczekiwań stron kontraktu i pozwala na wypracowanie modeli, w których każda ze stron widzi pozytyw. Dialogi mają charakter wielowymiarowy, bo są ukierunkowane zarówno na warstwę przetargową, kontraktową, finansową, jak i przedmiotową. Dzięki nim potencjalni dostawcy i wykonawcy ze znacznym wyprzedzeniem znają nasze plany inwestycyjne i na ich podstawie mogą planować swój rozwój. Dlatego GAZ–SYSTEM szczególnie dba o utrzymanie tempa prac – ze względu na dbałość o bezpieczeństwo energetyczne kraju, a także pozytywny wpływ inwestycji na rynek firm budowlanych, gazowniczych i np. biur projektowych, co jest jeszcze ważniejsze w kontekście okoliczności związanych z koronawirusem.

Gaz to paliwo przejściowe? Tak, na wiele lat – kilka dekad

W związku z zobowiązaniami klimatycznymi przyjętymi przez Unię Europejską, tj. celem osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, mówi się o gazie ziemnym jako paliwie przejściowym. Określenie to lepiej jednak opisuje sytuację, w której znajdują się głównie kraje Europy Zachodniej, z rozwijaną latami infrastrukturą. W regionie Europy Środkowo-Wschodniej, a zwłaszcza w Polsce, gaz ziemny będzie miał kluczowe znaczenie w najbliższych latach jako element tzw. *coal-to-gas switch*. Gaz ziemny jest dobrym i stosunkowo szybkim rozwiązaniem problemu znacznego zanieczyszczenia powietrza w Polsce. Dzięki programowi inwestycyjnemu GAZ–SYSTEM zwiększą się możliwości dostaw surowca do Polski zarówno pod względem wolumenowym, jak i źródł. Z niewątpliwych zalet gazu ziemnego jako paliwa zdają sobie także sprawę nasi odbiorcy, czego dowodem jest fakt, iż przesyłamy naszą siecią coraz więcej paliwa gazowego.

Ograniczenie emisji metanu

Ponieważ metan jest gazem cieplarnianym i jego emisja w przyszłości może wiązać się ze wzrastającymi opłatami, w GAZ–SYSTEM pracujemy nad zmianą podejścia do niektórych czynności eksploatacyjnych oraz technologii przesyłu gazu, aby znacząco ograniczyć emisję metanu. Nasz dział B+R analizuje udoskonalanie metod badania, wykrywania i zapobiegania emisjom gazu ziemnego do atmosfery. W pewnym sensie jest to też „rewolucyjna” zmiana. Właściwie od początku gazownictwa akurat wypuszczanie gazu ziemnego do atmosfery było uznawane wręcz za element zapewnienia bezpieczeństwa pracy instalacji gazowych. Teraz to mentalne podejście musi się zmienić. Tu niezbędna jest dobra współpraca całej branży, w tym producentów, naukowców i menedżerów. Potrzebne jest również wdrożenie odpowiednich instrumentów finansowania tej przemiany.

Jednocześnie GAZ–SYSTEM, będąc świadomym uczestnikiem rynku europejskiego, bada możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury na potrzeby przesyłu wodoru.

Wodór w systemie przesyłowym

W kontekście przyszłości jednym z wyzwań dla branży gazowniczej jest dostosowanie istniejącej oraz powstanie dedykowanej infrastruktury dla wodoru. To paliwo o innych właściwościach fizycznych i chemicznych niż gaz ziemny, co w przypadku ewentualnego transportu gazociągami wysokiego ciśnienia ma duże znaczenie – przede wszystkim ze względu na badania i analizy, które powinny poprzedzić decyzję o wyborze wykorzystanych do tego celu odcinków systemu. Poprzez udział w projektach badawczych poszerzamy wiedzę na temat technologii z grupy *Power to Gas*, które mają na celu zagospodarować nadwyżkę energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, np. poprzez ich magazynowanie. Zdobywając wiedzę z tego zakresu, spółka przygotowuje się do możliwości magazynowania i transportu wodoru. Warunkiem jest stworzenie całego łańcucha dostaw: wytwórca wodoru – zadaniem GAZ–SYSTEM byłoby zapewnienie przesyłu – odbiorca wodoru.

Kwestię wykorzystania wodoru porusza m.in. opublikowana w lipcu 2020 roku przez Komisję Europejską „Strategia UE

w zakresie wodoru”, w której przedstawiono mapę drogową na rzecz budowy gospodarki wodorowej. W zintegrowanym systemie energetycznym wodór może pomóc w dekarbonizacji przemysłu, transportu, wytwarzania energii oraz budynków, a także umożliwić magazynowanie energii w celu zrównoważenia zmiennych przepływów pochodzących ze źródeł odnawialnych. Za priorytet KE uznała rozwój wodoru pochodzącego z odnawialnych źródeł energii, jednak w perspektywie krótko- i średnioterminowej potrzebne są inne niskoemisyjne technologie wodorowe, aby szybko ograniczyć emisje i wspierać rozwój rentownego rynku.

W GAZ–SYSTEM określono trzy kierunki działań związanych z kwestiami wodorowymi.

1. Obszar analityczny:

- szczegółowa analiza możliwości transportu wodoru siecią przesyłową GAZ–SYSTEM, w tym opracowanie mapy systemu przesyłowego, łącznie z symulacją przepływu paliwa gazowego w systemie przesyłowym dla kilku wariantów udziału wodoru w gazie ziemnym oraz analizą rynku separatorów wodoru z gazu ziemnego,
- przegląd elementów infrastruktury gazowej pod kątem dostosowania ich do transportu gazu ziemnego z dodatkiem wodoru.

2. Obszar badawczy: badanie elementów infrastruktury gazowej w warunkach rzeczywistych lub zbliżonych do rzeczywistych, w szerokim zakresie ciśnień, w tym na wysokim ciśnieniu, przy zatłaczaniu domieszek wodoru do gazu ziemnego (z udziałem w projektach europejskich).

3. Obszar rozwojowy, obejmujący zagadnienia związane z magazynowaniem wodoru oraz budową pilotażowego gazociągu dedykowanego dla wodoru.

GAZ–SYSTEM aktywnie uczestniczy również w innych inicjatywach wodorowych. W lipcu tego roku spółka podpisała list intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej w Polsce, we wrześniu zaś przystąpiła do Europejskiego Sojuszu na rzecz Czystego Wodoru.

Finansowanie inwestycji gazowych

Wyzwanie, z którym w najbliższych latach zmierzy się branża gazownicza, będzie miało również wymiar europejski. Zapowiedzi zaprzestania finansowania projektów dotyczących gazu ziemnego są niebezpieczne dla powodzenia transformacji energetycznej zarówno w Polsce, jak i innych krajach.

Planowane przez GAZ–SYSTEM na lata 2020–2029 inwestycje będą finansowane – podobnie jak dotychczas – ze środków:

- pochodzących z opłat przesyłowych,
- z wypracowanego zysku do dyspozycji,
- komercyjnych zewnętrznych źródeł finansowania, w tym z kredytów bankowych i obligacji,
- bezzwrotnych zewnętrznych źródeł finansowania, w tym ze środków z funduszy unijnych.

Dla realizacji planów rozwoju systemu przesyłowego kluczowe znaczenie mają lata 2020–2023, czas największej kumulacji nakładów. Jest to także okres, w którym planowane jest aktywne wykorzystywanie pozyskanych funduszy unijnych.

W najbliższej dekadzie będziemy świadkami znacznych przeobrażeń w strukturze systemu przesyłowego. Zmieni się rynek gazu, który wraz z nowymi wejściami umożliwi wreszcie dywersyfikację źródeł i dostaw surowca, pozwoli również na realną konkurencję. Znajdziemy się więc w sytuacji, w której Polska nigdy nie była. Okaże się też, czy przesyłanie gazociągami takich paliw jak wodór stanie się powszechne. Podsumowując, nadchodzi czas znacznych zmian. Izba Gospodarcza Gazownictwa, jako organizacja skupiająca właściwie wszystkie istotne dla branży gazowniczej podmioty – producentów, wykonawców robót, projektantów, naukowców, firmy świadczące wszelkiego rodzaju usługi związane z obrotem, przesyłem i dystrybucją gazu ziemnego – będzie nie tylko ich ważnym obserwatorem, ale przede wszystkim aktywnym kreatorem.

Artur Zawartko, wiceprezes zarządu GAZ–SYSTEM

Musimy szukać zielonych alternatyw dla gazu ziemnego

Adam Wawrzynowicz

Mówiąc o perspektywach rozwoju rynku gazu, należy wskazać zmiany dokonujące się w związku z procesem transformacji energetycznej z gospodarki opartej na paliwach kopalnych do gospodarki niskoemisyjnej, a w końcu zeroemisyjnej.

Mówi się, że biometan stanowi przyszłość sektora gazowego i że może trwale wpłynąć na kształt współczesnego gazownictwa. Takie podejście, rzecz jasna, wynika nie ze szczególnych cech fizykochemicznych tego paliwa, ale wyłącznie z tego, że otoczenie regulacyjne dla gazu ziemnego jest coraz mniej przyjazne. Musimy więc szukać zie-

lonych alternatyw dla gazu ziemnego i biometan świetnie się w te potrzeby wpisuje, ponieważ nie tylko uznawany jest za gaz zdekarbonizowany, ale wytwarzanie biogazu i biometanu ma ogromny potencjał w redukcji niekontrolowanych emisji metanu z odpadów (szczególnie rolniczych i komunalnych). Można bowiem dzięki temu przyjąć, że produkcja biogazu

proceedzi do redukcji gazów cieplarnianych (GHG) w atmosferze, a nie tylko do zmniejszenia samej emisji. Mówi się nawet, że biogaz ma ujemny wskaźnik emisyjności, co czyni to paliwo wyjątkowym.

Biogazownie i biogazownie rolnicze jako potencjalnie atrakcyjne kierunki inwestowania są w Polsce obecne w dyskusji publicznej już od kilkunastu lat. Trudno jednak uznać wybudowanie około stu takich obiektów w tak długim okresie za sukces. Dotychczas nie udało się zmienić polskiego krajobrazu źródeł odnawialnych w taki sposób, żeby biogazowniom przypisać wiodącą rolę wśród źródeł OZE. A takie właśnie zapowiedzi pojawiały się w rozmaitych publikacjach w pierwszej dekadzie XXI wieku. Niezmienny jest niewątpliwie ogromny potencjał dla rozwoju biogazowni, szczególnie biogazowni rolniczych w Polsce, biorąc pod uwagę silnie rozwinięte rolnictwo, a co za tym idzie – teoretycznie niemal powszechną dostępność potencjalnych substratów.

Przyczyn, które spowodowały relatywnie niewielki – na przykład w porównaniu z sąsiednimi Niemcami – rozwój przemysłu biogazowego w naszym kraju jest wiele. Najczęściej wskazuje się brak systemu wsparcia dedykowanego wytwarzaniu biogazu i biometanu, luki legislacyjne w systemie wsparcia opartym na tzw. brązowych certyfikatach, a w przypadku biometanu również brak normatywnych kryteriów jakościowych dedykowanych biogazowi wprowadzanemu do sieci gazowych.

Właściwie wszystkie działające w Polsce obiekty tego typu są instalacjami wytwarzającymi biogaz w celu wyprodukowania energii elektrycznej albo energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła. Do dzisiaj nie powstała w Polsce żadna biogazownia dostarczająca biogaz do sieci gazowej.

Ma się to niedługo zmienić i to właściwie w sposób rewolucyjny. Śmiało plany naszych wiodących koncernów paliwo-energetycznych oparte są na kilku czynnikach powodujących, że dynamiczny rozwój przemysłu biogazowego w Polsce (a precyzyjnie biometanowego) wydaje się więcej niż prawdopodobny. Możemy sobie pozwolić na taki optymizm, dlatego że tym razem mamy do czynienia z rzeczywistym, dużym popytem na biometan (biogaz zatłoczony do sieci gazowych) i nie jest to już tylko deklaracja polityczna, ale prawdziwy business case, który będzie napędzał rozwój rynku biometanu w naszym kraju.

Argument 1 – realizacja NCW

Najważniejszy czynnik determinujący rozwój rynku biometanu w Polsce pochodzi z sektora transportu i związany jest z realizacją Narodowego Celu Wskaźnikowego przez podmioty działające na rynku paliwowym. Ubiegłoroczna nowelizacja ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych dopuściła wykorzystanie na potrzeby NCW biometanu, z którego zostanie wytworzony biowodór będący biokomponentem stosowanym do produkcji paliw. Biokomponentem jest również biometan skroplony oraz biometan sprężony. Nowelizacja pozwoliła także zaliczać do NCW biokomponenty zawarte we wszelkich paliwach stosowanych w transporcie, a nie tylko w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych. Ma to istotne przełożenie na możliwości podmiotów zobowiązanych do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego. Dzięki tej zmianie prawa podmioty realizujące NCW

mogą pokonać technologiczną barierę tzw. *blending wall*, związaną z ograniczeniem poziomu wykorzystania w produkcji paliw płynnych estrów metylowych czy bioetanolu w celu osiągnięcia wymaganych poziomów udziału biokomponentów we wprowadzanych na rynek paliwach ciekłych. Zapotrzebowanie na biometan – zgłaszane przez największe koncerny, takie jak Orlen i Lotos – wynosi około miliarda metrów sześciennych rocznie i z całą pewnością może wykreować odpowiedni impuls do inwestowania w technologie produkcji biometanu. W swoje zaktualizowane strategie rozwój segmentu wytwarzania biometanu wpisały największe polskie koncerny multienergetyczne – PGNiG i Orlen. Realizacja NCW z wykorzystaniem biometanu to pierwsza i jednocześnie najważniejsza przyczyna ogromnego obecnie zainteresowania tym paliwem.

Argument 2 – strategia metanowa

Drugim elementem, który również wydaje się niezwykle istotny, w kontekście zmian w gazownictwie, jest opublikowanie w połowie października tego roku strategii metanowej. Jest to jeden z komponentów Europejskiego Zielonego Ładu, w którym wymienione zostały problemy związane z emisjami metanu jako gazu cieplarnianego (jego emisje w krótkiej perspektywie są dużo bardziej szkodliwe dla klimatu od emisji dwutlenku węgla). Problem zapanowania nad emisjami metanu – zarówno pochodzącymi z sektora wydobywania węgla, ropy naftowej czy gazu ziemnego, jak i z sektorów powiązanych z rolnictwem czy gospodarką odpadami komunalnymi – narastał w przestrzeni publicznej już od dłuższego czasu. Opublikowana strategia metanowa zakłada m.in. dokonanie przeglądu systemu handlu emisjami ETS, co potencjalnie może otworzyć drogę do objęcia emisji metanu tym systemem i obciążenie ww. sektorów kosztami uprawnień do emisji metanu. Takie rozwiązanie spowodowałoby pogorszenie konkurencyjności gazu ziemnego względem innych nośników energii – szczególnie źródeł OZE.

Projekty regulacji określających zasady rozdziału środków z funduszy unijnych w perspektywie lat 2021–2027 zakładają wyłączenie ze wsparcia inwestycji w zakresie produkcji, przetwarzania, dystrybucji, składowania lub spalania paliw kopalnych, nie wyłączając gazu ziemnego. Trwa również przegląd przepisów TEN-E określających projekty infrastrukturalne, mogące uzyskać status wspólnego zainteresowania, w celu zapewnienia ich spójności z celem neutralności klimatycznej. Zaostrzenie kursu UE wobec gazu ziemnego i brak odpowiedniego wsparcia ze środków unijnych dla rozwoju projektów gazowych może stopniowo ograniczać rolę gazu ziemnego i zmniejszyć jego konkurencyjność względem energii z OZE, która z kolei – z uwagi na podwyższone cele redukcyjne UE – w nowej perspektywie budżetowej będzie mogła liczyć na subsydiowanie na niespotykaną wcześniej skalę.

To, co nie jest korzystne dla wydobywania gazu ziemnego, stanowić może jednocześnie dodatkowe wsparcie dla rozwoju przemysłu biogazu i biometanu. Biometan, jako gaz odnawialny, stanowi szansę dla pełnego wykorzystania infrastruktury gazowniczej. Wprowadzanie biometanu do sieci gazowych pozwoli na uznanie, że dalsze inwestowanie w rozwój infrastruktury gazowniczej ma sens – stanowić bowiem będzie rozwój systemu dedykowanego również paliwom odnawialnym.

To otwiera drogę do pozyskania finansowania dla takich projektów przy uwzględnieniu zasad nowej taksonomii unijnej, wynikających z rozporządzenia przyjętego w czerwcu tego roku.

Strategia metanowa zawiera rozdział poświęcony biogazowi i biometanowi. Wskazano w nim, iż rozwój technologii produkowania biogazu to kierunek umożliwiający wykorzystanie efektu synergii pomiędzy sektorem rolnictwa, sektorem gospodarki odpadami a sektorem energetycznym. Jest to również kierunek w pełni zgodny z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu i nowej taksonomii.

Argument 3 – zmiany w otoczeniu regulacyjnym gazownictwa

Tegoroczne forum w Madrycie, które odbywało się w połowie października 2020 roku, zostało poświęcone niemal wyłącznie problematyce dekarbonizacji gazownictwa, wprowadzaniu gazów odnawialnych do sieci gazowych – biometanu i zielonego wodoru. Konkluzje madryckiego forum zwykle stanowią pewnego rodzaju „forpocztę” zmian, zarówno jeżeli chodzi o regulacje unijne, jak i krajowe. W tegorocznych konkluzjach forum pojawił się m.in. postulat dotyczący regulacyjnego wymuszenia udziału gazów odnawialnych w paliwie transportowanym sieciami gazowymi – tak aby do 2030 roku w sieciach było transportowane nie mniej niż 11 procent gazów zdekarbonizowanych. Nie jest to, co prawda, jeszcze norma prawna, ale należy spodziewać się, że twarde regulacje unijne będą ewoluowały w stronę podobnych rozwiązań.

Gazownictwo w tradycyjnym ujęciu zmieniło się, na naszych oczach, dość szybko. Jeżeli zestawimy trzy wskazane powyżej elementy, zauważymy, że istnieje jakościowa różnica między prowadzeniem rozważań o biogazie i biometanie obecnie i dziesięć lat temu.

Dzisiaj obserwujemy popyt zgłaszany wyraźnie przez podmioty realizujące Narodowy Cel Wskaźnikowy, służący realizacji zobowiązań Polski dotyczących celu krajowego OZE w sektorze transportu – dyrektywy unijne (głównie RED I/RED II). Branża gazownicza musi spróbować na ten popyt szybko odpowiedzieć, ponieważ w przeciwnym razie zapotrzebowanie na biometan zostanie zaspokojone przez producentów z innych państw europejskich. Widać wyraźnie, że problem zauważyły zarówno administracja, koncerny energetyczne, jak i inwestorzy z branży biogazowej. W tym kontekście pozytywnie trzeba ocenić podpisanie 13 października 2020 roku listu intencyjnego „o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego” pomiędzy rządem a przedstawicielami branży biogazowej, transportowej, gazowniczej i świata nauki. Celem tej inicjatywy jest podjęcie wspólnych działań służących rozwojowi rynku biogazu i biometanu w Polsce. Taka inicjatywa i kierunek działania administracji są zgodne z celami zawartymi w projekcie „Polityki energetycznej Polski 2040” i z pewnością niedługo doczekamy się uchwalenia pakietu rozwiązań legislacyjnych wspierających rozwój rynku biogazu i biometanu w Polsce – co zadeklarowali przedstawiciele Ministerstwa Klimatu i Środowiska podczas obrad VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego.

Rozwój rynku biometanu i biogazu to odpowiedź na dwa istotne problemy, z którymi boryka się współczesna Europa, a w szerszej perspektywie poniekąd też świat. Po pierwsze, trzeba wskazać na cele klimatyczne jako wyraz coraz wyższych ambicji Europy w kwestii klimatu. Aby sprostać tym celom, należy wyeliminować, poza emisją CO₂, także emisje metanu. Biogaz stanowi w tym przypadku doskonałe narzędzie do wychwytywania niekontrolowanych emisji z rolnictwa i sektora gospodarki odpadami. Drugim istotnym aspektem jest kwestia bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego w ten sposób, że mamy do czynienia z surowcami wytwarzanymi lokalnie – w kraju czy w Unii Europejskiej – w ramach europejskiej przestrzeni gospodarczej. Unia Europejska jest największym na świecie importerem surowców energetycznych. Jest to zależność bardzo niezdrowa, której w zasadzie wszystkie państwa członkowskie próbują przeciwdziałać.

Kolejny krok – dedykowany system wsparcia

Inwestorzy potrzebują stabilnego otoczenia prawnego i możliwości skalkulowania przyszłych przychodów z realizowanych inwestycji. Konieczny jest zatem system wsparcia oparty na przejrzystych zasadach, który takie długoterminowe ramy do inwestowania stworzy. Inwestorzy muszą mieć stabilną perspektywę i pewność, że otoczenie nie zmieni się w następnych 15–20 latach. Oczywiście, stworzenie dedykowanego systemu wsparcia to proces zwykle dłuższy ze względu na konieczność notyfikacji. Możemy równolegle skoncentrować się na działaniach wspomagających, dostępnych w praktyce „od zaraz”. Ważne będzie uzupełnienie regulacji związanych z niedziałającym obecnie systemem

Tegoroczne forum w Madrycie zostało poświęcone niemal wyłącznie problematyce dekarbonizacji gazownictwa, wprowadzaniu gazów odnawialnych do sieci gazowych – biometanu i zielonego wodoru.

tw. brązowych certyfikatów czy umieszczenie w rozporządzeniu systemowym parametrów dedykowanych biogazowi wprowadzanemu do sieci gazowych. Należy również pamiętać o regulacjach związanych z taryfami operatorów, tak aby przyłączanie biometanowi do sieci dystrybucyjnych i przesyłowych było nie tylko możliwe technicznie, ale również uzasadnione ekonomicznie. To musi opłacać się wszystkim uczestnikom tego procesu, w tym operatorom gazowym. Wtedy sukces projektu biometanowego realizowanego z korzyścią dla polskiej gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego będzie przesądzony.

Adam Wawrzynowicz, Wawrzynowicz i Wspólnicy sp.k.

Artykuł powstał na podstawie wypowiedzi eksperckiej w panelu SESJI II „Przyszłość gazownictwa – biometan” podczas VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego.



**Uchwała
VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego
„Perspektywy rozwoju rynku gazu”
Warszawa, 20 października 2020 r.**

Uczestnicy VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, zorganizowanego przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, którego tematem przewodnim były „Perspektywy rozwoju rynku gazu”, po wysłuchaniu dyskusji panelowych oraz zgłoszonych podczas obrad wniosków i postulatów, postanawiają przyjąć uchwałę następującej treści:

Postulaty dedykowane administracji państwowej

1. Branża gazownicza apeluje do administracji państwowej o sformułowanie racjonalnej polityki energetycznej państwa, z określeniem istotnej roli gazu ziemnego jako komplementarnego źródła energii w odniesieniu do OZE, sprzyjającej transformacji energetycznej w kontekście Europejskiego Zielonego Ładu.
2. Zważywszy na znaczenie sektora produkcji biogazu i biometanu dla przeprowadzenia procesu transformacji gospodarki w niskiemisyjną, istotne jest stworzenie ram legislacyjnych przyspieszających rozwój tego sektora, poprzez uchwalenie specustawy umożliwiającej powstanie warunków regulacyjnych do bezpiecznego inwestowania w biometanownie. Nowe regulacje powinny zachęcać, ułatwiać i wspierać produkcję, wykorzystanie oraz transport biometanu za pomocą istniejącej i nowo budowanej infrastruktury gazowej.
3. Branża gazownicza wnosi do administracji państwowej o stworzenie szerokiego programu badawczego, finansowanego z funduszy pomocowych europejskich i/lub krajowych, mającego na celu stworzenie podstaw polskiej gospodarki wodorowej oraz o wypracowanie przy współpracy z branżą gazowniczą niezbędnych regulacji w tym zakresie. Działania powyższe powinny być skorelowane z opracowywaną polską strategią wodorową, która powinna zostać opublikowana jak najszybciej.
4. Mając na względzie istotną rolę gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej, właściwe organy administracji państwowej powinny przyspieszyć działania legislacyjne zmierzające do uchwalenia prawa gazowego – w celu utworzenia spójnego i kompletnego aktu prawnego regulującego funkcjonowanie sektora gazowniczego, tak istotnego w procesie transformacji gospodarki polskiej do gospodarki zeroemisyjnej.
5. Istnieje pilna potrzeba intensyfikacji prac nad wprowadzeniem rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe, którego przygotowany przez IGG projekt pozwala na zastosowanie nowych technologii przy budowie infrastruktury gazowej.
6. Postulatem dedykowanym administracji państwowej jest potrzeba uregulowań dotyczących inwestycji liniowych celu publicznego dla likwidacji barier inwestycyjnych (także w odniesieniu do nowych technologii wodorowych i transportu CO₂).
7. Postulatem dedykowanym urzędowi centralnym państwa jest potrzeba dalszego wzmocnienia roli badań, rozwoju i innowacji w branży gazowniczej, zwłaszcza wspierających proces transformacji energetycznej.
8. Środowisko gazownicze liczy na skuteczne wykorzystanie dotychczasowych doświadczeń w przygotowaniu przez administrację

państwową programu wsparcia ze środków UE i realizacji projektów w celu zagwarantowania możliwości uzyskania dofinansowania oraz sprawnego i skutecznego wdrażania środków unijnych pozyskanych dla sektora gazowego w ramach polityki spójności na lata 2021–2027.

9. Środowisko gazownicze podnosi postulat dalszego rozwoju podziemnych magazynów gazu i energii do wielkości operacyjnej co najmniej 7,5 mld Nm³ na 2030 rok, jako uzupełnienie wsparcia inwestycji liniowych i infrastruktury.

Postulaty dedykowane branży

1. Postuluje się kontynuowanie procesu aktywizacji firm członkowskich w celu zwiększenia udziału specjalistów i ekspertów w pracach zespołów dotyczących standaryzacji technicznej IGG, z uwzględnieniem rozwoju LNG oraz skutecznego wdrożenia wykorzystania biometanu i wodoru w gazownictwie.
2. Należy prowadzić aktywne działania w celu wykorzystywania zapisów standardów technicznych i odwołania do standardów w regulacjach prawnych.
3. Z uwagi na ogromny rozmiar rozbudowy infrastruktury gazowniczej w Polsce i związaną z tym konieczność właściwego i efektywnego wydawania środków publicznych, właściwego przygotowania i bezpiecznej realizacji inwestycji, a także kształcenie kadr technicznych i menedżerskich, mający wpływ na rozwój i innowacyjność sektora, istnieje potrzeba kontynuacji dialogu na linii inwestor–wykonawca z wykorzystaniem rekomendacji Kodeksu Dobrych Praktyk dla Gazownictwa.

Uczestnicy VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego z uznaniem wyrażają poparcie dla dotychczasowej działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa w relacjach między administracją państwową a branżą gazowniczą, która stanowi ważne ogniwo gospodarki narodowej.

Uczestnicy VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego „Perspektywy rozwoju rynku gazu” upoważniają Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa do przedstawienia uchwały kongresowej władzom państwowym, instytucjom i organizacjom branży gazowniczej.

W imieniu uczestników VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Komisja Uchwał i Wniosków
Waldemar Kamrat
– przewodniczący

Ewa Daniszewska Stanisław Nagy Jerzy Kaleta Wojciech Kietliński

Sprostamy zielonej rewolucji w gazownictwie

Rozmowa z **dr. Piotrem Dziadzio**, sekretarzem stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska



Realizacja Europejskiego Zielonego Ładu nabrała gwałtownego przyspieszenia. Pojawiają się kolejne dokumenty regulujące jego zasady, wytyczane są kolejne cele, określone terminy realizacji. W jakim zakresie jesteście do tego przygotowani i co chcemy wnieść do tego projektu?

Przeciwdziałanie zmianom klimatycznym jest w sercu działań Ministerstwa Klimatu i Środowiska. W tym celu kształtujemy naszą politykę energetyczną, tak aby miała możliwie jak najmniejszy negatywny wpływ na środowisko. Świadectwem na to jest stworzenie „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” i bezpośrednio powiązanego z nim projektu „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”. Zgodnie z tymi dokumentami, w okresie najbliższych dziesięciu lat co trzecia megawatogodzina wyprodukowanej energii elektrycznej i ciepła będzie pochodziła z jednostek odnawialnych. Szczególną rolę w tym procesie odegra wdrożenie do polskiego systemu elektroenergetycznego morskiej energetyki wiatrowej, w przypadku której myślimy o realizacji projektów inwestycyjnych o mocy około 8–11 GW w 2040 roku oraz uruchomienie elektrowni jądrowej, w której zainstalowanych będzie około 6–9 GW mocy. Równolegle do budowania tych dwóch nowych strategicznych obszarów rozwijać będziemy energetykę rozproszoną i obywatelską – opartą na lokalnym kapitale. Mam tu na myśli szczególnie fotowoltaikę, która jest najszybciej rozwijającym się sektorem OZE w Polsce, oraz szeroko rozumianą geotermię, opartą na różnych źródłach. Ponadto, do 2040 roku spodziewamy się około 7–10 GW mocy z farm wiatrowych na lądzie. Transformacja w Polsce będzie wymagała także zwiększenia wykorzystania technologii OZE w ciepłownictwie i wzrostu udziału paliw alternatywnych w transporcie. Jak widać z powyższych założeń, jesteśmy aktywnie zaangażowani w politykę proklimatyczną. Dzięki nim poprawimy jakość po-

wietrza i zredukujemy emisję zanieczyszczeń, a to poprawi jakość życia społeczeństwa.

Obserwując polski rynek energii, odnoszę wrażenie, że znakomicie wpisuje się w te nowe trendy. Zmieniają się modele biznesowe, plany inwestycyjne, otwierają się nowe obszary działalności. Czy jesteście do tego przygotowani, biorąc pod uwagę „punkt startu”, nasze uwarunkowania infrastrukturalne, balasty przeszłości?

Polska niezaprzeczalnie jest w wyjątkowej sytuacji. Nie możemy porównywać się z pozostałymi krajami UE, które realizację celów klimatycznych zaczynają z innego punktu. Przykładem może być Francja, która 75 procent energii wytwarza w blokach jądrowych. My tyle wytwarzamy ze źródeł kopalnych. Dążenie do neutralności klimatycznej będzie więc od nas wymagać więcej wysiłku, inwestycji i racjonalnego gospodarowania środkami z myślą o regionach i miejscach, które obejmie transformacja. Naszą intencją jest stworzenie skutecznego środka służącego realizacji kierunku nisko- i zeroemisyjnego w sposób sprawiedliwy. Dlatego w negocjacjach z Komisją Europejską ogromną wagę przykładaliśmy do środków na rzecz Funduszu Sprawiedliwej Transformacji. Poza tym już w trakcie COP 24 Polska zainicjowała Śląską Deklarację Solidarnej i Sprawiedliwej Transformacji, która zakłada ochronę klimatu, przy jednoczesnym utrzymaniu rozwoju gospodarczego i miejsc pracy. W dokumencie tym jest mowa o konieczności odpowiedzialności państw w wymiarze gospodarczym, społecznym, środowiskowym i klimatycznym. Modernizacja i wdrażanie innowacji umożliwiających efektywniejsze i bardziej przyjazne dla środowiska wykorzystanie zasobów to konieczność, ale tylko pod warunkiem uwzględniania aspektów społecznych. Transformacja nie będzie łatwym procesem. Jest jednak konieczna nie tylko ze względu na unijne wymogi. Nasza infra-

struktura wytwórcza lata świetności ma już za sobą i wymaga modernizacji, tymczasem przy wzrastających cenach uprawnień do emisji CO₂ przestaje to mieć ekonomiczne uzasadnienie. Odpowiadając więc na pytanie: czy jesteśmy przygotowani do zmian? – stopniowo, krok po kroku i z odpowiednim wsparciem, musimy stawić im czoło. Musimy być, i jesteśmy, otwarci na innowacyjne rozwiązania w energetyce, bo będą one istotne w procesie transformacji energetycznej.

Sugerowane tempo zmian klimatycznych szczególnie obciążać będzie sektory najbardziej innowacyjne, a te w wielu przypadkach są na etapie prototypów lub demonstracji. Co ważniejsze, kryzys covidowy znacząco ograniczył środki na B+R. Czy *Green Deal* to wizja czy realny projekt?

Biorąc pod uwagę tempo zachodzących i prognozowanych zmian klimatycznych, nie mamy na co czekać. Już dziś potrzebne są realne działania w celu poprawy tej sytuacji. Mówiąc natomiast o kryzysie, nie możemy zapomnieć, że realizowane w ramach *Green Deal* inwestycje będą okazją na odbudowę gospodarek, które ucierpiały w wyniku pandemii Covid 19. Planowane projekty są szansą na rozwój zarówno krajowego przemysłu, jak i wyspecjalizowanych kompetencji kadrowych, oznaczają nowe miejsca pracy i generowanie wartości dodanej dla gospodarki. Poza tym mimo pandemii realizacja założeń ograniczających procesy zmian klimatycznych pozostaje priorytetem w UE i – jak podkreślała Ursula Von der Leyen, szefowa Komisji Europejskiej – wysiłki na rzecz strategii wzrostu zostaną podwojone.

Kongres polskiego przemysłu gazowniczego pokazał potencjał sektora w realizacji projektu neutralności klimatycznej w postaci konkretnych zamierzeń technologicznych i inwestycyjnych. Czy i jak gaz będzie się wpisywał w zieloną transformację polskiej gospodarki?

Przede wszystkim warto zauważyć, że na transformację unijnych gospodarek, opierającą się głównie na odnawialnych źródłach energii, będziemy potrzebowali czasu i odpowiednich środków finansowych, aby móc ją realizować. Stopniowe odchodzenie od węgla będzie więc wymagało paliwa przejściowego. W naszej transformacji energetycznej taką rolę może odegrać gaz ziemny. Jako paliwo niskoemisyjne powinien on stanowić pomost pomiędzy energetyką węglową a zeroemisyjnymi źródłami energii. Z punktu widzenia planowanego rozwoju energetyki odnawialnej oraz stopniowego zwiększania udziału OZE w miksie elektroenergetycznym efektywne funkcjonowanie źródeł gazowych uznajemy za kluczowe. Gaz ziemny będzie służyć przede wszystkim bilansowaniu systemu elektroenergetycznego w przypadkach niedoboru energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych. A zatem będzie pełnić rolę rezerwową dla OZE.

Zgodnie z kierunkami wyznaczanymi przez UE w ramach Europejskiego Zielonego Ładu, infrastruktura gazowa może służyć nowym łańcuchom wartości w obszarze tzw. gazów zdekarbonizowanych, wodoru i biometanu. Operatorzy, zarówno sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej, już prowadzą kompleksową ocenę sieci gazowej pod kątem jej technicznego przygotowania do przesyłania mieszanki wzbogaconej wodorem. Wstę-

ne prace w tym zakresie dotyczą również przesyłu biometanu. W Ministerstwie Klimatu i Środowiska prowadzimy obecnie prace legislacyjne dotyczące określenia precyzyjnych parametrów jakościowych dla biometanu wtłaczanego do sieci gazowej. Celem wypracowania ram regulacyjnych w tym obszarze jest zazielenienie sieci gazowych w duchu Europejskiego Zielonego Ładu, co umożliwi ma uruchomienie oraz dynamiczny rozwój rynku biometanu w Polsce.

To właśnie czyni ważnymi działania, dzięki którym istniejąca infrastruktura gazowa będzie mogła sprostać nowym wyzwaniom w procesie zielonej transformacji gospodarki. Służy temu ma ciągła i systematyczna rozbudowa systemu przesyłowego oraz budowa nowej infrastruktury. Jak potrzebne jest obniżenie struktury wiekowej gazociągów w Polsce, mówią liczby: nadal większość gazociągów ma powyżej 20 lat, a ponad 40-letnie stanowią prawie 44% wszystkich obecnie eksploatowanych! W ubiegłym roku oddano do użytku ponad 130 km sieci przesyłowej, co sprawiło, że o 1,3%, w stosunku do 2018 roku, wzrosła długość gazociągów, których wiek jest mniejszy niż 5 lat. Natomiast w I półroczu 2020 roku OGP GAZ–SYSTEM S.A. oddał do użytkowania ponad 180 km gazociągów wysokiego ciśnienia, dodatkowo „odmładzając” krajową infrastrukturę przesyłową.

Odważne projekty krajowego gazownictwa wymagać będą nowych regulacji systemowych, szczególnie dla zielonej rewolucji w gazownictwie. Czy sprostamy tym wyzwaniom?

Oczywiście, że tak. Obecnie jesteśmy na etapie realizacji szeroko zakrojonego planu inwestycyjnego. Mam tu na myśli zarówno działania realizowane przez operatora systemu przesyłowego – OGP GAZ–SYSTEM S.A. – w zakresie rozbudowy systemu przesyłowego wewnątrz kraju, zwiększania możliwości dostaw gazu ziemnego z zagranicy (*Baltic Pipe*, rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu), jak i program przyspieszonej gazyfikacji, realizowany przez operatora systemu dystrybucyjnego – Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. Na wspomniane plany rozbudowy systemu gazowego nakładają się wyzwania dotyczące zmiany bilansu energetycznego i zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz zamierzenia UE, wyrażone w Europejskim Zielonym Ładzie. Jako część administracji, która odpowiada za tworzenie ram regulacyjnych sprzyjających rozwojowi sektora gazowniczego, jesteśmy świadomi wyzwań prawnych w tym obszarze. Przykładem naszego zaangażowania są zmiany w zakresie rozporządzenia systemowego dotyczące możliwości wykorzystania sieci gazowych do transportu biometanu. Mając na uwadze możliwy potencjał w tym zakresie oraz zainteresowanie tą tematyką głównych firm sektora energetycznego, pracujemy obecnie nad stosownymi regulacjami między innymi w zakresie parametrów jakościowych biometanu, który byłby transportowany gazociągami. Zapewnienie otoczenia regulacyjnego dla biometanu (nazywanego także zielonym gazem) jest szczególnie istotne przy założeniu stopniowego zwiększania jego udziału w paliwach przesyłanych sieciami gazowymi. Dlatego planujemy wprowadzić zmianę w rozporządzeniu systemowym, polegającą na określeniu precyzyjnych parametrów jakościowych w zakresie biometanu wtłaczanego do sieci gazowej, wraz ze wskazaniem

częstotliwości dokonywania pomiaru tych parametrów. W ten sposób, przygotowujemy sieć gazową do odegrania ważnej roli w procesie transformacji energetycznej Polski w duchu Europejskiego Zielonego Ładu.

Obecnie zajmujemy się również przygotowaniem stosownych przepisów technicznych dotyczących sieci gazowych, tak aby odpowiadały one wyzwaniom związanym z ewentualnym transportem wodoru – paliwa przyszłości. Bardzo istotne jest podążanie za aktualnymi osiągnięciami nauki oraz umożliwienie wykorzystania najnowszych osiągnięć techniki, między innymi w zakresie materiałów stosowanych do budowy gazociągów. Jestem przekonany, że zakończenie tych prac pozwoli należycie przygotować sektor gazowniczy pod kątem regulacji systemowych do stojących przed nami wyzwań.

Wydaje się, że gazownictwo jest głównym sojusznikiem energetyki ze źródeł odnawialnych, a będzie ona coraz więcej znaczyć w naszym miksie. Może już czas na wypracowanie doktryny energetycznej łączącej sektor elektroenergetyczny, ciepłowniczy i gazowniczy?

Zdecydowanie. Gaz ziemny, jako stabilne źródło energii, może stanowić istotne wsparcie dla energetyki odnawialnej przy produkcji energii elektrycznej. Jednocześnie paliwa gazowe są o wiele bardziej przyjazne dla środowiska w porównaniu z węglem, który obecnie ma największy udział w krajowym miksie elektroenergetycznym. Przy stopniowo rosnącym udziale OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej wysoka elastyczność, którą zapewnia infrastruktura gazowa, będzie miała zasadnicze znaczenie dla efektywnego funkcjonowania systemu energetycznego.

Dzięki technologii *Power to Gas* i innym innowacyjnym technologiom, w tym lepszej integracji między systemami gazowym i elektrycznym, infrastruktura gazowa będzie wsparciem dla dalszego rozwoju energii odnawialnej. Jednak ten obiecujący potencjał integracji i połączenia sektora energii elektrycznej i gazu można w pełni realizować tylko wtedy, gdy istnieją jasne i stabilne ramy regulacyjne, wspierające modernizację i zmianę przeznaczenia istniejącej infrastruktury. Infrastruktura gazowa może być w przyszłości wykorzystana do przesyłu biometanu i wodoru. Gazy zdekarbonizowane będą odgrywać coraz większą rolę w procesie transformacji energetycznej w kierunku budowy gospodarki niskoemisyjnej.

Podzielam pogląd, że dalsza integracja OZE wymaga zwiększenia integracji i koordynacji systemu elektroenergetycznego i planowania infrastruktury energetycznej. W tym celu rząd promuje budowę infrastruktury pozwalającej na wytwarzanie inteligentnej, rozproszonej energetyki i wykorzystanie zasobów na poziomie lokalnym. Jednocześnie działania powinny być skierowane na wprowadzenie usług elastyczności, gdzie podmioty, takie jak prosumenci, konsumenci, klastry energii i inne, mogłyby oferować różne usługi. Ważne, aby ta elastyczność służyła utrzymaniu stabilności i bezpieczeństwa sieci elektroenergetycznej i nie wprowadzała niejasnych sygnałów rynkowych, powodujących trudności z utrzymaniem bezpieczeństwa systemów energetycznych.

Pozytywnie odbieram postulat większej integracji sektorowej, która wpłynie na poprawę efektywności energetycznej, optymalizację wykorzystania ciepła, energii elektrycznej, ście-

ków i odpadów. Co więcej, dostrzegam możliwość rozwoju sterowalnego OZE w postaci biogazowni, które mogą przyczynić się do produkcji nawozów i użyźniania gleb. Ważna jest też budowa hybrydowych systemów ciepłownictwa i energetyki, opartych na różnych, uzupełniających się źródłach energii.

Należy pamiętać o zapewnieniu dostępności paliwa służącego zaspokojeniu podstawowych potrzeb. W Polsce prowadzony jest program przyspieszonej gazyfikacji kraju, który w okresie przejściowym ma w szerszym zakresie umożliwić dostęp do niskoemisyjnego paliwa, jakim jest gaz ziemny. Zmiana systemu energetycznego jest procesem, który będzie rozciągnięty w czasie. Zapewnienie harmonijnego przejścia do paliw niskoemisyjnych (np. bez kosztów osieroconych i wpływu na dostępność paliw grzewczych) wymaga odpowiedniej synchronizacji harmonogramów zmian w systemie energetycznym ze zmianami w obciążeniach poszczególnych paliw grzewczych i programami dotyczącymi sektora gazowniczego (gazyfikacja, zazielenienie sieci).

Inwestorzy powinni mieć zapewnioną możliwość elastycznego doboru technologii służących integracji systemów energetycznych, w tym realizowania inwestycji wykorzystujących nie tylko energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii lub

Z punktu widzenia planowanego rozwoju energetyki odnawialnej oraz stopniowego zwiększania udziału OZE w miksie elektroenergetycznym efektywne funkcjonowanie źródeł gazowych uznajemy za kluczowe. Gaz ziemny będzie służyć przede wszystkim bilansowaniu systemu elektroenergetycznego w przypadkach niedoboru energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.

wodór, ale także niskoemisyjną energetykę jądrową i gaz ziemny. Obecnie brak jest ekonomicznie i technologicznie dostępnych niskoemisyjnych alternatyw dla gazu ziemnego i energetyki jądrowej. Dlatego uważam, że do czasu upowszechnienia się tych technologii na szeroką skalę paliwa gazowe powinny być wspierane, zwłaszcza w zakresie, w jakim zastępują wysokoemisyjne stałe paliwa kopalne.

Działania modernizacyjne w Polsce obejmują przestawianie generacji energii elektrycznej i ciepła na gaz ziemny, co możliwe jest dzięki intensywnej rozbudowie systemu gazowego. Ze względu na duży udział węgla w produkcji energii zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego do jej wytwarzania, w przypadku Polski, zapewni istotną redukcję emisji.

Nasza strategia uwzględnia fakt istnienia różnych punktów startowych w procesie transformacji poszczególnych państw członkowskich, a dzięki temu umożliwia stosowanie efektywnych kosztowo technologii pomostowych. Państwa członkowskie powinny mieć zapewnioną swobodę w określaniu sposobu realizacji celów klimatycznych i dlatego konsekwentnie opowiadamy się za stworzeniem dla nich elastycznych warunków służących zapewnieniu neutralności technologicznej w zakresie przeprowadzenia transformacji sektora energii.

Rozmawiał **Adam Cymer**

Intensywna jesień na norweskim szelfie

Marcin Poznań

Odkrycie złoża Warka, przejęcie udziałów w dwóch kolejnych koncesjach, zwiększenie produkcji ze złoża Ærfugl i sukces poszukiwań na prospekcie *Alve Nord East*. W Norwegii PGNiG ma coraz więcej własnego gazu.

W okresie ostatnich niespełna czterech lat poziom zasobów wydobywalnych PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wzrósł z około 80 do 208 mln przeliczeniowych baryłek ropy naftowej.

Prospekt Warka został po raz pierwszy rozpoznany przez PGNiG Upstream Norway w 2015 roku. Później, we współpracy z ConocoPhillips, wykonano dodatkowe analizy dla tego obiektu, a w sierpniu 2020 roku rozpoczęło się wiercenie otworu poszukiwawczego. W listopadzie tego roku potwierdził on istnienie złoża, którego zasoby wydobywalne mieszczą się w przedziale od 8 mld do 30 mld m sześciu gazu ziemnego i kondensatu. Obecnie PGNiG Upstream Norway posiada 35 proc. udziałów w koncesji, na której zlokalizowane jest nowo odkryte złożo, a jej operatorem, z pozostałymi udziałami, jest ConocoPhillips.

Na nowe zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG natrafiło także podczas prac poszukiwawczych na prospekcie *Alve Nord East*. Ich lokalizacja w pobliżu złoża Skarv, które stanowi największe aktywo produkcyjne PGNiG na norweskim szelfie, pozwala na wykorzystanie istniejącej już rozwiniętej infrastruktury wydobywczej, co może wpłynąć pozytywnie na koszty zagospodarowania w przyszłości. W połowie listopada rozpoczęło się także wydobycie z trzech dodatkowych odwiertów na złożu Ærfugl.

We wrześniu 2020 roku PGNiG zawarła umowę na objęcie udziałów w złożach Kvitebjørn i Valemon na Mo-



Po formalnym zatwierdzeniu wrześniowych akwizycji przez norweską administrację PGNiG posiadać będzie udziały w 32 koncesjach poszukiwawczo-wydobywczych na szelfie. Nowo odkryte złożo Warka zlokalizowane jest w obrębie koncesji PL 1009.

rze Północnym, które są już w fazie produkcyjnej. Po zatwierdzeniu tych transakcji przez norweską administrację, PGNiG Upstream Norway będzie posiadać udziały w 32 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Spółka wydobywa ropę naftową i gaz ziemny także z siedmiu innych złóż: Skarv, Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog, Skogul i Ærfugl. Prace inwestycyjne i analityczne prowadzone są na pięciu kolejnych złożach: Duva,

Tommeliten Alpha, King Lear, Ærfugl Outer oraz Shrek. Wraz z ostatnimi akwizycjami na Morzu Północnym zwiększenie produkcji ze złoża Ærfugl przyniesie PGNiG w 2021 roku prawie 1 mld m sześć. gazu z własnego wydobycia w Norwegii.

Marcin Poznań, główny specjalista, Biuro Public Relations

GK PGNiG rozpocznie eksploatację kolejnego złoża ropy naftowej w Norwegii

PGNiG Upstream Norway, razem z partnerami koncesyjnymi, podjęło decyzję o zagospodarowaniu złoża Gråsel na Morzu Norweskim. Produkcja ma ruszyć w czwartym kwartale 2021 roku.

Złóże Gråsel zlokalizowane jest w ramach tej samej jednostki koncesyjnej co eksploatowane już przez PGNiG Upstream Norway (PUN) złoża Skarv i Ærfugl. Zawiera przede wszystkim ropę naftową, a jego zasobność oszacowano na 13 mln baryłek ekwiwalentu ropy. Pierwsza ropa z Gråsel powinna popłynąć już w czwartym kwartale 2021 roku, w tym samym okresie, w którym zakładany jest start produkcji gazu z drugiej fazy zagospodarowania złoża Ærfugl.

– Naszym niezmiennym priorytetem na Norweskim Szelfie Kontynentalnym pozostaje gaz ziemny, który po uruchomieniu gazociągu Baltic Pipe będziemy mogli przesyłać do Polski. Jesteśmy jednak zainteresowani również wydobyciem ropy naftowej, zwłaszcza że, tak jak w przypadku złoża Gråsel, jej produkcja cechuje się wyjątkowo atrakcyjną rentownością – powiedział **Paweł Majewski, prezes PGNiG SA**, spółki, która jest wyłącznym właścicielem PUN.

Paweł Majewski zaznaczył, że eksploatacja Gråsel pozwoli osiągnąć tzw. *break-even* już przy cenie 15 dolarów dol. za baryłkę, a więc znacznie poniżej aktualnych notowań tego surowca. Będzie to możliwe dzięki wykorzystaniu znajdującej się w pobliżu infrastruktury wydobywczej, między innymi pływającej jednostki produkcyjno-magazynującej FPSO Skarv, co istotnie zmniejszy koszty zagospodarowania złoża, a dodatkowo pozytywnie wpłynie na ekonomikę pracy FPSO Skarv.

Wysoka rentowność produkcji ze złóż w tym regionie powoduje, że jest on jednym z głównych obszarów aktywności PUN. W tym roku norweska spółka PGNiG rozpoczęła produkcję z czterech odwiertów na złożu gazo-



wym Ærfugl, które również zostały podłączone do FPSO Skarv. W listopadzie PUN poinformowało o odkryciu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na prospekcie Alve Nord East, w pobliżu złoża Skarv. Trwają analizy, które zdecydują o ewentualnym zagospodarowaniu tego odkrycia. Samo Skarv jest największym aktywem produkcyjnym PUN na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Eksploatacja gazu ziemnego i ropy naftowej ze złoża odbywa się obecnie za pomocą 16 otworów.

PGNiG Upstream Norway szacuje, że m.in. dzięki zagospodarowaniu kolejnych złóż przypadająca na spółkę produkcja gazu ziemnego sięgnie w 2021 roku 0,94 mld m sześciennych.

PUN posiada 11,92 proc. udziałów w złożu Gråsel. Operatorem jest Aker BP, a pozostałymi udziałowcami Equinor i Wintershall DEA.

Obecnie norweska spółka PGNiG dysponuje udziałami w 32 koncesjach, przy czym objęcie udziałów w czterech czeka jeszcze na zgodę norweskiej administracji naftowej. Spółka prowadzi wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej z siedmiu złóż, a po otrzymaniu wspomnianej zgody liczba ta wzrośnie do dziesięciu. Ponadto, PUN prowadzi prace analityczne i inwestycyjne na kolejnych pięciu odkrytych złożach.

Kontakt dla mediów: Biuro Prasowe PGNiG SA: media@pgnig.pl



LNG rusza na **podbój mórz i oceanów**

Rafał Pazura

O autobusach na gaz ziemny w stanie sprężonym (CNG) lub skroplonym (LNG) pisaliśmy już wielokrotnie. Ich widok na ulicach miast stał się tak powszechny i oczywisty, że nikogo nie dziwi. Jednak skoro gaz ziemny tak dobrze sprawdza się na lądzie, co z transportem morskim, zdominowanym przez mało przyjazny dla środowiska napęd na olej opałowy?

Okazuje się, że gaz LNG to coraz powszechniejszy wybór wśród armatorów statków, a polskie porty dynamicznie przygotowują ofertę pod to ekologiczne paliwo, korzystając z oferty PGNiG Obrót Detaliczny. – *W polskich portach obserwujemy wśród armatorów rosnące zainteresowanie usługą bunkrowania. To efekt między innymi coraz większej świadomości, że LNG – jako alternatywne paliwo żeglugowe – to jedyne dojrzałe i stabilne w czasie rozwiązanie mogące spełnić zarówno obecne, jak i planowane normy emisyjne, przy jednoczesnej opłacalności ekonomicznej* – podkreślił Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.

Ekologia a LNG

Sektor stoczniowy, tak jak wiele innych branż, musi dostosować się do ogólnostanowionej polityki klimatycznej,

która stawia na zieloną energetykę i gospodarkę. Dlatego konieczne jest skorelowanie jego rozwoju ze wszystkimi dyrektywami i regulacjami, pojawiającymi się zarówno w UE, jak i światowych organizacjach nakazujących ograniczać szkodliwy wpływ jednostek pływających na środowisko. Chodzi zwłaszcza o stare, tradycyjne paliwa ciężkie z udziałem siarki. I tu, jako antidotum, pojawia się skroplony gaz ziemny, czyli LNG, który będzie zyskiwać na popularności m.in. ze względu na przyjęcie tzw. dyrektywy siarkowej.

Dla Europy Środkowo-Wschodniej oznacza to bardziej restrykcyjne normy niż w innych częściach świata. Dyrektywa „siarkowa” nakłada na armatorów, których statki pływają po obszarze SECA (*Sulphur Emission Control Areas*), czyli m.in. po Bałtyku i Morzu Północnym, obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1%.

Dlatego wszystkie statki pływające na tych akwenach zobligowane są do korzystania z paliw o niskiej emisji tych związków. Armatorzy coraz częściej przekonują się więc do stosowania napędów zasilanych gazem LNG. Oprócz wspomnianych już ekologicznych aspektów biorą oni pod uwagę fakt, że jest to technologia dojrzała, ponieważ statki na tym paliwie pływają już od wielu lat. Jednocześnie napęd LNG dostosowuje się do przyszłych, jeszcze bardziej restrykcyjnych norm w zakresie emisji siarki.

Trzy nowe porty

Usługę bunkrowania LNG – potocznie nazywaną tankowaniem statków – PGNiG Obrót Detaliczny, wspólnie z Lotos Asphalt, świadczyło do tej pory na terenie portów w Gdyni i Gdańsku. Ostatnio do tego grona dołączyły porty w Szczecinie, Świnoujściu i Policach, co plasuje spółkę na pozycji jednego z najbardziej doświadczonych podmiotów w tej części Europy. Pierwszym bunkrowanym statkiem na terenie Urzędu Morskiego w Szczecinie była jednostka Scheldt River należąca do belgijskiego armatora. To pogłębiarka wykonująca prace na torze wodnym Świnoujście–Szczecin, której celem jest pogłębienie toru wodnego do 12,5 m na odcinku około 62 km, z równoczesnym jego poszerzeniem do 100 m, oraz przebudowa skarp brzegowych, pogłębienie i poszerzenie obrotnic dla statków i budowa dwóch sztucznych wysp na Zalewie Szczecińskim. Dzięki pogłębieniu toru wodnego maksymalne dopuszczalne zanurzenie statków zawijających do Szczecina zwiększy się do około 11 m. A to oznacza, że będą tam mogły wpływać dwa razy większe jednostki niż obecnie. Kluczowe w tym przedsięwzięciu jest to, że jednostki zasilane LNG przyczyniają się do redukcji emisji siarki i innych substancji szkodliwych na terenie portu oraz podczas prowadzenia tych prac. Tego rodzaju operacje sprawiają, że wykonywane prace są neutralne dla środowiska. Ta strategiczna inwestycja finansowana jest ze środków Funduszu Spójności

w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 oraz ze środków budżetu państwa. Całkowita wartość inwestycji wynosi ponad 1,44 mld zł brutto (z podatkiem VAT), a środki z budżetu państwa sięgają 15 procent.

– *Armatorzy, składając zamówienia na paliwo LNG, zawsze zaznaczają, że wartością dla nich jest jakość. Dlatego odbieramy je tylko i wyłącznie z terminalu LNG w Świnoujściu, bowiem charakteryzuje się on bardzo dobrym składem chemicznym i skrajnie niską temperaturą około -162 stopni C w momencie załadunku na cysternę. Cysterny są izolowane próżniowo i mają specjalną konstrukcję, pozwalającą zachować tak niską temperaturę podczas transportu. Tym samym jesteśmy w stanie dostarczyć naszym klientom paliwo o najwyższych parametrach jakościowych* – powiedział Marcin Szczudło, wiceprezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.

Sama operacja w porcie Szczecin–Świnoujście była skomplikowanym przedsięwzięciem administracyjno-logistycznym. W jednym czasie należało skorelować pracę administracji morskiej, pracę ludzi w porcie oraz ruch cystern. Bunkrowanie odbyło w technologii *truck-to-ship*, z wykorzystaniem specjalnych, mobilnych cystern kriogenicznych przystosowanych do bunkrowania jednostek pływających.

PGNiG Obrót Detaliczny oferuje komercyjną usługę bunkrowania LNG od 2019 roku. Razem z Lotos Asphalt spółka zrealizowała wspólnie kilkadziesiąt bunkrowań statków. Szacuje się, że całkowity popyt na LNG wykorzystywane przez statki w basenie Morza Bałtyckiego od 2030 roku może wynieść 250 tysięcy ton rocznie. Tym samym rozszerzenie współpracy PGNiG Obrót Detaliczny z Lotos Asphalt niewątpliwie wzmocni rolę polskich portów i popularyzuje to ekologiczne paliwo LNG na Bałtyku.

Rafał Pazura, rzecznik prasowy, Departament Komunikacji PGNiG Obrót Detaliczny



Elektroniczne podpisanie umowy o przyłączenie jest już możliwe

Tomasz Wiaderny

2 listopada Polska Spółka Gazownictwa uruchomiła elektroniczne zawieranie umów o przyłączenie dla klientów indywidualnych deklarujących pobór gazu do 10 m³/h za pośrednictwem Portalu Przyłączeniowego. Przez pierwsze 3 tygodnie z tej funkcjonalności skorzystało ponad 800 klientów.

Wdrożenie elektronicznego podpisu w czasach pandemii COVID-19 daje możliwość kompleksowej obsługi procesu przyłączania w jego wymiarze formalnym oraz:

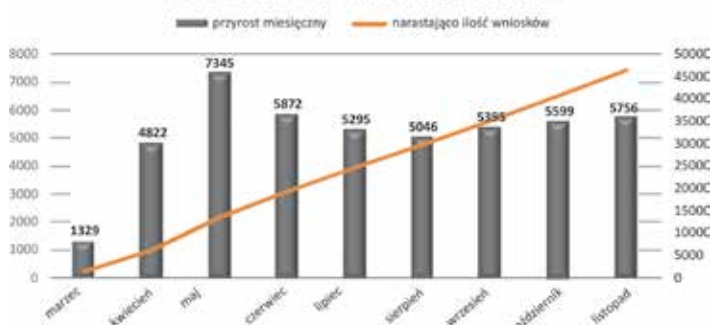
- rezygnacji z dokumentacji papierowej na rzecz elektronicznej,
- dostępu dla każdego pracownika spółki do pełnej dokumentacji sprawy w systemie w wersji elektronicznej,
- rezygnacji z tradycyjnej formy wysyłki dokumentów,
- przejścia na akceptację systemową umowy w miejsce tradycyjnego podpisu,
- automatycznej wysyłki powiadomień i przypomnień do pracowników i klientów,
- monitoringu terminowości zawieranych umów,
- skrócenia czasu podpisania umowy w wyniku optymalizacji tego procesu.

zminimalizować konieczność skanowania i załączania dokumentów w aktach sprawy, druk i wysyłkę dokumentów pocztą tradycyjną, archiwizowanie dokumentów w teczках i segregatorach itp.

Poniższa grafika wraz z opisem ilustruje przebieg procesu elektronicznego zawarcia umowy.



Liczba wniosków składanych przez Portal Przyłączeniowy



Staraliśmy się, aby proces od strony klienta był jak najprostszy. Dlatego wybrano rozwiązanie polegające na akceptacji projektu umowy o przyłączenie za pomocą kodów autoryzacyjnych, przesłanych za pośrednictwem wiadomości SMS. Wyrażając zgodę na zawarcie umowy na portalu w sposób elektroniczny, klient otrzymuje wiadomość SMS z kodem autoryzacyjnym. Po jego wpisaniu zostaje poinformowany o zaakceptowaniu umowy.

Nie zapomniano też o pracownikach. Proces ewoluował jeszcze bardziej w kierunku posługiwania się dokumentami elektronicznymi, tak aby od strony pracowników

Z satysfakcją obserwujemy, jak coraz większa grupa klientów składa wnioski za pośrednictwem portalu. Przez 8 miesięcy od uruchomienia Portalu Przyłączeniowego za jego pośrednictwem wpłynęło prawie 46,5 tys. wniosków od naszych klientów. Natomiast indywidualne konto w portalu założyły już ponad 51,5 tys. użytkowników.

Jest powód do radości: średnio co piąty wniosek o przyłączenie do sieci gazowej składany jest za pośrednictwem portalu. Widać, że klienci chętnie korzystają z nowego kanału kontaktu z PSG. Taka jego forma jest korzystna dla spółki, szczególnie w obecnej sytuacji zagrożenia pandemicznego, bo zarówno klienci, jak i pracownicy są bezpieczni.

Wdrożone rozwiązanie jest kolejnym dużym krokiem w rozwoju firmy, który pozwala na budowanie pozytywnych relacji z klientami na coraz wyższym poziomie.

Tomasz Wiaderny, Polska Spółka Gazownictwa, Departament Usług Dystrybucyjnych i Obsługi Klienta

PSG w transformacji energetycznej Polski

Radostław Jankiewicz

Podczas zorganizowanych w tym roku najważniejszych dla branży energetycznej konferencji i kongresów jednym z głównych tematów było miejsce gazu w transformacji energetycznej Polski. Branża żyje pytaniem: co dalej z gazem i jaka jest przyszłość tego paliwa? Polska Spółka Gazownictwa już realizuje projekty, które pozwolą wykorzystać gaz w transformacji energetycznej polskiej gospodarki.

Temat przyszłości gazu w Polsce zdominował najważniejsze dla branży konferencje zorganizowane w tym roku. Przedstawiciele Zarządu PSG omawiali go m.in. na Forum Ekonomicznym w Karpaczu, konferencji DISE, kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego czy konferencji Gazterm 2020, na której PSG zorganizowała także panel dotyczący biometanu.

PSG wdraża ważne dla sektora energetycznego nowe technologie i rozwiązania wspierające rozwój energetyki niskoemisyjnej, opartej na ekologicznych źródłach wytwarzania oraz infrastrukturze o wysokiej efektywności.

Już teraz PSG rozwija sieć dystrybucji gazu z myślą o niskoemisyjnej przyszłości polskiej gospodarki – analizuje zagadnienia dotyczące poszerzenia funkcjonalności infrastruktury gazowej o zdolność do transportu gazu ziemnego z domieszką innych gazów, pochodzących przede wszystkim ze źródeł OZE: biometanu, a w przyszłości także wodoru. Zgodnie z polityką klimatyczną UE, wykorzystywanie biometanu jako alternatywnego paliwa dla energetyki i ciepłownictwa może pozwolić na znaczną redukcję emisji gazów cieplarnianych i w istotny sposób pomóc osiągnąć cele związane z transformacją energetyczną Polski.

Obecnie Polska Spółka Gazownictwa jest przygotowana proceduralnie do współpracy z biometanownikami: zidentyfikowała bariery techniczne i prawne wtłaczania biometanu do sieci gazowej; określiła procedury usprawniające proces przyłączania do sieci instalacji wytwarzających biometan oraz opracowała wymagania dotyczące biometanu dystrybuowanego siecią gazową.

Zakładając przyszły, istotny udział biometanu w rynku energii, spółka do 2025 roku planuje uzyskać organizacyjną i techniczną zdolność do efektywnej ekonomicznie dystrybucji minimum 1 mld m³ tego gazu rocznie. Od 2030 roku mają to być nawet 4 mld m³ biometanu.

Obecnie w Polsce jeszcze nie działają biometanownie, ale PGNiG ocenia, że w dziesięć lat powstanie około 1,5–2 tys. takich zakładów, a produkowany w nich biometan będzie trafiał do dystrybucyjnych sieci gazowych,

a więc głównie do sieci największego dystrybutora gazu – PSG. Dla spółki oznaczać to będzie konieczność uruchomienia inwestycji w budowę przyłączy instalacji, ponieważ biometanownie nie zawsze będą powstawać w pobliżu istniejących sieci. Nakłady inwestycyjne na potrzebną infrastrukturę przesyłową mogą sięgnąć nawet 10 mld zł, dlatego PSG liczy tu na wsparcie ze strony publicznej, np. z funduszy krajowych oraz Unii Europejskiej.

Gaz ziemny, z czasem uzupełniany alternatywnymi paliwami gazowymi, takimi jak biometan i wodór, ma do odegrania bardzo ważną rolę w procesie ograniczania emisyjności polskiej gospodarki. Warunkiem pełnego wykorzystania potencjału paliw gazowych jest rozbudowana sieć dystrybucji. Od października 2018 roku Polska Spółka Gazownictwa realizuje program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski. Obecnie ponad 65 proc. wszystkich polskich gmin, na których terenie mieszkają ponad 33 mln osób, ma dostęp do błękitnego paliwa.



Polska Spółka Gazownictwa poprzez modernizację sieci dystrybucyjnej wnosi wkład w transformację energetyki na niskoemisyjną, realizuje też plany określone przez polski rząd. Chce m.in. wpłynąć na wzrost komfortu życia Polaków poprzez poprawę jakości powietrza, zwiększenie dostępu do źródeł energii oraz mieć wkład w stymulację

rozwoju gospodarczego Polski i tworzenie nowych miejsc pracy.

Działania PSG wpisują się w kluczowe plany polskiego rządu, określone w „Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020” oraz „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”. Przyczyniają się też m.in. do realizacji programów wdrażanych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, takich jak „Ciepłownictwo powiatowe”, „Energia plus” czy „Czyste powietrze”.

Polska Spółka Gazownictwa jest liderem na rynku dystrybucji gazu w Polsce i największym operatorem syste-

mu dystrybucyjnego gazu w Europie. Misją PSG jest dostarczanie paliwa gazowego w sposób ciągły, bezpieczny i z poszanowaniem środowiska naturalnego.

Spółka eksploatuje sieć gazową o długości około 193 tys. km, co stanowi 97 proc. sieci dystrybucyjnej gazu w Polsce. Dostarcza rocznie ponad 11,5 mld m³ paliwa gazowego do ponad 7,2 mln klientów.

**Radosław Jankiewicz, rzecznik prasowy,
Polska Spółka Gazownictwa**

PSG w transformacji energetycznej polskiego ciepłownictwa systemowego

Urszula Zając

Znajdujemy się na początku wielkiej transformacji energetycznej i nie należy zapominać, że jest to również transformacja gazownicza. „Strategia na rzecz integracji systemu energetycznego Unii Europejskiej” z 8 lipca 2020 roku wskazuje, że przez przynajmniej dwadzieścia najbliższych lat gaz będzie paliwem dekarbonizacji całej Unii Europejskiej.

Dziś już przestajemy mówić o gazie ziemnym, a zaczynamy mówić o paliwie gazowym będącym miksem różnych gazów. Przed nami wielkie wyzwanie procesu zazieleniania gazu. Zakłada się, że do 2050 roku współczynnik gazu ziemnego będzie wynosił 20% w wykorzystywanym paliwie gazowym, resztę będzie stanowił biogaz, biometan i wodór.

Polska energetyka stoi przed ogromnym wyzwaniem zwłaszcza w aspekcie energii cieplnej. Ciepłownictwo systemowe pokrywa aż 42% krajowego zapotrzebowania na ciepło (prawie 15 mln odbiorców, a długość wszystkich sieci to ponad 21 tys. km), w naszym kraju działają 420 konwencjonalne przedsiębiorstwa ciepłownicze, ich moc zamówiona to ponad 34 GW, zaś moc zainstalowana to 55 GW. Reszta zapotrzebowania zaspokajana jest w indywidualnych kotłach, w których prawie w 50% głównym paliwem bardzo często jest niskiej jakości węgiel.

Największy odsetek przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowią te o mocy zainstalowanej do 50 MW, paliwo używane do produkcji ciepła to w ponad 70% węgiel kamienny; gaz stanowi jedynie około 8%.

Aby wygrać walkę o czyste powietrze, niezbędna jest więc rozbudowa sieci zarówno ciepłowniczych, jak i sieci gazowej. Przed ogromnymi wyzwaniami stoją nie tylko ciepłownice, ale również operatorzy systemu dystrybucyjnego paliwa gazowego. Obecna sytuacja wymusza zarówno dalszą gazyfikację i eliminację tak zwanych białych plam, jak i przygotowanie się do transportu biopaliw. Rozwój ciepłownictwa lokalnego powinien być podstawowym priorytetem w walce o czyste powietrze. Wymiana kotłów indywidualnych na gazowe jest jedynie dopełnieniem w przypadku, gdy rozwój sieci ciepłowniczych na danym obszarze jest utrudniony lub niemożliwy – wtedy z pomocą przychodzi gazyfikacja.

Obecnie brak jest jednak konkretnej strategii rozwoju i dekarbonizacji ciepłownictwa, nie ma także rozwiązań w zakresie walki z ubóstwem energetycznym, a wydat-



Polska jest jednym z państw, które od wielu dekad wykorzystują paliwo gazowe na potrzeby energetyczne zarówno przedsiębiorców, wytwórców energii, jak i potrzeb komunalno-bytowych. Gaz ziemny jest jednym z najmniej emisyjnych paliw zwłaszcza jeśli chodzi o SO_x, NO_x, pary tęczy, PM10 i PM2.5.

ki przeciętnego gospodarstwa domowego w Polsce to w znacznej części koszty energii.

Transformacja energetyczna to również, a może przede wszystkim, zwiększenie efektywności energetycznej oraz tworzenie samowystarczalności energetycznej regionów poprzez bilansowanie dostępnych paliw. Bardzo duże znaczenie będzie miał tu biometan stabilizowany przez gaz ziemny – zwłaszcza z uwagi na to, że inne źródła i paliwa niekopalne są niestabilne i wymagają źródeł szczytowych stabilizujących.

Dlatego jednym z priorytetów PSG jest wsparcie polskiego ciepłownictwa, zwłaszcza lokalnego – źródeł ciepła średniej wielkości (do 50 MW), stanowiących ponad 50% całego ciepłownictwa systemowego, oraz gazyfikacja jak największej liczby gmin.

Paliwami konkurencyjnymi do paliwa gazowego w ciepłownictwie jest OZE i odpady komunalne. W przypadku OZE jedynym stabilnym źródłem (które nie potrzebuje źródła stabilizującego) jest geotermia, tu jednak potencjał ciepłowniczy w Polsce nie jest wystarczająco duży. Szacuje się, że w najbliższym czasie może powstać kilkadziesiąt źródeł ciepła opartych na geotermii, co jednak nie zaspokoi potrzeb całego ciepłownictwa. Dodatkowo, CAPEX jest bardzo wysoki i wymaga wsparcia, OPEX zwiększa się w przypadku technologii polegającej na odzysku ciepła ze skał, a nie – jak w przypadku standardowych geotermii – z ciepła wody. Potencjał słońca i wiatru to źródła bardzo niestabilne, wymagające stabilizatora w postaci źródła gazowego. Największy potencjał wiatru znajduje się w obszarze Morza Bałtyckiego, jednak może wymagać znacznej przebudowy systemu przesyłu energii elektrycznej.

W odniesieniu do odpadów komunalnych, niestety, nadal mamy nieuregulowaną sytuację w zakresie gospodarki odpadowej. Istnieje możliwość spalania jedynie frakcji nadsitowej (ciepło spalania powyżej 6 MJ/kg). Szacuje się, że frakcja nadsitowa to około 40% odpadów komunalnych zmieszanych, co w ciągu roku stanowi około 4 mln ton odpadów tego rodzaju. W przypadku odpadów komunalnych występuje zmienność morfologiczna związana z porami roku, a tym samym zmienność ich kaloryczności. Średnia wartość opałowa frakcji nadsitowej wynosi 12 MJ/kg. Istnieją technologie spalania oraz zgazowywania odpadów, przy czym – zgodnie z dyrektywą IED – powstały gaz nie może spowodować większych emisji niż spalanie gazu ziemnego. Argumentem przemawiającym za rozwojem tego paliwa jest fakt, że frakcji nadsitowej nie można składować na składowiskach odpadów, a wykorzystanie ich jako paliwa stanowi element gospodarki o obiegu zamkniętym.

W Polsce istnieje jednak duży potencjał biogazowy zwłaszcza z odpadów poprodukcyjnych w rolnictwie i przetwórstwie żywności, tym samym biogaz jako paliwo niekopalne i wytwarzane z „odpadów” będzie paliwem pożądanym i uznawanym przez UE za paliwo czyste. Stabilizacją systemu biogazowego będzie jednak gaz ziemny, przynajmniej w pierwszym etapie transformacji.

Dla rozwoju ciepłownictwa niezbędne są jednak środki finansowe. Systemy ciepłownicze, aby uzyskać

dofinansowanie zewnętrzne na modernizację i rozwój sieci, muszą wykazać, że system jest „efektywny energetycznie”, czyli taki, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej: w 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w 50% ciepło odpadowe lub w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji lub w 50% wykorzystuje się połączenie ww. energii i ciepła – jedynym pewnym i stabilnym rozwiązaniem jest tu kogeneracja na gaz (zwłaszcza w aspekcie jego przyszłego zazieleniania). Trzeba zaznaczyć, że OZE jest trudne do wykonania, a wykorzystanie ciepła odpadowego możliwe jest jedynie w przypadku sąsiedztwa dużego przemysłu. Należy dodać, że spalanie biomasy będzie coraz bardziej problematyczne i można domniemywać, że niedługo może zostać zakazane



dla systemów zawodowych. „Problem” nieefektywnych systemów dotyczy głównie ciepłownictwa „powiatowego”. W dużych miastach, powyżej 500 tys. mieszkańców, 100% ciepła jest objęte systemami efektywnymi, ale w małych miejscowościach, do 20 tys. mieszkańców, tylko 14% ciepła zalicza się do tej kategorii.

Jak już wspomniałam, w przypadku ciepłownictwa zawodowego mogą wystąpić paliwa alternatywne do gazu, jednak nie zabezpieczą 100% zapotrzebowania na energię.

Ważnym odbiorcą paliwa gazowego będzie sektor przemysłowy. Obecnie istniejące źródła węglowe muszą być zastępowane innymi, a tu największy potencjał istnieje w wytwarzaniu energii poprzez kogenerację. Ceny energii elektrycznej zmuszają niejako do samodzielności energetycznej przedsiębiorców i wytwarzania energii w kogeneracji, a coraz częściej trigeneracji. Rynek kogeneracyjny jest już bardzo rozwinięty, dzięki czemu dostępność technologii jest bardzo duża, a co za tym idzie – również CAPEX staje się coraz mniejszy. Za rozwiązaniami kogeneracyjnymi przemawia również wsparcie operacyjne, tzw. premia kogeneracyjna. Nawet w przypadku dość wysokiej ceny gazu za GJ, po uwzględnieniu premii kogeneracyjnej, gaz staje się głównym paliwem, bo jest paliwem stabilnym, dostarczanym bez przerw i nie wymaga dodatkowych instalacji spalania/zgazowania.

Urszula Zajac, pełnomocnik zarządu PSG ds. rozwoju energetyki niskoemisyjnej

GAZ–SYSTEM zakończył ważny etap przebudowy gazociągu Goleniów–Police

Tomasz Pietrasieński

W listopadzie br. spółka zakończyła pierwszy etap inwestycji wykorzystaniem przewiertu sterowanego HDD metodą Intersect.

– Na przebudowie gazociągu Goleniów–Police skorzysta gospodarka województwa zachodniopomorskiego. Dodatkowo, dzięki takiemu sposobowi przeprowadzenia inwestycji możliwy będzie transport między Świnoujściem a Szczecinem jednostkami o większym tonażu – powiedział Krzysztof Jackowski, wiceprezes GAZ–SYSTEM.

Pierwszy obejmuje przekroczenie Rostki Odrzańskiej metodą przejścia podziemnego oraz demontaż dwóch nitek starego gazociągu DN500 i DN400. Podczas tych prac na terenie Rostki w listopadzie wykonano pierwszy w Polsce przewiert sterowany HDD w technologii Intersect, o długości 1814 m. Prace z wykorzystaniem tej metody polegały na jednoczesnym wierceniu otworu pilotowego z przeciwległych brzegów rzeki w dwóch kierunkach. Przewiert wraz z wciągnięciem gazociągu wykonywany był od września do listopada.

Drugi etap inwestycji rozpocznie się w przyszłym roku. Zgodnie z przyjętymi założeniami, na terenie gmin Police i Stepnica zostanie ułożony nowy gazociąg o długości 8 km. W tym przypadku także zostanie wykorzystana technologia bezwykopowa. Łącznie wykonane zostaną cztery przewiertu o długości od 700 do 2000 m. Zakończenie tego etapu planowane jest na 2023 rok.

Aspekt środowiskowy tego przedsięwzięcia także jest bardzo istotny. Zakres prac obejmuje bowiem usu-



Przygotowanie gazociągu do wciągania. Fot. HDI S.A.S.

Gazociąg Goleniów–Police jest jednym z najważniejszych elementów gazowej sieci przesyłowej na Pomorzu Zachodnim. Zasila w gaz m.in. miasto Szczecin oraz zakłady chemiczne w Policach. Inwestycja została podzielona na dwa etapy.



Plac HDD od strony rurowej. Fot. HDI S.A.S.



Plac HDD od strony maszynowej. Fot. HDI S.A.S.

nięcie około 4 km odcinka starego gazociągu, biegnącego przez tereny rezerwatu „Olszanki”. Demontaż rury znosi obowiązek utrzymania strefy kontrolowanej dla gazociągu, dlatego nie będzie potrzeby monitorowania i ingerowania w tamtejszą przyrodę. Efektem będzie większy rozwój fauny i flory oraz swobodna migracja zwierząt na terenie rezerwatu.



INWESTUJEMY W TWOJE BEZPIECZEŃSTWO

GAZ-SYSTEM jest spółką o strategicznym znaczeniu dla polskiej gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego państwa. Odpowiadamy za transport gazu ziemnego i zarządzanie krajową siecią gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia. Aktywnie współtworzymy też zintegrowany system przesyłowy w Europie.



www.gaz-system.pl

25 lat funkcjonowania KPMG „Mogilno”

Janusz Broźbar

KPMG Mogilno jest pierwszym w Polsce podziemnym magazynem gazu typu kawernowego. Początki budowy Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu „Mogilno” sięgają lat 80. ubiegłego wieku, gdy Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, realizując program rozbudowy krajowej sieci dystrybucji gazu, zleciło wykonanie studium wykonalności podziemnego magazynu gazu w złożu soli kamiennej „Mogilno II”. Koncepcja budowy KPMG „Mogilno” podlegała wielokrotnym modyfikacjom wynikającym ze stanu rozpoznania wysadu solnego, zmieniających się planów rozwoju PGNiG i trendów rynku gazowego.

Ćwierć wieku działalności pierwszego kawernowego podziemnego magazynu gazu w Mogilnie to przykład wdrożonej z sukcesem w Polsce nowej technologii podziemnego magazynowania gazu. To również nieocenione doświadczenie w zakresie wszystkich etapów realizacji tego rodzaju inwestycji – począwszy od planowania i badań geologicznych, poprzez realizację samej inwestycji, aż po wieloletnią eksploatację KPMG „Mogilno”. W latach 1989–1991 zrealizowane zostały dwa pierwsze otwory badawcze Z-1 i Z-2. W 1991 roku rozpoczęto ich próbne ługowanie z wykorzystaniem urządzeń technicznych KS „Mogilno”. W latach 1991–1992 odwiercono kolejne 2 otwory ługownicze o symbolach Z-3 i Z-4. Równocześnie w 1991 roku została zatwierdzona koncepcja programowo-przestrzenna, opracowana przez OBRSch Chemkop Kraków (część górnicza) i BP Gazoprojekt Wrocław (część napowierzchniowa).

Pozytywne doświadczenia uzyskane w trakcie budowy pierwszych komór magazynowych doprowadziły do zatwierdzenia przez PGNiG SA w 1993 roku założeń techniczno-ekonomicznych dla inwestycji Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu „Mogilno” i podjęcia decyzji o realizacji I etapu budowy, obejmującego 8 komór magazynowych o planowanej pojemności 416 mln m³. Realizacja budowy i eksploatacji KPMG „Mogilno” została powierzona spółce celowej – Investgas S.A. W 1994 roku utworzono zakład górniczy Investgas i jego załoga przejęła ługowanie komór magazynowych.

Budowa magazynu była prowadzona z udziałem IKS Solino (zagospodarowanie solanki) i wielu specjalistycznych firm krajowych (Exalo, Geofizyka, Chemkop) oraz zagranicznych (Halliburton, Soccon), zapewniających wysoki poziom zaawansowania technicznego i bezpieczną eksploatację podziemnego magazynu gazu.

Podstawowe etapy w budowie komór magazynowych:

- odwiercenie otworu o głębokości około 1600 m,
- instalacja i cementowanie rur eksploatacyjnych do głębokości około 30 m powyżej planowanego stropu komory,
- zapuszczenie dwóch współśrodkowych kolumn rur ługowniczych,
- zagłowiczenie wylotu otworu,
- ługowanie komory, tzn. włączanie wody do otworu, rozpuszczanie soli i odbiór solanki,
- okresowy pomiar kształtu i objętości komory przy użyciu echosondy,
- hydrauliczna próba szczelności komory,
- pierwsze napełnianie komory gazem,
- wyciągnięcie rur solankowych (*snoobing*),
- instalacja wglębnego zaworu bezpieczeństwa.

Ośrodek napowierzchniowy z instalacją do odbioru i zatłaczania gazu realizowało konsorcjum ABB Sadelmi w latach 1995–1997 z udziałem polskich firm (Gazobudowy, Naftobudowy, Pomimeksu, Prochemu, Elektrobudowy).

KPMG „Mogilno” połączone jest z krajowym systemem przesyłowym poprzez gazociąg przesyłowy DN 700 o ciśnieniu roboczym $P_r = 8,4$ MPa i długości 82 km. Maksymalny strumień odbioru przez rurociąg wynosi 750 tys. m³/h, a maksymalny strumień zatłaczania magazynu 750 tys. m³/h.

Zadania rozpoczęte przez Investgas S.A. obecnie kontynuuje Gas Storage Poland sp. z o.o., realizując proces unowocześniania i modernizacji instalacji zgodnie z najnowszymi standardami technicznymi, podnosząc poziom bezpieczeństwa pracowników, instalacji i środowiska. Spółka pełniąca rolę Operatora Systemu Magazynowania w naszym kraju jest jedynym podmiotem odpowiedzialnym za operowanie instalacjami magazynowymi na terenie Polski. Jest to działalność istotna dla zapewnienia w Polsce bezpieczeństwa paliwowego/energetycznego i dla zapewnienia stanu umożliwiają-



cego bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny w zakresie gwarantującym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki.

Wróćmy do historii. Pierwsze komory magazynowe Z-1 i Z-2 oddano do eksploatacji w 1997 roku, natomiast komory Z-3 i Z-4 w 1998 roku, uzyskując łączną pojemność roboczą 134 mln m³. W latach 2000–2002 do użytkowania oddano kolejne komory magazynowe Z-6, Z-7 i Z-8 i Z-12, osiągając łączną pojemność roboczą 331 mln m³. W 2005 roku zakończono pierwszy etap budowy magazynu, przekazując do eksploatacji komory Z-5 i Z-11. Łączna pojemność robocza w chwili zakończenia pierwszego etapu budowy KPMG „Mogilno” wyniosła 416 mln m³. Przeprowadzona ocena techniczno-ekonomiczna realizacji tego etapu doprowadziła do zmiany założeń pojemności roboczej do 800 mln m³ jako wartości optymalnej dla pełnego wykorzystania instalacji magazynowej KPMG „Mogilno”.

Budowa wysadu solnego „Mogilno” jest skomplikowana. W czasie realizacji inwestycji, przy trudnych warunkach geologiczno-górnictwowych wysadu, fachowa kadra nadzoru i kontroli procesu ługowania budowanych kawern – z dużym zasobem doświadczeń



– umożliwiła zrealizowanie założonych zadań inwestycyjnych. Świadczą o tym trzy ostatnie komory Z-15, Z-16 i Z-17 o łącznej pojemności roboczej 200,15 mln m³.

Drugi etap budowy KPMG „Mogilno” rozpoczęto w 2007 roku wierceniem kolejnych otworów Z-9, Z-15, Z-16 i Z-17. Komorę Z-9 oddano do eksploatacji w 2012 roku, a komory magazynowe Z-15, Z-16 i Z-17 w 2015 roku, kończąc drugi etap budowy KPMG „Mogilno”. W ramach realizacji rozbudowy do 800 mln m³, w latach 2007–2015 oddano do eksploatacji 4 nowe komory magazynowe Z-9, Z-15, Z-16, Z-17 – o pojemności roboczej 234,15 mln m³.

W 2020 roku łączna pojemność robocza 14 komór magazynowych KPMG „Mogilno” wynosi 585,4 mln m³ (pojemność całkowita 831,2 mln m³).

Zasoby ludzkie i ich doświadczenia zostaną z pewnością wykorzystane przy budowie kolejnych komór magazynowych. Obecnie przyszłością energetyki stają się nowe źródła, takie jak na przykład biometan. W związku z tym konieczne może stać się jego magazynowanie i tu bezcenne będą wieloletnie doświadczenia w budowie i eksploatacji KPMG „Mogilno”. Potencjalna budowa komór magazynowych dla biometanu w KPMG „Mogilno” pozwoliłaby na zagospodarowanie tego źródła energii i zwiększenie efektywności pracy oraz wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez:

– zwiększenie możliwości pracy magazynu,



- optymalizację pracy magazynu i wzrost efektywności wykorzystania urządzeń i instalacji,
- zabezpieczenie krajowego systemu gazowniczego w przypadku jego zapotrzebowania.

Prowadzone w ostatnich latach analizy geologiczne złoża i analizy techniczne wykazują, że w złożu „Mogilno II” istnieje możliwość budowy kolejnych komór magazynowych i uzyskanie łącznej pojemności roboczej magazynu około 0,9–1 mld m³.

Przyglądając się 25-letnim doświadczeniom KPMG „Mogilno”, możemy powiedzieć, że kawernowe podziemne magazyny gazu odgrywają bardzo ważną rolę w systemie gazowym w Polsce. Ich parametry techniczne, tj. duża moc zatłaczania i odbioru gazu, sprawdzają się w sytuacjach kryzysowych, kiedy istnieje potrzeba dostarczenia do odbiorców w krótkim czasie dużej ilości gazu. Oznacza to zatłaczanie gazu do magazynu oraz oddawanie go do systemu gazowego w sposób szybki, sprawny i w dowolnej sekwencji, dzięki czemu magazyny kawernowe sprawdzają się podczas sytuacji kryzysowych.

Przykładem takiej sytuacji jest na przykład zawilgocony gaz, który pojawił się w gazociągu jamalskim w czerwcu 2017 roku. Przez kilka dni system gazowy nie odbierał gazu z Jamału, jednakże odbyło się to bez zakłóceń, ponieważ w bardzo krótkim czasie właśnie z KPMG „Mogilno” został podany strumień gazu w łącznej ilości około 35 mln m sześć, który uzupełnił niedobory i w dużym stopniu zabezpieczył potrzeby krajowego systemu gazowniczego. Miało to ogromne znaczenie dla uzupełnienia przed zimą nieprzeżywalnych ubytków w dostawach gazu. Potwierdziło również ważną rolę, jaką pełnią kawernowe podziemne magazyny gazu w systemie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju, zwłaszcza w przypadku nieplanowanych ograniczeń lub przerw w dostawach gazu z importu.

Dzięki możliwości utrzymywania zapasów podziemne magazyny gazu pełnią zatem istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski. Zwiększając również niezależność energetyczną naszego państwa w okresie szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny. Powiększający się wolumen gazu na rynku w Polsce wiąże się z potrzebą inwestycji w rozwój infrastruktury gazowej, w tym także podziemnych magazynów gazu, a doświadczenia rozwiniętych rynków gazu ziemnego w krajach UE pokazują, że pojemność czynna tych magazynów powinna być dostosowana do udziału importu gazu w całkowitej wielkości rynku.

Janusz Broźbar, kierownik KPMG „Mogilno” Gas Storage Poland sp. z o.o.

Ogólnopolski program „Poprawa efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych” jako pilotażowe wdrożenie usług ESCO w GK PGNiG

Kamila Koźbiał-Loba, Marcin Makarewicz

PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o. (PTER) uruchomiła ogólnopolski program pod nazwą „Poprawa efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych”, którego głównym beneficjentem są spółdzielnie mieszkaniowe.

Tytułowe ESCO, czyli *Energy Saving Company*, to system świadczenia usług przez firmy multienergetyczne, który pozwala klientom inwestować w energooszczędne rozwiązania i spłacać je z uzyskanych w ten sposób oszczędności. Przedsięwzięcia tego typu realizowane są tam, gdzie energii nie wykorzystuje się efektywnie ze względu na nieświadomość klientów, brak funduszy albo przestarzałe technologie.

Oferta programu

Działając w systemie ESCO, PTER w uruchomionym polskim programie oferuje zarządom spółdzielni mieszkaniowych realizację inwestycji i finansowanie ich ze środków GK PGNiG. Program obejmuje m.in.:

- 1) regulację hydrauliczną instalacji centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej (montaż zaworów termostatycznych dynamicznych RADV z głowicą gazową na grzejnikach centralnego ogrzewania; montaż zaworów termostatycznych MTCV na instalacjach ciepłej wody użytkowej; budowę systemów separacji powietrza i zanieczyszczeń VacuProtectSET),
- 2) budowę odnawialnych źródeł wytwórczych energii elektrycznej na potrzeby zasilania części wspólnych budynków (windy, oświetlenie, wentylacja) oraz wspierania produkcji ciepłej wody użytkowej z wykorzystaniem rozwiązań technologicznych opartych m.in. na modułach fotowoltaicznych, zasobnikach ciepłej wody użytkowej wyposażonych w grzałki elektryczne, gazowych jednostkach kogeneracyjnych,
- 3) świadczenie usług w obszarze wytwarzania ciepła na potrzeby instalacji centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej z wykorzystaniem różnorodnych modeli biznesowych (budowa wysokosprawnych kotłowni gazowych zintegrowanych z instalacjami fotowoltaicznymi i pompami ciepła w rozmaitych konfiguracjach uzgadnianych z klientami; budowę tzw. wyspowych systemów ciepłowniczych; kompleksową modernizację źródeł wytwórczych należących do spółdzielni mieszkaniowych; dzierżawę źródeł wytwórczych należących do spółdzielni mieszkaniowych w krótko-, średnio- i długoterminowych horyzontach czasowych; zakup zdekapitalizowanych źródeł wytwórczych należących do spółdzielni mieszkaniowych w celu ich kompleksowej modernizacji lub rozbudowy; świadczenie usług z zakresu outsourcingu energetycznego na rzecz spółdzielni mieszkaniowych.

Nie tylko dla spółdzielni

Program „Poprawa efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych” może znaleźć zastosowanie także przy realizacji projektów proefektywnościowych na terenie obiektów hotelowych. W sierpniu pracownicy PTER, we współpracy z firmami Geovita S.A. i Gas-Trading S.A., przeprowadzili wizje lokalne na terenie hoteli w Mrzeżynie, Dzwirzynie, Dąbkach, Muszynie, Krynicy-Zdroju, Łądku-Zdroju, Wiśle, Krakowie, Zakopanem i Jadwisinie. Na podstawie wniosków z wizji lokalnych opracowane zostaną trzy raporty z przeprowadzonych audytów energe-



Kotłownia dwupaliwowa Perła Bieszczadów.

tycznych dla obszarów: modernizacja źródeł wytwórczych ciepła, modernizacja oświetlenia oraz modernizacja wewnętrznych instalacji centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej.

W ramach planowanej modernizacji źródeł wytwórczych ciepła miejsce tradycyjnych kotłów gazowych (zazwyczaj atmosferycznych) zajmą wysokosprawne kotły kondensacyjne. Ponadto, zostaną zmodernizowane węzły ciepłownicze, a wszystkie instalacje będą włączone w system SMOK – System Monitoringu Odległych Kotłowni, umożliwiający w trybie zdalnym monitoring parametrów pracy poszczególnych źródeł, a także zarządzanie parametrami ich pracy. Wykonany audyt energetyczny pod nazwą „Wymiana źródeł ciepła systemu grzewczego”, którego złożenie w Urzędzie Regulacji Energetyki uruchomi działania inwestycyjne, wykazał, że średnioroczna ilość energii finalnej planowanej do zaoszczędzenia, a zatem potencjał możliwych do pozyskania świadectw efektywności energetycznej („białe” certyfikaty) wyniesie około 120 toe. W GK PGNiG kompetencje do złożenia au-



Dach w hotelu Orient w Krakowie.

- 6) Dźwirzyno – kotłownia gazowa o mocy 1265 kWt,
- 7) Dąbki – kotłownia gazowa o mocy 1150 kWt,
- 8) Krynica-Zdrój – kotłownia gazowa o mocy 1035 kWt,
- 9) Łądek-Zdrój – kotłownia gazowa o mocy 840 kWt,
- 10) Muszyna – dwie kotłownie gazowe o mocach 1035 kWt i 260 kWt.

Instalacje fotowoltaiczne

Przedstawiciele PTER przystąpili także do prac projektowych związanych z budową instalacji fotowoltaicznych na dachach obiektów GEOVITA S.A. oraz na sąsiadujących z nimi gruntach. Dla potrzeb projektowania przyjęto bazowe założenia do wstępnego określenia mocy instalacji fotowoltaicznych w poszczególnych hotelach.

1. Do określenia wstępnych mocy instalacji fotowoltaicznych przyjęto, iż zastosowane zostaną moduły fotowoltaiczne o mocy 330 Wp oraz o wymiarach 1680 x 991 mm.
2. Wstępne rozmieszczenie modułów fotowoltaicznych przygotowano z wykorzystaniem zdjęć satelitarnych. Zaproponowane rozmieszczenie modułów ma charakter poglądowy, wskazuje możliwe do zagospodarowania przestrzenie na pości dachowej oraz teoretyczne moce poszczególnych instalacji. Docelowe moce instalacji fotowoltaicznych, a także rozmieszczenie modułów fotowoltaicznych określone zostaną w dokumentacji projektowej na podstawie wyników wizji lokalnych oraz dokumentacji technicznej budynków.
3. Dla hotelu Orient, zlokalizowanego w Krakowie, ze względu na charakterystyczny półokrągły dach przyjęto montaż instalacji złożonej z tradycyjnych modułów o mocy 330 Wp, a także elastycznych modułów fotowoltaicznych o mocy 160 Wp. Takie rozwiązanie pozwoli zmaksymalizować wykorzystanie dostępnej powierzchni dachu oraz zapewni jego estetyczny i atrakcyjny wygląd.

Prace będą kontynuowane

Jeżeli sytuacja epidemiczna wynikająca z rozprzestrzeniania się zakażeń wirusem SARS CoV-2 i wywołwaną nim chorobą, określaną jako COVID-19, nie spowoduje opóźnień w realizacji zaplanowanych zamierzeń inwestycyjnych, wnioskami z pierwszych zrealizowanych projektów w ramach Programu „Poprawy efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych” chcielibyśmy podzielić się już w II kw. 2021 roku.

Kamila Koźbiał-Loba, kierownik Działu Zarządzania Projektami PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.
Marcin Makarewicz, kierownik Działu Inwestycji PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.



Aktualny stan techniczny kotłowni gazowej w hotelu GEOVITA w Złockiem.

dytu efektywności energetycznej oraz przygotowania właściwej dokumentacji urzędowej posiada Gas-Trading. Spółka jest przygotowana do kompleksowego przeprowadzenia procesów uzyskiwania świadectw efektywności energetycznej.

Działania inwestycyjne realizowane będą równolegle w obszarze modernizacji źródeł wytwórczych ciepła oraz budowy instalacji fotowoltaicznych. W tym celu, w porozumieniu z Zarządem GEOVITA S.A., uzgodniono kierunki modernizacji prezentowanych poniżej obiektów hotelowych:

- 1) Mrzeżyno – kotłownia gazowa o mocy 450 kWt,
- 2) Jadwisin – kotłownia gazowa o mocy około 1000 kWt,
- 3) Czarna – trzy kotłownie gazowo-olejowe o mocach 630 kWt, 540 kWt, 30 kWt,
- 4) Zakopane – kotłownia gazowa o mocy 640 kWt,
- 5) Wisła – kotłownia gazowa o mocy 345 kWt,

Realizacja prac remontowo-eksploatacyjnych na części liniowej SGT z wykorzystaniem technologii hermetycznej

Piotr Olbrych

Ze względu na strategiczne znaczenie gazociągu tranzytowego Jamał–Europa dla bezpieczeństwa energetycznego zarówno Polski, jak i krajów Europy Zachodniej, wszystkie prace modernizacyjne, serwisowe czy remontowo-eksploatacyjne mogące mieć jakikolwiek wpływ na zakłócenie, ewentualnie wstrzymanie przesyłu gazu, ze względu na zobowiązania wynikające z podpisanych umów, są niedopuszczalne. Dlatego przedstawiciele SGT EuRoPol GAZ s.a., mając powyższe na uwadze, przy doborze technologii wykonania prac kierują się przede wszystkim zachowaniem bezpieczeństwa ludzi, środowiska i mienia, a także ciągłości przesyłu.

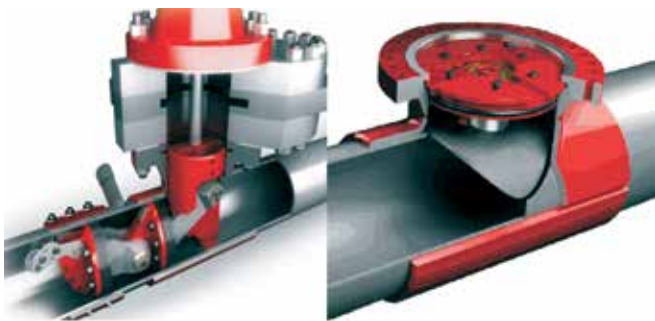
Biorąc powyższe pod uwagę, w 2012 roku EuRoPol GAZ przy pracach remontowych polegających na wymianie armatury (zawór kulowy DN 300 na obejściu zaworu głównego DN 1400 w Zespole Zaporowo-Upustowym Przyborowo) zdecydował się, jako pierwszy właściciel gazociągu wysokiego ciśnienia w Polsce, na zastosowanie technologii hermetycznej STOPPLE® Train, przy jednoczesnym wykorzystaniu kształtek stalowych w technologii LOCK-O-RING® Plus, które również wcześniej w Polsce nigdy nie były wykorzystane. Była to druga taka aplikacja w Europie (pierwsza została wprowadzona we Włoszech). Producentem oraz właścicielem patentu dla powyższej technologii, opracowanej w 2009 roku, jest amerykańska korporacja T.D. Williamson, natomiast prace na rzecz SGT realizowane były przez polski oddział firmy T.D. Williamson Polska sp. z o.o.

Głównymi przesłankami, które miały wpływ na podjęcie decyzji i wykorzystanie technologii hermetycznej STOPPLE® Train były:

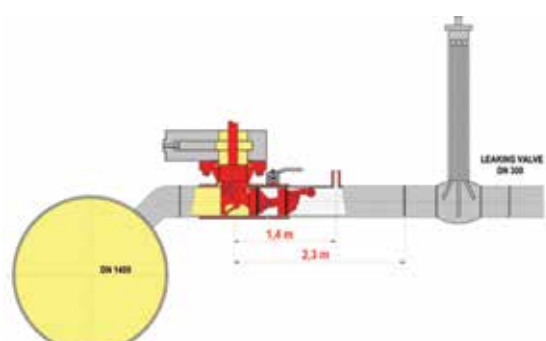
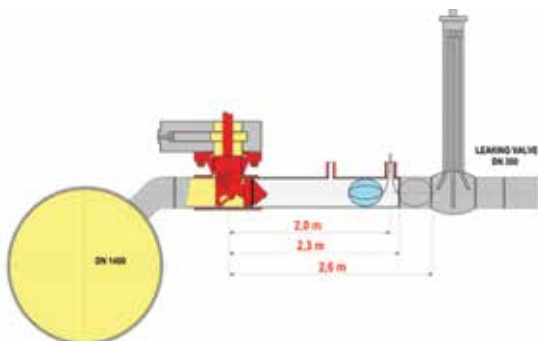
- brak możliwości odcięcia medium w tradycyjny sposób, poprzez wykorzystanie istniejącej infrastruktury na części liniowej gazociągu,
- ilość miejsca na odcinku pomiędzy trójnikiem DN 1400/300 a zaworem kulowym przewidzianym do wymiany, uniemożliwiająca zastosowanie np. tradycyjnej technologii STOPPLE® z jednoczesnym wykorzystaniem balonowania,
- nowa technologia *double block & bleed*, która przewiduje wykorzystanie dwóch głowic (będących w stanie przenieść pełne ciśnienie 102 bary/1480 psi) z możliwością pełnego monitorowania przestrzeni pomiędzy nimi (monitoring szczelności pierwszego zabezpieczenia – pierwszej głowicy).

Prace zasadnicze poprzedzono analizami i testami warsztatowymi mającymi na celu odpowiedni dobór elementów głowic, umożliwiających sprawne wprowadzenie, a następnie wycofanie urządzenia z instalacji. Jakikolwiek błąd ludzki czy zły dobór urządzeń wymuszałyby zamknięcie dwóch zaworów głównych DN 1400 na sąsiednich zespołach zaporowo-upustowych, opróżnienie instalacji z medium i tradycyjne wycięcie zablokowanego urządzenia.

Całość prac remontowych (w zakresie prac na terenie ZZU) realizowana była w reżimie prac gazoniebezpiecznych, przy udziale właściciela gazociągu (SGT EuRoPol GAZ s.a.), operatora gazociągu (GAZ–SYSTEM S.A.) oraz generalnego wykonawcy (T.D. Williamson Polska sp. z o.o.). Przed przystąpieniem do realizacji wy-



Głowica STOPPLE® Train i Fitting LOCK-O-RING® Plus.
 Źródło strona internetowa www.tdwilliamson.com



Technologia STOPPLE® vs. Technologia STOPPLE® Train.
 Źródło: materiały autora



Stanowisko testowe i głowica STOPPLE® Train.

Fot. autor

konawca uzgodnił z SGT dokumenty, w skład których wchodziły:

- instrukcja bezpiecznego wykonania prac,
- projekt organizacyjny próby wytrzymałości i szczelności,
- instrukcje technologiczne spawania.

Główne prace remontowe zostały podzielone na dwa etapy:

1. Etap prefabrykacji:

- przygotowanie układu, prace spawalniczo-montażowe, badania NDT oraz próba wytrzymałości i szczelności.

2. Etap montażu:

- roboty ziemne, prace spawalniczo-montażowe (montaż elementów do prac hermetycznych), prace hermetyczne, prace spawalniczo-montażowe (wymiana zaworu), prace izolacyjne i odtworzeniowe.

Jednym z najbardziej newralgicznych i kluczowych elementów całej operacji jest etap prac hermetycznych, polegający na montażu/spawaniu zestawu kształtek na gazociągu pod ciśnieniem (STOPPLE® Plus fitting), instalacji zasuwy „kanapkowej” (SANDWICH® Valve), a następnie montażu i wykonaniu wierzenia pod ciśnieniem za pomocą urządzeń *tapping machine* oraz



Przygotowanie układu, próba wytrzymałości i szczelności.

Fot. autor

montażu i wykonaniu wstrzymania przepływu za pomocą urządzenia STOPPLE® Train machine.

Wykonanie pierwszego etapu prac hermetycznych umożliwiło wyseparowanie odcinka rurociągu przeznaczonego do prac remontowanych, w tym przypadku wymiany zaworu kulowego DN 300. Następnie odgazowano i przeazotowano odcinek, na którym realizowane będą prace spawalniczo-montażowe. Tak przygotowane miejsce można było udostępnić do kolejnego etapu realizacji.



Zestaw kształtek, zestaw do nawiercania i zestaw do wstrzymania przepływu.

Fot. autor

Po montażu nowego zaworu, tj. wykonaniu dwóch spoin gwarantowanych oraz wykonaniu badań nieniszczących, możliwe było wycofanie maszyny oraz przywrócenie przepływu w gazociągu obejściowym DN 300, zakorkowanie kształtek oraz wykonanie prac izolacyjnych i odtworzeniowych.



Zawór do wymiany, miejsce po demontażu uszkodzonego zaworu, nowo zabudowana armatura.

Fot. autor

W związku z tym, że całość zrealizowanych prac zakończyła się pełnym sukcesem i spotkała się z uznaniem przedstawicieli spółki EuRoPol GAZ, analogiczne aplikacje powtórzone na innych obiektach części linowej gazociągu tranzytowego. Technologia hermetyczna została wykorzystana przy modernizacji systemu ESD (*Emergency Shutdown*) na TG Włocławek i TG Kondratki.



Zakorkowane i zaizolowanie kształtki.

Fot. autor

Przedstawiciele SGT, mając na uwadze bezpieczeństwo i integralność infrastruktury, przy współpracy z TDW Polska, poczynili również starania mające na celu opracowanie studium wykonalności prac hermetycznych na gazociągach wysokiego ciśnienia o średnicach DN 1000 i DN 1400. Dotychczas w Polsce jeszcze nigdy nie były wykonywane prace remontowe przy wykorzystaniu technologii hermetycznej, polegające na wstrzymaniu przepływu na tak dużych średnicach gazociągów.

Piotr Olbrych, pracownik Pionu Technicznego EuRoPolGAZ s.a.

Techniczno-ekonomiczna optymalizacja wykorzystania biogazu

Severyn Dranchuk, Piotr Błach

Jednym z najważniejszych wyzwań dla gospodarki biogazowej jest zarządzanie rozproszoną infrastrukturą oraz maksymalizacja korzyści finansowych z wykorzystania wyprodukowanego biogazu.

Europejski Zielony Ład wskazał w krajach Unii Europejskiej jasny kurs dotyczący transformacji energetycznej, której głównym celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. Wraz z wprowadzaniem nowych technologii wskazywana jest też droga do decentralizacji i tworzenia rozproszonych jednostek wytwórczych. Polska, ze względu na swój obecny miks energetyczny, składający się w większości z węgla kamiennego i brunatnego, potrzebuje etapu przejściowego w drodze ku całkowitej neutralności klimatycznej. Po zwiększeniu udziału gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w mieszkaniu energetycznym docelowo mają go zastąpić gazy niekopalne – biogaz, biometan i wodór.

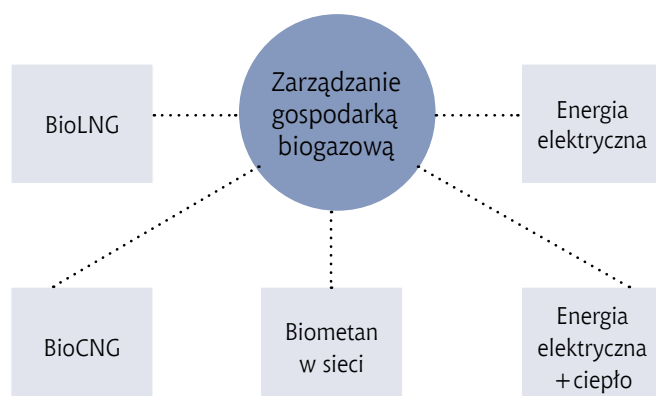
Obecnie w Polsce istnieje 310 biogazowni, z czego tylko 120 z nich to biogazownie rolnicze o łącznej mocy 101,3 MW (stan na koniec 2019 roku), co stanowi promil całkowitej mocy zainstalowanej w Polsce. Oprócz wykorzystywania biogazu jako źródła energii elektrycznej można go poddawać dalszym procesom oczyszczania i uzdatniania do postaci biometanu, który wskazywany jest jako jedno z paliw przyszłości w kontekście transportu (bioCNG, bioLNG), a także poprzez wtryskiwanie do sieci gazowych. Plan liderów polskiego sektora gazowego to produkcja około 4 mld m³ biometanu rocznie po 2030 roku, co wymaga działania ponad 2000 biogazowni.

Grupa Kapitałowa Transition Technologies jest wieloletnim liderem polskiej i ogólnoeuropejskiej branży IT, kładącym szczególny nacisk na wsparcie procesów w energetyce i gazownictwie. Od ponad dziesięciu lat Transition Technologies nieprzerwanie tworzy produkty informatyczne mające na celu wspomaganie głównych uczestników na europejskim rynku gazu zarówno w biznesowych, jak i technicznych aspektach ich codziennej działalności. Oprogramowanie to skupia się na aspektach zarządzania pracą, monitorowania, symulacji i optymalizacji procesów w obszarach przesyłu i magazynowania gazu, a także na wsparciu handlu gazem. W działaniach w zakresie rozwoju produktów grupa kapitałowa uwzględnia aktualne regulacje i zasady funkcjonowania poszczególnych uczestników rynku gazu. Liczne wdrożenia u liderów branży gazowej w Polsce oraz innych krajach Europy, takich jak Niemcy czy Wielka Brytania, są dodatkowym potwierdzeniem skuteczności działania tych rozwiązań w przemyśle. Oprócz tego Transition Technologies kieruje się aktualnymi trendami w euro-

pejskiej energetyce, mającymi istotny wpływ na branżę gazową w krajach Unii Europejskiej. Biorąc pod uwagę wzrastającą rolę biogazu, rozwój produktów programistycznych do obsługi procesów związanych z gospodarką biogazową jest priorytetowym kierunkiem działania Transition Technologies.

Jednym z najważniejszych wyzwań dla gospodarki biogazowej jest zarządzanie rozproszoną infrastrukturą oraz maksymalizacja korzyści finansowych z wykorzystania wyprodukowanego biogazu. W zależności od warunków rynkowych biogaz może być spalany bądź uzdatniany do postaci biometanu, z dalszym jego wtryskiwaniem do sieci gazowych albo stosowaniem jako paliwa w postaci gazowej lub ciekłej. Wybór optymalnego sposobu wykorzystania wyprodukowanego biogazu wymaga uwzględnienia wielu czynników, takich jak aktualne rynkowe ceny energii elektrycznej, gazu wysokometanowego oraz LNG, koszt uzdatniania biogazu do procesu spalania bądź do postaci biometanu z dalszym jego sprężaniem albo skraplaniem. Ważnym aspektem są również ograniczenia techniczne odpowiednich instalacji. Celem optymalizacji byłoby znalezienie maksimum funkcji przychodu z wykorzystania wyprodukowanego biogazu, z uwzględnieniem wszystkich wyżej wskazanych czynników. Oczywiście, rozwiązanie zadania optymalizacji dla funkcji z tyłoma niepowiązanych ze sobą zmiennymi nie jest łatwe i wymaga zbudowania zaawansowanych modeli techniczno-ekonomicznych. W ramach rozwoju swoich produktów dla gospodarki biogazowej Transition Techno-

Sposoby wykorzystania wyprodukowanego biogazu



logies opracowuje narzędzie informatyczne pozwalające na rozwiązanie tego zadania z uwzględnieniem specyfiki funkcjonowania podmiotów z tej branży oraz ich potrzeb biznesowych.

Produkcja energii elektrycznej z biogazu przez wiele lat była uważana za jedyną możliwość wykorzystywania odpadów produkcji rolnej. Jednak coraz częściej stosowana jest technologia spalania biogazu w wysokosprawnych agregatach kogeneracyjnych w celu produkcji energii elektrycznej i ciepła. W przypadku wykorzystania biogazu do produkcji energii elektrycznej, i ewentualnie ciepła, parametrami wejściowymi dla optymalizatora będą ilość produkowanego biogazu, koszt jego produkcji oraz ceny za energię elektryczną i ciepło. Kosztem eksploatacyjnym, uwzględnianym w tym podejściu jest koszt oczyszczania, osuszania gazu oraz usuwania składników zawierających siarkę. Wyprodukowane energia elektryczna i ciepło mogą zostać wykorzystane na potrzeby własne lub dostarczone do sieci. Dla drugiej opcji dodatkowym parametrem, uwzględnionym przez system informatyczny, będzie koszt przesyłu energii elektrycznej i ciepła. System wsparcia oraz ceny energii elektrycznej zależą od całkowitej mocy zainstalowanej, a także od tego, czy wykorzystywany jest układ wysokosprawnej kogeneracji.

Alternatywą spalaniu biogazu jest jego uzdatnianie do postaci biometanu, z dalszym wtryskiwaniem do sieci gazowych. W porównaniu z procesem uzdatniania biogazu do jego spalania w procesie przygotowania biometanu dodatkowo pojawiają się etapy mające na celu usuwanie komponentów obniżających kaloryczność oraz liczbę Wobbego mieszaniny. Po usunięciu tych składników, głównie dwutlenku węgla, osiągnięta jakość biometanu musi być porównywalna z jakością gazu ziemnego wysokometanowego. W związku z tym biometan może zostać sprężony i wprowadzony do sieci gazowej. W taki sposób może on zostać użyty jako nośnik energii zarówno w procesach przemysłowych przedsiębiorstw, jak i w gospodarstwach domowych. Przy uwzględnieniu tego aspektu wykorzystania biogazu zaplanowanymi danymi wejściowymi dla optymalizatora są ilość produkowanego biogazu, koszt jego produkcji oraz rynkowa cena na gaz wysokometanowy. Dodatkowo, uwzględnione mogą zostać „brązowe” certyfikaty podwyższające konkurencyjność cenową biometanu. Kosztem eksploatacyjnym instalacji będzie koszt uzdatniania biogazu do postaci biometanu oraz koszt sprężania w celu wprowadzania go do sieci. Ważną przesłanką rozwoju tego kierunku branży jest konsekwentna rozbudowa sieci dystrybucyjnych gazu. Połączenie z nimi rozproszonych zakładów wytwarzania uważane jest za jeden z najkorzystniejszych sposobów monetyzacji potencjału biometanowego. Na szczególną uwagę zasługuje pomysł dotyczący rozwoju odpowiedniej infrastruktury do dalszego wtryskiwania biometanu bądź jego mieszaniny z gazem ziemnym z sieci dystrybucyjnych do sieci przesyłowych oraz jego dalekodystansowego transportu do klientów końcowych. Obydwa te podejścia będą wymagać od systemu informatycznego uwzględnienia właściwego kosztu wykorzystania przepustowości sieci gazowych.

Kolejnym sposobem wykorzystania biometanu jest jego spalanie w silnikach samochodowych, dostosowanych do wykorzystania gazu wysokometanowego. Z tej perspektywy dalszy rozwój infrastruktury stacji bioCNG bądź bioLNG do tankowania pojazdów, takich jak samochody ciężarowe oraz autobusy, wygląda bardzo obiecująco. Oprócz kosztów uzdatniania biogazu do biometanu, w przypadku bioCNG doliczony musi zostać koszt sprężania do poziomu kilkakrotnie przekraczającego poziom



ciśnienia w sieciach przesyłowych gazu. Warto rozważyć również stopniowe wprowadzanie biometanu do sieci dystrybucyjnych wraz z jego mieszaniami z gazem ziemnym. Nadal ta mieszanina byłaby wtryskiwana do sieci przesyłowych, a następnie sprężana na stacjach paliwowych do poziomu ciśnień w zbiornikach pojazdów. Przy wykorzystaniu paliwa biometanowego w fazie ciekłej – bioLNG – dodatkowo do kosztu uzdatniania będzie doliczony koszt skraplania biometanu oraz koszt jego przepompowywania wraz z ewentualnym nasyceniem (podgrzewaniem) do zbiorników kriogenicznych pojazdów.

Ilość produkowanego biogazu oraz koszt jego produkcji, tak jak w poprzednich przypadkach, będą danymi wejściowymi do systemu. Dodatkowo, uwzględniane mogą być ceny paliw bioCNG oraz bioLNG z kontraktów z klientami końcowymi albo rynkowe ceny na CNG i LNG jako paliwa transportowe w perspektywie długoterminowego rozwoju tego rynku. Jeszcze jednym sposobem na monetyzację wyprodukowanego bioLNG jest jego dowiezienie do klienta końcowego, niemającego połączenia z sieciami gazowymi. Konkurencja bioLNG ze skroplonym gazem ziemnym w tym zakresie jest szczególnie możliwa przy uwzględnieniu „brązowych” certyfikatów. Ujęcie tego aspektu jest również zaplanowane w ramach powstającego narzędzia informatycznego.

Biogaz w przyszłości będzie stanowił ważny element polskiego mixu energetycznego zgodnego z Europejskim Zielonym Łądem. Grupa Kapitałowa Transition Technologies postanowiła od samego początku wziąć aktywny udział w rozwoju portfela produktów do zarządzania gospodarką biogazową. Wymagać to będzie kompleksowej analizy dotyczącej obecnej sytuacji prawnej przedstawionych metod, możliwości technicznych biogazowni, a ostatecznie stworzenie optymalizatora uwzględniającego wszystkie te aspekty i będącego elementem kompleksowego narzędzia informatycznego wspomagającego gospodarkę biogazową w okresie jej intensywnego rozwoju w najbliższej przyszłości. Narzędzie to, jak się oczekuje, będzie istotnym wsparciem zarówno dla technicznych, jak i komercyjnych operatorów infrastruktury biogazowej.

Severyn Dranchuk, kierownik ds. rozwoju biznesu Transition Technologies S.A.

Piotr Błach, inżynier projektowy Transition Technologies S.A.

Rola LNG w transformacji energetycznej

Paweł Sztukowski

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej może wydawać się dziś radykalna dla wielu europejskich gospodarek. Jednak mocno rozwijany obecnie w Polsce sektor nowych technologii w energetyce pozwala na dotrzymanie kroku w przeprowadzanej transformacji. Do 2040 roku Polska posiada określony plan, który zakłada nie tylko rozwój odnawialnych źródeł energii, ale przede wszystkim odejście od nierentownego już węgla i inwestycje w paliwo przejściowe, czyli m.in. skroplony gaz ziemny (LNG), który doprowadzi kraj do stworzenia gospodarki niskoemisyjnej.

Polskę czeka stworzenie nowego systemu energetycznego, opartego najpierw na paliwach niskoemisyjnych, a następnie zeroemisyjnych źródłach energii. W drodze do zielonej gospodarki czeka nas kilka przystanków. Jednym z nich jest wyłączenie elektrowni opartych na węglu kamiennym, a następnym zwiększenie udziału gazu w miksie energetycznym. Rząd planuje przeprowadzić takie działania, współpracując z różnymi podmiotami, np. samorządami, instytucjami państwowymi i naukowymi. Główny udział w tym zakresie

będą jednak miały spółki państwowe, do których należy m.in. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, ze swoją spółką-córką Gas-Trading S.A., realizującą od kilku lat projekty z zakresu transformacji energetycznej.

Uzgodnione przez Brukselę normy emisyjne stanowią duże wyzwanie dla Polski, dlatego należy bliżej przyjrzeć się sposobom, dzięki którym ten cel może być osiągnięty. Jedną z dróg jest inwestycja w gaz LNG, który jest dziś uważany za zielone paliwo. Skroplony gaz ziemny składa się w 95 procentach z metanu, co sprawia, że emituje znikomy ślad węglowy w porównaniu z tradycyjnymi paliwami kopalnymi. Zatem dążenie do dywersyfikacji dostaw gazu, a tym samym zwiększenie jego udziału w miksie energetycznym wpływa pozytywnie na starania wprowadzenia gospodarki niskoemisyjnej. Budowa

Uzgodnione przez Brukselę normy emisyjne stanowią duże wyzwanie dla Polski. Jedną z dróg do osiągnięcia tego celu jest inwestycja w gaz LNG, który jest dziś uważany za zielone paliwo.

nowych połączeń gazowych, zakontraktowane dostawy LNG i nowe sposoby dostaw przybliżają Polskę do bycia podmiotem, który nie tylko importuje gaz, ale również ma możliwość budowy hubu gazowego pozwalającego na obrót paliwem na obszarze Europy Środkowo-Wschodniej.

Działalność Gas-Trading S.A. wspiera Polskę w dążeniu do wypełnienia powyższych planów. Spółka jest wiodącą firmą transportową LNG, której cysterny pokonały już ponad 1 800 000 kilometrów na terenie całej Polski oraz w Europie. Spółka z roku na rok zwiększa swój udział na rynku ssLNG za sprawą inwestycji w nowe technologie. Zakupiono kilkanaście nowoczesnych cystern kriogenicznych, wyposażonych





w specjalistyczne przepływomierze i pompy kriogeniczne. W porcie w Gdyni i Szczecinie cysterny Gas-Trading S.A. biorą udział w bunkrowaniach statków, prowadzone są także prace nad udziałem spółki w transporcie intermodalnym. Droga do osiągnięcia zielonej gospodarki nie może obejść się bez inwestycji. Warto je przeprowadzać, choćby dlatego że LNG stało się paliwem konkurencyjnym ekonomicznie w porównaniu z tradycyjnymi paliwami kopalnymi, a wykluczenie węgla na rzecz gazu może okazać się najbardziej skuteczną metodą redukcji emisji.

Dzięki wybudowaniu Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu Polska zdywersyfikowała kierunki

dostaw surowca i uniezależniła się od gazu z Rosji. Obecnie terminal jest w trakcie rozbudowy w celu zwiększenia mocy regazyfikacyjnych i dystrybucji gazu poprzez sieć przesyłową oraz transport kołowy. Program modernizacji obejmuje m.in. rozwój infrastruktury wykorzystywanej do bunkrowania statków oraz budowę instalacji przeładunku LNG na cysterny kolejowe i kontenery ISO. W tym zakresie Gas-Trading S.A. widzi szansę na poszerzenie oferty i dotarcie do nowych klientów.

Od pojawienia się możliwości odbioru LNG w terminalu, Gas-Trading S.A. maksymalnie wykorzystuje jego moc i szuka kolejnych sposobów na zwiększenie wolumenu odbieranego gazu. Spółka jest obecna w obszarze małego LNG od 2017

roku. Od tego czasu stała się liczącym się graczem na rynku i ma swój udział w tworzeniu nowej ery polskiej energetyki gazowej. Jej nowy kształt został określony w „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku”. W dokumencie nie jest określona ostateczna data eksploatacji węgla, ale podkreślona jest rola gazu w całym procesie transformacji. Polska zdecydowała się na wykorzystanie gazu LNG w transformacji swojej gospodarki i tym samym wybrała ścieżkę, którą będzie podążać przez następne 20 lat i dłużej na drodze ku neutralności emisyjnej.

Paweł Sztukowski kierownik Działu Komunikacji i Marketingu Gas-Trading S.A.



Z prac Komitetu Standardu Technicznego

W IV kwartale 2020 roku działalność standaryzacyjna IGG prowadzona była wyłącznie w trybie zdalnym. Wszystkie spotkania zespołów roboczych opracowujących nowe oraz nowelizujących ustanowione w poprzednich latach dokumenty standaryzacyjne odbywały się głównie w aplikacji teams.

15 grudnia w takim trybie odbyło się też kolejne, XLIX posiedzenie plenum KST. Podczas spotkania uzgodniono rozpoczęcie prac standaryzacyjnych nad nowym tematem, dotyczącym zagadnień związanych z technicznymi aspektami przyłączenia biogazowni do sieci dystrybucyjnej. Nowym dokumentem zajmie się zespół ZR 35 (pod kierownictwem Pawła Filanowskiego z PSG), który opracował dotychczas **ST-IGG-3501 Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej. Część 1 – Wymagania jakościowe.**

Podczas posiedzenia KST zatwierdzono znowelizowany standard **ST-IGG-0601:2020 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia**, opracowany przez zespół ZR 6 pod kierownictwem

Marka Fiedorowicza (GAZ-SYSTEM). Jest to pierwszy w historii KST przypadek drugiej nowelizacji standardu.

W listopadzie KST zatwierdził harmonogram i budżet na opracowanie przez ZR 40 pod kierownictwem Moniki Lemke (PSG) nowego standardu **ST-IGG-4001 Balastowanie gazociągów** i na nowelizację standardów **ST-IGG-0301 Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym od 0,5 MPa do 1,0 MPa włącznie** oraz **ST-IGG-0302 Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 0,5 MPa włącznie**, które będą opracowane przez ZR 3 pod kierownictwem Joanny Pindelskiej (PSG).

We wrześniu zostały zakończone prace nad **ST-IGG-2801 Określanie ciśnienia roboczego dla gazociągów stalowych** (powyżej 0,5 MPa) na podstawie defektów oraz dobór metod ich naprawy pod kierownictwem Pawła Wiśniewskiego (GAZ-SYSTEM), standard został ustanowiony przez Zarząd IGG.

W październiku skierowano do ankiety dwa projekty: **ST-IGG-3701 Stacje regazyfikacji LNG** (kierownikiem zespołu jest Adam Bogucki, PGNiG) oraz **ST-IGG-3301 Technologie bezwykopowe. Horyzontalne przewiertki sterowane** (kierownikiem zespołu jest Jacek Janicki, ZRB Janicki). Zespoły analizują uwagi, które wpłynęły od firm stowarzyszonych w IGG.

W październiku rozpoczęły prace trzy nowe zespoły robocze:

- ZR 38, którego zadaniem jest opracowanie standardu dotyczącego kompensacji naprężeń w gazociągach na terenach eksploatacji górniczej, kierownikiem zespołu jest Grzegorz Okaj (GAZ-SYSTEM),
- ZR 41, który zajmie się metodami określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej, kierownikiem zespołu jest Błażej Soćko (GAZ-SYSTEM);
- ZR 42, który opracuje standard dla metod badania stanu technicznego gazociągów nietłkowalnych, kierownikiem zespołu jest Piotr Paszyk (GAZ-SYSTEM).

Mimo ograniczeń wynikających z sytuacji epidemiologicznej w kraju, w wielu zespołach trwają prace nad opracowaniem nowych i nowelizacją opracowanych w poprzednich latach standardów:

- ZR 2A (kierownik – Wojciech Laszuk, PSG) – w opracowaniu jest standard dotyczący układów rozliczeniowych,
- ZR 2B (kierownik – Bartosz Pisarek, GAZ-SYSTEM), zespół intensywnie pracuje nad standardem dla przeliczników i rejestratorów,
- ZR 9 (kierownik – Małgorzata Grzewka, GAZ-SYSTEM) nowelizujący standard **ST-IGG-0901** dla obliczeń wytrzymałościowych gazociągów i instalacji gazowych,
- ZR 36 (kierownik – Mateusz Bił, GAZ-SYSTEM), zespół pracuje nad standardem dotyczącym tłokowania gazociągów,
- ZR 40 (kierownik – Monika Lemke, PSG) – zespół pracuje nad standardem dotyczącym balastowania gazociągów.

Sekretariat KST



INWESTUJEMY
W TWOJE
BEZPIECZEŃSTWO

Wykorzystując wiedzę i doświadczenie pracowników naszej grupy kapitałowej zarządzamy najważniejszymi gazociągami w Polsce oraz Terminalem LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Realizujemy również jedno z najważniejszych przedsięwzięć infrastrukturalnych w kraju – projekt Baltic Pipe.



www.gaz-system.pl



System Gazociągów Tranzytowych
EuRoPol GAZ s.a.



Bezpieczny przesył - nowoczesna
technologia - wysokie standardy jakości

www.europolgaz.com.pl



ZIELONY ZWROT W PGNiG

PGNiG prowadzi programy badawcze mające na celu rozwój paliw alternatywnych. Chcemy zaangażować się w wykorzystanie biometanu oraz produkcję, magazynowanie i dystrybucję wodoru. Poszerzamy kompetencje w obszarze wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii opartych o farmy fotowoltaiczne.