

grudzień 2019

Przeгляд газowniczy

nr 4 (64)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



Projekt wodorowy studentów AGH wygrał konkurs organizowany przez PGNiG

Za pomysł na wykorzystanie wodorków metali do oczyszczania, kompresji i magazynowania wodoru Mikołaj Krupa, Maciej Kalka i Paweł Jagoda otrzymali pierwszą nagrodę w konkursie „Młodzi innowacyjni dla PGNiG”. Oprócz 30 tys. złotych autorzy zwycięskiego projektu dostaną także szansę na 400 tys. zł dofinansowania jego realizacji.

Studenci i doktorant Wydziału Fizyki i Informatyki Stosowanej Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie opracowali rozwiązanie, które zapewnia bezpieczne magazynowanie wodoru i możliwość jego oczyszczania, co ma bardzo duże znaczenie w dalszym wykorzystaniu wodoru np. w ogniwach paliwowych.

– Pracujemy nad tym projektem już od kilkunastu miesięcy. Testowaliśmy go w warunkach laboratoryjnych i półprzemysłowych, więc ryzyko niepowodzenia jest niskie. To pionierskie rozwiązanie, pozwalające na magazynowanie wodoru w efektywny, tani i bezpieczny sposób – wyjaśnia Mikołaj Krupa z AGH.



Laureaci I nagrody: Mikołaj Krupa, Maciej Kalka, Paweł Jagoda, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie.

Technologii wodorowych dotyczyło najwięcej pomysłów zgłoszonych do tegorocznej edycji konkursu. Liczba zgłoszeń również była rekordowa – na konkurs napłynęło 55 pomysłów, prawie dwa razy więcej niż rok temu.

– W ramach formuły open innovation sięgamy po innowacyjne pomysły z wielu źródeł. Jednym z nich są zespoły studentów i doktorantów z polskich uczelni, których projekty odpowiadają na potrzeby technologiczne spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG. Oczywiście, te propozycje wymagają badań i dostosowania do naszych potrzeb, jednak



Finaliści piątej edycji „Konkursu młodzi innowacyjni dla PGNiG.”

liczy się już sam pomysł – powiedział **Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju**. – Najlepsze pomysły rozwijamy aż do wdrożenia. Na przykład z poprzednich edycji skorzystaliśmy z pomysłu badań nad przetwarzaniem odpadów wiertniczych na produkty oraz z zastosowania ultralekkich proppantów ceramicznych przy wydobyciu gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Tym bardziej cieszą nas tegoroczne projekty związane z magazynowaniem, wytwarzaniem i dystrybucją wodoru, ponieważ jesteśmy teraz bardzo mocno skupieni na rozwoju obszarów związanych z jego wykorzystaniem. Obecnie w fazie realizacji w GK PGNiG znajduje się uruchomienie stacji tankowania pojazdów wodorem.

Drugą nagrodę w tegorocznej edycji konkursu zdobyli Andrzej Nowak i Cezary Czajkowski, doktoranci z Politechniki Wrocławskiej, za opracowanie innowacyjnego typu wymiennika ciepła do procesu regazyfikacji.

Trzecie miejsce zajął zespół reprezentujący AGH w składzie Edyta Kuk i Bartłomiej Małkus. Zaprezentowali inteligentną sieć dystrybucji do zastosowania na rynku LNG małej skali.

Konkurs „Młodzi innowacyjni dla PGNiG” odbył się po raz piąty. Kierowany jest do studentów i doktorantów pracujących nad innowacyjnymi projektami o charakterze badawczo-rozwojowym, które odpowiadają obszarom działalności Grupy Kapitałowej PGNiG. Poza nagrodami finansowymi, w przypadku zainteresowania rozwojem i wdrożeniem ze strony PGNiG, autorzy najlepszych rozwiązań mogą liczyć na wysokie dofinansowanie pozwalające na realizację projektu.

– Nasz konkurs cieszy się coraz większą popularnością. W tym roku poza uczelniami, których przedstawiciele zostali nagrodzeni, w rywalizacji brali udział także studenci z Politechniki Wrocławskiej, Politechniki Śląskiej i Politechniki Częstochowskiej. Pomysły, w ramach konkursu trafiające do naszego Departamentu Badań i Rozwoju, coraz częściej znajdują praktyczne zastosowanie w branży gazowniczej – podsumował **Cezary Starczewski**, dyrektor Departamentu Badań i Rozwoju w PGNiG SA.

Grudzień co roku jest okresem gorącej dyskusji o problemach klimatycznych, która toczy się podczas szczytów *UN Climate Change Conference COP*. Barię stojącą na drodze do poprawy stanu klimatu jest jednak sam klimat rozmów. Brak decyzyjności, woli pójsia do przodu. Puste deklaracje nie sprzyjają postępowi, jakich wszyscy oczekujemy. Już wiele szczytów temu Antonio Guterres, sekretarz generalny ONZ, powiedział:

– *Don't bring a speech. Bring a plan!* Należy z uznaniem wspomnieć COP 24 w Katowicach, który na tle Madrytu wypadł znakomicie. W tym roku madrycki szczyt zbiegł się w czasie ze szczytem unijnym, podczas którego Komisja Europejska przedstawiła „Europejski zielony ład”. Dzięki niemu do 2050 roku Europa stanie się pierwszym neutralnym dla klimatu kontynentem. Oczywiście wielu, w tym Polska, zadaje pytanie, czy jest to cel realny, czy jest możliwy z punktu widzenia gospodarki i kosztów społecznych. Najbardziej entuzjastycznie do tych ambitnych celów podchodzi młode pokolenie, któremu przyjdzie żyć w świecie o takich warunkach klimatycznych, jakie zgotuje im pokolenie dzisiejszych decydentów.

W realnym świecie nie jest jednak tak, że wszystko toczy się po staremu. Kolejne raporty Międzyrządowego Panelu ds. Zmian Klimatu (*Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC*) są wystarczająco dramatyczne, by jednak ograniczać emisję gazów cieplarnianych i walczyć ze smogiem. Co ważniejsze, niezależnie od zachowań polityków, biznes zaczyna rozumieć, że konieczne są zmiany, i poszukuje rozwiązań, poszukuje technologii sprzyjających klimatowi. Jednym z takich tematów technologicznych i biznesowych jest kwestia dekarbonizacji przemysłu i transportu, co oznacza redukcję CO₂ do zera. A ratunkiem powinna być „gospodarka wodorowa”.

I właśnie ona jest „tematem wydania” bieżącego numeru. Zaprośmy grono wybitnych specjalistów, aby dokonali przeglądu problemów, które kojarzą się z wykorzystaniem wodoru. Wytwarzany wodór można bezpośrednio przekształcić w użyteczną energię, wykorzystując ogniwa

paliwowe, spalając go w silnikach i stosując w turbinach gazowych. Inną zaletą wodoru jako nośnika energii jest to, że można go magazynować i transportować jak paliwo gazowe. Wodór, jako nośnik energii, może potencjalnie rozwiązać niektóre problemy zrównoważonego rozwoju, emisji do środowiska

i bezpieczeństwa energetycznego. Autorzy tego bloku tematycznego analizują stan „gospodarki wodorowej” na świecie i w Polsce, pokazują istniejące rozwiązania techniczne i technologiczne, pozwalające wykorzystywać wodór, ale też odnoszą się do potencjalnych zagrożeń. Niestety, pokazują również, że w tym procesie aktywnie uczestniczymy naukowo, ale wyniki wdrażania istniejących projektów pozostawiają wiele do życzenia. Izba Gospodarcza Gazownictwa, widząc potrzebę inspirowania działań na rzecz „gospodarki wodorowej”, powołała Grupę Ekspertów ds. Wodoru, która będzie inicjować i rekomendować korzystne rozwiązania systemowe.



Łukasz Kroplewski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa



RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Teresa Laskowska, przewodnicząca,
Izba Gospodarcza Gazownictwa
Ewa Kukulska-Zajęc, INiG-PIB
Sławomir Lizak EuRoPol GAZ s.a.
Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.
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
Edward Słoma, 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 46, 22 631 08 38
faks 22 631 08 47, e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

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

DTP i druk: BARTGRAF
04-120 Warszawa, ul. Gedymina 13/28
tel. 601 968 520, e-mail: ksiezopolska@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **Gospodarka wodorowa a dekarbonizacja przemysłu gazowniczego.** Prof. dr Stanisław Nagy, AGH w Krakowie
- 14 **Gospodarka wodorowa. Świat i Polska.** Prof. dr Jerzy Kaleta, Politechnika Wroclawska
- 18 **Przystosowanie systemu przesyłowego do transportu gazu ziemnego z dodatkiem wodoru.**
Monika Kałdonek i Dorota Polak, Pion Badań i Rozwoju GAZ–SYSTEM
- 21 **Unia Europejska... umarł gaz (CH₄) – niech żyje gaz (H₂).** Prof. dr Konrad Świrski, Politechnika Warszawska
- 23 **Doświadczenia INiG-PIB w zakresie przygotowania systemu gazowniczego do dodatku wodoru.**
Dr inż. Jacek Jaworski, dr Ewa Kukulska-Zajęc, mgr inż. Paweł Kułaga
- 25 **Wodór – teraźniejszość i przyszłość.** Dr Grzegorz Rosłonek, dyrektor oddziału CLPB
- 28 **Obszar wodorowy – nowe kierunki prac badawczych w Departamencie Badań i Rozwoju PGNiG SA.**
Cezary Starczewski, Bartosz Stachowiak, DBiR PGNiG SA

REPORTAŻ

- 30 **Jedyne takie biuro w Polsce.**
Komfortowe BOK w zabytkowym obiekcie

PGNiG SA

- 32 **Odkryliśmy Shreka w Norwegii**
- 34 **Rusza drugi konkurs w ramach Wspólnego Przedsięwzięcia INGA**

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 35 **Gaz LNG w transporcie ciężkim**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 36 **Nagroda Nowy Impuls dla PSG**
- 37 **Wirtualne Muzeum Gazownictwa nagrodzone w konkursie Muzeum Widzialne**
- 38 **Ogólnopolskie Contact Center w Jarosławiu**
- 39 **Otwarcie MOK w Starachowicach**

GAZ–SYSTEM

- 40 **15 lat bezpiecznego przesyłu**

GAS STORAGE POLAND

- 42 **Dyspozycja podziemnych magazynów gazu w Gas Storage Poland**

PGNiG TERMIKA

- 44 **Gazyfikacja gminy Radków**

EuRoPol GAZ s.a.

- 46 **Wiążąca Informacja Stawkowa jako nowa forma ochrony podatników, płatników podatku od towarów i usług**

OSOBOWOŚĆ

- 50 **Dywersyfikacja to dopiero początek drogi.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Piotra G. Woźniaka

INICJATYWY IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

- 52 **Nowe segmenty rozwoju gazownictwa. Konferencja programowa w Lublinie**
- 56 **Kodeks Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej**
- 58 **Z prac Komitetu Standardu Technicznego**

Na okładce: Świąteczna choinka na placu Zamkowym w Warszawie, w tle Zamek Królewski. Fot. A. Cymer



6

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Ostatni kwartał 2019 roku był dla IGG bardzo aktywny.

24 października br. Zarząd IGG powołał **Grupę Ekspertów ds. Wodoru** (GEW). Składa się ona z 14 osób, są wśród nich zarówno naukowcy, jak i praktycy. Potrzeba powołania Grupy Ekspertów ds. Wodoru wynikała z rosnącego zainteresowania wykorzystaniem wodoru i potrzeby inspirowania działań jego wykorzystania jako alternatywnego, nowoczesnego i bezpiecznego paliwa. Zadaniem Grupy Ekspertów ds. Wodoru będzie inicjowanie i rekomendowanie korzystnych rozwiązań systemowych dla wykorzystania wodoru w branży, wyrażanie opinii, tworzenie analiz, współuczestniczenie w stymulacji prac badawczych. Grupa ma stanowić ośrodek wymiany doświadczeń, a także wypracowywać stanowiska branży dla ministerstw, urzędów, organizacji krajowych i zagranicznych. Pierwsze spotkanie GEW odbyło 12 grudnia br. Omówiono kierunki prac i wybrano trzyosobowe prezydium.

W listopadzie przedstawiciele **Zespołu Konsultacyjnego ds. Pozyskania Środków UE** uczestniczyli w posiedzeniu grupy roboczej ds. programowania perspektywy 2021–2027 w ramach celu polityki 2 (bardziej przyjazna dla środowiska niskoemisyjna Europa), zorganizowanym przez Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju. Spotkanie poświęcono kwestii podziału interwencji pomiędzy poziomem krajowym i regionalnym (tzw. linia demarkacyjna).

Prace zakończyły dwa z działających przy IGG zespołów.

1. **Zespół problemowy ds. zmiany rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie**, który został powołany w marcu 2018 roku na potrzeby opracowania spełniających oczekiwania branży zapisów projektu rozporządzenia. Zespół pracował w trzech podzespółach: gazociągów, stacji i wydobywania, prowadząc równocześnie rozmowy z przedstawicielami ministerstwa właściwego ds. energii. Prace zespołu w bieżącym roku skupiały się na przeprowadzaniu konsultacji wewnętrzsektorowych, analizie zgłoszonych uwag oraz przygotowaniu wersji ostatecznej projektu zmian do rozporządzenia wraz z uzasadnieniem. **2 grudnia br. projekt rozporządzenia został przekazany do Ministerstwa Aktywów Państwowych** w celu poddania procesowi legislacyjnemu.

2. **Zespół ds. ustanowienia Kodeksu Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca**, powołany w grudniu 2018 roku w celu przygotowania zbioru zasad dla usprawnienia procesu inwestycyjnego i umożliwienia osiągnięcia celów zarówno inwestora, jak i wykonawcy. Przygotowany przez zespół dokument zawiera wytyczne i rekomendacje dla wybranych zagadnień lub etapów budowy, z uwzględnieniem fazy planowania modelu inwestycji, przygotowania przetargu, planowania modelu współpracy, projektowania, prowadzenia prac budowlanych. Dokument zawiera również opis ryzyka finansowego, podatkowego i innych. Kodeks odnosi się do relacji zamawiającego z wykonawcą robót budowlanych, jednak wskazane w nim zasady powinny być stosowane na zasadzie analogii także wobec innych podmiotów – projektantów, dostawców, inspektorów nadzoru czy podwykonawców. **Kodeks Dobrych Praktyk jest nieodpłatnie, dostępny na stronie internetowej IGG.** Zarząd IGG zachęca do zapoznania się z przekazanym dokumentem i rekomenduje do stosowania jako swego rodzaju „dekalogu współpracy biznesowej”.

24 października 2019 roku 23-osobowa grupa rozpoczęła zajęcia na studiach podyplomowych organizowanych wspólnie przez IGG i GFKM w ramach **XV edycji programu Executive Master Of Business Administration** sektora gazowniczego, energetycznego, paliwowego i ciepłowniczego. Życzymy wytrwałości i otwartości w zdobywaniu wiedzy.

W ostatnich miesiącach Zarząd IGG zatwierdził do stosowania siedem dokumentów standaryzacyjnych, w tym trzy nowe i cztery

znowelizowane. Ukazał się numer 13/2019 „Biuletynu Technicznego” według stanu prawnego na 30 listopada 2019 roku. „Biuletyn” jest nieodpłatnie dostępny dla członków IGG. Więcej informacji dotyczących Komitetu Standardu Technicznego IGG na str. 58.

W IV kwartale 2019 roku Biuro IGG przekazało do konsultacji zrzeszonym w IGG podmiotom jedenaście projektów aktów prawnych, w tym między innymi:

- projekt dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku – strategia rozwoju sektora paliwowo-energetycznego”, wydanie 2 (PEP2040),
- projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne”.

W ostatnich trzech miesiącach IGG organizowała i współorganizowała wydarzenia branżowe, a przedstawiciele IGG brali udział w licznych spotkaniach:

7–9 października przedstawiciele ICE-CMM wzięli udział w 10. Międzynarodowym Forum do spraw Energii dla Zrównoważonego Rozwoju w Tajlandii.

17 października 2019 roku w Warszawie odbyły się **warsztaty techniczne IGG „Standaryzacja procesu CNG, wytyczne techniczne – biometan”**. Uczestnicy warsztatów po części merytorycznej autobusem napędzanym CNG udali się na stację tankowania CNG (str. 58);

24–25 października w Lublinie odbyła się **konferencja „Nowe segmenty rozwoju gazownictwa”**, poświęcona strategii inwestycyjnej sektora gazowniczego oraz rozwojowi rynku LNG w Polsce (więcej na str. 52);

6–8 listopada odbyła się XXVI Konferencja Naukowo-Techniczna „Górnice Zagrożenia Naturalne” w Jaworze k. Bielsko-Białej. Jedną z sesji poświęcono Międzynarodowemu Centrum Doskonałości w Dziedzinie Metanu z Kopalń Węgla oraz zagrożeniom aerologicznym;

7–8 listopada w Genewie odbyła się 14. sesja Grupy Ekspertów ds. CMM, na której przedstawiciele prezydium ICE-CMM zaprezentowali raport z działalności za okres 2018–2019. Podczas sesji zatwierdzano plan działań na kolejny rok;

8 listopada br. odbyło się **VIII spotkanie śląskich firm gazowniczych**, zorganizowane przez firmę Gascontrol Polska;

27 listopada 2019 roku w Warszawie odbył się **Kongres Energii i Ochrony Środowiska – III Kongres Innowacji**. Jako współorganizator IGG prowadziła panel dotyczący wodoru – jako wsparcie polskiego gazownictwa;

9 grudnia br. Paweł Filanowski, kierownik ZR 35 KST, podczas Narodowego Kongresu Biometanu w Poznaniu jako przedstawiciel IGG wygłosił referat pt. „Biometan – wymagania i opomiarowanie” (więcej na str. 7).

Przed nami, **24–26 stycznia 2020 roku, symposium w Zakopanem**, którego tematem przewodnim będzie „Wodór w infrastrukturze gazowej”. Wypracowane podczas sesji i paneli dyskusyjnych wnioski w zamierzeniu mają być podstawą do stworzenia nowej wizji rozwoju sektora paliwowo-energetycznego w Polsce z wykorzystaniem wodoru. Jak co roku, liczymy na Państwa obecność. **Serdecznie zapraszamy.**

Z okazji świąt Bożego Narodzenia Biuro IGG życzy Państwu radosnych chwil w gronie najbliższych, a w Nowym Roku pomyślności i sukcesów.



Agnieszka Luty

● **17 grudnia br.** 26 najbardziej obiecujących zagranicznych spółek z sektora energetycznego i ICT zakończyło akcelerację w ramach Startup Hub: Poland Prize – rządowego programu Poland Prize, koordynowanego przez Fundację Startup Hub Poland oraz wspieranego przez PGNiG. Wybrane do projektu spółki otrzymały możliwość rozwoju swojego rozwiązania w Polsce, a najlepsze z nich pracują wraz z PGNiG, partnerem strategicznym programu, nad wdrożeniami.

Prace nad pilotażem programu Poland Prize rozpoczęły się jeszcze w 2018 roku. Jego głównym założeniem było zdywersyfikowanie polskiej sceny startupowej poprzez efektywne włączanie zagranicznych liderów innowacji w polski ekosystem oraz zapewnienie zagranicznym zespołom wsparcia przy wdrażaniu projektów technologicznych w Polsce.

– Na pierwszy rzut oka misja programu wydaje się prosta: w ramach Poland Prize zachęcamy startupy z zagranicy do rozwoju biznesu w Polsce. Wiedzieliśmy jednak, że zrealizowanie takiego założenia jest wielkim wyzwaniem i dlatego do realizacji programu zaprosiliśmy najlepsze akceleratory działające na polskim rynku, w tym Fundację Startup Hub Poland. Podsumowując 1,5 roku funkcjonowania programu widzimy, że obrany kierunek jest właściwy: do dalszego rozwoju polskiej sceny startupowej konieczne jest przyciągnięcie odważnych pomysłów i niecodziennych rozwiązań, różnorodność stanowi tutaj istotny atut. Zagraniczni founderzy sprawiają, że nasz lokalny ekosystem jest coraz bardziej atrakcyjny na innowacyjnej mapie świata – podkre-

ślił Marcin Seniuk, dyrektor Departamentu Rozwoju Startupów w Polskiej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości.

● **11 grudnia br.** W Grupie Kapitałowej PGNiG powstał wehi- kul inwestycyjny typu *venture capital*, który finansować będzie innowacyjne projekty energetyczne. W najbliższych sześciu latach planuje zainwestować w nie około 100 mln zł.

– PGNiG Ventures jest naturalnym krokiem w naszej działalności proinnowacyjnej, obejmującej m.in. współpracę ze startupami. Prawie trzy lata temu zaczęliśmy od inkubatora InnVento, do którego zapraszaliśmy raczkujące startupy. Potem zaangażowaliśmy się w programy akceleracyjne dla startupów, czego efektem były pilotażowe wdrożenia innowacyjnych rozwiązań w spółkach z Grupy Kapitałowej PGNiG. Przez ostatnie lata zdobyliśmy cenną wiedzę, nabraliśmy doświadczenia i dojrzelśmy do wejścia na wyższy poziom współpracy ze startupami. Jesteśmy gotowi do podjęcia ryzyka inwestycyjnego i temu celowi ma służyć uruchomienie własnego *venture capital* – powiedział Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju. – Wraz z istniejącym już InnVento, które oferuje startupom know-how i kontakty, PGNiG Ventures tworzy platformę typu *smart-money*. Wymiana doświadczeń i dostęp do fachowej wiedzy PGNiG pozwoli startupom rozwijać się znacznie szybciej – dodał. – Przez najbliższe dwa lata chcemy zainwestować około 30 mln zł. Nie wykluczamy, że po tym okresie, który traktujemy jak pilotaż, możliwe będzie zwiększenie kapitalizacji wehikulu. Jeszcze w tym roku rozpoc-



Centralne uroczystości barbórkowe pracowników Grupy Kapitałowej Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa odbyły się 6 grudnia w Jachrance koło Warszawy. Obchody tradycyjnie rozpoczęła msza celebrowana przez kardynała Kazimierza Nycza, arcybiskupa metropolię warszawskiego. Po mszy uczestnicy Barbórki udali się na akademię, podczas której przemówienia wygłosili m.in. przedstawiciele instytucji państwowych oraz Piotr G. Woźniak, prezes PGNiG SA.

niemy program scoutingowy, mający na celu pozyskanie projektów do potencjalnych inwestycji – powiedziała Małgorzata Pia-secka, prezes PGNiG Ventures.

● **10 grudnia br.** PGNiG głównym dostawcą LNG dla DUON Dystrybucja.

Spółki zawarły siedmioletni kontrakt, którego łączny wolumen wynosi ponad 150 tys. ton skroplonego gazu ziemnego. To największa umowa na sprzedaż LNG, podpisana dotychczas przez PGNiG SA. – *Cieszymy się z tego, że będziemy współpracować z DUON przez następne siedem lat. Nasze firmy są pionierami niskotonażowego rynku LNG w Polsce – powiedział Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. handlowych. – Podpisana dziś umowa potwierdza, że pod względem jakości paliwa, bezpieczeństwa dostaw oraz poziomu obsługi klienta oferta PGNiG jest bezkonkurencyjna. Osobiście cieszę się, że kolejni odbiorcy LNG w Polsce decydują się na zaopatrywanie się u polskiego dostawcy, jakim jest PGNiG.*

– *DUON wspólnie z PGNiG od samego początku budował niskotonażowy rynek LNG w Polsce. Liczymy, że nasza dalsza współpraca spowoduje zdecydowane wzmocnienie tego segmentu dostaw gazu do odbiorców końcowych – stwierdził Krzysztof Kowalski, prezes zarządu DUON Dystrybucja.*

● **5 grudnia br.** W spółce GAZ–SYSTEM trwają prace koncepcyjne i projektowe dotyczące budowy magazynu gazu ziemnego i kopalni soli na wysadzie solnym „Damasławek”. Podpisany list intencyjny z Firmą Ciech jest deklaracją współpracy pomiędzy spółkami przy realizacji tej inwestycji.

● **29 listopada br.** PGNiG wchodzi na rynek *small scale* LNG na Litwie. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo przez pięć lat będzie wyłącznym użytkownikiem nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w Kłajpedzie. Dla PGNiG to istotny krok w budowie kompetencji i pozycji na tym rynku w Europie Środkowo-Wschodniej i basenie Morza Bałtyckiego. Umowa z Klaipėdos Nafta będzie obowiązywać od kwietnia 2020 roku. Klaipėdos Nafta jest operatorem terminali naftowych i FSRU, czyli pływającego terminalu regazyfikującego i magazynującego LNG zacumowanego w Kłajpedzie, ale również niezależnej od FSRU nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali. Instalacja ta zlokalizowana jest u wejścia do portu w Kłajpedzie (około 7 km od FSRU). Ofertę PGNiG uznano za najkorzystniejszą w przetargu. – *Klaipėdos Nafta doceniło doświadczenie GK PGNiG w operacjach i sprzedaży LNG małej skali z Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu i z naszych wytwórni LNG w Odolanowie i Grodzisku Wielkopolskim – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA. – Dzięki użytkowaniu nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG na Litwie PGNiG zyska również lepszy dostęp do rynku LNG małej skali w krajach nadbałtyckich oraz zwiększy konkurencyjność swojej oferty dla odbiorców z obszaru północno-wschodniej Polski oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw bardzo ważne jest to, że PGNiG będzie samodzielnie decydował od kogo kupi i sprowadzi LNG do nabrzeżnej stacji odbiorczej na Litwie.*

● **20 listopada br.** GAZ–SYSTEM uzyskał wszystkie decyzje lokalizacyjne oraz pozwolenia na budowę dla 343 km transgra-

II Narodowy Kongres Biometanu



W dniach 9–10 grudnia 2019 roku w Poznaniu odbyło się największe spotkanie branży biometanowej w Polsce – II Narodowy Kongres Biometanu.

Uczestnicy spotkania starali się odpowiedzieć na pytanie, czy biometan to zielone paliwo przyszłości. Wydarzenie zgromadziło ponad 120 osób. Tematyka poruszana podczas kongresu obejmowała aspekty prawne, techniczne i finansowe dotyczące możliwości produkcji i wykorzystania biometanu w Polsce. Doświadczeniem i wiedzą dzielili się m.in. prelegenci z Włoch, Niemiec i Austrii.

Izbę Gospodarczą Gazownictwa reprezentował Paweł Filanowski, kierownik ZR 21, przedstawiając referat „Biometan – wymagania i opomiarowanie”, który powstał na podstawie opracowanego w IGG standardu ST-IGG-3501 *Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej. Część 1. Wymagania jakościowe.*

Paweł Filanowski zwrócił szczególną uwagę na to, że stawiane biogazowniom wymagania jakościowe dotyczące biometanu wtłaczanego do sieci gazowej nie tworzą dodatkowych barier dla potencjalnych inwestorów, a jedynie porządkują i normują zagadnienia dotyczące jego jakości.

nicznego połączenia gazowego z Litwą (GIPL), wraz z rozbudową tłoczni w Hołowczycach. Oznacza to zielone światło dla rozpoczęcia budowy tak ważnej dla państw bałtyckich inwestycji. Ostatnią z 11 decyzji pozwolenia na budowę dla GIPL wydał 6 listopada 2019 roku wojewoda mazowiecki. Gazociąg Polska–Litwa, najdłuższy interkonektor w GAZ–SYSTEM, o średnicy 700 mm, przebiegać będzie przez trzy województwa: podlaskie, mazowieckie i warmińsko-mazurskie. Jego budowa została podzielona na dwa odcinki. Pierwszy, północny, o długości 185 km biegnie od Zespołu Zaporowo-Upustowego (ZZU) Rudka-Skroda do granicy z Litwą. Drugi odcinek, południowy, przebiega od tłoczni w Hołowczycach do ZZU Rudka-Skroda. Jego długość wynosi około 158 km.

Uzyskanie ostatniego pozwolenia na budowę oznacza, że ważny etap projektu budowy polsko-litewskiego interkonektora został zakończony. – *Obecnie w spółce trwa procedura przetargowa, która pozwoli wybrać wykonawców robót budow-*

dokończenie na str. 48

Gospodarka wodorowa a dekarbonizacja przemysłu gazowniczego

Stanisław Nagy

Wodór uważany jest za paliwo odnawialne w przyszłości, jednak wytwarzanie wodoru metodą elektrolizy nadal jest wyzwaniem ekonomicznym, dlatego wydajność otrzymywania wodoru z energii odnawialnej będzie czynnikiem, który może decydować o sukcesie nowej technologii. Raport IEA, przygotowany na wniosek Japonii dla G20 (*Future of Hydrogen 2019*), stwierdza, że wykorzystanie czystego wodoru ma obecnie znaczny potencjał wynikający z polityki klimatycznej, a liczba projektów badawczych i wdrożeniowych na całym świecie gwałtownie rośnie.

W przekazie medialnym z konferencji klimatycznych organizowanych przez ONZ-owski Międzyrządowy Panel ds. Zmian Klimatu (*Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC, vide np. COP 21 w Paryżu, COP 24 w Katowicach czy obecny COP 25 w Madrycie*) odpowiedzialność za zmiany klimatyczne została jednoznacznie przypisana naszej cywilizacji. Specjalny raport IPCC dotyczący zmian klimatycznych z 2018 roku [15] wskazuje na podniesienie się temperatury o ok. 0,87 st. C w latach 2006–2015. Prognozowany jest wzrost średniej temperatury o 0,2 st. C na każdą dekadę w najbliższej przyszłości. Istnieje też prognoza o możliwej zmianie temperatury o 1,5 st. C w stosunku do 1900 roku już w latach 2032–2052. Pojawiają się więc nawoływania odnośnie do natychmiastowych działań związanych z obniżeniem emisji CO₂ w celu ratowania świata.



Wcześniejsze cele długoterminowe określone są m.in. w planie działania dotyczącym przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 roku. Założenia planu: zmniejszenie emisji o 80% (w stosunku do poziomu z 1990 roku). Unia Europejska przedstawiła cztery główne drogi prowadzące do niskoemisyjnego, zrównoważonego, konkurencyjnego i bezpiecznego systemu energetycznego w 2050 roku. Nowe cele zakładają neutralność emisyjną w 2050 roku [22]. Obejmują zwiększenie efektywno-

ści energetycznej, rozwój wykorzystujący zwiększenie udziału energii odnawialnej i jądrowej w bilansie energetycznym oraz wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla jako działanie uzupełniające. Według Unii Europejskiej do 2050 roku będziemy w stanie zlikwidować w Europie kopalnie węgla i większość klasycznych elektrowni węglowych, zastępując je nowoczesnymi elektrowniami wykorzystującymi źródła odnawialne. Polityka UE zakłada także działania ograniczające emisję z pozostałych paliw kopalnych w energetyce, transporcie i przemyśle.

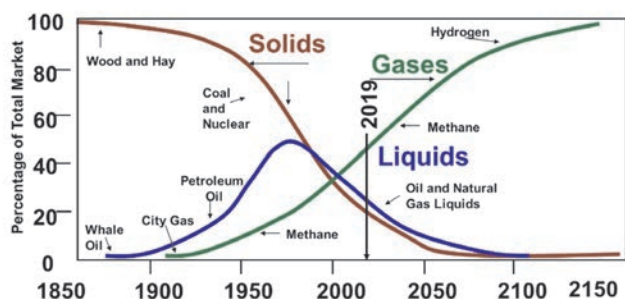
W tym kontekście pojawia się termin „dekarbonizacja przemysłu gazowniczego”, podobnie jak „dekarbonizacja przemysłu stalowego”, „dekarbonizacja transportu”, „dekarbonizacja przemysłu cementowego” itd. Termin „dekarbonizacja” oznacza w tych sformułowaniach „ograniczenie emisji CO₂ do zera”. Unia Europejska zakłada także znaczną redukcję zapotrzebowania na energię (planowana w Niemczech 20-procentowa redukcja zapotrzebowania na energię w 2050 roku) poprzez wzrost efektywności energetycznej. Wzrost zapotrzebowania na energię obserwowany będzie w krajach nienależących do OECD, które także są sygnatariuszami porozumienia paryskiego. Cele wyznaczone przez COP 21 są bardzo ambitne dla wszystkich krajów i zarazem niezwykle kosztowne [3, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 13]. Analiza trendów wykorzystania energii pierwotnej w świecie i prawdopodobnych scenariuszy energetycznych rozwoju świata w najbliższych 20–50 latach skłania nas do próby poszukiwania odpowiedzi na wiele pytań.

1. Co będzie dominującym nośnikiem energii w rejonach, w których dostęp do odnawialnych zasobów energetycznych jest ograniczony lub nie istnieje?
2. Czy proponowany rozwój gospodarki zeroemisyjnej, wykluczającej udział paliw kopalnych, ma uzasadnienie naukowe?
3. Czy teoria o możliwym zastąpieniu energetyki opartej na paliwach kopalnych ma ograniczenia techniczne i ekonomiczne?
4. Czy możliwe jest w najbliższych trzydziestu latach całkowite zastąpienie paliw kopalnych w najważniejszych sektorach energetycznych?
5. Czy dyskusja o zastąpieniu węgla w gospodarce światowej jest tylko dyskusją państw wysoko uprzemysłowionych czy odnosi się do wszystkich gospodarek świata?

6. Czy układ paryski w zakresie redukcji gazów cieplarnianych jest możliwy do zrealizowania? Czy rzeczywiście możliwa jest szybka redukcja emisji CO₂ w świecie?
7. Czy Polska transformacja energetyczna może wykorzystywać rozwiązania zeroemisyjne w najbliższych trzydziestu latach?
8. Jak ma wyglądać proces dekarbonizacji przemysłu gazowniczego? Jaki gaz będzie transportowany w sieciach dystrybucyjnych?
9. Czy lansowany w dyskusjach wielu ekspertów wodór jako nośnik czystej energii ma szanse na sukces w najbliższych trzydziestu latach? Czy może to być sukces istotny dla rozwoju niskoemisyjnej gospodarki?

Oczywiście, nie ma jasnych odpowiedzi na postawione pytania. Możliwe są odpowiedzi częściowe albo bardziej polityczne lub spekulacyjne niż opierające się na solidnej podstawie, czyli analizie zjawisk przyrodniczych. Obserwowane działania państw są też wynikiem lęku przez przewidywanymi zmianami klimatycznymi, które mogą przyspieszyć w II połowie XXI wieku. Próbując przygotować odpowiedzi na niektóre z tych pytań, warto zidentyfikować najważniejsze problemy przyszłego niskoemisyjnego systemu energetycznego. Jako remedium na problemy energetyczne świata jeszcze 10 lat temu wskazywano na eliminację najbardziej emitujących nośników energii (głównie węgla), wskazywano na gaz ziemny i wodór jako najważniejsze nośniki XXI wieku. Taka transformacja dokonała się w USA, a także w Wielkiej Brytanii, co należy przypisać rewolucji w zakresie wydobycia gazu ziemnego po 2005 roku. Spadek emisji CO₂ wywołany tą transformacją w USA spowodował obniżenie poziomu emisji gazów cieplarnianych z końca lat 90. ubiegłego wieku. Na marginesie warto odnotować, że mimo iż prezydent Donald Trump wycofał się z porozumienia paryskiego z 2015 roku, to jednak w lutym 2018 roku Kongres Stanów Zjednoczonych uchwalił tzw. ustawę

Zmodyfikowany wykres energetyczny Hubberta, pokazujący sekwencyjny charakter zmian wykorzystania pierwotnych nośników energii w ostatnich 170 latach rozwoju. Wykres odnosi się do wykorzystania paliw kopalnych: węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego. Źródło wytwarzania wodoru dotyczy paliw kopalnych i elektrolizy wody [19,10]



Bipartisan Budget Act 2018,¹ rozszerzającą ulgę w podatku dochodowym od osób prawnych w zakresie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS) oraz wspomagania wydobycia ropy naftowej (EOR).

Ulgę podatkową, znaną jako 45Q, przyjęto, aby promować i przyspieszyć wdrażanie komercyjne projektów CCS/EOR w USA – do celów energetycznych, wspierających tworzenie

miejsc pracy, a także wspierających redukcję emisji dwutlenku węgla.

Rola gazu ziemnego w gospodarce światowej jest znacząca, prognozowany udział energii pochodzącej z gazu ziemnego będzie wzrastał powoli przez następne 50 lat, chociaż działania UE mogą wymusić transformację energetyczną ograniczającą wykorzystanie gazu ziemnego, zastępując go tzw. gazami przyjaznymi klimatowi (*climate friendly gases*), tj. biometanem i wodorem. Powstaje pytanie: czy ta wizja jest realna technicznie i ekonomicznie uzasadniona?

Gospodarka wodorowa – *idée fixe* czy realna perspektywa?

Termin „gospodarka wodorowa” został wprowadzony w latach 70. przez inżynierów z General Motors (GM). GM był zainspirowany przełomem w technologii ogniwi paliwowych w NASA. Był próbą odpowiedzi na embargo nałożone przez Organizację KrajóW Eksportujących Ropę (OPEC) w 1973 roku. Rozważano wtedy możliwość zastąpienia benzyny wodorem [J. Tabak, *Natural Gas & Hydrogen*]. Termin „gospodarka wodorowa” pojawia się coraz częściej w publikacjach i oznacza wykorzystanie wodoru, jako paliwa niskoemisyjnego zwłaszcza do ogrzewania, w pojazdach napędzanych wodorem, sezonowego magazynowania energii i transportu energii na duże odległości. Gospodarka wodorowa powstaje w ramach gospodarki niskoemisyjnej, a w zamyśle polityków ma być elementem gospodarki zeroemisyjnej.

Na razie jest ideą energetyczną, postulowaną od pięćdziesięciu lat. Pierwsze takie koncepcje pojawiły się w latach siedemdziesiątych (w 1975 roku), zostały reaktywowane w latach dziewięćdziesiątych (w 1995 roku), a pojawiły się ponownie w 2006 roku. Od końca 2015 roku termin ten coraz częściej pojawia się w raportach energetycznych agencji rządowych i raportach organizacji wspierających walkę ze zmianami klimatycznymi. Ma być remedium na krytykowaną politykę ograniczenia emisji CO₂ przez procesy CCS i CCUS (*Carbon Capture & Storage, Carbon Capture, Utilisation & Storage*).

Wodór często opisywany jest w mediach jako ważne „paliwo” transportowe przyszłości. Jednym z powodów takiego opisu jest niewłaściwa definicja paliwa. Wodór traktujemy jako nośnik energii, choć nie jest to pierwotne źródło energii, mimo iż wykorzystujemy go podobnie jak paliwo.

Pierwotne nośniki energii (gaz ziemny, węgiel) mogą być źródłem wytwarzania wodoru podobnie jak produkty elektrolizy wody, wykorzystujące np. odnawialną energię elektryczną. Wytwarzany wodór można bezpośrednio przekształcić w użyteczną energię, wykorzystując ogniwa paliwowe, spalając go w silnikach i wykorzystując w turbinach gazowych. Sprawność wytwarzanego wodoru metodą elektrolizy wody sięga obecnie 70%, zapowiedzi firm innowacyjnych sugerują możliwość osiągnięcia sprawności około 95% (np. firma H₂Pro). Pamiętać należy, że nakłady energetyczne na wytworzenie wodoru z wody metodą elektrolizy przewyższają korzyści wynikające z wykorzystania energii uzyskanej w tym procesie. Dlaczego zatem wodór ma być wytwarzany z wody? Głównie dlatego że spalanie wodoru nie powoduje emisji CO₂ do atmosfery. Koszt wytwarzania wodoru z gazu ziemnego jest zdecydowanie niższy, ale w procesie tym wydzielany jest dwutlenek węgla.

Tabela 1. Sektory gospodarki podzielone z uwagi na możliwości eliminacji/redukcji emisji CO₂ [2]

Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
Sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą korzystać z energetyki odnawialnej o niskich kosztach (29%)	Sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą korzystać z energetyki odnawialnej, ale drogie w stosowaniu (31%)	Sektory gospodarki, które obecnie nie posiadają technologii wykorzystującej energetykę odnawialną (19%)	Sektory gospodarki, które nigdy nie będą mogły wykorzystywać energii odnawialnej (21%)
Energetyka	Transport morski Transport kolejowy (cargo) Transport samochodowy – osobowy Transport samochodowy (cargo) Ogrzewnictwo i klimatyzacja	Transport lotniczy Przemysł cementowy Przemysł stalowy Przemysł petrochemiczny Przemysł chemiczny	Fermentacje ścieków i odpadów Rolnictwo Składowiska odpadów Systemy oczyszczania ścieków Obszary wylesione

Inną zaletą wodoru jako nośnika energii jest to, że można go magazynować i transportować jak paliwo gazowe. Można szybko napełniać zbiorniki, ale z uwagi na niską masę molekularną konieczne jest wykorzystanie drogiej i dużych zbiorników wysokociśnieniowych. Inną zaletą wodoru jest gęstość energii na kilogram – 3–4 razy wyższa niż np. paliwa lotniczego lub benzyny. Wodór potrzebuje znacznie większej objętości w procesie magazynowania (lub znacznie wyższego ciśnienia) niż gaz ziemny dla tej samej ilości zmagazynowanej energii.

Jednym z postulatów nowej strategii energetycznej świata jest program zastąpienia w przyszłości obecnego systemu energetycznego nowym systemem opartym na zasobach naturalnych oraz na paliwie neutralnym dla środowiska (niepowodującym emisji CO₂). Nośnikiem energii (ale surowcem chemicznym i paliwem) spełniającym te kryteria i niepowodującym emisji CO₂ jest wodór.

Wodór jako nośnik energii

Wodór, jako nośnik energii, potencjalnie może rozwiązać niektóre problemy zrównoważonego rozwoju, emisji do środowiska i bezpieczeństwa energetycznego. Jest on najbardziej rozpowszechnionym pierwiastkiem we wszechświecie, pali się czysto, wytwarzając tylko wodę i ma najwyższą gęstość energii na jednostkę masy. Dlatego uważa się go za najbardziej odpowiedni do zastąpienia paliw kopalnych, czyli za główny materiał energetyczny w przemyśle mobilnym [30, 18, 31], ale tylko wodór pochodzący z elektrolizy wody lub gazu ziemnego, z równoczesną sekwestracją wydzielonego dwutlenku węgla (CCS) [14]. Obecnie około 3% globalnego zużycia energii jest wykorzystywane do produkcji wodoru (70 mln t czystego wodoru i 45 mln t wodoru bardziej zanieczyszczonego). Tylko 0,002% tego wodoru, około 1000 ton rocznie, jest wykorzystywane jako nośnik energii. Czy możliwe jest, że wodór stanie się głównym nośnikiem czystej energii na świecie?

Potencjalne korzyści wodoru dla gospodarki zeroemisyjnej.

Aby lepiej zrozumieć korzyści płynące z wodoru, możemy najpierw przeanalizować niektóre obawy związane ze strukturą istniejącej gospodarki energetycznej [3, 6, 13, 6, 8, 27, 28, 32, 33, 34]:

- zapotrzebowanie na energię rośnie, koszty wydobycia surowców energetycznych będą wzrastać,
- rozmieszczenie w świecie paliw kopalnych stwarza ogromną motywację ekonomiczną dla krajów nieposiadających surow-

ców energetycznych do ekspansji na obszary mające dostęp do surowców,

- emisje wynikające z wykorzystania paliw kopalnych (np. ze spalania węgla) znacznie obniżają jakość powietrza na całym świecie. Powstałe zanieczyszczenia ze spalania węgla (np. CO₂, SO_x, NO_x, cząstki stałe PM) w znacznym stopniu zmieniają klimat na świecie. Dla wielu osób i rządów na świecie jest oczywiste, że skutki zdrowotne i klimatyczne związane z wykorzystaniem tych paliw muszą być zminimalizowane,
- gospodarki krajów Trzeciego Świata są szczególnie podatne na opracowywanie systemów energetycznych niezbędnych przede wszystkim do poprawy ich gospodarki, czyli wykorzystania paliw kopalnych.

Przyjmuje się, że wprowadzenie wodoru jako nośnika energii może rozwiązać niektóre problemy [6, 22].

- Zastosowanie wodoru może znacznie zmniejszyć emisję CO₂ i innych zanieczyszczeń pochodzących np. ze spalania węgla.
- Wodór jest łączony z tlenem w ogniwie paliwowym, wytwarzana jest energia w postaci elektryczności. Tę energię elektryczną można wykorzystać do zasilania pojazdów, jako źródło ciepła. Może też znaleźć wiele innych zastosowań. Zaletą stosowania wodoru jako nośnika energii jest to, że w połączeniu z tlenem jedyne produkty uboczne są woda i ciepło. Dzięki zastosowaniu wodorowych ogniw paliwowych nie powstają gazy cieplarniane ani inne cząstki stałe.
- Wodór może być wytwarzany lokalnie z wielu źródeł: może być wytwarzany centralnie, a następnie dystrybuowany lub na miejscu, gdzie będzie wykorzystywany i wytwarzany np. lokalnie z farm fotowoltaicznych. Wodór może też być wytwarzany z metanu, benzyny, biomasy, węgla, w rejonach, w których dostęp do energii odnawialnej i wody jest ograniczony. Każdy sposób pozyskania wodoru niesie różne wyzwania techniczne i wymagania energetyczne.
- Uważa się, że wodór wytwarzany z wody nie wpisuje się w zrównoważony system gospodarki, jeżeli energię odnawialną można wykorzystać do zasilania elektrolizerów w celu wytwarzania wodoru z wody. Wykorzystanie energii odnawialnej zapewnia zrównoważony system, niezależny od paliw kopalnych i niezanieczyszczający środowiska. Niektóre źródła odnawialne wykorzystywane do zasilania elektrolizerów to energia wiatrowa, wodna czy słoneczna. Po wytworzeniu wodoru w elektrolizerze można go wykorzystać w ogniwie paliwowym do produkcji energii elektrycznej, oczywiście ze stratą energetyczną. Produktami ubocznymi procesu wytwarzania energii elektrycznej w ogniwach paliwowych są woda i ciepło. Jeśli

ogniwa paliwowe pracują w wysokich temperaturach, system można skonfigurować jako „źródło kogeneracyjne”, a energię odpadową powstałą w tym procesie wykorzystywać do ogrzewania.

Jeżeli wodór jest wytwarzany z wody, zużywa się więcej energii, niż można by było odzyskać, spalając ją. Dlatego byłoby idealnie, gdyby obieg wodoru obejmował wodór wytwarzany przez rozszczepianie wody za pomocą elektrolizy energią słoneczną i był przechowywany odwracalnie w ciele stałym. Nie jest to *perpetuum mobile* (analiza procesu zaprzecza, oczywiście, pierwszej zasady termodynamiki), ale z punktu widzenia możliwości realizacji takiego obiegu można przyjąć jego wykorzystanie dla ludzkości.

Jak już wspomniano, wodór może być wytwarzany z wody, ale może też być wytwarzany z paliw kopalnych, takich jak gaz ziemny czy węgiel. Biomasa też może być surowcem do jego wytwarzania. O ile wytwarzanie wodoru z wody nie powoduje emisji CO₂, to wszystkie istniejące technologie generujące węgiel z paliw kopalnych, taką emisję tworzą. Prawdopodobnie nie będziemy w stanie wytwarzać wodoru, wykorzystując tylko energię



odnawialną w sposób umożliwiający zastąpienie paliw kopalnych w przemyśle, transporcie i energetyce. Zatem niezależnie od konieczności używania paliw kopalnych do wytwarzania energii – jak to dzieje się we wszystkich krajach świata – nawet w przypadku całkowitego odejścia od bezpośredniego wykorzystania klasycznych paliw w przemyśle, nadal w najbliższych trzydziestu latach konieczne będzie wykorzystywanie paliw kopalnych do generacji wodoru. Nie ma jasnej odpowiedzi na pytanie odnośnie do dolnej granicy udziału paliw kopalnych w wytwarzaniu energii w przyszłości. Wynika to z faktu, że nie potrafimy z dużą dokładnością prognozować demografii światowej po 2050 roku, podobnie jak niepewne jest oszacowanie zużycia energii *per capita* w świecie. Pamiętać należy, że w obecnym czasie 25% ludności nie ma dostępu do elektryczności. Świat rozwija się nierównomiernie zarówno w zakresie zmian populacji, rozwoju technologicznego, jak i wykorzystania energii. Może to być przyczyną konfliktów energetycznych w przyszłości, konfliktu o energię, wodę czy inne surowce strategiczne [2].

Problemy z wytwarzaniem, magazynowaniem i dystrybucją wodoru

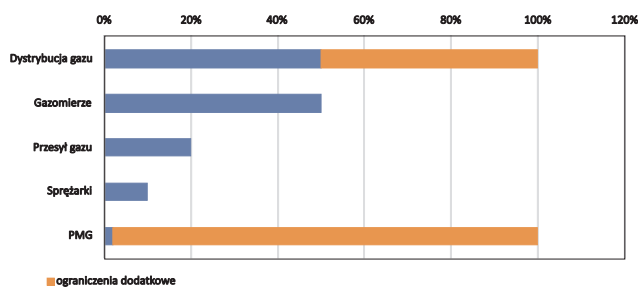
Czy wystarczy energii na wytworzenie wodoru z wody? Czy generacja wodoru z paliw kopalnych wpłynie na bilans emisji CO₂ w świecie? Jeśli przyjąć, że przyszła gospodarka wodorowa

odpowiada skali obecnej gospodarki USA, to ilość wodoru do celów transportowych wyniesie około 150 milionów ton rocznie, co wymaga od 2 do 5 miliardów ton wody. Jest to dużo, ale dopiero porównanie ze skalą wykorzystania wody w przemyśle energetycznym daje wyobrażenie o rzeczywistych potrzebach. Dla porównania: bieżące zużycie wody w Stanach Zjednoczonych na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej wynosi około 300 miliardów ton, a kolejne 1,2 miliarda ton zużywa się na produkcję benzyny. Wprowadzenie gospodarki wodorowej najprawdopodobniej znacznie ograniczy zużycie wody do celów wytwarzania energii [6].

Problemy wytwarzania i magazynowania wodoru w sektorze transportowym [6]

Istnieją jednak znaczne trudności związane z wydajną produkcją, magazynowaniem i wykorzystaniem wodoru w ogniwach paliwowych. Spośród nich magazynowanie wodoru do zastosowań mobilnych jest obecnie najtrudniejszą przeszkodą. Zaletą wodoru może być wyjątkowo krótki czas napełniania, możliwość zapewnienia energii w niskich temperaturach i pełna kontrola rozładowania zbiornika. Energia z ogniw paliwowych samochodowych [3, 6, 29] umożliwia odpowiednie przyspieszenie i znaczny zasięg. Trwają prace nad magazynowaniem wodoru w zbiornikach samochodowych: wymaga się możliwości magazynowania wodoru o gęstości 70 g/dm³ w temperaturach od 233 do 358 K. Minimalne ciśnienie zbiornika to 1,2 MPa. Czas tankowania samochodu poniżej 3 minut. Zakłada się, że system przechowywania wodoru w zbiorniku ciśnieniowym powinien być bezpieczny, trwały (cykl napełnień 1500 razy) i odporny. Obecnie wymagania te są jedną z przeszkód szerokiej komercjalizacji technologii, drugą istot-

Maksymalne zawartości wodoru w elementach infrastruktury gazowniczej wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia [6], p.72 [16, 17, 20, 26]



Maksymalna zawartość wodoru w urządzeniach wykorzystujących gaz ziemny w energetyce, przemyśle i gospodarstwie domowym [6], p.72 [16, 17, 20, 26]

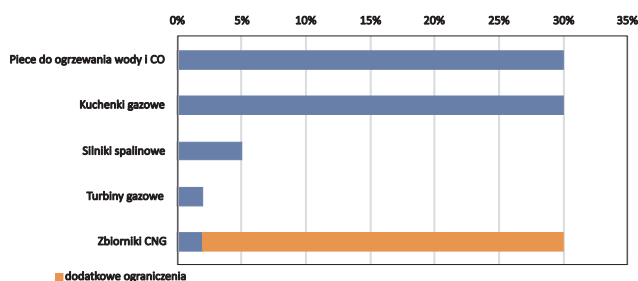


Tabela 2. Zestawienie maksymalnych zawartości wodoru w elementach infrastruktury gazowniczej wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia oraz w urządzeniach wykorzystujących gaz ziemny w energetyce, przemyśle i gospodarstwie domowym [6], p.72, [16, 17, 20, 26]

Przesył i dystrybucja	Dystrybucja gazu	50%	*100%
	Gazomierze	50%	
	Przesył gazu	20%	
	Sprężarki	10%	
	PMG	2%	**100%
Użytkowanie	Piece do ogrzewania wody i CO	30%	
	Kucharki gazowe	30%	
	Silniki spalinowe	5%	
	Turbiny gazowe	2%	
	Zbiorniki CNG (sprężony gaz ziemny)	2%	***30%

* Dla wybranych typów sieci.

** Dla magazynów w kawernach.

*** Dla wybranych typów zbiorników CNG.

ną przeszkodą jest wysoki koszt ogniw paliwowych i ich trwałość. Dlatego prawdopodobnie technologie te najpierw zostaną wprowadzone do produkcji autobusów i transportu towarów masowych. Najważniejszą cechą promującą wodór w sektorze transportowym to brak emisji CO₂, jeżeli wodór pochodzi z elektrolizy wody wykorzystującej energię odnawialną. Wodór, który pochodzi z wody i energii odnawialnej (jako tzw. zielony) nadal wymaga opracowania metod produkcji, które zużywałyby najmniejszą ilość energii i umożliwiałyby wytwarzanie wodoru na dużą skalę.

Wodór pochodzący z gazu ziemnego, węgla, czy biomasy (tzw. szary) – zgodnie z wymaganiami polityki klimatycznej – nie wspomaga transformacji gospodarki. Wodór z paliw kopalnych może ją wspomagać tylko wtedy, jeżeli połączony jest z technologią CCS (tzw. wodór niebieski) [14]. Zapewnienie bezpieczeństwa w transporcie, magazynowaniu i użytkowaniu wodoru wiąże się z pewnym ryzykiem (łatwopalność), które wymaga dodatkowych środków ostrożności i bezpieczeństwa.

Praktyka wykorzystania wodoru w infrastrukturze gazowniczej (regulacje i techniczne ograniczenia)

Istniejące przepisy dotyczące jakości gazu są wyznaczane dla poszczególnych elementów tworzących system gazowniczy, które są podatne na mieszanie gazu ziemnego z wodorem [1, 4, 12, 7, 20, 21]. **Przemysł gazowniczy już w XIX wieku (gaz koksowniczy, gaz miejski) wytwarzał, transportował i użytkował gaz zawierający wodór. Obecnie w Polsce nadal wytwarzany jest i zagospodarowywany gaz koksowniczy.** Wiele państw jako maksymalne określa stężenie 2% wodoru w gazie ziemnym. Kilka państw pozwala na zwiększenie zawartości wodoru do 4–6% (tabela 2). Niemcy zalecają maksymalnie 10%, ale mniej niż 2%, jeśli stacje paliw CNG są podłączone do sieci zawierającej domieszki wodorowe. Specyfikacje opisujące maksymalne zawartości wodoru dla niektórych urządzeń mogą zatem być restrykcyjne. Na przykład normy europejskie przewidują, że zawartość wodoru w strumieniach gazu ziemnego musi być mniejsza niż 1% w przypadku układów sterowania i uszczelnień turbin gazowych. Brak jest w tym zakresie jednolitej polityki Unii Europejskiej.

Ponieważ gaz ziemny jest przedmiotem handlu międzynarodowego, harmonizacja ponad granicami jest kluczowym krokiem do wsparcia wdrażania technologii transportu i magazynowania wodoru wykorzystującego obecną infrastrukturę gazowniczą.

Nowe normy dopuszczalnej zawartości wodoru powinny uwzględniać możliwą zmienność poziomów mieszania wodoru w czasie transportu i odnosić się do wszystkich elementów infrastruktury gazowniczej (rysunki 5 i 6, tabela 2, [6], p. 72).

* * *

W perspektywie 2050 roku paliwa kopalne nadal będą podstawą gospodarki światowej, mimo że ich procentowy udział w wytwarzaniu energii zostanie ograniczony. Nie jest możliwe przeprowadzenie transformacji energetycznej polegającej na tym, że ludzkość będzie wykorzystywać tylko źródła odnawialne, tak samo jak trudno sobie wyobrazić istnienie w przyrodzie procesów zaprzeczających drugiej zasadzie termodynamiki. Zwiększenie udziału energii odnawialnej w glo-

Literatura

- Altfeld & Pinchbeck (2013): *Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems*, *Gas Energy* <http://www.gasforenergy.com/products/2013-admissible-hydrogen-concentrations-in-natural-gas-systems-1/>;
- Blank, L, 1918: *On Armageddon Part 3: The Threat of Climate Change*, <https://medium.com/the-outsider-news/on-armageddon-part-3-the-threat-of-climate-change-dd85f7b5070c>, ed. 18.03.1918.
- Chmielniak T., et al., 2017, *Energetyka wodorowa – podstawowe problemy*, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal”, vol. 20, z. 3, p. 55–66.
- Dolci et al. (2019), *Incentives and legal barriers for Power-to-Hydrogen pathways: An international snapshot*, *International Journal of Hydrogen*; Vol. 44, Iss. 23, p 11394-11401.
- Dorociak M., Tomecki M., 2019, *Gospodarka wodorowa*, Raport 2019; 300 Gospodarka, Warszawa.
- Future of Hydrogen, 2019, Report of IEA, Paris.
- Gas and Energy Transition, DVGW, 2019, <https://www.dvgw.de/english-pages/topics/gas-and-energy-transition/> (on line)
- Government of Japan, 2019: *The Long-term Strategy under the Paris Agreement* Cabinet decision, June 11, 2019) (on line)
- GRDF, 2019, Presentation at Strategy Committee Meeting, IGE, Stavanger, *Renewable gas as a Strong contributor to energy transition* (unpublished).

- Hefner, R. A. III, *The age of energy gases, In the New Millennium*, Int. J. of Hydrogen Energy, vol. 27, p. 1–9.
- Hydrogen as a Future Energy Carrier, 2008 Ed.: A. Zuttel, A. Borgschulte, and L. Schlapbach 2008 WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim
- HyLaw (n.d.), Online Database; <https://www.hylaw.eu/>; wizyta 5.12.2019.
- IEA 2019, *IEA publishes a new report on the role of renewable gas in future decarbonised energy systems*; <https://www.europeanbiogas.eu/iea-publishes-new-report-role-renewable-gas-future-decarbonised-energy-systems/>
- IGU 2019, Linke G, DVGE presentation, IGU Committee of Strategy 2nd Meeting Stavanger 19/20.03.2019 (unpublished).
- IPCC, 2018: *Global Warming of 1.5°C*. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.)].
- Jones, K3Oobos & Borns (2018): *Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands*, Inter. Journal of Hydrogen Energy.

balnym miksie energetycznym możliwe jest jedynie w przypadku ogromnych nakładów finansowych na modernizację energetyki i dalszego postępu technologicznego, przy jednoczesnym gwałtownym zmniejszeniu się popytu na energię (np. poprzez stosowanie wysokoefektywnych energetycznie procesów), co generalnie nie jest możliwe z uwagi na wzrost populacji świata i powiązany z tym naturalny trend wzrostu zapotrzebowania na energię [6].

Wodór uważany jest za paliwo odnawialne w przyszłości, jednak wytwarzanie wodoru metodą elektrolizy nadal jest wyzwaniem ekonomicznym. Wydajność otrzymywania wodoru z energii odnawialnej to czynnik, który może decydować o sukcesie nowej technologii. Innymi ważnymi aspektami nowej technologii jest koszt magazynowania i transportu. Raport IEA, przygotowany na wniosek Japonii dla G20 [6], stwierdza, że wykorzystanie czystego wodoru ma obecnie znaczny potencjał wynikający z polityki klimatycznej. Raport podaje, że liczba projektów badawczych i wdrożeniowych na całym świecie gwałtownie rośnie.

Prace związane z technologiami wodorowymi koncentrują się obecnie na zwiększeniu liczby wysokowydajnych elektrolizerów i obniżaniu kosztów wytwarzania wodoru. Program jego wykorzystania w polityce klimatycznej ma poparcie wszystkich wysoko rozwiniętych państw świata.

Inne „dekarbonizujące” projekty proklamacyjne w gazownictwie, rozważane w kontekście zastosowań w latach 2030–2050, to technologie oparte na generacji gazów „energetycznych” z biomasy poprzez pyrolizę czy procesy fermentacyjne (biogazownie) [9, 13, 21, 22, 27, 28, 32, 33]. Tempo i zakres zmian technologicznych w gazownictwie, potencjalne wykorzystanie czystych technologii gazowych w UE wymuszone zostaną wspólną polityką klimatyczną, wspomaganą głównie opłatą emisyjną CO₂.

Przyszłość nowych zeroemisyjnych technologii zostanie zwerifikowana przez ekonomistów i polityków. Działania polityczne na rzecz wprowadzenia technologii CCS wspomagających czyste technologie węglowe i ich odrzucenie przez przemysł skazały na powolne wychodzenie energetyki węglowej w UE. Niemniej jednak technologie CCS i CCUS będą musiały zostać wprowadzone

do realizacji po roku 2030 [8, 34], jeżeli świat rzeczywiście będzie realizował protokół paryski z 2015 roku. Skala tych działań może być różna, np. w polityce energetycznej Japonii, która stopniowo będzie realizowała politykę odchodzenia od węgla, technologia CCS jest wpisana do wdrożenia po 2030 roku.

Trudno wyobrazić sobie tempo ewentualnych zmian technologicznych po 2030 roku. Takie prognozy, przygotowane przez energetyczne *think tanki*, są rozbieżne. Na odpowiedź, czy rządy krajów rzeczywiście są tak zdeterminowane, żeby osiągnąć cele klimatyczne w 2050 roku, bez względu na koszty wprowadzenia technologii zeroemisyjnej, musimy poczekać przynajmniej do 2030 roku. Jeżeli odpowiedź będzie twierdząca, rozwój gospodarki wodorowej będzie postępować szybko, w funkcji nieliniowej. Jednak już teraz, w 2020 roku, warto przygotować się na taką ewentualność.

Pierwszym zadaniem dla zeroemisyjnego gazownictwa jest budowa nowoczesnej infrastruktury gazowniczej, która może transportować, magazynować i dystrybuować mieszaninę gazu ziemnego i wodoru (a być może też czystego wodoru wykorzystywanego do celów przemysłowych).

Warto to robić, korzystając ze wsparcia funduszy krajowych i europejskich na nowe technologie (tak realizowane są projekty prowadzone m.in. w Niemczech i Francji). Modernizacja sieci gazowniczej nie musi oznaczać całkowitej zmiany polityki energetycznej w gazownictwie, może jednak przygotować się na nadchodzące zmiany technologiczne, a przynajmniej na dostosowanie i unifikację parametrów eksploatacji sieci gazowniczych w Unii Europejskiej.

Warto pomyśleć o budowie „wodorowego” krajowego strategicznego programu budowy zeroemisyjnego systemu gazowniczego (w zakresie transportu, magazynowania i dystrybucji częściowo „zdekarbonizowanego” gazu ziemnego), w kontekście możliwych politycznych regulacji proklamacyjnych w Unii Europejskiej.

Prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazowniczej*

¹⁷ Kouchachvili & Entchev (2018): *Power to gas and H₂/NG blend in SMART energy networks concept*, Renewable Energy.

¹⁸ Kuczynski S., et al., 2019, *Thermodynamic and Technical Issues of Hydrogen and Methane-Hydrogen Mixtures Pipeline Transmission*; Energies, Vol. 12, p. 569.

¹⁹ Marchetti C., N. Nakicenovic, The Dynamics of Energy Systems & the Logistic Substitution Model RR-79-13, Dec.1979, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

²⁰ Melaina, et. al.(2013): *Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues*, National Renewable Energy Laboratory.

²¹ Müller-Syring, Henel, 2014, *Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen*, DVGW.

²² Nuffel, et al. 2019, Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure, European Commission Directorate-General for Energy Directorate B — Internal Energy Market, Report September 2019.

²³ Paris Agreement, 2015: <https://unfccc.int/process/conferences/past-conferences/paris-climate-change-conference-nov14> [ember-2015/paris-agreement (on line)]

²⁴ Peters, et al 2015 Environ. Res. Lett. 10 105004, Measuring a fair and ambitious climate agreement using cumulative emissions.

²⁵ Piskowska-Wasiak, J., 2017, *Doświadczenia i perspektywy procesu Po-*

wer to Gas, „Nafta-Gaz”, nr 8, p., 597–604.

²⁶ Reitenbach, et al. (2015), *Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues*, Environmental Earth Science.

²⁷ Roadmap Gas 2050 (DVGW Projekt); 2019–2022: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-roadmap-gas-2050/> (on line)

²⁸ Sector integration – making effective use of synergies, 2019, DVGW, <https://www.dvgw.de/english-pages/topics/gas-and-energy-transition/integrated-energy/> (on line).

²⁹ Staffell et al. (2019) *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system*, Energy and Environmental Science.

³⁰ Šušić, M.V., 1997, Kinetics of the process of isothermal hydrating and dehydrating of hydrogen absorbers, International Journal of Hydrogen Energy, Vol.22, Iss. 6, p. 585–589.

³¹ Tabak, J, 2009, Natural gas and hydrogen, Facts on Files, Inc., New York

³² Wasserstoff und Energiewende, 2019; <https://www.dvgw.de/themen/gas-und-energiewende/wasserstoff-und-energiewende/> (on line)

³³ Weidner et al. (2016), *Sector Forum Energy Management/Working Group Hydrogen Final Report*.

³⁴ WWF Japan Climate and Energy Group, 2017: LONG-TERM SCENARIOS FOR DECARBONIZING JAPAN; http://www.wwf.or.jp/re100_2017/ (on line)

Gospodarka wodorowa. Świat i Polska

Jerzy Kaleta

Listopadowy Kongres Energii i Ochrony Środowiska – III Kongres Innowacji w Energetyce¹ był dobrą okazją, aby zasygnalizować sprawę stopnia zaawansowania tzw. gospodarki wodorowej w świecie i w Polsce. Tej tematyce poświęcony był panel pt. „Wodór wsparciem polskiego gazownictwa”. Jako jego uczestnik poniżej przedstawiam skrótowy i subiektywny obraz zagadnienia.

Wodór znany jest od ponad pięciuset lat. Na początku XVI wieku otrzymano wodór w stanie czystym. Dokonał tego prawdopodobnie alchemik Paracelsus (*Philippus von Hohenheim*). Znaczącą rolę w poznaniu wodoru przypisuje się też takim badaczom jak Rober Boyle (1661) i Henry Cavendish (1766), a za pierwiastek wodoru uznano w wyniku badań Antoine’a Lavoisiera (1783). Jako nośnik energii wodór może być spalany bezpośrednio w silnikach konwencjonalnych (ang. *combustion engines*, CE). Może być wykorzystany także jako paliwo do zasilania ogniw paliwowych (ang. *fuel cell* – FC), co obecnie już przeważa, a będzie dominować. Uznaje się dziś powszechnie, że zasadę działania ogniw paliwowych jako pierwszy opisał Christian Friedrich Schönbein (1838). Na tej podstawie William Robert Grove stworzył pierwsze działające ogniwo paliwowe (1839).

Gospodarka wodorowa

Pojęcie gospodarki wodorowej (ang. *hydrogen economy*) jest znacznie młodsze i liczy dopiero pół wieku. Oznacza wykorzystanie wodoru jako chemicznego nośnika energii, zwłaszcza w rozproszonej energetyce i do zasilania pojazdów, a także do magazynowania i transportu długodystansowego energii o niskiej zawartości węgla^{2,3,4}. Termin zaproponowali John Bockris (1970)⁵ i Lawrence W. Jones z University of Michigan⁶. Celem było wyeliminowanie negatywnych następstw stosowania paliw kopalnych (ropa, węgiel, gaz ziemny) oraz podniesienie sprawności pozyskiwania energii elektrycznej. W koncepcji tej za szczególnie efektywne uważa się połączenie ogniwa paliwowego zasilanego wodorem i silnika elektrycznego, co zapewnia 2–3 razy większą sprawność w porównaniu z silnikiem spalinowym⁷. Stopień poparcia tej koncepcji był zmienny i ściśle związany z cenami paliw kopalnych, szczególnie ropy i gazu ziemnego. Gdy ceny były wysokie, a bezpieczeństwo stabilnych dostaw tych surowców zagrożone, chętnie wspierano badania naukowe w zakresie wodoru i ogniw paliwowych. Gdy ceny ropy i gazu malały, malało też zainteresowanie wodorem.

Radykalna zmiana nastąpiła w ostatnich kilku latach. Zarówno narastająca świadomość konieczności dekarbonizacji gospodarki, jak i wyniki programów badawczych z ostatnich kilkudziesięciu lat stworzyły inne otoczenie społeczne, polityczne i ekonomiczne.

Uwarunkowania polityczno-gospodarcze związane z rolą wodoru

Znaczenie wodoru odzwierciedlone jest w wielu dokumentach Unii Europejskiej i ściśle związane z takimi celami jak:

- zmniejszenie ryzyka związanego z dotychczasową silną zależnością UE od importu ropy i gazu, w dużej mierze z niestabilnych krajów, i koniecznością poprawy efektywności energetycznej, zwiększenia własnej produkcji energii, dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw oraz skonsolidowania systemu energetycznego i ochrony jego infrastruktury krytycznej⁸,
- odejście od gospodarki napędzanej paliwami kopalnymi, w której energia opiera się na scentralizowanym podejściu, starych technologiach i przestarzałych modelach biznesowych. Temu zagadnieniu poświęcony jest dokument (2015) *Energy Union Framework Strategy*⁹,
- ograniczenie globalnego ocieplenie do 2 st. C, co wynika z ustaleń konferencji klimatycznej w Paryżu (COP 21) w grudniu 2015 roku z udziałem 195 krajów. UE ratyfikowała porozumienie paryskie i przedstawiła pakiet energetyczny (*Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*)¹⁰,
- rozwój technologii wodorowych i ogniw paliwowych jako nowych gałęzi gospodarki UE i uzyskanie w tym zakresie przewagi konkurencyjnej.

Istotne zapisy odnoszące się pośrednio lub bezpośrednio do polityki UE w zakresie wodoru znaleźć można także w następujących dokumentach:

- pakiet (2016) *Clean Energy for All Europeans Package*¹¹,
- porozumienie polityczne z 2018 roku (19) w sprawie 32-procentowego udziału energii odnawialnej w tzw. miksie energetycznym w 2030 roku i wynikającej stąd roli tzw. zielonego wodoru, zawarte przez Komisję, Parlament i Radę Europy¹²,
- dokument roboczy służb Komisji (*Staff Working Document – SWD*) w sprawie magazynowania energii, w tym rozwiązania opartego na magazynowaniu wodoru¹³,
- „Pakiet czystych mobilności” (2017), który zawiera działania w zakresie ekologicznie czystych samochodów osobowych i dostawczych¹⁴. W ramach pakietu zaproponowano plan działania i rozwiązania inwestycyjne dotyczące transeuropejskiego roz-

mieszczenia infrastruktury paliw alternatywnych, w tym wodoru jako jednego z czystych paliw w transporcie,

- globalne porozumienie (2018) zawarte przez Międzynarodową Organizację Morską (*International Maritime Organisation* – IMO) w sprawie redukcji emisji gazów cieplarnianych w transporcie morskim o co najmniej 50% do 2050 roku. Będzie to możliwe przy wykorzystaniu ogniw paliwowych i wodoru lub innych paliw bezemisyjnych jako źródła energii dla żeglugi na dużą skalę,
- inicjatywa wodorowa (*Hydrogen Initiative*)¹⁵, którą podjęto 18 września 2018 roku w Linzu w trakcie nieformalnego spotkania ministrów energetyki UE 12, a która dotyczyła wykorzystania wodoru jako przyszłościowego nośnika energii. Państwa sygnatariusze zobowiązały się kontynuować badania i inwestycje w produkcję i wykorzystanie wodoru jako przyszłościowej technologii, szczególnie w zakresie magazynowania energii, a także jej zastosowania jako paliwa samochodowego.

Ograniczenia niniejszego artykułu nie pozwalają na przytoczenie wielu innych inicjatyw, ale warto wymienić jeszcze trzy:

- powołana w 2017 roku na Światowym Forum Ekonomicznym w Davos koalicja *Hydrogen Council*¹⁶, skupiająca w swoim gronie największe koncerny motoryzacyjne, firmy chemiczne, petrochemiczne, banki oraz polityków, uznała wodór za kluczowy element przyszłej transformacji energetycznej,
- trzecie doroczne posiedzenie *Global Hydrogen Leaders Forum* (13 września 2018 roku, San Francisco), które zostało zorganizowane przez *The Hydrogen Council*¹⁷, zdefiniowało ambitne cele w zakresie upowszechnienia wodoru i ogniw paliwowych, w tym głównie w transporcie,
- w październiku tego roku, w związku z 5. Narodowym Dniem Wodoru i Ogniw Paliwowych (*National Hydrogen and Fuel Cell Day*) ogłoszono informację o współdziałaniu dziesięciu krajów (Australia, Kanada, Chiny, Francja, Niemcy, Japonia, Norwegia, Korea Południowa, Wielka Brytania i USA) na rzecz wytwarzania tzw. zielonego wodoru (z użyciem energii odnawialnej)¹⁸.

Następstwem decyzji politycznych są liczne programy wspierające środkami publicznymi przedsięwzięcia o dużym stopniu ryzyka. Przykładem są działania Unii Europejskiej, która w 2006 roku utworzyła Platformę Technologiczną Wodoru i Ogniw Paliwowych (*European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform*)¹⁹. Budżet tej platformy wyniósł 1 mld euro w latach 2008–2013 i wzrósł do 1,33 mld euro w obecnej agendzie (2014–2020). Dotychczas w Unii Europejskiej sfinansowano kilkadziesiąt dużych programów i projektów badawczych, których celem było zastosowanie wodoru i ogniw paliwowych w transporcie, energetyce i gospodarstwach domowych. Narodowe strategie lub inne dokumenty o znaczeniu ogólnokrajowym opracowały między innymi USA²⁰, Korea²¹, Kanada²², Niemcy²³, Francja²⁴, Dania²⁵, Szwecja²⁶, Norwegia²⁷, Wielka Brytania²⁸ i kilkanaście innych. Do połowy 2019 roku podjęto na świecie 50 dużych inicjatyw politycznych wspierających wodór, szczególnie w zakresie transportu. 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. Niemcy, Polski w tej grupie nie ma.

Na przykład nakłady w Niemczech w tym obszarze w najbliższym dziesięcioleciu wyniosą łącznie 1,1 mld euro. Dodatkowe dwa miliardy euro pochodzą będą od inwestorów prywatnych.

Ogłoszona w grudniu br. nowa niemiecka strategia w zakresie zielonego wodoru²⁹ (z hasłem przewodnim „Zielony wodór ropą jutra”), przewiduje wydanie dodatkowo 300 mln euro do 2023 roku. Kluczowym elementem programu jest rozwój w Niemczech zaawansowanych technologii oraz stworzenie modelu techniczno-finansowego umożliwiającego masowy import wodoru z krajów afrykańskich, wytwarzanego z użyciem lokalnych źródeł OZE. Podobne przedsięwzięcie japońskie³⁰, ale o większej skali (10-letni program integrujący działania wielu ośrodków badawczych i koncernów przemysłowych) zakłada radykalne obniżenie kosztów pozyskiwania wodoru w postaci ciekłej i jego masowy transport z Australii za pomocą nowej generacji tankowców kriogenicznych. W ostatnich dniach pojawiła się informacja, że Komisja Europejska zaakceptowała realizację projektu w obszarze baterii samochodowych³¹, głównie dla czystego i niskoemisyjnego transportu, i wyraziła zgodę na jego finansowanie kwotą 3,2 mld euro w ramach mechanizmu IPCEI (*Important Project of Common European Interest*). W najbliższym czasie przewidziana jest podobna rekomendacja dla obszaru *Hydrogen technologies and systems*³².

Duża aktywność rządów, organizacji międzynarodowych, ruchów społecznych i gremiów naukowych powoduje, że szanse na radykalną zmianę w postrzeganiu wodoru są dziś wyjątkowo duże. Jak stwierdził dr Fatih Birol³³, dyrektor Międzynarodowej Agencji Energetycznej – MAE, mamy obecnie niepowtarzalną szansę, by uczynić z wodoru ważną część czystej i bezpiecznej przyszłości energetycznej.

Obecna i przyszła rola wodoru w gospodarce

Widząc powszechne zainteresowanie i skalę poparcia, w tym finansowego, warto przyjrzeć się roli wodoru w gospodarce światowej. Obecnie, w skali globalnej (dane za 2018 rok), produkuje się rocznie około 70 milionów ton czystego wodoru (odpowiednik 330 milionów ton ropy). Kolejne 45 milionów ton wodoru stosuje się w przemyśle bez uprzedniego oddzielenia go od innych gazów. Około 40% globalnych dostaw to wodór „uboczny” (ang. *by-product*), co oznacza, że pochodzi z obiektów i procesów zaprojektowanych w celu wytworzenia innych produktów. Głównym konsumentem wodoru są rafinerie (38 mln ton), fabryki nawozów sztucznych, głównie amoniaku (31 mln ton), wytwórcy metanolu (12 mln ton). Rośnie zużycie wodoru w hutnictwie (ang. *Direct Reduction of Iron* – DRI) oraz w sektorze wysokotemperaturowego (> 400 st. C) ciepła przemysłowego. Co ciekawe, transport zużywa obecnie tylko około 10 tys. ton H₂, co wynika z niewielkiej jeszcze liczby pojazdów z ogniwami paliwowymi (11200 samochodów i około 25 tys. wózków widłowych; 380 stacji tankowania wodoru – *Hydrogen Refuelling Stations* – HRS). Swoistym paradoksem jest to, iż wodór traktowany jako ekologiczny nośnik energii prawie w całości produkowany jest obecnie z paliw kopalnych, głównie z gazu ziemnego (na co przeznaczają się 6% jego globalnej produkcji) i węgla (2% globalnej produkcji). Powoduje to olbrzymią emisję dwutlenku węgla (ponad 800 mln ton rocznie, co odpowiada łącznej emisji CO₂ w Wielkiej Brytanii i Indonezji). Obecnie tylko 2 mln ton wodoru pochodzi z elektrolizy wody. Mniej też niż 0,7% obecnej produkcji wodoru wykorzystuje energię ze źródeł odnawialnych lub z paliw kopalnych, ale z instalacjami umożliwiającymi sekwestrację dwutlenku węgla (ang. *Carbon Capture, Use and Storage* –

CCUS). Gdyby całą roczną produkcję wodoru uzyskać na drodze elektrolizy, to potrzebna byłaby energia większa od tej, którą wytwarza dziś Unia Europejska.

Narastające zainteresowanie wodorem wynika głównie z nowych obszarów jego zastosowań, które uważa się za szczególnie rozwojowe i na które przeznaczane są znaczne środki publiczne i prywatne. Poniżej kilka wybranych kwestii.

1. Wodór, dzięki możliwości jego gromadzenia, może wspierać rozwój odnawialnych źródeł energii i kompensować problemy związane z ich okresową niestabilnością (np. *Power to Gas* – P2G, *Gas to Power* – G2P oraz *Power to Liquid* – P2L). Może też stymulować rozwój gospodarki w wymiarze światowym przez produkcję wodoru w regionach o dużym potencjale OZE (Afryka, Australia) i transport do regionów o dużej konsumpcji energii (np. Europa, Japonia, Korea). Służy też pogłębieniu współpracy w ramach UE (wspólne korytarze „wodorowe”, infrastruktura w zakresie stacji tankowania, rurociągów, ujednolicanie norm, systemów bezpieczeństwa itp.).
2. Struktura rynku samochodowego i wynikające stąd następstwa ekologiczne muszą ulec zmianie. Ocenia się, że po drogach porusza się dziś miliard samochodów osobowych, 190 mln ciężarówek i 25 mln autobusów i liczba ta nadal rośnie. Znaczna część, przede wszystkim w zakresie transportu ciężkiego, zostanie zastąpiona pojazdami z ogniwami paliwowymi (ang. *Fuel Cell Electric Vehicles* – FCEV). Plany takich potentatów jak Toyota, Hyundai, Scania, Volkswagen, Daimler, PSA, a także nowych, jak *Nikola Motor Company*, są jednoznaczne i nastawione na zaspokojenie rosnącego popytu. Uczestnicy *Global Hydrogen Leaders Forum* (wrzesień 2018, San Francisco)³⁴ zakładają np., że do 2030 na rynku FCEV pojawi się 3,6 mln ciężarówek i wiele pojazdów autonomicznych, w tym 1,5 mln taksówek, 700 tys. samochodów dostawczych oraz 8 tys. taksówek powietrznych (ang. *Vertical Take-Off and Landing taxis* – VTOLs). Narasta świadomość dużego śladu węglowego związanego z transportem lotniczym i morskim. W tym drugim przypadku uruchomiono wiele projektów, których celem jest stworzenie palety statków zasilanych ogniwami paliwowymi. Istotnym ograniczeniem rozwoju transportu (drogowego, morskiego, kolejowego) jest zbyt mała liczba stacji tankowania wodoru, ale wsparcie środkami publicznymi sytuację tę szybko zmieni (np. w Niemczech do 2023 roku powstanie 400³⁵, a w Chinach 300 do 2025 roku).
3. Zmianie ulegnie model zasilania energetycznego w mieszkalnictwie. W Japonii zainstalowano dotychczas 275 000 małych stacjonarnych układów z ogniwami paliwowymi (z tzw. reformerem umożliwiającym stosowanie metanu), które na miejscu wytwarzają energię elektryczną i ciepłą na potrzeby gospodarstw domowych. Na mniejszą skalę (1900 instalacji) realizowany jest podobny projekt w Niemczech.
4. Rośnie rynek lokalnych elektrowni z ogniwami paliwowymi o mocy od kilku do kilkudziesięciu MW. Warto mieć przy tym na uwadze, że węzeł energetyczny o mocy 1 MW z ogniwem polimerowym (ang. *Polymer electrolyte membrane fuel cells* – PEMFCs) mieści się w standardowym kontenerze o długości 40 stóp, a węzeł o mocy 1,4 MW z wysokotemperaturowym ogniwem węglanowym (ang. *Molten carbonate fuel cells* – MCFCs) zajmuje powierzchnię kortu tenisowego. Na przykład łączna moc takich elektrowni w Korei Południowej osiągnie

wartość 1,5 GW w 2022 roku, a 15 GW w 2040 roku.

5. Szybko rozwija się rynek baterii ogniw paliwowych do zapewnienia zasilania rezerwowego (ang. *back-up power*) lub tzw. pozasieciowego (ang. *off-grid electricity*). Przykładem jest tu branża telekomunikacji mobilnej, która liczy obecnie w świecie 7 mln stacji i wzrasta o 100 tys. rocznie. Nowe rozwiązania w tym zakresie wyeliminują nieekologiczne generatory spalinowe.
6. Wymienione przykłady zastosowania wodoru i ogniw paliwowych są technologiami podwójnego stosowania³⁶ (możliwe są zarówno aplikacje cywilne, jak i wojskowe). Zaletą rozwiązań szczególnie ważnych w zastosowaniach militarnych – poza sprawnością – jest ich cicha praca (ang. *low noise signature*) i niewielki tzw. ślad termiczny (ang. *low heat signature*), które utrudniają wykrycie obiektów wojskowych zasilanych za pomocą ogniw paliwowych. Istotna jest również wysoka niezawodność (brak części ruchomych, eliminacja smarowania), bezobsługowość (minimalne koszty utrzymania) i zdalne sterowanie oraz niska emisja substancji szkodliwych. Ważnym atutem jest też możliwość wytworzenia paliwa na miejscu (elektrolizery) czy wykorzystanie dostępnych lokalnie innych źródeł energii i paliw (z użyciem tzw. reformerów) do wytwarzania wodoru.

Ze względu na brak miejsca nie poruszono powyżej wielu ważnych kwestii (bezpieczeństwo instalacji wodorowych, masowe gromadzenie wodoru w kawernach solnych, wytwarzanie syntetycznych paliw, rynek elektrolizerów, potencjalne źródła wodoru w Polsce itd.), które mogą być przedmiotem kolejnych artykułów.

A gdzie jest Polska, gdy mówimy o gospodarce wodorowej?

Szkoda, że jesteśmy w tym procesie praktycznie nieobecni i dystans w stosunku do krajów zaawansowanych systematycznie się powiększa. Nie mamy strategii w zakresie wodoru i ogniw paliwowych (rolę wodoru zasygnalizowano jedynie w krajowych inteligentnych specjalizacjach – KIS). Nieliczne krajowe projekty wiosny nie czynią. Kilka zespołów z uczelni i instytutów badawczych od lat bierze udział w realizacji projektów UE, ale wyniki wdrażane są prawie wyłącznie przez przemysł „starej” Europy. Jeśli tak będzie nadal, to technologie i rozwiązania, o których mowa powyżej, będziemy musieli zakupić, bo sami ich nie wytworzymy. Czy jest szansa na zmianę tego stanu? Warto przy okazji zwrócić uwagę, iż Unia Europejska dotychczas środkami publicznymi (czyli również polskimi) wsparła kilkadziesiąt instalacji demonstracyjnych, w tym z zakresu wodoru i ogniw paliwowych. Mapa tych przedsięwzięć jest bardzo gęsta na obszarze starych członków UE i zawiera tylko jednostkowe przykłady na wschód od Odry. Dopłacamy zatem *per saldo* do rozwoju technologii u naszych zachodnich sąsiadów i nie odzyskujemy nawet swojej składki członkowskiej.

Uwaga końcowa

Ze względu na różnice w danych ilościowych zawartych w różnych źródłach, w tym cytowanych w tekście, w wielu miejscach bazowano na informacjach pochodzących z najnowszego raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej – MAE.

Prof. dr hab. inż. Jerzy Kaleta, kierownik Katedry Mechaniki i Inżynierii Materiałowej Wydział Mechaniczny, Politechnika Wroclawska

¹ Kongres Energii i Ochrony Środowiska – III Kongres Innowacji w Energetyce, Warszawa, 27 listopada 2019, <http://kongresinnowacji.igeos.pl/pl/>

² Analyzing the Hydrogen Economy 2018. [online] https://www.researchandmarkets.com/research/d4twgr/analyzing_the?w=4

³ https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_economy. [Online]

⁴ Rifkin J. The hydrogen economy: The creation of the worldwide energy web and the redistribution of power on earth: Penguin, 2003.

⁵ <http://www.fuelcelleducation.org/wp-content/themes/sandbox/pdf/History%20of%20,>

⁶ https://ec.europa.eu/transport/modes/road/news/2018-05-17-europe-on-the-move-3_en

⁷ <https://www.bmnt.gv.at/dam/jcr:a535d30b-5e41-4e51-9878-ec-29d92a5c1d/The%20Hydrogen%20Initiative.pdf>

⁸ European Energy Security Strategy. {SWD(2014) 330 final}.

⁹ http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/index_en.htm

¹⁰ COM(2015)80, Energy Union Package.

¹¹ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

¹² http://europa.eu/rapid/press-release_STATEMENT-18-4155_en.htm

¹³ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2017_61_document_travail_service_part1_v6.pdf

¹⁴ https://ec.europa.eu/transport/modes/road/news/2018-05-17-europe-on-the-move-3_en

¹⁵ <https://www.bmnt.gv.at/dam/jcr:a535d30b-5e41-4e51-9878-ec-29d92a5c1d/The%20Hydrogen%20Initiative.pdf>

¹⁶ <https://www.youtube.com/watch?v=xqel-F4UI3g>

¹⁷ <https://www.h2euro.org/latest-news/eu-policy-news/53-companies-host-global-hydrogen-leaders-forum-at-global-climate-action-summit/>

¹⁸ <http://www.fchea.org/h2-day-2019>, <https://www.greentechmedia.com/articles/read/10-countries-moving-towards-a-green-hydrogen-economy>

¹⁹ European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform. <http://www.fch-ju.eu/page/who-we-are>

²⁰ DOE Hydrogen and Fuel Cells Program: Missions and Goals. <http://www.hydrogen.energy.gov/mission.html>, 5.04.2015.

²¹ Hydrogen and Fuel Cells in Korea. <http://www.iphe.net/docs/Meetings/SC21/Country%20Reports/Korea%20Country%20Update.pdf>, 5.04.2015.

²² Towards a National Hydrogen & Fuel Cell Strategy: A Discussion Document for Canada. <http://www.h2fcprogress.collaboration.gc.ca/publ/pdf/str-str-eng.pdf>, 5.04.2015.

²³ National Hydrogen and Fuel Cell Technology Innovation Programme (Germany). <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/EN/Invest/Industries/Smarter-business/Smart-mobility/national-hydrogen-and-fuel-cell-technology-innovation-programme.html>, 5.04.2015.

²⁴ Hydrogen in the French national energy strategy by Claudie Haigneré. ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/sustdev/docs/energy/sustdev_h2_keynote_haignere_en.pdf, 5.04.2015.

²⁵ Balancing the Future Danish Energy System - the new Danish Strategy for Hydrogen and Fuel Cells. <http://www.hydrogennet.dk/744>, 5.04.2015.

²⁶ Hydrogen and Fuel Cell guide of Sweden 2012. <http://www.vatgas.se/in-english>

²⁷ Norway – a global leader in hydrogen. http://www.hydrogen.no/assets/files/Hydrogenradet/Handlingsplan/The_Norwegian_Hydrogen_Council_Action-plan_2012-2015.pdf,

²⁸ UK Innovation in Fuel Cells and Hydrogen. <http://www.cleantechinvestor.com/portal/fuel-cells/11137-tsbifocus.html>,

²⁹ <https://www.bmbf.de/de/nationale-wasserstoffstrategie-9916.html>

³⁰ <https://www.nims.go.jp/eng/research/cryogenic-hydrogen-and-materials/news/lecian000000t4lx.html>

³¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_19_6705

³² <https://www.wnp.pl/rynki-zagraniczne/ke-otwiera-droge-dowsparcia-produkcji-baterii-samochodowych-w-ue,360433.html>

³³ <https://www.gov.pl/attachment/4646168b-8eec-4fea-8676-07fe835b590f>

³⁴ „Hydrogen is today enjoying unprecedented momentum. The world should not miss this unique chance to make hydrogen an important part of our clean and secure energy future”. Dr Fatih Birol. The Future of Hydrogen Seizing today's opportunities, Technology report — June 2019, International Energy Agency – IEA, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

³⁵ https://hydrogencouncil.com/en/global-hydrogen-leaders-forum/#_ftn1

³⁶ <https://h2me.eu/2016/05/05/germany-h2-mobility-targets-400-hydrogen-fueling-stations-by-2023/>

³⁷ Gąsior P., & Kaleta J. (2016), *Wodór jako paliwo w zastosowaniach cywilnych i militarnych*, „Problemy Techniki Uzbrojenia”, 45.

PKN ORLEN i Pesa Bydgoszcz o technologii wodorowej

PKN ORLEN i Pesa Bydgoszcz będą współpracować na rzecz rozwoju zeroemisyjnego transportu towarowego. Projekt ma na celu opracowanie pojazdu szynowego zasilanego wodorem. 12 grudnia br. podczas konferencji zorganizowanej przez Krajową Agencję Poszanowania Energii w Warszawie spółki podpisały list intencyjny w tej sprawie.

Współpraca zakłada działania na rzecz rozwoju technologii transportu zeroemisyjnego. Obejmie wymianę informacji oraz badania, które doprowadzą do opracowania przez Pesa Bydgoszcz pojazdu szynowego wyposażonego w napęd oparty na wodorowych ogniwach paliwowych. W konsekwencji obie firmy przeprowadzą testy pojazdów szynowych zasilanych wodorem i docelowo wdrożą je do komercyjnych rozwiązań. Technologia ta będzie mogła zostać wykorzystana zarówno w lokomotywach towarowych, jak i pojazdach szynowych przeznaczonych do przewozu osób.

– Jesteśmy świadomi zachodzących zmian. Podobnie jak inne koncerny paliwowe przygotowujemy się do transformacji energetycznej. Dlatego koncentrujemy nasze działania i plany inwestycyjne między innymi na rozwoju sektora petrochemicznego,

inwestycjach w odnawialne źródła energii oraz na rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Podjęliśmy już decyzję o budowie instalacji do doczyszczania wodoru, która powstanie w zakładzie w Trzebini, należącym do spółki ORLEN Południe. Rozpoczęcie produkcji czystego paliwa wodorowego, który wykorzystywany będzie do napędu pojazdów elektrycznych, w tym lokomotyw, planowane jest w 2021 roku. Podpisany drugi w bieżącym roku, po Górnośląsko-Zagłębiowskiej Metropolii, list intencyjny z Pesa Bydgoszcz to kolejny etap, służący rozwojowi transportu opartego na ekologicznej technologii – powiedział Daniel Obajtek, prezes zarządu PKN ORLEN.

– Paliwowe ogniwa wodorowe to bardzo obiecująca technologia w transporcie kolejowym, a współpraca z największym producentem paliw w regionie w tym zakresie daje nam niepowtarzalną okazję do wdrożenia rozwiązań o dużym stopniu skalowalności. Na początek będą to lokomotywy towarowe z napędem wodorowym. Docelowo będziemy mogli wyprodukować całkowicie bezemisyjny zespół trakcyjny przeznaczony do obsługi ruchu pasażerskiego – powiedział Krzysztof Zdziarski, wiceprezes zarządu Pesa Bydgoszcz ds. operacyjnych.

Przystosowanie systemu przesyłowego do transportu gazu ziemnego z dodatkiem wodoru

Monika Kałdonek, Dorota Polak

Wśród państw członkowskich Unii Europejskiej trwa intensywna debata dotycząca celów klimatycznych w perspektywie do 2050 roku. Dotychczas przyjmowane limity redukcji emisji gazów cieplarnianych zaczynają ustępować miejsca aspiracjom osiągnięcia całkowitej neutralności klimatycznej. Jednym ze sposobów realizacji tej idei ma być zwiększanie wykorzystania technologii wodorowych w energetyce i transporcie. Proces ten odbywa się stopniowo i jest poprzedzony licznymi analizami, badaniami i pracami normalizacyjnymi.

Przedstawiciele GAZ–SYSTEM S.A. jako Operatora Systemu Przesyłowego już od wielu lat uczestniczą w pracach stowarzyszeń i grup roboczych działających zarówno na szczeblu krajowym, jak i europejskim. Działania te pozwalają na sukcesywne zdobywanie wiedzy na temat wpływu wodoru na infrastrukturę przesyłową gazu ziemnego, na aktywne tworzenie dokumentów źródłowych, a w przyszłości na opracowanie planu działań niezbędnych do przystosowania systemu do przesyłu gazu ziemnego zawierającego wodór.

European Power to Gas Platform

Jedną z pierwszych inicjatyw, w które GAZ–SYSTEM S.A. przez ostatnie lata był zaangażowany, jest *European Power to Gas Platform* – organizacja zrzeszająca takie podmioty jak Teréga, Ontras, MicrobEnergy, GRTgaz, Edison EDF, Gas Networks Ireland, DNV GL, Alliander, Energinet, Fluxys, Gasunie i GERG.

Główne cele platformy to wymiana informacji w zakresie wdrażania technologii *Power to Gas* oraz organizowanie zainteresowanych stron przy inicjowaniu prac badawczo-rozwojowych i projektów demonstracyjnych związanych z wytwarzaniem i zagospodarowaniem wodoru.

W ramach prowadzonych prac na swojej stronie platforma opublikowała „Białą księgę” (*White Paper: Power-to Gas in a decarbonized European Energy System based on renewable Energy sources*) na temat rozwoju instalacji *Power to Gas*. Dokument ten wskazuje na wiele możliwości zastosowania wodoru uzyskiwanego w procesie elektrolizy poprzez konwersję nadwyżek energii produkowanej przez farmy wiatrowe czy fotowoltaiczne.

W dokumencie tym podkreślono, że aby technologie *Power to Gas* mogły być stosowane komercyjnie, wymagane jest obniżenie ich kosztów. Niemniej jednak, mając na uwadze samą technolo-

gię, jest ona bardzo obiecująca, szczególnie w sektorze transportu i przemyśle.

Kolejnym ciekawym studium, wypracowanym przez członków platformy, była „Analiza możliwości wykorzystania odpadowego dwutlenku węgla w skojarzeniu z technologiami *Power to Gas*”. Dokument ten miał na celu zidentyfikowanie możliwości zagospodarowania odpadowego dwutlenku węgla poprzez połączenie go z wytwarzanym wodorem, a następnie metanizację. Najbardziej opłacalnym ekonomicznie i stabilnym scenariuszem zagospodarowania odpadowego dwutlenku węgla okazał się scenariusz wykorzystujący dwutlenek węgla emitowany z jednostek wytwórczych (bloków) węglowych, przy których należałoby zainstalować (jako źródło wodoru) instalację *Power to Gas* dużej mocy.

Hydrogen Europe

Hydrogen Europe to Europejskie Stowarzyszenie Wodoru i Ogniw Paliwowych. Obecnie reprezentuje ponad 100 firm, ponad 68 organizacji badawczych, a także 13 krajowych stowarzyszeń branżowych.

Obecnie współpracuje ono z Komisją Europejską w programie dofinansowania projektów innowacyjnych *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU). Zamierza też kontynuować współpracę w nowej perspektywie finansowej w nowo stworzonym programie *ETS Innovation Fund*. Odbywa się to zarówno na etapie przygotowywania wniosków o dofinansowanie, jak i oceny złożonych wniosków w konkursie i monitorowania osiągnięcia zamierzonych celów przez dany projekt.

Celem *Hydrogen Europe* jest promowanie dobrych praktyk, wspieranie i przyspieszanie rozwoju technologii z wykorzystaniem wodoru i ogniw paliwowych poprzez skupienie przedstawicieli branży oraz stworzenie dla członków platformy współpracy i wymiany informacji. Ponadto, stowarzyszenie działa również na rzecz znoszenia barier regulacyjnych oraz kształtowania spójnej polityki regulacyjnej na poziomie europejskim w obszarze rozwoju technologii wodorowych.

Priorytety stowarzyszenia to:

- oddziaływanie na kierunek prac Komisji Europejskiej i organizacji stworzonych na jej zlecenie, a za ich pośrednictwem również na kształtowanie regulacji UE dotyczących wodoru poprzez prace w grupach roboczych;

- nawiązanie nowych relacji biznesowych z partnerami krajowymi i zagranicznymi w celu wymiany doświadczeń lub budowania konsorcjów przy pracach nad projektami wykorzystującymi technologie wodorowe;
- wpływ na kształtowanie rocznych planów pracy projektu FCH JU poprzez zgłaszanie propozycji tematów badawczo-rozwojowych;
- wykorzystywanie zasobów wiedzy organizacji i projektu *Hydrogen Law (HyLaw)*, którego celem jest znoszenie barier regulacyjnych blokujących wykorzystanie technologii wodorowych.

ENTSOG

GAZ-SYSTEM S.A. bierze czynny udział w pracach stowarzyszenia *European Network of Transmission System Operator for*

Gas (ENTSOG), które skupia operatorów systemów przesyłowych w Europie w celu zapewnienia rozwoju ogólnoeuropejskiego systemu przesyłowego zgodnie z założonymi celami energetycznymi Unii Europejskiej.

Podczas gdy główny nacisk kładzie się na monitorowanie wdrażania kodeksu sieci, przyszłe działania ENTSOG będą obejmować również ocenę postępów w zakresie działania europejskich rynków gazu oraz analizę długoterminowych okresów dla scenariuszy europejskich.

Spółka bierze aktywny udział w grupach opracowujących scenariusze możliwości przesyłu gazów niekonwencjonalnych z wykorzystaniem sieci przesyłowej (*Network Modelling Working Group, Scenario Working Group*) oraz w pracach grupy analizującej techniczne możliwości zatlaczania tych gazów do systemu (*H₂ & Gas Quality Kernel Group*). Efektem prac są 10-letnie plany rozwoju systemu przesyłowego (*Ten Year Network Development*

Mapa operatorów zrzeszonych w ramach ENTSOG



Mapa szczegółowa

- Członkowie
- Partnerzy
- Obserwatorzy



Źródło: https://entsog.eu/sites/default/files/2019-01/entsog_members_map_2019_2.jpg

Plans), mapa drogowa rozwoju rynku gazu w perspektywie do 2050 roku czy analizy możliwości przesyłania w punktach połączeń międzysystemowych wodoru lub biogazu. Dodatkowo, na stronie internetowej organizacji znajduje się zakładka z opisami projektów innowacyjnych, w tym wodorowych, w które zaangażowani są jej członkowie¹.

Gas Infrastructure Europe (GIE)

Gas Infrastructure Europe jest organizacją lobbującą interesy przedstawicieli infrastruktury gazowej zarówno przed Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim czy Radą Unii Europejskiej, jak i przed innymi organizacjami europejskimi, takimi jak ACER czy CEER.

GAZ-SYSTEM S.A. zaangażowany jest głównie w prace grup GIE System Area, GIE Methane Emissions i GIE Hydrogen & Power to Gas. W 2019 roku na swojej stronie GIE opublikowała dokument określający stanowisko w sprawie łączenia systemów elektroenergetycznego i gazowego poprzez technologie Power to Gas².

Pod koniec 2019 roku GIE planuje opublikować dokument określający stanowisko odnośnie do wodoru.

Marcogaz Technical Association of the European Natural Gas Industry

Celem stowarzyszenia reprezentującego europejski rynek gazu ziemnego jest monitorowanie i – w razie potrzeby – nowelizacja europejskich przepisów technicznych, normatywnych i certyfikacyjnych w odniesieniu do integralności i bezpieczeństwa systemów gazowych. W 2018 roku Marcogaz, wychodząc naprzeciw potrzebie rozwoju gospodarki wodorowej, powołał nową grupę roboczą ds. wodoru (*Task Force Hydrogen*). W ramach prac tej grupy została opublikowana infografika pokazująca możliwość przystosowania elementów składowych łańcucha dostaw gazu ziemnego do zatłaczania wodoru. Infografika została przedstawiona na 33. Forum Madryckim, które odbyło się 23–24 października 2019 roku.

CEN

CEN – jako Europejski Komitet Normalizacyjny, który jest odpowiedzialny za opracowywanie i definiowanie dobrowolnych norm – aktywnie zaangażował się w prace nad stworzeniem technicznych wytycznych określających warunki zatłaczania gazów niekonwencjonalnych do sieci gazowych. GAZ-SYSTEM S.A. w ramach CEN bierze czynny udział m.in. w pracach wymienionych poniżej komitetów.

■ CEN/TC 234 Gas Infrastructure Working Group 11 Gas Quality

Jest to komitet, którego głównym zadaniem jest normalizacja kwestii związanych z jakością gazu grupy H (według EN437). W ramach prac nad normą PN-EN 16726:2015 został również zainicjowany temat wodoru (informacyjny Aneks E na temat wodoru), którego intencją jest zdefiniowanie wymagań i skutków zatłaczania domieszek wodoru do sieci gazowych.

Obecnie opracowywany jest raport techniczny dotyczący możliwości zatłaczania od 2 do 100% wodoru oraz identyfikowania technicznych barier związanych z pojawieniem się domieszek wo-

doru w systemie gazowym. Kolejnym krokiem będzie zdefiniowanie obszarów normalizacyjnych oraz harmonogramu przeglądu norm dotyczących systemów wodor/gaz ziemny.

■ SFEM Working Group Hydrogen

Forum Sektorowe Zarządzania Energią, a dokładniej grupa robocza ds. wodoru, została powołana w 2013 roku w celu określenia i przekształcenia zagadnień związanych z gospodarką wodorową w zapisy normatywne. W 2016 roku forum opublikowało raport określający zakres działań przednormatywnych dla tematów w obszarze energii elektrycznej wytwarzanej z wodoru i domieszek wodoru w gazie ziemnym³. Miarodajnym efektem raportu jest wyznaczenie konkretnych działań dla komitetów technicznych w celu ewaluacji problemu i opracowania raportów technicznych, a następnie opracowanie wniosków o normalizację.

■ CEN-CLC/JTC6 Hydrogen in Energy Systems

Jest to komitet międzyresortowy, który ma za zadanie stworzenie wniosków o normalizację w zakresie systemów, urządzeń i przyłączy do produkcji, magazynowania, transportu i dystrybucji w celu wykorzystania wodoru z odnawialnych źródeł energii i innych źródeł, w kontekście europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Zakres działalności komitetu obejmuje takie zagadnienia jak terminologia, gwarancja pochodzenia, interfejsy, zarządzanie operacyjne, istotne kwestie związane z bezpieczeństwem w obecności wodoru oraz szkolenia i edukacja w zakresie bezpieczeństwa w odniesieniu do wodoru.

Zadania grupy:

- stworzenie jednolitego postrzegania wodoru jako kluczowego elementu odnawialnego i zrównoważonego systemu energetycznego przyszłości;
- stworzenie jednolitej struktury dla wytwarzania, magazynowania, transportu i wykorzystania wodoru do różnych celów oraz usprawnianie procesu usuwania barier handlowych;
- ujednoczenie zasad dla wszystkich komitetów technicznych zajmujących się wodorem w systemach energetycznych w Europie;
- wspieranie, a w razie potrzeby opracowanie norm i wytycznych w celu przyjęcia wodoru jako bardzo obiecującego alternatywnego paliwa dla przyszłych zastosowań energetycznych, które może skutecznie spełnić podstawowe wymagania europejskich ram regulacyjnych;
- organizowanie i wspieranie ścisłej współpracy z odpowiednimi zewnętrznymi organizacjami europejskimi i międzynarodowymi w celu ujednoczenia prac nad nakładającymi się na siebie tematami;
- opracowanie identycznych norm międzynarodowych i europejskich w dziedzinie wodoru w systemach energetycznych poprzez współpracę między CEN i ISO.

Obecnie w ramach prac grupy działają trzy grupy robocze: *Working Group 1 Terms and Definitions*, *Working Group 2 Guarantees of Origin* oraz *Working Group 3 Hydrogen Safety*.

■ GERG – CEN GERG – Hydrogen Project

GERG wraz z komitetami technicznymi CEN (TC 234 i TC 408) zostały zaproszone przez Dyрекcję Generalną ds. Energii

(DG ENER) do sporządzenia krótkiej listy potencjalnych priorytetowych obszarów tematycznych dla działań przednormatywnych w celu zmniejszenia barier związanych z wprowadzeniem wodoru do sieci gazowych. Wyznaczono 8 priorytetów:

- tematy związane z bezpieczeństwem;
- zagadnienia dotyczące jakości gazu (gęstość względna, nawanie, tlen, czujniki i pomiary, wpływ na rozliczanie, wpływ na właściwości fizyczne gazu (w tym zmiany jakości gazu spowodowane nieciągłym zatłaczaniem H₂);
- podziemne magazyny gazu: w szcerpanych złożach, warstwach wodonośnych (wykonanie odwiertu), instalacje wgłębne, mikrobiologia podziemnych magazynów gazu; wpływ wodoru na urządzenia wytwarzające energię elektryczną (turbiny, silniki, sprężarki);
- przemysł (wodór jako surowiec, zastosowanie w procesach odbywających się w wysokich temperaturach, w tym bezpośrednie ogrzewanie);
- wytrzymałość gazociągów stalowych przy ponad 10-procentowym udziale wodoru w gazie ziemnym, w tym korozja i integralność, spawanie i kruchość;
- określenie szczegółowych wymagań dla gazociągów przystosowanych do 100% wodoru;
- wpływ wodoru na armaturę i urządzenia oraz na materiały, z których są one zbudowane;
- przegląd urządzeń użytkownikom końcowym dla zawartości wodoru powyżej 20%.

Konsorcjum realizujące projekt ubiega się o dofinansowanie z programu FCH JU. Rozpoczęcie projektu zaplanowano na 2020 rok, natomiast czas trwania projektu oszacowano na około 9 miesięcy.

Zespół Roboczy ds. Strategicznej Analizy Rozwoju Gospodarki Wodorowej w Polsce

Wśród inicjatyw krajowych należy wymienić Zespół Roboczy ds. Strategicznej Analizy Rozwoju Gospodarki Wodorowej w Polsce, który został powołany w 2019 roku przez Minister-

stwo Energii. Jego celem jest współpraca przy wypracowywaniu w Polsce koncepcji rozwoju technologii opartych na wodorze. W skład zespołu oprócz przedstawicieli Ministerstwa Energii oraz Ministerstwa Spraw Zagranicznych i GAZ-SYSTEM S.A. wchodzi również przedstawiciele Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, Grupy Lotos, PKP Energetyki, Polskiego Koncernu Naftowego Orlen, Polskiej Grupy Energetycznej, Jastrzębskiej Spółki Węglowej oraz Instytutu Energetyki – Instytutu Badawczego. Efektem prac zespołu ma być stworzenie dokumentu strategicznego dotyczącego rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce.

Zespół Parlamentarny – Polska wodorowa

Do udziału w pracach tego zespołu zostali w 2018 roku zaproszeni przedstawiciele rządu, ośrodków naukowych oraz przedsiębiorcy, którzy są bezpośrednio zaangażowani w realizację koncepcji wykorzystania wodoru jako paliwa przyszłości w Polsce.

* * *

Opisane powyżej działania mają na celu przygotowanie GAZ-SYSTEM S.A. – w zakresie merytorycznym i technicznym – do zdefiniowanych przez Unię Europejską aspiracji osiągnięcia całkowitej neutralności klimatycznej. Na podstawie przedstawionych w niniejszym artykule wniosków z prac poszczególnych grup, komitetów i stowarzyszeń można stwierdzić, że zadanie mające na celu wdrożenie gospodarki wodorowej jest bardzo czasochłonne i wymagające, ale technicznie możliwe do zrealizowania.

Mgr inż. Monika Kaldonek, wiodący specjalista w Pionie Badań i Rozwoju GAZ-SYSTEM

Dr inż. Dorota Polak, wiodący specjalista w Pionie Badań i Rozwoju GAZ-SYSTEM

¹ <https://entsog.eu/ipp>

² <https://gie.eu/index.php/gie-publications/position-papers>

³ https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC99525/sfem%20wg%20hydrogen_final%20report%20%28online%29.pdf

Unia Europejska... umarł gaz (CH₄) – niech żyje gaz (H₂)

Konrad Świrski

Końcówka 2019 roku przebiega pod znakiem zaostrzenia polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Europa ma stać się niekwestionowanym, światowym liderem nowych technologii energetycznych i zmian w kierunku ochrony klimatu.

Nowe stanowisko komisarza Fransa Timmermansa, który ma odpowiadać za Europejski Zielony Ład, pokazuje kierunek zmian, a sam komisarz już w pierwszych wypowiedziach wzywa do pracy nad nowym pakietem klimatycznym, podatkiem węglowym i wydatkami około 3 bln euro na „zieloną

rewolucję”, wskazując że kraje takie jak Polska będą miały duże problemy, żeby nadążyć za zmianami. Parlament Europejski w już przegłosowanych ustawach wzywa do podjęcia przez Europę zobowiązania o neutralności klimatycznej do 2050 roku i powszechnego ustanowienia limitu 1,5 st. C wzrostu światowego

wej temperatury jako celu klimatycznego. W kolejnych głosowaniach i w konkretnych regulacjach ma to przynieść zwiększenie celu europejskiego ograniczenia emisji CO₂ w 2030 roku z 40 do 55% oraz plan obniżenia emisji CO₂ z energetyki praktycznie do zera już w 2040 roku (!). Trochę wcześniej ten „ultrazielony” europejski trend potwierdził EBI (Europejski Bank Inwestycyjny – instytucja finansowa powołana do realizacji kluczowych elementów paneuropejskiej polityki). EBI obniżył limit emisji CO₂ z instalacji energetycznych, które zamierza finansować z poziomu 550 g/kWh do 250 g/kWh, co radykalnie zmienia perspektywę patrzenia na inwestycje w europejskim sektorze energetycznym. Wskazania EBI są bowiem rodzajem *guidance* – wskazówek i zaleceń do konkretnych regulacji w dyrektywach UE oraz wytyczną dla prywatnych banków i firm ubezpieczeniowych. W tym nowym limicie nie wspiera się już nie tylko inwestycji węglowych (te z poziomem emisji 720–850 g CO₂/kWh były eliminowane wcześniej), ale nawet gazu (300–450 g/kWh). Nagłe zaostrzenie reguł pokazuje kolejną odsłonę europejskiej polityki – już nie tylko węgiel, ale i wszystkie paliwa kopalne są na cenzurowanym i muszą zostać wyeliminowane z globalnego europejskiego *energy mix*.

W takim razie w którą stronę patrzy „zielona” Unia Europejska? Wyłącznie technologie odnawialne – słońce i wiatr oraz... wodór, który coraz bardziej zyskuje na popularności. Wodór staje się koncepcyjnym energetycznym paliwem przyszłości, który

w elastyczny sposób wkomponowuje się we współpracę z OZE. Wodór może być wykorzystywany na wiele sposobów – jako bezpośrednie paliwo w ogniwach paliwowych (czysta energia – produkt końcowy to przecież woda) lub wodorowych turbinach gazowych. Wodór to także możliwość uzupełniania obecnych sieci gazowniczych (mieszanie z metanem) i standardowych turbin gazowych. Koncepcji, możliwości i możliwych układów rozwiązań jest dużo, a prace podejmowane są nie tylko przez uniwersytety,

ale – teraz już na pełną skalę – przez koncerny energetyczne (np. MHPS) dla pełnoskalowych, komercyjnych rozwiązań. Wodór zaczyna być panaceum na wszystko, bo może być zarówno bezpośrednim paliwem do produkcji energii w elektrowniach, napędem dla transportu albo magazynem energii. Pozyskanie wodoru może bowiem odbywać się w procesie elektrolizy, z wykorzystaniem nadwyżki taniej lub zupełnie darmowej w niektórych porach dnia energii odnawialnej. Spalany następnie w wodorowych turbinach lub używany w ogniwach paliwowych wodór staje się backupowym magazynem energii dla OZE, przy okazji jeszcze demonstrując dodatkową ekologiczną zaletę tworzenia pełnego obiegu zamkniętego (woda–wodór–woda). Ta koncepcja to dziś największe możliwości magazynowania (moce) oraz, być może, odpowiedź na przewidywane problemy z pozyskiwaniem metali rzadkich do powszechnego stosowania magazynów bateryjnych. W ogóle idea *Power to Gas* (wykorzystania nadwyżek OZE dla generacji ekologicznego paliwa) zdobywa coraz większą popularność i właśnie wodór zaczyna być uważany za jedną z kluczowych technologii dla

realizacji celu, jakim jest wspomniane neutralności UE w latach 2040–2050.

Czy więc stajemy w obliczu szybkiego zmiernych wykorzystania gazu ziemnego i zastąpienia go wodorem? Okazuje się, że nie wszystko jest takie proste i natychmiastowe. Ta różnorodność energetycznych koncepcji wodorowych jest także problemem, bo nie ma jednego pomysłu, jednej technologii, na której skoncentrowane są wysiłki badawcze. Ogniwa paliwowe w zastosowaniach *stricte* energetycznych (większe moce) borykają się z problemami materiałowymi (stosujemy tu głównie ogniwa wysokotemperaturowe). O ile same zmiany klasycznych turbin gazowych na zwiększone ilości spalane go wodoru idą dobrze (niektórzy producenci wspominają już o nawet 50-procentowym dodatku H₂) to czysta turbina wodorowa to kolejna dekada, a samo pozyskiwanie wodoru obecnie najbardziej opłacalne jest z... metanu, a nie z elektrolizy. Wprowadzanie H₂ do obecnych sieci gazowniczych jest ograniczone do 10–15% z uwagi na konieczność zapewnienia szczelności. Jakże kusząca (na obrazkach) perspektywa zmiany koloru sieci gazowniczych na „zielone”, wodorowe, oznacza ogromne inwestycje w przebudowę sieci. Konkurencja magazynów bateryjnych jest silna (wobec masowej skali produkcji związanej z elektromobilnością) i w praktyce wygra technologia nie najlepsza (globalnie) dla środowiska, ale taka, która będzie najtańsza (dla producentów) i najmniej kłopotliwa rynkowo. Następane dziesięciolecie

będzie spotkaniem komercyjnych prób rozwinięcia różnych czystych technik energetycznych, w których wodór może, ale nie musi uzyskać dominującej roli.

Co z tego wszystkiego wynika dla Polski? Na pewno warto wsłuchiwać się w wypowiedzi komisarza Timmermansa, że będzie to trudny czas dla naszej energetyki i naszej gospodarki (na pewno „zielona” rewolucja się o to postara). Będziemy musieli desperacko walczyć o zmianę naszego węglowego *energy mix* (90% energetyka

zawodowa, 70% ciepłownictwo). Zagrożenie jest tym większe, że dotychczasowa koncepcja wykorzystania gazu jako paliwa przejściowego może nie być realizowalna wobec gwałtownego zaostrzenia regulacji europejskich. Jeśli nawet gaz będzie zabroniony, to pozostanie nam wodór jako jedyna alternatywa. Ale trudności techniczne i koszty ekonomiczne będą ogromne. Nie tylko Polska, ale i wszystkie kraje przerzucą obciążenia na swoich obywateli (nie obędzie się bez wzrostu cen energii i ciepła), a ruchy „żółtych kamizelek” we Francji po części pokazują, że niektóre części społeczeństw są już na granicy wytrzymałości. Czy kolejne spowolnienie gospodarcze (o którym już się mówi) albo nawet kryzys nie spowolni wielkich ideałów „zielonej” rewolucji? Na pewno tak, ale w długiej perspektywie wynik jest przesądzony. Paliwa kopalne (w tym gaz) przejdą do historii, a kolejnym władcą może stać się wodór.

Prof. dr hab. inż. Konrad Świrski, Politechnika Warszawska, Instytut Techniki Ciepłej, prezes Transition Technologies S.A.



Doświadczenia INiG-PIB w zakresie przygotowania systemu gazowniczego do dodatku wodoru

Jacek Jaworski, Paweł Kułaga, Ewa Kukulska-Zajac

Magazynowanie wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych energii stanowi istotne wyzwanie, które będzie decydowało o efektywności jej wykorzystania i zarazem zwiększenia udziału tej energii w całkowitym bilansie energetycznym. Pozyskana ze źródeł odnawialnych energia elektryczna może być magazynowana np. w postaci wodoru. Do magazynowania wytworzonego wodoru mogą zostać wykorzystane istniejące sieci gazowe.

Sieci gazowe pozwalają nie tylko na długotrwałe magazynowanie energii w postaci wodoru, ale także na przesyłanie wodoru (energii) z miejsca wytworzenia do miejsc najbardziej efektywnego jej wykorzystania. Projekty typu *Power to Gas* (PtG) związane z dodawaniem do istniejących sieci gazowych wodoru pochodzącego ze źródeł odnawialnych są ostatnio rozpowszechniane.

Właściwości fizykochemiczne wodoru (np. gęstość czy lepkość) istotnie różnią się od właściwości fizykochemicznych składników gazu ziemnego, takich jak metan, etan, propan, azot itd. Dlatego po dodaniu wodoru do gazu ziemnego właściwości powstałej mieszaniny gazowej będą znacznie różnić się od właściwości obecnie stosowanego gazu ziemnego. Wszystkie elementy systemu gazowniczego, które mają kontakt z gazem ziemnym, takie jak rury, zawory, zasuwy, kurki, kompensatory, przejścia, reduktory, osuszacze, gazomierze, przetworniki pomiarowe, aparatura kontrolna, a także odbiorniki gazu u odbiorców końcowych, też będą podlegać oddziaływaniu wodoru. Należy zatem zapewnić, iż w granicach przewidywanych stężeń wodoru w sieciach gazowych elementy infrastruktury gazowej oraz odbiorniki gazu będą w stanie długotrwałe pracować bez pogorszenia swojej funkcjonalności, a także zmniejszenia bezpieczeństwa technicznego. Dostępne dane literaturowe nie dają pełnego kompendium wiedzy i odpowiedzi na podstawowe pytanie, tj. jaki dodatek wodoru do gazu ziemnego jest bezpieczny dla wszystkich elementów systemu gazowniczego i odbiorców końcowych? Różne jednostki naukowo-badawcze stale prowadzą związane z tym badania.

Wodór znajduje się obecnie również w centrum polityki energetycznej Polski, zwłaszcza że Polska jest jednym z największych producentów wodoru w Europie. Istotnym dokumentem w tym zakresie jest „Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020” (z perspektywą do 2030 roku – SOR). W SOR wymienione zostały programy pierwszej

prędkości, wśród których znalazły się m.in. wysokosprawne, niskoemisyjne i zintegrowane układy wytwarzania, magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii (KIS 7). Drugim istotnym dokumentem poruszającym kwestie możliwości wykorzystania wodoru jest projekt „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP). W dokumencie tym wodór wskazany jest jako paliwo alternatywne, którego zwiększone wykorzystanie wpłynie na uniezależnienie od dostaw ropy naftowej z jednego kierunku oraz jako paliwo (inne niż OZE), które może być wykorzystywane w transporcie.

Badania nad technologiami wodorowymi wpisują się w strategię wyznaczone przez krajowe i unijne akty prawne oraz rządowe dokumenty strategiczne, których celem jest ograniczanie negatywnego wpływu człowieka na środowisko naturalne i wdrażanie elementów zasad zrównoważonego rozwoju w skali lokalnej, krajowej i globalnej. Badania w obszarze technologii wodorowych, w tym PtG, wpisują się również doskonale w najważniejsze wyzwania społeczne zdefiniowane w programie ramowym Unii Europejskiej w zakresie badań naukowych i innowacji „Horyzont 2020” oraz projektowanego programu „Horyzont Europa”.

W wyznaczone cele strategiczne wpisuje się działalność Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, który od kilku lat prowadzi badania pod kątem odporności elementów systemu gazowniczego na dodatek wodoru do gazu ziemnego.

Badania prowadzone przez instytut dotyczą przede wszystkim systemu dystrybucji gazu ziemnego oraz odbiorców końcowych, ponieważ są to najbardziej krytyczne obszary. Dotychczas zostały przeprowadzone badania wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na urządzenia gazowe użytku domowego i komercyjnego, gazomierze miechowe, gazomierze termiczne, reduktory średniego ciśnienia oraz szczelność połączeń mechanicznych elementów sieci i instalacji gazowych.

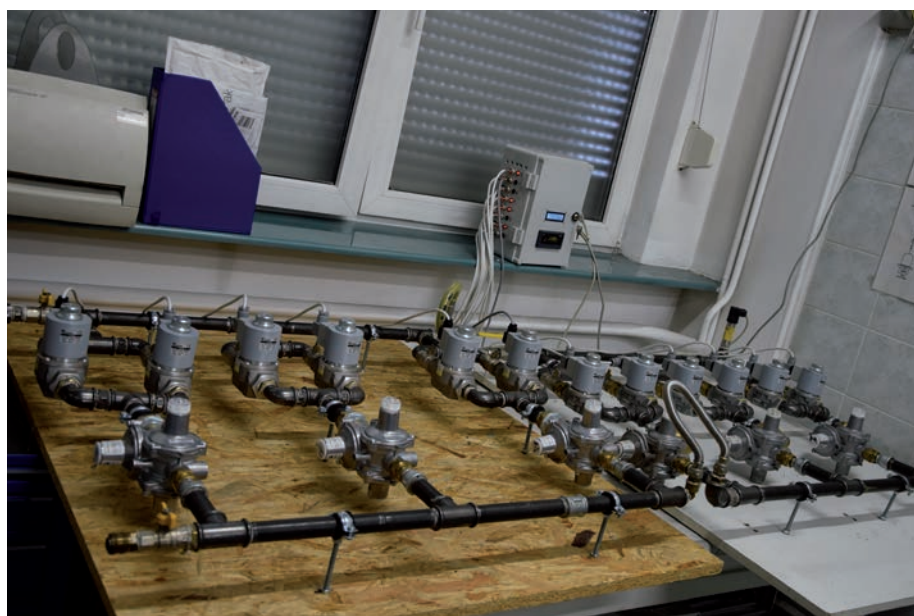
Badaniami objęto również kwestie jakości i bezpieczeństwa nawonienia paliw gazowych, rozliczenia i pomiary paliw gazowych oraz ich jakości. Kontynuowane są badania gazomierzy miechowych, reduktorów średniego ciśnienia gazu, nawonienia paliw gazowych, urządzeń spalających oraz metod poboru i badania jakości wodoru.

W zakresie urządzeń gazowych klientów końcowych zbzdano m.in. kuchenki, ogrzewacze przepływowe wody, kotły i promienniki. Badania przeprowadzono dla trzech mieszanin gazu ziemnego wysokometanowego z dodatkiem 10, 15



Widok instalacji badawczej do badania trwałości gazomierzy z użyciem mieszaniny gazu ziemnego z wodorem.

i 23% wodoru. W badanych urządzeniach sprawdzano takie parametry jak znamionowe obciążenie cieplne przy ciśnieniu nominalnym, sprawność cieplna, stężenia CO, NO_x i niedopał (C_nH_m) przy ciśnieniu maksymalnym oraz przy obciążeniu zredukowanym oraz stabilność płomienia. Na podstawie uzyskanych wyników badań stwierdzono, iż maksymalna ilość wodoru, jaką można zatłoczyć do gazu ziemnego wysokometanowego, aby powstała mieszaninę bezpiecznie spalać



Widok instalacji badawczej do badań trwałościowych reduktorów.

w domowych i komercyjnych urządzeniach gazowych bez konieczności dokonywania jakichkolwiek zmian w ich konstrukcji, wynosi 23%. Natomiast biorąc pod uwagę bezpieczeństwo i efektywność spalania mieszaniny gaz ziemny-wodór, dodatek wodoru nie powinien przekraczać 15%.

Z kolei dla urządzeń znajdujących się w sieci dystrybucji gazu sprawdzono poprawność działania reduktorów średniego ciśnienia (zarówno nowych, jak i po dziesięciu latach eksploatacji) po badaniach trwałości, przy zastosowaniu jako medium zasilającego mieszaniny gazu ziemnego wysokometanowego z dodatkiem 15% wodoru. Wykonano również badania odporności chemicznej, polegające na określeniu wpływu gazu wysokometanowego z domieszką wodoru na materiały elastomerowe reduktorów. Na podstawie przeprowadzonych badań można stwierdzić, iż mieszanina gazu ziemnego z 15-procentowym dodatkiem wodoru nie miała negatywnego wpływu na reduktory średniego ciśnienia. Podobne badania trwałości przeprowadzono dla gazomierzy miechowych (zarówno nowych, jak i po 10-letniej eksploatacji) czterech polskich producentów, najczęściej występujących w sieci gazowej. Przeprowadzono również badania odporności chemicznej membran gazo-

mierzy w środowisku gazu ziemnego z 15-procentową zawartością wodoru oraz sprawdzono bezpieczeństwo użytkowania poprzez ocenę szczelności zewnętrznej gazomierzy. Na podstawie przeprowadzonych badań nie stwierdzono wpływu wodoru na charakterystykę gazomierzy i bezpieczeństwo użytkowania gazomierzy do zawartości 15% H₂ w gazie.

Analizowano także jakość paliw gazowych w kontekście wprowadzania wodoru do sieci gazowych. Maksymalny udział wodoru w mieszaninach gaz ziemny-wodór obliczono z użyciem sześciu różnych wariantów, opartych na dostępnych dokumentach prawnych, normalizacyjnych i technicznych. Obliczenia wykonano dla łącznie ponad 3000 składów gazu E, Lw, Ls i LNG. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń i analiz wykazano, iż dla określonej mieszaniny gaz ziemny-wodór nawet zawartość 36% wodoru nie wpływa na niedotrzymanie parametrów energetycznych gazu (głównie liczby Wobbego).

Oceniono również możliwość dostosowania obecnych układów pomiarowych do prowadzenia pomiarów rozliczeniowych gazu ziemnego wzbogaconego wodorem wraz z oszacowaniem kosztów oraz wskazano niezbędne

inwestycje w zakresie dostosowania istniejących układów pomiarowych do tego celu.

Dwa stanowiska pomiarowe znajdujące się w INiG-PIB przedstawiono na zamieszczonych zdjęciach.

Wytworzona ze źródeł odnawialnych energia elektryczna może być magazynowana w istniejących sieciach gazowych poprzez konwersję do postaci wodoru i następnie zatłoczenie do sieci. Dodawanie wodoru do sieci gazu ziemnego wiąże się z nowymi wyzwaniami w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci gazowych i odbiorców gazu. Uzyskane na podstawie prowadzonych w INiG-PIB prac badawczych wyniki stanowią unikalną bazę danych, która budzi zainteresowanie wśród przedsiębiorstw gazowniczych czy producentów wyrobów stosowanych do budowy sieci gazowych. Należy

zaznaczyć, iż zatłaczanie wodoru do sieci gazu ziemnego powinno zostać uregulowane prawnie, co pozwoli na zapewnienie bezpieczeństwa transportu i użytkowania mieszanin gaz ziemny-wodór.

Dr inż. Jacek Jaworski, adiunkt; zastępca dyrektora ds. gazownictwa INiG-PIB, dr Ewa Kukulska-Zajac, adiunkt, kierownik Zakładu Ochrony Środowiska, mgr inż. Paweł Kułaga, starszy specjalista badawczo-techniczny, kierownik Zakładu Metrologii Przepływów

Artykuł powstał na podstawie publikacji INiG-PIB. J. Jaworski, E. Kukulska-Zajac, P. Kułaga, *Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego*. „Nafta-Gaz” 2019, nr 10, s. 625–632. DOI: 10.18668/NG.2016.10.04.

Wodór – teraźniejszość i przyszłość

Grzegorz Rosłonek

Powszechnie wiadomo, że wodór w stanie związanym jest jednym z najczęściej spotykanych pierwiastków na Ziemi, gdzie występuje głównie w postaci wody i związków organicznych. Już na początku XVI wieku wodór w formie rodzimej otrzymywał szwajcarski alchemik Paracelsus w prostej reakcji metalu z kwasem [1]. Dwa największe obszary zastosowań wodoru to przetwarzanie paliw kopalnych, głównie w procesach hydrokrakingu, oraz do produkcji amoniaku, głównie do zastosowania na rynku nawozowym.

Wodór świetnie nadaje się na paliwo. W odniesieniu do jednostki masy ma najwyższą z paliw gazowych wartość opałową (120 MJ/kg) [2] i ciepło spalania (141,9 MJ/kg) [2]. Jednak ze względu na bardzo małą gęstość wodoru jego wartości kaloryczne w odniesieniu do jednostki objętości wypadają gorzej w porównaniu z innymi gazami palnymi. Wartość opałowa i ciepło spalania wodoru wynoszą odpowiednio: 10,79 MJ/m³ i 12,75 MJ/m³, przy czym te same wartości dla metanu wynoszą odpowiednio: 35,808 MJ/m³ i 39,735 MJ/m³. Niniejsze parametry kaloryczne podane są w przyjętych w Polsce warunkach odniesienia: 25°C/0°C/101,325 kPa. Zakładając, że w Polsce zużywa się już prawie 19 mld m³ gazu ziemnego, z czego prawie 60% na potrzeby przemysłu chemicznego i rafineryjnego jako komponent, a nie paliwo, to obecnie jesteśmy w stanie wytwarzać z tego gazu, na potrzeby wewnętrzne przemysłu, około 33 mld m³ wodoru. Aby jednak pozostała część gazu ziemnego, około 42%, która wykorzystywana jest na cele paliwowe, zastąpić całkowicie ekwiwalentem wodorowym, to – uwzględniając różnice w wartościach kalorycznych metanu i wodoru – potrzebne byłoby jeszcze około 26 mld m³ wodoru.

Biorąc pod uwagę, że wodór jako taki jest znany od kilkuset lat oraz że wodór wytwarzany metodami elektrolitycznymi znany

jest od ponad stu lat, pojawia się interesujące pytanie: dlaczego dopiero teraz, od około dwóch lub trzech dekad, obserwuje się tak wyraźne trendy globalne związane z ideami wykorzystania wodoru jako paliwa i zastępowania nim paliw kopalnych (węgiel, ropa, gaz)? Odpowiedź jest oczywista – spalając wodór, nie emitujemy dwutlenku węgla:



Produktem spalania w reakcji (1) jest jedynie para wodna i w przemyśle energetycznym reakcja (1) jest często przeciwstawiana reakcji spalania metanu (2):



Jako potencjalne ekologiczne paliwo wodór pojawił się około 30 lat temu, chociaż terminu „ekonomia wodoru”, odnoszącego się do ekonomicznych aspektów stosowania wodoru jako źródła energii, użyto po raz pierwszy znacznie wcześniej – w 1970 roku w firmie General Motors [3, 4]. Termin ten został spopularyzowany na przełomie XX i XXI wieku, gdy prace nad wykorzystaniem wodoru jako źródła energii przybrały na sile, kiedy wiele państw włączyło się w proces ograniczania emisji dwutlenku węgla. Do działań tych państwa zobowiązały się na konferencji w Kioto w 1997 roku.

Teoretycznie, natura posiada mechanizm „radzenia” sobie z produktami spalania węglowych paliw kopalnych. Tym mechanizmem jest proces fotosyntezy, w wyniku którego w zielonych częściach roślin z udziałem chlorofilu i światła słonecznego wyemitowany wcześniej dwutlenek węgla jest wychwytywany i przetwarzany na cukier prosty i tlen, który oddawany jest do atmosfery.



Problem polega jednak na tym, że świat wytwarza dziś zbyt dużo dwutlenku węgla niż roślinność jest w stanie go przetworzyć na cukier i tlen i dlatego proces spalania wodoru według reakcji (1) budzi wielkie nadzieje jako bezemisyjny wobec dwutlenku węgla.

Z porównania reakcji (1–3) wynika jeszcze jedna ważna rzecz, która do tej pory, nawet w literaturze światowej, jest pomijana. Ze spalania metanu z gazu ziemnego wynika, że do spalania jednego mola metanu zużywamy aż dwa mole tlenu i wytwarzamy jeden mol dwutlenku węgla. W wyniku fotosyntezy każdy mol dwutlenku węgla jest przetworzony na mol tlenu, a zatem sumarycznie w wyniku spalania metanu z atmosfery pobiera-

Projekty *Power to Gas* polegają na wykorzystaniu do produkcji wodoru metodami elektrochemicznymi energii pochodzącej głównie ze źródeł odnawialnych (np. z farm wiatrowych, fotowoltaiki czy biogazu przetwarzanego w procesach kogeneracyjnych) wówczas, gdy występuje okresowy nadmiar mocy elektrycznej, na przykład w okresach nocnych, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest naturalnie mniejsze, a wszystkie warunki pozwalają na dalszą produkcję energii.

my „teoretycznie bezpowrotnie” jeden mol tlenu. Analizując w ten sam sposób reakcję spalania wodoru z atmosfery, pobieramy „bezpownie” tylko pół mola tlenu. W rozumowaniu tym należy jednak wziąć pod uwagę, że wartości kaloryczne metanu i wodoru w odniesieniu do jednostki objętości i w odniesieniu do jednostki liczności materii przemawiają na niekorzyść wodoru i wobec tego przy porównaniu bezwzględnych ilości wytworzonej energii bilans zużycia tlenu jest większy przy spalaniu wodoru niż przy spalaniu metanu. Do tego będzie jeszcze odniesienie w dalszej części artykułu.

Z dzisiejszych źródeł pozyskiwania wodoru najpopularniejszym i najtańszym procesem jest konwersja metanu do gazu syntezowego:



Wodór wytwarzany w ten sposób wykorzystywany jest w dalszych procesach przemysłowych, na przykład w produkcji amoniaku i nawozów azotowych czy do procesów uwodarniania, także metodami tzw. hydrokrakingu. Na przykład sama Grupa Azoty w Polsce wytwarza rocznie około 4,8 mld m³ wodoru [5]. Oprócz tego wielcy producenci wodoru, jak Orlen S.A. czy Lotos S.A., również produkują duże ilości wodoru wykorzystywanego do dalszych procesów prowadzonych w odpowiednich instalacjach produkcyjnych. Jeżeli proces (4) byłby wykorzystywany

do produkcji czystego wodoru jako paliwa, to należałoby się liczyć z koniecznością oczyszczania wodoru i rozwiązania problemu emisji dużych ilości dwutlenku węgla (np. poprzez sekwestrację). Dwutlenek węgla wytwarzałby się w wyniku utleniania (także samoistnego) tlenku węgla. Oprócz konwersji metanu z gazu ziemnego rozważa się także inne procesy jako źródła wodoru [4]:

- proces konwersji biometanu z biogazu, w którym emisja dwutlenku węgla nie stanowi problemu, ponieważ wyjściowy substrat jest źródłem odnawialnym,
- proces zgazowania węgla, połączony z procesami sekwestracji CO₂,
- proces odzysku wodoru z gazu koksowniczego (w Polsce Jastrzębska Spółka Węglowa, jako duży producent koksu, m.in. na potrzeby przemysłu stalowego, jest jednocześnie istotnym producentem wodoru),
- proces elektrolizy wody,
- procesy biokatalityczne, które wymagają jeszcze dopracowań i optymalizacji, ale prace w tym kierunku prowadzi wiele renomowanych ośrodków naukowych zarówno światowych, jak i krajowych.

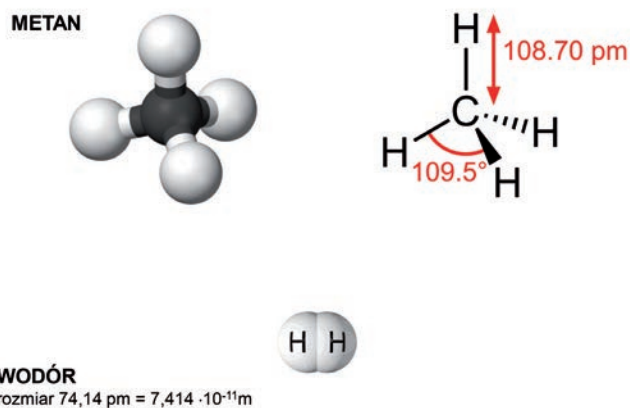
Sz szczególnie obiecujący wydaje się proces elektrolitycznego rozkładu wody:



Reakcja (5) jest odwrotnym procesem do spalania wodoru według reakcji (1). Produktem tej reakcji, oprócz wodoru, jest tlen, który może być zagospodarowany albo po prostu wypuszczony do atmosfery. W ten sposób wspomniany wcześniej bilans zawartości tlenu w atmosferze przy spalaniu wodoru jako paliwa pozostawałby nienaruszony. Proces elektrolizy wody do produkcji wodoru na skalę przemysłową obecnie jest jednak bardzo energochłonny. Wytworzony w nim produkt końcowy, czyli wodór, jest gazem pozbawionym zanieczyszczeń organicznych, ale wymaga skojarzonego procesu osuszania przed jego dalszym wykorzystaniem np. jako paliwa do pojazdów. Warto nadmienić, że wymagania dla wodoru jako paliwa do pojazdów, zwłaszcza tych z wykorzystaniem ogniw paliwowych, są bardzo wysokie i szczegółowo określone w normie ISO 14687-2 [6].

Wysoka energochłonność procesu elektrolitycznego wytwarzania wodoru spowodowała jednak rozwój projektów *Power to Gas* zarówno w Europie, jak i na świecie. Zainteresowanie się tymi projektami ma wyraźnie charakter globalny. Ogólnie rzecz ujm-

Rys. 1. Porównanie kształtów i rozmiarów cząsteczek metanu i wodoru [4].



jąc, projekty *Power to Gas* polegają na wykorzystaniu do produkcji wodoru metodami elektrochemicznymi energii pochodzącej głównie ze źródeł odnawialnych (np. z farm wiatrowych, fotowoltaiki czy biogazu przetwarzanego w procesach kogeneracyjnych) wówczas, gdy występuje okresowy nadmiar mocy elektrycznej, na przykład w okresach nocnych, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest naturalnie mniejsze, a wszystkie warunki pozwalają na dalszą produkcję energii. Klasycznym przykładem jest możliwość wykorzystania warunków wietrznych w okresach nocnych. W takich przypadkach nie ma potrzeby zatrzymywania procesów produkcji energii elektrycznej czy tym bardziej rozpraszania tej energii, tylko wykorzystanie jej do produkcji wodoru. Na koszt wytworzenia energii należałoby wtedy spojrzeć pod zupełnie innym kątem. Oczywiście, kolejnym pytaniem jest, jak gromadzić wytworzony w ten sposób wodór i jak go transportować na potencjalnie duże odległości. Częściowo problem ten był już opisywany we wcześniejszym artykule [7], ale tutaj warto skupić się na możliwości wykorzystania całej infrastruktury gazowej – sieci i podziemnych magazynów gazu – jako możliwego sposobu na magazynowanie i transport tak uzyskanego wodoru. Zainteresowanie infrastrukturą gazową do transportu i magazynowania wodoru pojawiło się już co najmniej kilka lat temu, ale od kilku lat trwają dyskusje nad tym, ile wodoru można do sieci bezproblemowo wprowadzić [8, 9]. Należy zdawać sobie sprawę z tego, że wodór występuje w postaci cząsteczek dwuatomowych, które są cząsteczkami bardzo małymi (rysunek 1) [4].

Mały rozmiar cząsteczek wodoru powoduje, iż wodór wykazuje się wyjątkową łatwością do penetracji wewnątrz i w poprzek struktur materiałów, z których wykonane są poszczególne elementy sieci gazowych. Penetracje takie mogą niszczyć materiał sieci – np. korozja wodorowa oraz powodować bardzo duże ryzyko eksploatacyjne z uwagi na szerokie granice wybuchowości wodoru – od 4 do 75%. Dla porównania: granice wybuchowości metanu wynoszą od 4 do 15%. Ponieważ sieć powinna być traktowana jako jedno duże naczynie połączone hydraulicznie, jej wytrzymałość na dodatek wodoru jest w praktyce taka, jak wytrzymałość jej najbardziej wrażliwego elementu. Im wyższe stężenie wodoru i im wyższe ciśnienie mieszaniny, tym większe ryzyko penetracji.

Na przełomie lat dziewięćdziesiątych i roku 2000 uznawano się, że górna granica zawartości wodoru w ówczesnych sieciach gazowych będzie na poziomie 20% [10]. Dzisiejsze sugestie są ostrożniejsze [8]:

- 2% v/v dla tych fragmentów sieci, z których gaz może trafić do podziemnych złożowych magazynów gazu – wodór ma wysoką zdolność redukcji siarczanów do siarkowodoru, co jest bardzo niekorzystne z uwagi na końcowego użytkownika gazu;
- 2% v/v dla tych fragmentów sieci gazowej, na których są lokowane stacje tankowania CNG – z uwagi na ograniczoną wytrzymałość pod wysokimi ciśnieniami stalowych zbiorników gazowych w pojazdach samochodowych,
- 5% v/v dla tych fragmentów sieci gazowej, z których możliwe jest zasilanie turbin gazowych, choć czołowi producenci współczesnych turbin zapewniają, że wkrótce możliwą granicą będzie nawet 15% v/v.

Ustalenie bezpiecznej górnej granicy dla zawartości wodoru w gazie ziemnym jest kluczowe. Obecnie nie ma żadnych jednoznacznych rekomendacji na poziomie europejskim. Warto jed-

nak zaznaczyć, że konkretny wysiłek w tym kierunku już został wykonany. Komisja Europejska wyasygnowała 4,8 mln euro dla Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego CEN, którego zadaniem miałyby być przygotowanie normy europejskiej EN, jednoznacznie rekomendującej możliwe zawartości wodoru w sieciach gazowych. Przygotowanie takiej normy zajmie na pewno kilka lat i musi być poprzedzone uzupełniającym projektem badawczym. Realizacja projektu badawczego, w ramach wymienionego powyżej budżetu, przypadła w udziale Europejskiej Badawczej Grupie Gazowniczej GERG [10], której członkiem jest zarówno Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA jak i Gaz-System S.A. Obydwie firmy biorą już udział w konsultacjach, które mają na celu przygotowanie projektu badawczego – CEN-GERG-Hydrogen.

Podsumowując, należy wyraźnie stwierdzić, że trendy wodorowe w europejskim i światowym gazownictwie są bardzo wyraźne. Europejskie firmy gazownicze przygotowują własne strategie wodorowe. Taka strategia jest również tworzona przez największego

Ustalenie bezpiecznej górnej granicy dla zawartości wodoru w gazie ziemnym jest kluczowe. Obecnie nie ma żadnych jednoznacznych rekomendacji na poziomie europejskim.

dostawcę gazu ziemnego w Polsce – PGNiG SA, której założenia były już prezentowane na konferencji PCHET 2019 [11]. Wpisując się w globalne trendy wodorowe, w PGNiG w Oddziale Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze już rok wcześniej powołano Centrum Kompetencji Technicznych ds. Wodoru, działające na zasadzie zespołu zadaniowego, którego podstawowym celem jest właśnie monitoring światowych trendów związanych z rozwojem gospodarki wodorowej pod kątem ściśle technicznym. W skali kraju w ostatnich latach powstaje wiele klastrów i stowarzyszeń skupionych na gospodarce wodorowej. Taką inicjatywą jest również „ponadfirmowy” Zespół Ekspertów ds. Wodoru, powstały przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa.

Literatura

- [1] <https://pl.wikipedia.org/wiki/Wod%C3%B3r>, grudzień 2019 r.
- [2] PN-EN ISO 6976:2008 – Gaz ziemny – Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczb Wobbego na podstawie składu.
- [3] Lawrence W. Jones. *Toward a liquid hydrogen fuel economy*, University of Michigan Engineering Technical Report UMR2320, 13 marca 1970.
- [4] G. Rosłonek, „Gazowe paliwa wodorowe – szansa dla gospodarki niskoemisyjnej”, prezentacja na konferencji ENERGAS 2019, 31/01-01/02.2019 r.
- [5] Prezentacja firmy Grupa Azoty „Wodór do zastosowań w transporcie”, spotkanie Parlamentarnego Zespołu Wodorowego, Bruksela, 5 marca 2019 r.
- [6] ISO 14687-2:2012 – Hydrogen fuel – Product specification. Part 2 – Proton exchange membrane (PEM) fuel cell application for road vehicles.
- [7] D. Dzirba, G. Rosłonek, *Przyszłość to technologie wodorowe*, „Przeгляд Gazowniczy”, nr 4, 2018.
- [8] K. Altfeld, D. Pinchbeck, *Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems*, DIV Deutscher Industrieverlag, gas for energy 03/2013.
- [9] M. Chaczykowski, A. Osiadacz, *Technologie Power-to-Gas w aspekcie współpracy z systemami gazowniczymi*, VI Konferencja Naukowo-Techniczna Energetyka Gazowa 2016, 20–22 kwietnia 2016, Zawiercie, Jura Krakowsko-Częstochowska.
- [10] GERG (*European Gas Research Group*) (www.gerg.eu).
- [11] C. Starczewski, *Budowanie kompetencji wodorowych w PGNiG SA*, Konferencja 2nd Polish Conference on Hydrogen Energy and Technology PCHET 2019, Gdynia 01.10.2019 r.

Obszar wodorowy – nowe kierunki prac badawczych w Departamencie Badań i Rozwoju PGNiG SA

Cezary Starczewski, Bartosz Stachowiak

Jedną z istotnych kwestii toczącej się obecnie debaty publicznej w Unii Europejskiej związana jest z osiągnięciem neutralności klimatycznej do 2050 roku przez państwa członkowskie UE. Co do samych założeń, wszyscy uczestnicy debaty są zgodni, że problemy związane z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza wymagają szczególnej uwagi i podejmowania odpowiednich działań. Mimo rozbieżności pomiędzy poszczególnymi państwami członkowskimi UE co do wyboru odpowiedniej drogi postępowania, już teraz można wskazać obszary tematyczne, których implementacja w ramach przyszłego rozwiązania politycznego się rozpoczęła i nadal będzie rozwijana. Obszarem, który zwrócił uwagę decydentów szeroko rozumianego przemysłu i jednostek naukowo-badawczych jest wodór. Intensyfikację prac badawczo-rozwojowych w wybranych krajach UE można obserwować od początku drugiej dekady XXI wieku. Wodór wpisuje się w obecnie funkcjonujące już rozwiązania systemowe w przemyśle, a zwłaszcza w produkcję energii z wykorzystaniem jej odnawialnych źródeł oraz możliwości jej konsumpcji.

Możliwość wykorzystania wodoru w działalności gospodarczej są przedmiotem prac prowadzonych w wielu krajach świata. Główne ośrodki tych prac znajdują się w Japonii, Korei Południowej, USA, Niemczech, Francji i Norwegii. Prace te skupiają się na zastosowaniu wodoru jako nośnika energii i paliwa alternatywnego. Wodór traktowany jako nośnik energii znajduje się w obszarze zainteresowań przedsiębiorstw z sektora energetycznego, a jako paliwo alternatywne w transporcie budzi zainteresowanie głównie przemysłu motoryzacyjnego, transportowego, *oil and gas*, energetycznego oraz automatyki przemysłowej. Mając na uwadze postępujący na świecie rozwój badań w tym zakresie, wodór stał się jednym z obszarów zainteresowań Departamentu Badań i Rozwoju PGNiG.

Prace nad możliwością wykorzystania wodoru jako potencjalnego produktu – znajdującego się w ofercie PGNiG oraz podmiotów z GK PGNiG – zostały zapoczątkowane w 2018 roku. Pierwszym etapem było określenie uwarunkowań i czynników mających wpływ na możliwości wykorzystania wodoru w działalności przedsiębiorstwa. Zidentyfikowano czynniki mające wpływ na wprowadzenie wodoru w warunkach polskiej gospodarki. Na tej podstawie określono główne obszary potencjalnej implementacji wodoru przez podmioty z GK PGNiG. Jednocześnie wprowadzono monitoring działań i prac badawczo-rozwojowych związanych z wprowadzaniem

wodoru przez przedsiębiorstwa w Europie, Azji i USA oraz w innych częściach świata. Takie podejście – będące efektem realizacji projektu Eliza – pozwoliło na uszeregowanie prac i planów badawczych realizowanych w PGNiG, z uwzględnieniem postępu naukowo-technicznego w poszczególnych branżach. Umożliwiło to uruchomienie działań w formie projektowej, a w niedalekiej przyszłości zbiór poszczególnych projektów pozwoli na uruchomienie programu wodorowego o charakterze badawczo-rozwojowym w GK PGNiG.

Głównymi obszarami implementacji wodoru, zidentyfikowanymi w GK PGNiG, jest dystrybucja wodoru, procesy wytwórcze wodoru z wykorzystaniem OZE, magazynowanie wodoru w PMG oraz jego wykorzystanie w energetyce przemysłowej rozproszonej. Biorąc pod uwagę rozwój prac prowadzonych na świecie przez wiodące międzynarodowe koncerny, szczególną uwagę zwrócono na sektor motoryzacyjny. Światowe koncerny motoryzacyjne od kilku lat wprowadzają na rynek lub pokazują na międzynarodowych targach nowe rodzaje pojazdów zasilanych paliwem gazowym, jakim jest wodór (czyli jednym z paliw alternatywnych). Wodór w tych pojazdach jest wykorzystywany do zasilania ogniw paliwowych. W wyniku zachodzących w nich reakcji fizykochemicznych produkują energię elektryczną wykorzystywaną przez silniki elektryczne służące do napędzania pojazdów. Obecnie na rynku spotykane są samochody osobowe, dostawcze

i ciężarowe oraz autobusy miejskie zasilane paliwem wodorowym. Wodór w tych pojazdach przechowywany jest w specjalnych zbiornikach, do których tankowany jest pod ciśnieniem 700 lub 350 bar, co powoduje konieczność budowy specjalnych stacji tankowania tego paliwa gazowego. W tym zakresie prowadzone są obecnie prace w Departamencie Badań i Rozwoju PGNiG SA, którego celem jest zbudowanie i uruchomienie stacji badawczej tankowania wodoru. Projekt ten znajduje się w fazie realizacji. Odbyna się ona przy współpracy z producentem pojazdów samochodów zasilanych wodorem – jest nim Toyota. W połowie 2019 roku PGNiG podpisał list intencyjny o współpracy z firmą Toyota Motor Poland, a dalsza współpraca może być przedmiotem kolejnych tzw. projektów wodorowych.

Realizacja projektów wodorowych będzie możliwa przy wykorzystaniu efektu synergii pomiędzy innymi obszarami, prowadzonymi obecnie w ramach działalności badawczo-rozwojowej. Koncentrują się one zwłaszcza na wytwarzaniu tzw. zielonego wodoru, z wykorzystaniem własnych źródeł wytwarzania energii, w tym OZE, rozwijanymi w poszczególnych obiektach PGNiG. Ten element prac jest możliwy w ramach współpracy wielu jednostek organizacyjnych PGNiG oraz jednostek naukowo-badawczych, w tym Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla. Podjęte prace znajdują się na etapie przygotowania dedykowanego projektu badawczo-rozwojowego. Przygotowywane są rozwiązania systemowe obejmujące proces od wytworzenia energii, poprzez jej wykorzystanie do produkcji wodoru, aż do jej dostarczenia odbiorcom końcowym do wybranych instalacji dystrybucyjnych.

Oddzielna grupa prac badawczych koncentruje się na możliwości magazynowania wodoru – traktowanego jako nośnik energii – z wykorzystaniem zasobów znajdujących się w dyspozycji GK PNiG. Badania te obejmują zagadnienia związane z możliwością magazynowania wodoru w kawernowych podziemnych magazynach gazu. Obecnie prace te są prowadzone na zlecenie Departamentu Badań i Rozwoju przez Instytut Nafty i Gazu, we współpracy z Chemkop sp z o.o. Ich wynik pozwoli na podjęcie decyzji o budowie badawczej instalacji magazynującej wodór na terenie jednego z KPMG, którego PGNiG jest właścicielem.

Projekt magazynowania wodoru w KPMG powiązany jest logicznie z innym obszarem, będącym przedmiotem zainteresowania Departamentu Badań i Rozwoju PGNiG. Wodór magazynowany jest w celu dostarczenia go klientowi końcowemu. Zmagazynowany wodór w KPMG w sposób efektywny może być transportowany z wykorzystaniem infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej sieci gazowej. W związku z tym

obecnie w fazie przygotowania znajduje się projekt *Power to Gas*, który ma być realizowany we współpracy z jednym z wydziałów Politechniki Warszawskiej na przygotowanym poligonie badawczym zlokalizowanym na terenie jednego z oddziałów PGNiG.

Kolejny przedmiot prac badawczych związany jest z zastosowaniem wodoru w ramach energetyki przemysłowej i rozproszonej. Możliwe jest wykorzystanie wodoru w instalacjach do produkcji energii elektrycznej i ciepłej na skalę przemysłową. Obecnie przedmiotem prac jest określenie stopnia mieszania wodoru z gazem ziemnym zasilającym dedykowaną instalację wytwórczą oraz wpływu tej mieszaniny na elementy składowe sieci gazowych. Dodatkowo, istnieje możliwość dostarczania źródeł produkcji energii elektrycznej małej mocy – stacjonarnych ogniw paliwowych – zasilanych wodorem na



Mirai po japońsku oznacza „przyszłość”. Toyota Mirai to auto, które rozpoczyna nowy rozdział w historii motoryzacji.

potrzeby osiedli mieszkaniowych albo wybranych zakładów produkcyjnych.

Realizacja prac w ramach przedstawionych obszarów badawczych podzielona jest na projekty, które w najbliższym czasie mogą przekształcić się w program możliwości wykorzystania wodoru w GK PGNiG. Będą to działania rozłożone w czasie i powiązane ze sobą logicznie i funkcjonalnie. Taka konstrukcja planowanego programu ma pozwolić na przygotowanie rozwiązania systemowego, umożliwiającego uzyskanie maksymalnego efektu ekonomicznego, środowiskowego i wizerunkowego PGNiG. W ten sposób PGNiG zamierza wykorzystać działalność badawczo-rozwojową do przygotowania się do wprowadzenia nowego rodzaju paliwa gazowego, które może (a nawet przez wielu ekspertów branżowych już jest tak nazywane) stać się paliwem XXI wieku.

Cezary Starczewski, Bartosz Stachowiak, Departament Badań i Rozwoju PGNiG SA



Jedynie takie biuro w Polsce

Jacek Cegła, PGNiG Obrót Detaliczny

Zabytkowy budynek znajdujący się w kompleksie dawnej Gazowni Warszawskiej przy ul. Kasprzaka 25 zyskał drugie życie. To właśnie tam PGNiG Obrót Detaliczny otworzyło nowoczesne i komfortowe Biuro Obsługi Klienta.

BOK mieści się w zbudowanym w 1900 roku dawnym domu dyrektora gazowni. W uroczystym otwarciu, które odbyło się w wyjątkowej oprawie, uczestniczyli członkowie zarządów Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA i PGNiG Obrót Detaliczny. – *Aby zachować historyczny charakter obiektu, który od 2005 roku znajduje się pod nadzorem konserwatora zabytków, powstał całkowicie nowy i indywidualny projekt, dedykowany wyłącznie tej lokalizacji. Placówka łączy w sobie elementy podkreślające tradycję branży gazowniczej z nowoczesnymi rozwiązaniami technologicznymi. To dowód na to, że pamiętając o historii, idziemy w kierunku nowoczesności* – powiedział **Piotr Woźniak**, prezes zarządu PGNiG SA.

Architektom nadzorującym remont dawnego domu dyrektora udało się utrzymać historyczny charakter budynku. Po wejściu do





BOK-u uwagę przykuwają surowe, czerwone cegły, będące najbardziej charakterystycznym, wizualnym elementem zabudowań gazowni na Woli. Zachowano i zabezpieczono oryginalną posadzkę ceramiczną i drewniane drzwi wejściowe od ul. Kasprzaka, które poddano renowacji konserwatorskiej. Klienci mogą również obejrzeć ekspozycję zabytkowych, pieczołowicie odrestaurowanych gazomierzy. Niektóre z nich liczą sobie prawie sto lat.

W placówce znajduje się dziewięć stanowisk do obsługi klientów oraz przytulny kąciok dla najmłodszych. Sprawy związane z zakupem gazu czy prądu mogą tu załatwić nie tylko mieszkańcy warszawskiej Woli, ale też wszyscy obecni i przyszli klienci PGNiG. Obiekt dostosowany jest do potrzeb osób niepełnosprawnych. W tym celu zamontowano m.in. specjalną platformę schodową.

– *Strategia operacyjna PGNiG Obrót Detaliczny na lata 2017–2020 zakłada m.in. podniesienie standardu obsługi klienta detalicznego oraz małego biznesu. Jednym z kluczowych elementów tej zmiany jest modernizacja sieci BOK-ów w całym kraju. Cieszę się, że mam przyjemność oficjalnie otworzyć ten wyjątkowy, odrestaurowany BOK, który z pewnością znajdzie uznanie w oczach klientów* – podkreślił **Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny**.

Ogólnopolski program modernizacji BOK-ów PGNiG Obrót Detaliczny, obejmujący również relokacje istniejących biur i uruchamianie nowych placówek m.in. w centrach handlowych, rozpoczął się w 2018 roku. Dotychczas spółka zmodernizowała 43 biura w całym kraju.

– *Z myślą o komforcie klientów, a także pracowników zdecydowaliśmy się na kompleksowy program modernizacji biur obsługi. Projekt „BOK 2.0” to jednak nie tylko zmiana wizualna i estetyczna. To zupełnie nowe podejście do obsługi, polegające między innymi na większej profesjonalizacji procesów oraz wprowadzaniu nowych produktów i usług do oferty spółki. To także najpopularniejsza w Polsce aplikacja mobilna mBOK oraz pełna*

obsługa klientów, włącznie z podpisywaniem umów poprzez stronę internetową, czyli bez wychodzenia z domu – wylicza prezes Henryk Mucha.

Do końca 2019 roku PGNiG Obrót Detaliczny odda do użytku 48 odnowionych biur obsługi i sprzedaży, a na przyszły rok planowane są prace modernizacyjne w kolejnych 32 lokalizacjach. Projekt „BOK 2.0” potrwa do końca 2021 roku.

Wraz z modernizacją BOK-ów, PGNiG Obrót Detaliczny od dwóch lat inwestuje także w rozwój zdalnych narzędzi do kontaktu z klientem. Spółka udostępniła bezpłatną aplikację mobilną, która została już zainstalowana ponad 570 tys. razy, a elektroniczną fakturę wybrało już ponad 950 tys. osób. Dużą popularnością cieszy się także elektroniczny BOK (eBOK), z którego korzysta ponad 1,1 mln osób. Od niedawna – jako pierwsza firma energetyczna w Europie – PGNiG Obrót Detaliczny umożliwił również podpisanie umowy gazowej potencjalnym klientom bez wychodzenia z domu.



PGNiG: odkryliśmy Shreka w Norwegii

Marcin Poznań

Shrek, nowo odkryte złożo ropy naftowej i gazu ziemnego, znajduje się na koncesji PL 838 na Morzu Norweskim. Według wstępnych wycień najbardziej prawdopodobne zasoby wydobywalne węglowodorów wynoszą 29 mln boe (baryłek ekwiwalentu ropy naftowej).



– Zgodnie z planem prac badawczych nasze wiercenia na prospekcie Shrek trwały półtora miesiąca. Potwierdziliśmy obecność gazu ziemnego i ropy naftowej w piaskowcach jury dolnej i środkowej. Z wykonanych otworów pobraliśmy rdzenie, próbki płynów złożowych i wykonaliśmy szczegółowe pomiary geofizyczne, co pozwoliło nam wstępnie określić wielkość i jakość złoża – powiedział **Piotr Woźniak, prezes PGNiG**.

Do wierceń wykorzystano najnowocześniejszą pływającą platformę wiertniczą Deepsea Nordkapp, wynajętą od firmy Odfjell. Wiercenie dwóch otworów – głównego i bocznego, które doprowadziły do złoża – zajęło 45 dni. Głębokość wody na obszarze wierceń wyniosła około 360 metrów. Na strop skał piaskowcowych natrafiono na głębokości około 2 tys. m pod powierzchnią wody.

– Ta sprawnie przeprowadzana operacja to ogromny sukces naszej norweskiej spółki PGNiG Upstream Norway, która w dodatku pełni na tej koncesji rolę operatora, czyli kieruje pracami całego konsorcjum – podkreślił Piotr Woź-

BOE to baryłka ekwiwalentu ropy naftowej albo baryłka przeliczeniowa ropy naftowej – jednostka energii określająca ilość energii otrzymanej w wyniku spalania 1 baryłki ropy naftowej (około 1,7 MWh). Wykorzystywana jest zwłaszcza w celu podania wielkości połączonych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego, jak w przypadku złoża.

niak. W skład konsorcjum wchodzi także firmy Aker BP oraz Lime Petroleum. Obie posiadają po 30 proc. udziałów w koncesji. PGNiG Upstream Norway ma większość – 40 proc.

Zasoby Shreka oszacowano na 29 mln boe w kategorii P50, co oznacza, że z prawdopodobieństwem 50 proc. można liczyć na wydobycie przynajmniej takiego wolumenu węglowodorów. Warto dodać, że wstępne szacunki zasobności złoża mieściły się w przedziale od 19 do 38 mln boe, co potwierdził Norweski Dyrektoriat



Pływająca jednostka wydobywczo-magazynująca Skarv FPSO znajduje się około pięciu km od nowo odkrytego złoża. To najprawdopodobniej do niej zostanie w przyszłości podłączony Shrek. W tle widoczna jest półzanurzalna platforma Deepsea Nordkapp, która pracowała przy odwiertach na Shreku.

Naftowy (NPD). Nowo odkryte złożo znajduje się na Morzu Norweskim i sąsiaduje bezpośrednio z koncesjami Skarv i AERfugl, na których PGNiG już prowadzi wydobywanie. Na złożu Skarv działa specjalna pływająca jednostka wydobywczo-magazynująca o tej samej nazwie. Najprawdopodobniej to do niej w przyszłości podłączone zostanie złożo Shrek.

– Podłączenie w przyszłości nowego złoża do funkcjonującej tak blisko infrastruktury wydobywczej wpłynie pozytywnie na rentowność całego projektu Skarv, na którym prowadzimy już działalność – dodał prezes PGNiG.

Kategoria P50

Przy szacowaniu zasobności złoża P50 oznacza, że istnieje statystycznie 50 proc. szans na to, że wartość zasobów przekroczy wartość określoną jako P50. Na przykład jeśli zasoby wydobywalne (P50) złoża Shrek wynoszą 29 mln boe, to z prawdopodobieństwem 50 proc. można liczyć na wydobywanie przynajmniej 29 mln boe węglowodorów (głównie ropy i gazu).

Zanim jednak dojdzie do rozpoczęcia wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ze Shreka, minie kilka lat. Wcześniej konieczne jest opracowanie koncepcji zagospodarowania złoża oraz uzyskanie u norweskich władz odpowiednich pozwoleń i decyzji zatwierdzających, a potem wykonanie wierceń otworów produkcyjnych i budowa instalacji wydobywczych.

Przez najbliższe miesiące pozyskane ze Shreka dane geologiczno-geofizyczne i złożowe będą poddawane szczegółowym analizom. Pozwolą one dokładnie określić zasoby nowego odkrycia i granice złoża oraz umożliwią przygotowanie założeń do jego zagospodarowania i uruchomienia produkcji.

Złożo Shrek jest dla PGNiG Upstream Norway wyjątkowe pod wieloma względami. PGNiG po raz pierwszy

w historii prac na Norweskim Szelfie Kontynentalnym prowadzi wiercenia jako operator koncesji. Wynika to z faktu, że władze Norwegii udzieliły PGNiG największej transzy udziałów (40 proc.) w koncesji PL838. Bardzo rzadko się zdarza, że firma – wierząc pierwszy w historii otwór w roli operatora – od razu trafia na złożo, jak stało się w przypadku Shreka. To oczywiście efekt precyzyjnie przygotowanego planu eksploracji złoża z wykorzystaniem wiedzy polskich geologów.

Pełniąc rolę operatora na koncesji, PGNiG nie tylko kieruje pracami wiertniczymi i przygotowuje plan kolejnych wierceń, ale jest także odpowiedzialne za pozyskanie niezbędnych materiałów, sprzętu i wykonawców poszczególnych prac wiertniczych i usług wspierających. PGNiG będzie również odpowiadać za udostępnienie złoża, czyli przygotowanie go do etapu wydobywania, a także za nadzór nad produkcją gazu i ropy.

Dzięki nowemu odkryciu zwiększy się wydobywanie gazu ziemnego przez PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym – po 2022 roku produkcja gazu ziemnego spółki ma tam wynieść łącznie 2,5 mld m sześć. rocznie.



Tak wyglądało wiercenie otworu poszukiwawczego w prospekcie Shrek około 350 m pod powierzchnią Morza Norweskiego. Dalej świder wwiercał się w głąb dna morza na głębokość ponad 2 km. Cała operacja wiercenia dwóch otworów trwała 45 dni.

Na Norweskim Szelfie Kontynentalnym spółka PGNiG Upstream Norway posiada obecnie udziały w 26 koncesjach poszukiwawczych i wydobywczych. Koncesje przy-

Zasoby wydobywalne – część zasobów geologicznych możliwych do wydobywania w procesie eksploatacji, przy założeniu maksymalnego stopnia szczypania zasobów.

znawane są co roku przez rząd norweski w ramach tzw. rund koncesyjnych. Udziały w koncesjach nabywane są także w drodze przejęć od innych podmiotów. Ostatnimi akwizycjami dokonanymi w Norwegii przez PGNiG były udziały w złożach Tommeliten Alpha, Król Lear oraz Duva. W przypadku tego ostatniego złoża norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii ostatecznie zatwierdziło nabycie go przez PGNiG w październiku 2019 roku.

Rusza drugi konkurs w ramach **Wspólnego Przedsięwzięcia INGA**

3 lutego 2020 roku ruszy nabór wniosków w drugim już konkursie Wspólnego Przedsięwzięcia INGA, realizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR), Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA (PGNiG) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. Budżet konkursu na wsparcie nowatorskich projektów z sektora gazownictwa wynosi 311 milionów złotych.

W branży gazownictwa INGA jest synonimem pracy nad innowacjami mającymi zmienić oblicze tego segmentu gospodarki w Polsce i wypromować go na tle globalnych konkurentów. Przedsięwzięcie swoim zakresem obejmuje takie obszary tematyczne jak poszukiwanie, wydobywanie węgla i produkcja paliw gazowych; pozyskanie metanu z pokładów węgla; materiały do budowy i eksploatacji sieci gazowych; sieci gazowe; technologie związane z LNG i CNG; technologie wodorowe i paliwa gazowe; technologie stosowane we współpracy z klientami; ochrona środowiska i bhp; informatyka i cyberbezpieczeństwo, a także podziemne magazynowanie węgla.

– Pierwszy konkurs INGA był dla wszystkich zaangażowanych firm i instytucji swoistym pilotażem.

W jego wyniku wyłoniono projekty B+R istotne dla rozwoju branży oil&gas. W wyniku pierwszego konkursu zidentyfikowaliśmy także możliwe usprawnienia, które wprowadzono do procedury drugiego konkursu, by Wspólne Przedsięwzięcie INGA stało się coraz efektywniejszym narzędziem współpracy nauki z przemysłem. Zależało nam na zwiększeniu liczby adresatów oferty konkursowej – skomentował **Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju**. – W przypadku PGNiG z programu INGA po pierwszym konkursie pozytywnie zakwalifikowanych do dofinansowania zostało 9 projektów na łączną kwotę 82 mln zł. Liczymy na więcej ciekawych innowacyjnych projektów w drugiej edycji – dodał Łukasz Kroplewski.



**WSPÓLNE PRZEDSIĘWZIĘCIE
INGA**

311 MLN ZŁ

**NA WSPARCIE
NOWATORSKICH PROJEKTÓW
Z SEKTORA GAZOWNICTWA**



Gaz LNG w transporcie ciężkim

Rafał Pazura

Autobusy zasilane gazem CNG lub LNG coraz częściej pojawiają się na ulicach polskich miast. To dowód na to, że samorządowcy i przewoźnicy doceniają nie tylko aspekty ekologiczne tego paliwa, lecz także oszczędności wynikające z użytkowania takich pojazdów. A co z transportem zdominowanym przez potężne ciężarówki, spalające mało przyjazny dla środowiska olej napędowy?

To była tylko kwestia czasu, by polskie firmy zwróciły uwagę na gaz ziemny w transporcie ciężkim. W tej branży dominuje jednak technologicznie LNG, a coraz więcej europejskich potentatów produkujących popularne ciągniki siodłowe w swoim portfolio zaczyna oferować takie pojazdy. Pod koniec września 2019 roku PGNiG Obrót Detaliczny podpisało umowę na dostawy ponad 1000 ton LNG do 27 samochodów ciężarowych, należących do firmy Bisek-Asfalt z Dolnego Śląska.

– Cieszę się, że skroplony gaz ziemny będzie zasilal pierwszą i największą w Polsce flotę pojazdów ciężarowych z silnikami napędzanymi LNG. Wejście w ciężki transport kołowy pokazuje, jak bardzo uniwersalne jest to paliwo. Szczególnie teraz, gdy obowiązuje zerowa stawka akcyzowa, LNG i CNG są rzeczywistą alternatywą dla paliw ropopochodnych – powiedział **Marcin Szczudło**, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny.

Umowa zakłada sukcesywne dostawy LNG dla Bisek-Asfalt do 30 czerwca 2020 roku. Realizacja dostaw prowadzona będzie z wykorzystaniem specjalistycznych autocystern kriogenicznych, przystosowanych do przewozu gazu ziemnego w temperaturze 160°C poniżej zera. Co istotne, umowa przewiduje, że ekologiczne paliwo LNG zasilą nie tylko pojazdy własne firmy Bisek-Asfalt. Na jej terenie powstanie stacja tankowania LNG, która umożliwi sprzedaż tego paliwa innym odbiorcom.

Gaz ziemny, jako paliwo do silników spalinowych, stanowi również ekologiczną alternatywę dla silników na-



peędzanych olejem napędowym, dominujących w transporcie ciężkim. Wykorzystanie gazu ziemnego pozwala na uzyskanie znacznej redukcji emisji dwutlenku węgla. Ponadto, silniki zasilane gazem ziemnym zapewniają niski poziom emisji takich zanieczyszczeń powietrza, jak NO_x i cząstki stałe. Pojazdy ciężarowe zasilane LNG zyskują i będą zyskiwać coraz większą popularność również ze względów ekonomicznych. – Nie tylko zrobiliśmy krok w stronę ekologii, ale też wyraźnie zmniejszyliśmy koszty eksploatacji pojazdów. Zredukowaliśmy koszty utrzymania naszej floty pojazdów ciężarowych nawet o 55%. Na każdych 1000 przejechanych kilometrów ciężarówką zasilaną LNG oszczędzamy niemal 700 zł w porównaniu z pojazdem zasilanym olejem napędowym – powiedział **Michał Bisek**, prezes Bisek-Asfalt.

Potencjał pojazdów ciężarowych zasilanych LNG doceniono m.in. w Niemczech, gdzie mogą one bezpłatnie poruszać się po autostradach. Tego typu preferencje dla paliw gazowych w transporcie, w połączeniu z atrakcyjną ceną paliwa, powodują, iż przewoźnicy coraz częściej będą zainteresowani skorzystaniem z tego rozwiązania. Ekspert są zgodni, że ta stosunkowo młoda technologia ma duży potencjał rozwoju także w Polsce. Prawie 250 tysięcy ciągników siodłowych, z miliona użytkowanych w Europie, zarejestrowanych jest w Polsce. W kontekście rozwoju tego rynku kluczowe więc będą inwestycje w infrastrukturę tankowania LNG.



Nagroda Nowy Impuls dla PSG

Artur Michniewicz, Departament Komunikacji

Polska Spółka Gazownictwa została laureatem tegorocznej nagrody Nowy Impuls, przyznawanej przez „Magazyn Gospodarczy Nowy Impuls” oraz portal WNP.PL.

Wyóżnienie, wręczone 1 października podczas XVI Kongresu Nowego Przemysłu w Warszawie, przyznano za realizowany przez PSG program przyspieszenia gazyfikacji Polski z wykorzystaniem LNG. Nagroda od lat przyznawana jest osobom, firmom i instytucjom, które swoją działalnością wyznaczają nowe drogi rozwoju polskiej energetyki, inspirują i mobilizują innych oraz inicjują zmiany na lepsze. Wyróżniane są też programy o nowatorskim i przełomowym charakterze.

Nagrodę w imieniu Polskiej Spółki Gazownictwa odebrał Marian Żołyński, prezes zarządu PSG, który powiedział, że rozpoczynając realizację Programu Przyspieszonych Inwestycji, PSG miała świadomość, jak ogromne jest to zadanie i jak duża odpowiedzialność spoczywa na spółce. Zapewnił też, że firma dołoży wszelkich starań, aby na koniec 2022 roku 300 nowych gmin miało dostęp do gazu, a stopień gazyfikacji Polski wzrósł z obecnych 60 do ponad 72 procent. Ta gazyfikacja w dużej mierze możliwa jest także dzięki dostępowi do skroplonego gazu LNG z terminalu w Świnoujściu, bo umożliwia korzystanie z najnowocześniejszych technologii i budowę stacji regazyfikacji LNG tam, gdzie budowa tradycyjnych gazociągów jest niemożliwa lub kosztowna i czasochłonna.

W uzasadnieniu decyzji o przyznaniu PSG nagrody jurorzy podkreślili, że gazyfikacja 300 nowych gmin, plano-

wana przez PSG do końca 2022 roku, to szansa nie tylko na ograniczenie smogu, ale również na nowe inwestycje, nowe miejsca pracy i wpływ na rozwój całych regionów.

2 października prezes Marian Żołyński uczestniczył w odbywającym się w trakcie XVI Kongresu Nowego Przemysłu panelu „Rozwój rynku gazu”.

Podczas dyskusji omawiane były m.in. czynniki napędzające rozwój rynku gazu w Polsce, wpływ Gazoportu i dostaw LNG, znaczenie rozbudowy infrastruktury przesyłowej, obszary rynku, w których następują największe zmiany, gaz jako paliwo dla energetyki, skuteczna walka ze smogiem, gazyfikacja obszarów niezgazyfikowanych i budowa małych stacji regazyfikacyjnych. Marian Żołyński podkreślił, że prowadzona gazyfikacja w dużej mierze możliwa jest dzięki tzw. gazyfikacji wyspowej, czyli budowie stacji regazyfikacji LNG. Dodał, że obecnie w kraju są obszary, w których nie ma dostępu do gazu ziemnego, jak na przykład województwo podlaskie czy część województwa łódzkiego. PSG chce to zmienić, likwidując tzw. białe plamy na mapie polskiego gazownictwa.

W panelu uczestniczyli także Jacek Ziarno, redaktor naczelny „Magazynu Gospodarczego Nowy Przemysł”, Piotr Listwoń, wiceprezes Towarowej Giełdy Energii, Mirosław Skowron, członek zarządu CIECH SA, oraz Janusz Steinhoff, wicepremier, minister gospodarki w latach 1997–2001.



Członkowie zarządu PSG, od lewej:
Ireneusz Krupa,
Marian Żołyński, prezes PSG,
Wioletta Czemiel-Grzybowska,
Tadeusz Kuczborski,
Robert Gut

Wirtualne Muzeum Gazownictwa nagrodzone w konkursie Muzeum Widzialne

Aleksander Kobyłka, Departament Komunikacji

Wirtualne Muzeum Gazownictwa, projekt stworzony przez Departament Komunikacji PSG, zdobyło II nagrodę w IV edycji prestiżowego konkursu Muzeum Widzialne.

Nagrody w konkursie Muzeum Widzialne 2019 zostały wręczone podczas uroczystej gali, która odbyła się 23 października w Muzeum Miasta Gdyni. Wirtualne Muzeum Gazownictwa otrzymało nagrodę w kategorii „Grafika strony internetowej”.

– To dla nas niezwykle wyróżnienie, zwłaszcza że jesteśmy podmiotem, który mocno wyróżnia się w tym gronie. Polska Spółka Gazownictwa na co dzień jest operatorem systemu dystrybucyjnego gazu, a więc jest to działalność odległa od pracy muzeum – powiedział Aleksander Kobyłka, główny specjalista ds. komunikacji, kierownik projektu stworzenia Wirtualnego Muzeum Gazownictwa. – Staramy się jednak również dbać o długą tradycję gazownictwa na ziemiach polskich i opowiadać o niej w nowoczesny i atrak-



cyjny sposób. Stąd pomysł na Wirtualne Muzeum Gazownictwa – dodał.

Założeniem projektu Muzeum Widzialne jest popularyzacja najlepszych systemów identyfikacji wizualnej i rozwiązań graficznych wdrożonych przez muzea, a także promowanie wiedzy i rozwiązań z obszaru budowy marki i działań wizerunkowych. Organizatorem konkursu jest Narodowy Instytut Muzealnictwa i Ochrony Zbiorów.

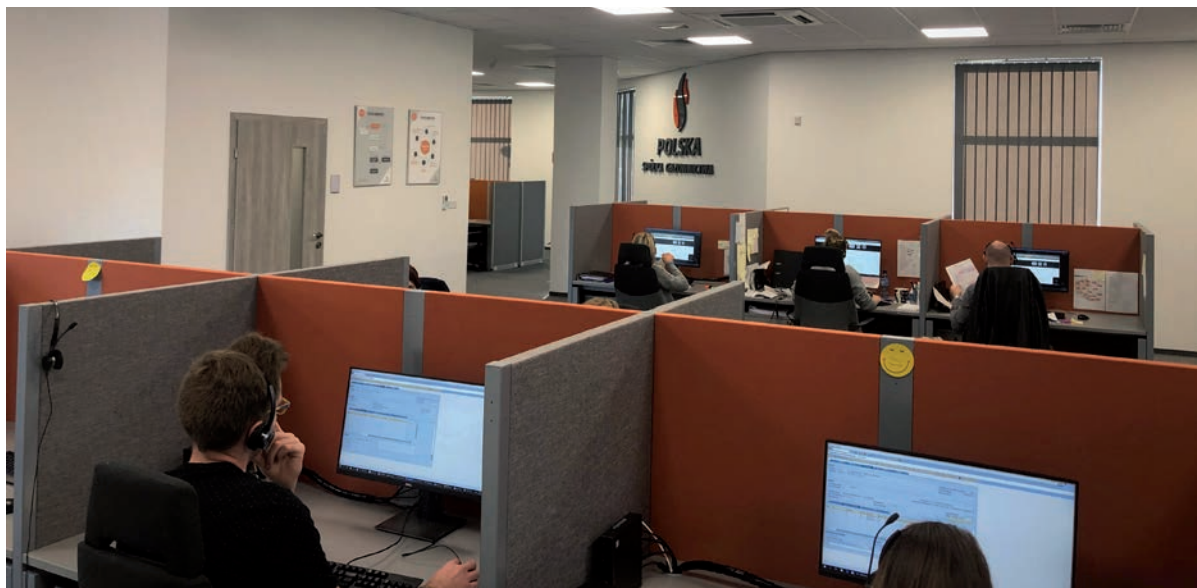
W 2019 roku odbyła się czwarta edycja konkursu, na którą wpłynęło rekordowo prawie 240 zgłoszeń. Nagrody przyznane zostały w sześciu kategoriach. Konkurs odbywa się co dwa lata.

Wirtualne Muzeum Gazownictwa (www.wmgaz.pl) to strona internetowa będąca platformą wiedzy o historii, teraźniejszości i przyszłości gazownictwa i gazu ziemnego. Celem projektu jest popularyzacja wiedzy o tych zagadnieniach. Jest on adresowany do ludzi zainteresowanych historią gazownictwa, pasjonatów inżynierii i techniki oraz uczniów i nauczycieli, a docelowo także naukowców i badaczy.

Mecenasem Wirtualnego Muzeum jest Polska Spółka Gazownictwa, a strona została stworzona przez Departament Komunikacji we współpracy z Muzeum Gazownictwa w Paczkowie.

Ogólnopolskie Contact Center w Jarosławiu

Tomasz Kinor, Biuro Contact Center



Projekt wdrożenia Ogólnopolskiego Contact Center przez Departament Usług Dystrybucyjnych i Obsługi Klienta jest elementem realizacji strategii PSG do 2022 roku w obszarze niebezpośredniej obsługi klientów. Najważniejsze cele biznesowe projektu to standaryzacja telefonicznej obsługi klientów w PSG, zwiększenie dostępności do informacji dla klientów dzięki elastycznym godzinom pracy Contact Center, a także optymalizacja kosztów wynikająca z ujednolicenia rozwiązań oraz odciążenia pracowników obsługujących klientów również przez telefon w innych jednostkach spółki.



Od lewej: minister Anna Schmidt-Rodziewicz, Krzysztof Kubów, wiceminister energii, Tadeusz Chrzan, starosta jarosławski.

Pierwszym krokiem do utworzenia Ogólnopolskiego Contact Center było powstanie w 2015 roku niewielkiej jednostki w Rybniku. Zatrudnieni tam

konsultanci realizowali telefoniczną obsługę klientów lokalnych gazowni. W październiku 2018 roku, wykorzystując doświadczenia i wiedzę pracowników z Rybnika oraz przy ich ogromnym zaangażowaniu, otwarto pilotażową, 25-osobową jednostkę w Jarosławiu, która przejęła do obsługi ruch telefoniczny z Rybnika. Jednocześnie wszyscy pracownicy CC Rybnik znaleźli zatrudnienie w OZG w Zabrzu.

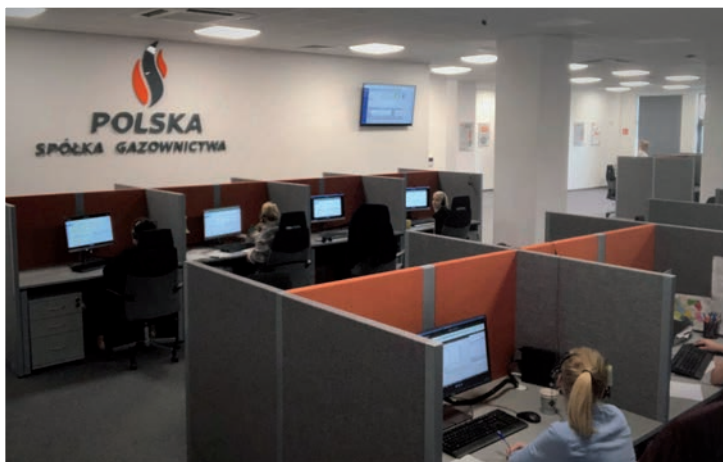
Dokładnie rok później, w październiku 2019 roku, uruchomiono Ogólnopolskie Contact Center w nowej lokalizacji w Jarosławiu, z osiemdziesięcioma stanowiskami pracy. Udało się to zrealizować dzięki współpracy Departamentu UDKD z pracownikami PSG z różnych obszarów, między innymi Departamentu Zarządzania Zasobami Ludzkimi, Departamentu Teleinformatyki, Departamentu Nieruchomości i Transportu oraz OZG w Jaśle. Ponadto, przez dwa miesiące Pracownicy Biura Contact Center, wraz z wyznaczonymi starszymi specjalistami ds. jakości obsługi klienta z BOK-u, opracowywali oraz realizowali cykl szkoleń i warsztatów dla nowych pracowników Contact Center.

W Biurze Contact Center działa również Wydział ds. Rozwoju Obsługi Klienta, który odpowiedzialny jest za monitorowanie oraz wspieranie pracy konsultantów, jak również za wyznaczanie ścieżki rozwoju obszaru niebezpośredniej obsługi klientów. Troje specjalistów oraz kierownik Biura Contact Center zapewniają bieżący monitoring i analizę kluczowych wskaźników, wsparcie merytoryczne i techniczne wszystkich użytkowników syste-

mu SAP CRM i SAP CC, współpracę z OZG w zakresie optymalizacji pracy zmierzającej do wzrostu satysfakcji klientów PSG oraz rozwój systemów obsługi klienta. Konsultanci Contact Center obsługują tygodniowo prawie 7 tysięcy zgłoszeń. We wrześniu padły rekordy połączeń zarówno przychodzących, jak i odebranych.

Główne kategorie rozmów to przede wszystkim tematy związane z przyłączeniem do sieci gazowej. Spodziewamy się jednak wzrostu liczby połączeń w kategorii uruchomienia i wstrzymania dostaw paliwa gazowego wraz z rozszerzeniem obszaru, na którym takie połączenia będą obsługiwane.

Aby określić wymagania i podnieść efektywność komunikacji, a tym samym jakość obsługi klientów, opracowano dokumenty i wskaźniki określające standardy, jak również wymagania obowiązujące w PSG w niebezpośredniej komunikacji z klientami. W ramach pracy Wydziału ds. Rozwoju Obsługi Klienta powstały między innymi standardy pracy Contact Center, skrypty rozmów i karta oceny konsultanta. Chcemy, aby 95% połączeń zostało odebranych przez



konsultantów i dążymy do tego, aby 90% tych połączeń zostało odebranych w 60 sekund. Prognozujemy również, że średni czas obsługi kontaktu (rozmowa wraz z jej podsumowaniem) będzie wynosił 5 minut.

Otwarcie MOK w Starachowicach

Anna Tańska-Zbróg, Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach

2 października br. Polska Spółka Gazownictwa oficjalnie otworzyła wyremontowane Miejsce Obsługi Klienta w gazowni w Starachowicach w województwie świętokrzyskim.

W uroczystym otwarciu udział wzięli: Ireneusz Krupa, członek zarządu PSG, Radosław Słoniewski, dyrektor OZG w Kielcach, Krzysztof Lipiec, poseł na Sejm RP, oraz Waldemar Chodorek, kierownik gazowni w Starachowicach z zastępcą Rajmundem Drózdkiem oraz pracownicy OZG w Kielcach. Uroczystość otwarcia połączona była z krótką konferencją prasową, podczas której podsumowano działania PSG na terenie województwa świętokrzyskiego.

Ireneusz Krupa podkreślił, że celem inwestycji jest przede wszystkim zapewnienie klientom jak najwyższych standardów obsługi. W całym kraju PSG odnawia MOK-i, co umożliwia lepszy kontakt z klientami. W MOK-u można podpisać umowę o podłączenie gospodarstwa do sieci albo załatwić sprawy bieżące. Jest to szczególnie ważne ze względu na rosnącą liczbę klientów, którzy zainteresowani są rezygnacją z opalania węglem na rzecz bardziej ekologicznego gazu.

Krzysztof Lipiec podkreślił, że Polska Spółka Gazownictwa zdecydowanie wkracza w świętokrzyską gospodar-



Od lewej: Waldemar Chodorek, kierownik gazowni w Starachowicach, Ireneusz Krupa, członek zarządu PSG, poseł Krzysztof Lipiec, Radosław Słoniewski, dyrektor OZG Kielce.

kę. Podziękował za działania na terenie województwa świętokrzyskiego i dodał, że dzięki nim mieszkańcy Starachowic i całego powiatu starachowickiego będą mogli liczyć na profesjonalną obsługę i sprawniej załatwiać wszystkie sprawy. Poseł powiedział również, że otwarcie wyremontowanego Miejsca Obsługi Klienta to także element realizacji rządowej polityki zrównoważonego rozwoju.

GAZ–SYSTEM: 15 lat bezpiecznego przesyłu

Tomasz Pietrasiński

W 2019 roku GAZ–SYSTEM obchodzi piętnaste urodziny. Rozbudowa sieci, wzrost ilości przesyłanego gazu, oddanie do eksploatacji najważniejszego obiektu na mapie polskiego gazownictwa – to wszystko pokazuje, jak znacznej modernizacji podlegał system przesyłowy przez ostatnie półtorej dekady.

Jednak w tym czasie wydarzyło się jeszcze coś znacznie ważniejszego, co sprawia, że na przemianę systemu przesyłowego można spojrzeć z innej perspektywy. Aby poznać skalę tych zmian, warto cofnąć się do 2006 roku. Zmniejszenie dostaw z kierunku Ukrainy, któremu towarzyszyła fala intensywnych mrozów, doprowadziło do konieczności wprowadzenia ograniczeń w przesyłach na terenie całego kraju. Po trzech latach wystąpiło kolejne zagrożenie dla odbiorców – wstrzymanie dostaw realizowanych przez punkt Drozdowicze.

Wspomnienie tamtych wydarzeń do dziś wśród gazowników wywołuje wiele emocji. Dzieje się tak, ponieważ zagrażały one nieprzerwanemu transportowi surowca – jednemu z filarów funkcjonowania GAZ–SYSTEM. Dziś pierwsze mrozy nie wywołują już tylu obaw (oczywiście, myślę wyłącznie o kwestiach bezpieczeństwa energetycznego). Do pewnego stopnia wynika to z tego, iż podczas ostatnich zim nie odnotowano rekordowo niskich temperatur. Podobnie jest obecnie. Drugą przyczyną tego względnego spokoju, jeśli chodzi o bezpieczeństwo, wynika z rewolucji infrastrukturalnej, która już się dokonała i przebiega w jeszcze szybszym tempie niż wcześniej. 3,5 roku temu do terminalu w Świnoujściu dotarła pierwsza komercyjna dostawa LNG. 5 grudnia tego roku odebrano już 76 dostaw skroplonego gazu ziemnego. Licząc od pierwszego transportu (zamówionego w grudniu 2015 roku w celu schłodzenia i rozruchu instalacji), do kraju drogą morską dotarło już ponad 14,5 mln m³ LNG.

Oczywiście, bezpieczeństwo energetyczne w obszarze gazu nie jest oparte wyłącznie na dywersyfikacyjnych możliwościach gazoportu. Obecnie jesteśmy w trakcie największej w historii rozbudowy systemu przesyłowego. Nawiązujemy tym samym do wspaniałych tradycji polskiego gazownictwa i czasów, w których ponad sto lat temu zaczęły powstawać gazociągi przesyłowe.

POWSTANIE GAZ–SYSTEM...

...jest bezpośrednio związane z wejściem naszego kraju do UE. Dyrektywa gazowa z 15 lipca 2003 roku wskazała, że należy rozdzielić działalność przesyłową

przedsiębiorstw gazowniczych od obrotu i dystrybucji, a także umożliwić innym podmiotom korzystanie z sieci przesyłowej na równych zasadach. 16 kwietnia 2004 roku ze struktur PGNiG SA wydzielono przedsiębiorstwo PGNiG Przesył sp. z o.o. Nowa spółka przejęła nadzór nad transportem gazu ziemnego najważniejszymi gazociągami w kraju. Dwa lata później nastąpiła zmiana formy prawnej i nazwy spółki na Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A.

Od tego czasu rola spółki rosła. Pełnimy funkcję operatora krajowego systemu przesyłowego oraz polskiego odcinka gazociągu Jamał–Europa Zachodnia, którego właścicielem jest firma System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ s.a.

Obecnie spółka zarządza siecią o długości niemal 11 tys. kilometrów. W latach 2004–2019 liczba ta ulegała zmianom wynikającym m.in. z oddawania segmentów, które z uwagi na swoje parametry lub położenie nie stanowiły infrastruktury przesyłowej (dynamikę zmian przedstawia tabela 1). Od 2006 roku wybudowaliśmy ponad 1,5 tys. km nowych gazociągów. W najbliższych latach łączna długość sieci znacznie się zwiększy, wraz z oddawaniem kolejnych elementów Korytarza Północ–Południe oraz Baltic Pipe. W pierwszym piętnastoleciu działalności GAZ–SYSTEM oddał do eksploatacji wiele ważnych obiektów. Najsłynniejszy to, oczywiście, Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu (2016), ale są wśród nich również tłocznie Goleniów (2011), Jarosław (2015), Jeleniów II (2016) oraz Odolanów (2018), węzły Lwówek (2009) i Rembelszczyzna (2015) oraz jedyne w Polsce Laboratorium Wzorcowania Gazomierzy w Hołowczycach (2017).

Rozwój naszej spółki zauważalny jest również we wzroście ilości przesyłanego przez nią gazu (tabela 2). Z jednej strony, jest to efekt zmian w polskiej energetyce, które sprawiają, że zapotrzebowanie na gaz rośnie. Potwierdzają to zarówno dane z tego piętnastolecia, jak i prognozy na kolejne lata, a nawet dekady. Z drugiej strony, aby ten wzrost znalazł odzwierciedlenie w wolumenach przesyłu, niezbędna była, i nadal jest, rozbudowa sieci gazowej nie tylko na poziomie gazociągów strategicznych, ale

i pozostałych, prowadzona przez inne podmioty, np. spółki dystrybucyjne.

W latach 2004–2019 ilość przesyłanego paliwa gazowego wzrosła prawie o 5 mld m³ w skali roku. To wielkość porównywalna z obecnymi całorocznymi zdolnościami regazyfikacyjnymi terminalu w Świnoujściu. Nie będzie więc przesadą stwierdzenie, że w tym czasie poziom przesyłu wzrósł o tyle, ile terminal może przyjąć w całym roku. Zasadne jest zatem pytanie: co stałoby się z polską gospodarką, gdyby w 2006 roku nie zapadła decyzja o budowie w Polsce terminalu LNG Świnoujściu?

Bazując na tak wymiernych wskaźnikach, jak np. poziom wykorzystania gazoportu, regularny wzrost przesyłanego paliwa oraz rozbudowa sieci przesyłowej, można stwierdzić, że GAZ–SYSTEM dobrze odrobił pracę domową zadaną piętnaście lat temu. Jednak są jeszcze trzy zagadnienia, które skłaniają do spojrzenia na spółkę z innej perspektywy.

Po pierwsze, GAZ–SYSTEM jest kreatorem rewolucji systemu przesyłowego, polegającej na przestawieniu dominującej osi przepływu gazu ze wschód–zachód na północ–południe. Celem projektów Baltic Pipe, Korytara Północ–Południe i rozbudowywanego terminalu LNG jest stworzenie nowych wejść do systemu przesyłowego i możliwości transportu surowca w kraju oraz do państw ościennych również z innych kierunków niż dotychczas. W tym celu prowadzimy intensywne prace związane z budową interkonektorów. Na połączeniu Polska–Słowacja prace budowlane już trwają, a gazociąg Polska–Litwa ma już wszystkie wymagane pozwolenia na budowę.

Po drugie, w okresie piętnastu lat spółka osiągnęła pozycję niezawodnego, niezależnego i wiarygodnego operatora gazociągów przesyłowych. Warunek, który sformułowano we wspomnianej dyrektywie gazowej z 2003 roku został więc spełniony.

Po trzecie, przez półtorej dekady spółka była wierna swojej misji zapewnienia bezpiecznego transportu gazu ziemnego w Polsce i aktywnego tworzenia zintegrowanego systemu przesyłowego w Europie. Można wręcz stwierdzić, że bezpieczeństwo jest wpisane w sposób myślenia i zasady postępowania pracownika GAZ–SYSTEM. To istotne również w kontekście podmiotów z nami współpracujących – dostawców, wykonawców, projektantów oraz np. służb ratowniczych.

Wielu z nas z pewnością pamięta z lekcji historii rozdziały o dwudziestolecu międzywojennym i Centralnym Okręgu Przemysłowym. Jednym z kluczowych elementów COP był budowany w drugiej połowie lat trzydziestych Gazociąg Centralny. GAZ–SYSTEM, realizując obecnie największy plan inwestycyjny w historii polskiego gazownictwa, nawiązuje do tej bogatej tradycji. U podstaw rozbudowy zarówno sprzed stu lat, jak i obecnej – prowadzonej przez naszą spółkę, leżało zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Kolejne 15 lat zaczynamy znaczącymi wyzwaniem. Baltic Pipe, rozbudowa terminalu i krajowego systemu przesyłowego to zadania wymagające od nas śmiałego patrzenia w przyszłość. Czyniąc to, jako spółka staramy się

korzystać z doświadczeń poprzedników – zarówno tych, którzy kiedyś pracowali w naszej firmie, jak i tych, którzy zajmowali się siecią przesyłową, gdy GAZ–SYSTEM jeszcze nie istniał.

Dr Tomasz Pietrasiński jest ekspertem w Pionie Komunikacji Korporacyjnej i Marketingu GAZ–SYSTEM.

Tabela 1.

Elementy polskiego systemu przesyłowego w latach 2004–2019

Rok	Długość gazociągów km	Liczba stacji szt.	Liczba węzłów szt.	Liczba tłoczni szt.
2004*	15 640	1 405	103	18
2005*	14 829	1 355	59	16
2006*	15 391	1 390	60	16
2007*	9 645	812	57	14
2008*	9 675	823	56	14
2009*	9 709	833	57	14
2010*	9 768	851	57	14
2011*	9 853	869	57	14
2012	10 033	887	58	14
2013	10 077	882	57	14
2014	10 323	884	57	14
2015	10 996	881	58	14
2016	10 989	896	44	15
2017	11 059	903	37	14
2018	10 743	848	34	15
2019	10 750	854	34	15

*2004–2011 – infrastruktura przesyłowa GAZ–SYSTEM łącznie z elementami systemu objętymi Umową Leasingu Operacyjnego; 2012–2019 – infrastruktura przesyłowa GAZ–SYSTEM (100%); 2019 – stan na 30 czerwca.

Tabela 2.

Ilość paliwa gazowego przesyłanego przez GAZ–SYSTEM w latach 2004–2019*

Rok	Ilość paliwa (mld m ³)
2004	14,6
2005	15,0
2006	15,0
2007	14,7
2008	14,8
2009	14,2
2010	15,5
2011	15,6
2012	16,3
2013	17,0
2014	16,5
2015	16,2
2016	18,1
2017	19,7
2018	19,4
2019 (do 30.06)	10,6

* Podana wielkość przesyłanego paliwa gazowego obejmuje pracę zbiorników Podziemnych Magazynów Gazu oraz uwzględnia przesył gazu zaazotowanego, którego objętość przeliczono na gaz wysokometanowy. Wielkość przesyłanego paliwa gazowego w jednostkach objętości jest wartością poglądową.



Dyspozycja podziemnych magazynów gazu w Gas Storage Poland

Szymon Lalak

1 maja 2012 roku o 6.00 rano wystartowała służba w Dziale Dyspozycji PMG w ówczesnej spółce pod nazwą Operator Systemu Magazynowania (obecnie Gas Storage Poland sp. z o.o.), która nieprzerwanie 24 godziny na dobę pracuje do dziś.

Początki były trudne. Nie było żadnych wzorców, wszelkie procedury i know-how należało wypracować i na bieżąco dostosowywać zarówno do prawodawstwa unijnego, jak i zmieniających się przepisów prawa krajowego. Dział Dyspozycji PMG w Gas Storage Poland to przede wszystkim wykonawca postanowień rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005, a także ustawy z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne”, w tym realizacja zasady TPA (*Third Party Access*) w zakresie magazynowania paliwa gazowego.

Dział Dyspozycji PMG koordynuje fizyczną pracę siedmiu PMG w naszym kraju poprzez ścisłą współpracę ze służbami dyspozytorskimi usytuowanymi na PMG oraz służbami dyspozytorskimi Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) i w ten sposób realizuje świadczenie usług magazynowania od strony handlowej. PMG pełnią istotną funkcję w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Oprócz utrzymywania zapasów pośrednio wpływają na poziom zabezpieczenia ciągłości dostaw do odbiorców.

Przez lata Dział Dyspozycji PMG z sukcesem wdrożył w spółce wiele ważnych zmian, jak choćby przejście z rozliczania usług magazynowania w jednostkach wolumetrycznych na jednost-

ki energii, co podyktowane było wprowadzonymi zmianami w przepisach prawa. Ponadto, w celu uelastyczenia dysponowania zakontraktowanymi zdolnościami magazynowymi przez zleceniodawców usług magazynowania (ZUM), jak również zoptymalizowania pracy poszczególnych PMG, przy wsparciu służb dyspozytorskich na PMG, nastąpiło zgrupowanie instalacji magazynowych w tzw. grupy instalacji magazynowych (GIM) z fizycznymi punktami wejścia i wyjścia do/z systemu przesyłowego. Powyższa zmiana uprościła ZUM procedury składania nominacji/renominacji z uwagi na zniesienie konieczności kontraktacji usług magazynowania na każdą instalację magazynową z osobna.

Typowy dzień dyspozycji

Dzień zaczyna się od przekazania zmiany – wraz ze współpracownikami z poprzedniej zmiany omawiane są bieżące tematy oraz ustalany jest podział obowiązków na najbliższe zmiany.

Główne zadania dyspozycji to:

- koordynacja realizacji fizycznej pracy PMG oraz stały kontakt ze służbami dyspozytorskimi w poszczególnych magazynach,
- bezpośredni, całodobowy kontakt z klientami,
- kompleksowa obsługa nominacji i renominacji paliwa gazowego oraz nadzór nad ich realizacją,
- współpraca z operatorem systemu przesyłowego (OSP) w obszarze realizacji fizycznego zatłaczania i odbioru paliwa gazowego oraz comiesięcznego rozliczania ilościowego i jakościowego paliwa gazowego odebranego i oddanego z/do systemu przesyłowego,

- realizacja szeroko rozumianego procesu raportowego zarówno w aspekcie handlowym, jak i eksploatacyjnym na potrzeby spółki, ZUM, OSP i ACER,
- dostarczanie użytkownikom systemu przesyłowego informacji o bieżących warunkach świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, w tym o współpracy z połączonym systemem gazowym,
- realizacja obowiązku informacyjnego wynikającego z rozporządzenia wykonawczego Komisji Europejskiej nr 1348/2014 z 17 grudnia 2014 roku w sprawie przekazywania danych, wdrażającego art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii – raportowanie do ACER (art. 9 ust. 7 oraz 9) poprzez platformę AGSI+, której administratorem jest *Gas Infrastructure Europe* (GIE) posiadający status *Registered Reporting Mechanism* (RRM). Obecnie oprócz realizacji powyższych zadań Dział Dyspozycji PMG skupia się na czynnym udziale w dynamicznym rozwoju spółki poprzez wdrażanie projektów mających na celu usprawnienie procesu raportowego, przepływu informacji pomiędzy Działem Dyspozycji PMG a służbami dyspozytorskimi w magazynach, a także składania wniosków o usługi magazynowania w *Gas Storage Poland* sp. z o.o. przez ZUM, do czego przyczyni się budowana platforma usług magazynowania, wykorzystująca cyfryzację w sprzedaży usług.

Szymon Lalak, Dział Dyspozycji PMG, Gas Storage Poland



Gazyfikacja gminy Radków

jako przykład kompleksowego podejścia do budowy lokalnych rynków energii

Kamila Koźbiał-Loba, Aleksandra Kowalczyk

PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o. (PTER) aktywnie uczestniczy w działaniach Grupy Kapitałowej Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (GK PGNiG) związanych z realizacją przedsięwzięć z zakresu likwidacji niskiej emisji oraz poprawy efektywności energetycznej. Głównym kierunkiem podejmowanych działań jest realizacja projektów inwestycyjnych, dzięki którym lokalne węglowe źródła ciepła są zastępowane źródłami gazowymi. Mając na uwadze społeczną odpowiedzialność biznesu, spółka nie ogranicza swoich działań wyłącznie do wymiany źródeł ciepła, lecz klientom i partnerom biznesowym oferuje dużo więcej.

W 2018 roku spółka podjęła współpracę z gminą Radków oraz Polską Spółką Gazownictwa sp. z o.o. (PSG), której celem jest przeprowadzenie kompleksowej gazyfikacji gminy, a docelowo poprawa jakości powietrza atmosferycznego. W tym celu PTER oraz gmina Radków zawarły ramową umowę o współpracy. Dbałość o jakość powietrza atmosferycznego na terenie gminy wynika z jej specyficznej lokalizacji, tj. bezpośredniego sąsiedztwa Parku Narodowego Gór Stołowych. Dlatego oprócz wspomnianej umowy o współpracy gmina oraz PTER zawarły „porozumienie klastrowe”, powołujące Klaster Energii „Czyste powietrze dla Gór Stołowych”. Głównym celem Klastra Energii, powołanego z inicjatywy burmistrza miasta i gminy Radków, zakonu franciszkanów z prowincji św. Jadwigi Zakonu Braci Mniejszych oraz PTER, jest intensyfikacja działań ukierunkowanych na likwidację niskiej emisji m.in. poprzez rozwój lokalnego

rynku gazu ziemnego i ciepła, a przede wszystkim poprzez konwersję paliw stałych na gazowe. Stworzony Klaster Energii ma być uzupełniającą formą współpracy, zapewniającą jej rozszerzenie o dodatkowe podmioty prowadzące działalność na terenie gminy. Docelowo paliwo gazowe zostanie doprowadzone do miejscowości Ścinawka Średnia (I etap realizacji projektu), Wambierzyce (II etap) oraz Radkowa – rejon Zalewu Radkowskiego (III etap). Planowana gazyfikacja stanowi tylko jeden z elementów budowy lokalnego rynku energii na terenie gminy Radków. Równoległe z prowadzoną gazyfikacją spółka – poprzez zastępowanie istniejących kotłowni olejowych i węglowych wysokosprawnymi kotłowniami gazowymi – będzie budować lokalny rynek ciepła. Będzie się to dokonywało dzięki powstawaniu nowych źródeł ciepła oraz dzierżawionych od gminy – spółka na swój koszt dokona konwersji dotychczasowego paliwa na gaz ziemny. Uzgodniono, iż po zakończeniu gazyfikacji spółka rozpocznie dostawę ciepła do 21 obiektów należących do gminy Radków.

Spółka otrzymała już od PSG informacje dotyczące możliwych punktów wpięcia do gazociągów średniego ciśnienia podwyższonego DN 100 w celu uruchomienia pierwszego etapu gazyfikacji.

Obecnie prowadzone są prace przygotowawcze, których celem jest uruchomienie postępowań zakupowych na wykonanie dokumentacji projektowej dla planowanych gazyfikacji. W tym celu spółka – w porozumieniu z gminą Radków – powołała zespół zadaniowy, który będzie uzgadniał kwestie techniczne i biznesowe. Nadzór nad pracami zespołu sprawuje komitet sterujący, w którego skład wchodzi Jan Bednarczyk, burmistrz miasta i gminy Radków, oraz Janusz Dobrosielski, prezes zarządu PTER.



Radków, materiały promocyjne gminy.



Ścinawka Średnia, materiały promocyjne gminy.

Infrastruktura gazowa na terenie gminy zostanie wybudowana przez PTER, z opcją jej odsprzedaży PSG. W początkowym okresie funkcjonowania infrastruktury gazowej na terenie gminy rolę lokalnego operatora pełnić będzie PTER – jako koordynator Klastra Energii. Na etapie projektowania bardzo ważna jest bliska współpraca gminy Radków z PSG i PTER, ponieważ planowana gazyfikacja nabiera szerszego wymiaru niż „klasyczne” doprowadzenie paliwa gazowego do obiektów w celu uruchomienia przez PTER działalności ciepłowniczej. Gazyfikacja otwiera przed spółką możliwość nawiązania współpracy ze wszystkimi przedsiębiorcami z terenu gminy, którzy wyrażą zainteresowanie zakupem paliwa gazowego i ciepła, a w przyszłości także energii elektrycznej, chłodu oraz usług okołenergetycznych (jak audyty energetyczne, przedsięwzięcia w obszarze poprawy jakości zasilania oraz optymalizacji kosztów pozyskiwania nośników energii).

Burmistrz oraz przedstawiciele spółki liczą, że wspólne przedsięwzięcie będzie źródłem wymiernych korzyści zarówno dla spo-



Wambierzyce, materiały promocyjne gminy.

łeczności lokalnej, jak i dla GK PGNiG, bo we wspólnej inicjatywie dostrzegają możliwość rozwoju innowacyjnych technologii na terenie gminy, w tym energetyki rozproszonej opartej na oszczędnościach generowanych przez lokalne wytwarzanie energii w sąsiedztwie jego odbiorców. Założyciele Klastra Energii „Czyste powietrze dla Gór Stołowych” dostrzegają, że zdekapitalizowane węglowe źródła ciepła małej mocy stanowią istotny problem dla lokalnych społeczności, zarówno jeśli chodzi o negatywny wpływ na środowisko, jak i o eksploatację, z uwagi na systematycznie rosnące koszty utrzymywania instalacji wytwórczych w odpowiednim stanie technicznym. To właśnie w takich lokalizacjach otwierają się możliwości zaprezentowania rozwiązań ukierunkowanych na zapewnienie komfortu cieplnego z wykorzystaniem wysokosprawnych

rozproszonych źródeł ciepła, zasilanych paliwem gazowym.

Kompleksowa oferta PTER, jej wieloletnie doświadczenie w obszarze współpracy z jednostkami samorządu terytorialnego oraz bliska współpraca ze spółkami z GK PGNiG – zwłaszcza z PSG i PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., pozwalają wnieść znaczący wkład w rozwiązywanie problemu smogu, czyli pyłów zawieszonych i trujących gazów w spalinach. Przedsięwzięcie realizowane na terenie gminy Radków pozwala w nowy sposób spojrzeć na rozwój oferty produktowej GK PGNiG w obszarach, które z perspektywy poszczególnych spółek dotychczas mogły wydawać się nieatrakcyjne.

Realizacja omawianego projektu ma również istotne znaczenie dla regionu, w którym jest planowane. Gmina Radków położona jest na terenie oraz w bezpośrednim sąsiedztwie Parku Narodowego Gór Stołowych. Jest to miejsce wyjątkowe ze względu na bogactwa naturalne, niespotykane na skalę europejską formy skalne i zasoby przyrodnicze. Na terenie gminy jest również wiele zabytków architektonicznych, stanowiących świadectwo historii trzech narodów mieszkających przez lata na tym terenie. Wiele atrakcji i piękno tego regionu sprawiają, że rokrocznie przybywają tutaj tysiące wczasowiczów i wycieczkowiczów, a także przedsiębiorcy zainteresowani inwestycjami w branżę turystyczną. Należy zatem uwzględnić pozytywny wpływ planowanej inwestycji nie tylko na życie mieszkańców i instytucji z terenu gminy, którzy zyskują możliwość zmiany źródeł ciepła na bardziej ekologiczne i niezawodne, ale także na stan środowiska naturalnego w miejscu wyjątkowym ze względu na jego potencjał przyrodniczy.

Kamila Koźbiał-Loba PGNiG TERMIKA
Energetyka Rozproszona sp. z o.o. (PTER)
Aleksandra Kowalczyk, Urząd Miasta i Gminy Radków

Wiążąca Informacja Stawkowa

jako nowa forma ochrony podatników, płatników podatku od towarów i usług

Jacek Budziszewski

Od 1 listopada 2019 roku do systemu podatkowego została wprowadzona instytucja Wiążącej Informacji Stawkowej¹. Celem jej wprowadzenia jest zwiększenie pewności podatników co do prawidłowości stosowanych stawek podatku od towarów i usług dla sprzedawanych towarów i świadczonych usług, zwiększenie pewności co do prawidłowości przyjętych klasyfikacji dla innych celów w ramach podatku od towarów i usług oraz zapewnienie podatnikom właściwej ochrony prawno-podatkowej na zasadach analogicznych jak w przypadku indywidualnych interpretacji przepisów prawa podatkowego.

Istota WIS

Na mocy ustawy z 9 sierpnia 2019 roku o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw² do systemu prawa podatkowego została wprowadzona nowa instytucja – Wiążąca Informacja Stawkowa, która zmienia dotychczasowy tryb uzyskiwania przez podatników klasyfikacji towarów i usług dla potrzeb podatku od towarów i usług. W dotychczasowym stanie prawnym organy podatkowe dość często odmawiały dokonywania klasyfikacji towarów i usług dla potrzeb wskazanego podatku, zaś podatnicy mieli jedynie możliwość wystąpienia do Głównego Urzędu Statystycznego³ o nadanie właściwego symbolu według określonej klasyfikacji. Otrzymywana informacja z GUS jednak nie miała charakteru decyzji, nie była zatem wiążąca dla organów podatkowych, miała więc wyłącznie charakter pomocniczy. Od 1 listopada 2019 roku – wraz z wprowadzeniem do ustawy o podatku od towarów i usług przepisów dotyczących możliwości uzyskania przez określone podmioty WIS – sytuacja ta uległa zmianie.

Zgodnie z art. 42a ustawy z 11 marca 2004 roku o podatku od towarów i usług⁴ WIS to decyzja wydawana przez dyrektora Krajowej Informacji Skarbowej⁵ na potrzeby opodatkowania podatkiem od towarów i usług:

- 1) dostawy towarów,
- 2) importu towarów,
- 3) wewnątrzwspólnotowego nabycia towarów albo świadczenia usług.

Decyzja w sprawie WIS dotyczy klasyfikacji towaru albo usługi według właściwej nomenklatury, tj. według Nomenklatury Scalonej CN albo Polskiej Klasyfikacji Obiektów Budowlanych lub według Polskiej Klasyfikacji Wyrobów i Usług⁶, niezbędnej do określenia stawki podatku dla towaru lub usługi albo zastosowania określonych przepisów ustawy o podatku od towarów i usług lub przepisów wykonawczych do tej ustawy (na przykład dla potrzeb zastosowania zwolnienia od podatku od towarów i usług, które odwołuje się wprost do określonej klasyfikacji albo obowiązku zastosowania mechanizmu podzielonej płatności w przypadkach, o których mowa w załączniku nr 15 do ustawy o podatku od towarów i usług).

Kto może wystąpić z wnioskiem o wydanie WIS

Ustawa o podatku od towarów i usług określa dość szeroki krąg podmiotów, które mogą wystąpić z wnioskiem o wydanie decyzji w sprawie WIS. Do kręgu tych podmiotów zaliczono:

- 1) podatników posiadających numer identyfikacji podatkowej (NIP),
- 2) inne podmioty, które dokonują lub planują dokonywanie krajowej dostawy towarów, importu towarów lub wewnątrzwspólnotowego nabycia towarów albo świadczenia usług, a także
- 3) podmioty będące zamawiającym w rozumieniu przepisów ustawy z 29 stycznia 2004 roku „Prawo zamówień publicznych”⁷ w zakresie mającym wpływ na sposób obliczenia ceny w związku z udzielanym zamówieniem publicznym.

Procedura uzyskania WIS

Podmiot zamierzający uzyskać WIS będzie zobowiązany do wystąpienia z pisemnym wnioskiem o jej wydanie. Wniosek składa się do dyrektora KIS. Wniosek w sprawie WIS powinien zostać przygotowany i złożony według urzędowego wzoru. Wzór urzędowy wniosku (WIS-W) został określony w rozporządzeniu ministra finansów, inwestycji i rozwoju z 29 października 2019 roku w sprawie wzoru wniosku o wydanie Wiążącej Informacji Stawkowej⁸.

We wniosku o wydanie WIS należy podać:

- 1) dane wnioskodawcy (nazwę, adres siedziby, numer identyfikacji podatkowej lub inny numer umożliwiający identyfikację wnioskodawcy),
- 2) określenie przedmiotu wniosku, w tym szczegółowy opis towaru lub usługi, pozwalający na taką ich identyfikację, aby można było dokonać ich klasyfikacji zgodnie z wyżej wskazanymi klasyfikacjami,
- 3) informacje dotyczące opłaty należnej od wniosku,
- 4) oświadczenie, że w dniu złożenia wniosku, w zakresie przedmiotowym wniosku, nie toczy się postępowanie podatkowe, kontrola podatkowa ani kontrola celno-skarbowa oraz że w tym zakresie sprawa nie została rozstrzygnięta co do jej istoty w decyzji lub postanowieniu organu podatkowego.

We wniosku o wydanie WIS podmiot uprawniony może wnieść o sklasyfikowanie danego towaru lub usługi według powyżej wskazanych klasyfikacji w celu określenia właściwej stawki podatku od towarów i usług albo o dokonanie klasyfikacji towaru lub usługi dla potrzeb zastosowania konkretnego przepisu ustawy o podatku od towarów i usług lub przepisów wykonawczych do tej ustawy (np. dla potrzeb obligatoryjnego zastosowania mechanizmu podzielonej płatności). Poniżej przedstawiono przykłady ilustrujące powyższe sytuacje.

Do wniosku o wydanie WIS podatnik ma możliwość dołączenia dokumentów odnoszących się do danego towaru lub usługi, na przykład fotografii, planów, schematów, katalogów, atestów, instrukcji, informacji od producenta lub innych dostępnych dokumentów umożliwiających organowi podatkowemu dokonanie właściwej klasyfikacji.

Przykłady

Podatnik świadczy usługi związane z unieszkodliwianiem odpadów promieniotwórczych. Ma wątpliwości, czy wykonywane przez niego usługi mieszczą się w grupowaniu PKWiU 38.22.2, które opodatkowane są obniżoną stawką podatku od towarów i usług. W takim przypadku podatnik będzie mógł wystąpić z wnioskiem o wydanie WIS w zakresie prawidłowości przyjętego PKWiU oraz prawidłowości stosowanej stawki obniżonej. Podatnik świadczy usługi malarskie ogrodzeń. Nie ma pewności, czy z tytułu świadczenia tych usług powinien obowiązkowo zastosować mechanizm podzielonej płatności? W takim przypadku podatnik również ma możliwość wystąpienia z wnioskiem o wydanie WIS w zakresie potwierdzenia, czy świadczone przez niego usługi mieszczą się w poz. 131 załącznika nr 15 do ustawy o podatku od towarów i usług, która odnosi się do klasyfikacji PKWiU.

Złożenie wniosku w sprawie WIS podlega opłacie w wysokości 40 zł. W przypadku zapytania dotyczącego świadczenia złożonego powyższa opłata będzie dotyczyła każdego towaru lub usługi składającej się na świadczenie złożone, tj. będzie ustalana jako iloczyn kwoty 40 zł i liczby towarów i usług składających się na świadczenie złożone. Wpłaty z tego tytułu należy dokonywać na rachunek bankowy Krajowej Informacji Skarbowej. Dowód uiszczenia opłaty powinien zostać załączony do wniosku.

Wniosek WIS-W można składać w formie papierowej lub elektronicznej za pomocą platformy usług administracji publicznej E-PUAP.

Po otrzymaniu wniosku dyrektor KIS ma 3 miesiące na wydanie decyzji w sprawie WIS. Termin ten może jednak ulec wydłużeniu, jeżeli organ wezwie podatnika do uzupełnienia wniosku lub jeżeli zaistnieje konieczność przeprowadzenia dodatkowych specjalistycznych badań lub analiz. W ramach procedury wydawania WIS organ podatkowy został wyposażony w uprawnienie do żądania od podatnika przedstawienia próbki towaru, o ile będzie to konieczne do dokonania prawidłowej klasyfikacji oraz zlecenia przeprowadzenia koniecznych badań i analiz towarów. Oczywiście, czynności te są dokonywane na koszt podatnika składającego wniosek, po uprzednim uiszczeniu przez niego zaliczki na pokrycie opłat z tego tytułu.

Po dokonaniu szczegółowej analizy przedstawionych danych i informacji oraz sprawdzeniu poprawności złożonego wniosku dyrektor KIS wydaje decyzję – Wiążącą Informację Stawkową – którą doręcza podatnikowi. Jeżeli po zapoznaniu się z otrzymaną decyzją podatnik nie zgodzi się z zaprezentowanym stanowiskiem organu podatkowego, będzie miał możliwość złożenia odwołania od tej decyzji w terminie 14 dni kalendarzowych od dnia jej otrzymania.

Moc ochronna WIS

Jednym z podstawowych celów wprowadzenia do systemu podatkowego WIS jest zapewnienie podatnikom ochrony prawno-podatkowej w zakresie prawidłowości stosowania stawek podatku od towarów i usług oraz innych mechanizmów dotyczących tego podatku. Dlatego przyjęto podstawową zasadę, zgodnie z którą wydana w drodze decyzji WIS będzie wiążąca dla organów podatkowych względem podmiotu, dla którego została ona wydana oraz w odniesieniu do konkretnego towaru lub usługi, których dotyczy, a podmiot, który się do niej zastosuje będzie korzystać z ochrony analogicznej, jak w przypadku indywidualnych interpretacji przepisów prawa podatkowego. Ochrona wynikająca z WIS będzie skuteczna po dniu, w którym podatnikowi została doręczona decyzja w tej sprawie. Zatem organy podatkowe nie będą miały prawnej możliwości kwestionowania np. zastosowanej przez podatnika po dniu doręczenia decyzji stawki podatku od towarów i usług w odniesieniu do towaru lub usługi, co do których została wydana

WIS, jednak pod warunkiem, że sprzedawany towar lub świadczona usługa będą odpowiadały opisowi zawartemu przez podatnika w złożonym uprzednio wniosku o wydanie WIS, tj. jego cechom i właściwościom. W przeciwnym razie organy podatkowe, podobnie jak w przypadku indywidualnych interpretacji przepisów prawa podatkowego, w ramach toczących się postępowań lub kontroli będą mogły zakwestionować przedstawiony przez podatnika we wniosku WIS-W stan rzeczy, a zatem skuteczność wydanej na jego podstawie WIS, co będzie wiązało się z brakiem jej mocy ochronnej.

W przypadku WIS ustawodawca przyjął również, że jej moc ochronna będzie dotyczyć nie tylko podmiotu, na rzecz którego została ona wydana, ale również wobec innych podmiotów. Zgodnie z przyjętą zasadą wydane WIS będą zamieszczane w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Finansów. Podmiot, który w wykazie WIS odnajdzie informację odpowiadającą występującemu u niego stanowi faktycznemu, i zastosuje się do niej, będzie mógł skorzystać z mocy ochronnej WIS. W tym przypadku moc ochronna WIS będzie obowiązywać od dnia opublikowania WIS w „Biuletynie”, aż do czasu zamieszczenia informacji o jej zmianie lub uchyleniu, co będzie wiązało się z koniecznością monitorowania losów prawnych WIS przez podmiot, który się do niej zastosował.

Okres przejściowy

Z uwagi na to, że PKWiU z 2008 roku będzie stosowana dla potrzeb podatku od towarów i usług wyłącznie do 31 marca 2020 roku, zaś od 1 kwietnia 2020 roku wejdą w życie przepisy dotyczące nowej matrycy stawek VAT (klasyfikacja według Nomenklatury Scalonej oraz PKWiU z 2015 roku), przyjęto, że w okresie od 1 listopada 2019 roku do 31 marca 2020 roku (okres przejściowy) nie będą wydawane Wiążące Informacje Stawkowe dotyczące klasyfikacji towarów i usług według PKWiU z 2008 roku.

Podatnicy będą jednak mogli wystąpić z wnioskiem o wydanie WIS od 1 listopada 2019 roku według stanu prawnego obowiązującego w okresie przejściowym wyłącznie w odniesieniu do wydawnictw książkowych i prasowych.

Przyjęcie powyższego wyjątku jest związane z faktem, że od 1 listopada 2019 roku wydawnictwa będą identyfikowane na potrzeby podatku od towarów i usług zgodnie z nową matrycą stawek.

Niemniej jednak przyjęcie powyższych zasad nie wyklucza możliwości wystąpienia przez podmioty uprawnione z wnioskami o wydanie WIS od 1 listopada 2019 roku, które będą dotyczyły klasyfikacji towarów i usług według nowej matrycy stawek VAT, tj. matrycy obowiązującej od 1 kwietnia 2020 roku, od tego momentu będą one posiadały walor ochronny.

Jacek Budziszewski jest doradcą podatkowym, agentem celnym, mediatorem sądowym, zarządcą nieruchomości, a także audytorem wewnętrznym II stopnia Polskiego Instytutu Kontroli Wewnętrznej. Zasiada w Komisji Prawnej Polskiej Federacji Stowarzyszeń Zawodów Nieruchomościowych. Jest doktorantem w zakresie nauk prawnych. Posiada tytuł Executive MBA.

¹ Zwana dalej: „WIS”.

² Dz.U. z 2019 r., poz. 1751.

³ Zwana dalej: „GUS”.

⁴ Dz.U. z 2019 roku, poz. 2174 ze zm., zwana dalej ustawą o podatku od towarów i usług.

⁵ Zwany dalej dyrektorem KIS.

⁶ Zwana dalej PKWiU.

⁷ Dz.U. z 2019 roku, poz. 1843 ze zm.

⁸ Dz.U. z 2019 roku, poz. 2109.

dokończenie ze str. 7

Startup Hub: Poland Prize

26 najbardziej obiecujących zagranicznych spółek z sektora energetycznego i ICT zakończyło akcelerację w ramach Startup Hub: Poland Prize – rządowego programu Poland Prize koordynowanego przez Fundację Startup Hub Poland oraz wspieranego przez PGNiG. Wśród zakwalifikowanych do programu znalazły się takie rozwiązania, jak przenośny generator na ogniwo paliwowe z wymiennymi zbiornikami wodoru do wielokrotnego napełniania, fotogrametryczne oprogramowanie, które może wesprzeć proces poszukiwania węglowodorów, platformy wykorzystujące AI do analizy Big Data czy nowa przyjazna środowisku technologia chłodzenia i mrożenia. – *Uważam, że program Poland Prize był dobrą lekcją zarówno dla startupów, jak i dla nas. Wykorzystamy to doświadczenie, pozyskane projekty i zdobyte kontakty także w naszym najnowszym przedsięwzięciu – PGNiG Ventures – podsumował Łukasz Kropiewski.*

lanych dla tej inwestycji – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes GAZ–SYSTEM. – Dzięki budowanemu połączeniu gazowemu Polski z Litwą możliwa będzie integracja rynku gazu ziemnego w regionie państw bałtyckich – dodał. Gazociąg Polska–Litwa połączy systemy przesyłowe obu krajów. Stronami projektu są operatorzy systemów przesyłowych: Polski – GAZ–SYSTEM, a Litwy – Amber Grid.

● **6 listopada br.** Komisja Europejska opublikowała czwartą listę inwestycji, które uzyskały status projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (ang. *Projects of Common Interest – PCI*) w sektorze energetycznym. Wśród nich znalazła się instalacja LNG typu FSRU w Porcie Gdańskim. PCI to kluczowe projekty infrastrukturalne, mające na celu podniesienie poziomu bezpieczeństwa na europejskim rynku energii. Ich realizacja ma wspierać politykę energetyczną i wyzwania klimatyczne w UE.

Znajdujące się na liście projekty GAZ–SYSTEM zostały zgłoszone w ramach dwóch korytarzy priorytetowych, określonych w rozporządzeniu dotyczącym transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (rozporządzenie TEN-E):

„Plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich dla gazu” (ang. *Baltic Energy Market Interconnection Plan – BEMIP*):

- Projekt Baltic Pipe,
 - połączenie międzysystemowe Polska–Litwa (GIPL).
- „Gazowe połączenia międzysystemowe północ–południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej”:

• połączenie międzysystemowe Polska–Słowacja wraz ze wschodnią nitką korytarza północ–południe w Polsce;

- FSRU w Porcie Gdańskim

– *Wpisanie FSRU (statek LNG w Porcie Gdańskim) na nową listę projektów wspólnego zainteresowania (PCI) potwierdza zgodność strategii GAZ–SYSTEM z celami energetycznymi Unii Europejskiej. FSRU to kolejna inwestycja naszej spółki, która będzie mogła ubiegać się o dofinansowanie unijne – powiedział Tomasz Stępień, prezes GAZ–SYSTEM.*

● **25 października 2019 r.** GAZ–SYSTEM ogłosił postępowanie na wykonanie robót budowlanych dotyczących rozbudowy tłoczni gazu w Goleniowie i Odolanowie oraz budowy tłoczni gazu w Gustorzynie. Wspomniane tłocznie są elementami rozbudowy polskiego systemu przesyłowego w ramach programu Baltic Pipe.

Postępowanie na wybór wykonawcy prowadzone będzie w trybie dialogu konkurencyjnego i podzielone zostanie na trzy części. Roboty budowlane w zakresie każdej inwestycji będą stanowiły oddzielną część zamówienia. Tryb dialogu konkurencyjnego pozwoli na wypracowanie optymalnych rozwiązań zarówno kontraktowych, jak i technicznych, uwzględniających wiedzę i najlepsze praktyki wykonawców.

Inwestycje w tłocznie gazu są elementem rozbudowy polskiego systemu przesyłowego w ramach projektu Baltic Pipe. Jest to strategiczny projekt, mający na celu utworzenie nowej drogi dostaw gazu ziemnego z Norwegii na rynki: duński i polski oraz do użytkowników końcowych w krajach sąsiednich.

● **21 października br.** PGNiG Obrót Detaliczny uruchomiło ofertę rozwiązań fotowoltaicznych dla firm. Usługa pod nazwą „Fotowoltaika dla firm” obejmuje kompleksową realizację inwestycji, w tym między innymi doradztwo w zakresie doboru technologii i sposobów finansowania oraz przyłączenie instalacji solarnej do sieci. – *Celem PGNiG jest komfort i zadowolenie klientów. Nowoczesne panele fotowoltaiczne dla firm to wyjście naprzeciw ich oczekiwaniom. Nie tylko gaz ziemny – pakiet rozwiązań energetycznych, które proponujemy naszym klientom, będzie coraz szerszy, w dodatku wszystko załatwić będzie można za jednym razem i jak zwykle w jednym miejscu – podkreślił Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu ds. handlowych PGNiG SA.*

● **4 października br.** Zakończenie budowy gazociągu relacji Lwówek–Odolanów to kolejny osiągnięty przez GAZ–SYSTEM ważny etap w realizacji kompleksowego planu inwestycyjnego, który pozwoli na dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw gazu ziemnego do Polski.

– *Dzisiejsza inauguracja uruchomienia gazociągu o długości 168 km to efekt skutecznych inwestycji, wpisujących się w strategię rządu, mającą na celu stworzenie w regionie konkurencyjnego rynku gazu. Powstał pierwszy gazociąg systemowy, który rozprowadzi gaz ziemny dostarczony z Szelfu Norweskiego do Polski za pośrednictwem Baltic Pipe – powiedział Tomasz Stępień, prezes GAZ–SYSTEM, podczas konferencji prasowej.*

– *Zakończenie budowy jednego z najdłuższych elementów międzynarodowego Korytarza Gazowego Północ–Południe to kolejny istotny krok w dążeniu do osiągnięcia suwerenności energetycznej Polski. Działania GAZ–SYSTEM w zakresie rozbudowy krajowej sieci przesyłowej sprawiają, że bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju staje się rzeczywistością. Baltic Pipe, terminal LNG w Świnoujściu i planowany terminal LNG typu FSRU w Zatoce Gdańskiej to filary konsekwentnie realizowanej polityki energetycznej polskiego rządu. Gazociąg Lwówek–Odolanów odgrywa w tej strategii bardzo ważną rolę – powiedział Piotr Naimski, sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej.*

– *Zakończenie budowy de facto jest początkiem nowego. Dziś możemy mówić o nowym etapie w polskim bezpieczeństwie*

energetycznym. Gazociąg jest istotnym elementem Korytarza Gazowego Północ-Południe, który docelowo połączy terminal LNG w Świnoujściu i Gazociąg Bałtycki z terminalem gazowym na chorwackiej wyspie Krk. Inwestycje przyczyniające się do transformacji polskiej energetyki na tak wielką skalę realizujemy z unijnym dofinansowaniem. Gazociąg Lwówek-Odolanów otrzymał dofinansowanie z Unii Europejskiej w kwocie około 370 mln zł – powiedział Jerzy Kwieciński, minister finansów, inwestycji i rozwoju.

● **12 września br.** „Małymi krokami do wielkich zmian. Wpływ pakietu «Czysta energia dla wszystkich Europejczyków» na energetykę”. Taki tytuł nosi raport przygotowany przez Forum Energii. Prezes, dr Joanna Maćkowiak-Pandera, podkreśla we wstępie, że „w naszym opracowaniu zale-

ży nam na pokazaniu najważniejszych zmian wprowadzanych przez ten pakiet. Koncentrujemy się na tym, co ważne dla polskiej elektroenergetyki i ciepłownictwa. Polska aktywnie uczestniczyła w negocjacjach i zaakceptowała zmiany. Wybraliśmy kierunek i cele, teraz potrzebujemy debaty. Konieczne jest szerokie zaangażowanie firm, administracji, nauki i obywateli na temat tego, jak wprowadzać zmiany z korzyścią dla społeczeństwa, środowiska i gospodarki. Czekają nas duże zmiany, polska energetyka potrzebuje inwestycji. Zadaniem rządu jest określenie procesu i zbudowanie stabilnego otoczenia regulacyjnego, żeby zachęcić inwestorów do działania i umożliwić pozyskanie finansowania. Do zmian można podejść w dwojaki sposób – traktować je jak dopust boży albo szansę na unowocześnienie energetyki i skuteczniejszą ochronę środowiska. My zachęcamy do zastosowania tego drugiego podejścia”.

Polska debata w Brukseli o sprawiedliwą transformację energetyczno-klimatyczną.

Prezesi GAZ-SYSTEM i PGE podczas spotkania w Parlamencie Europejskim 19 listopada br. przekonywali, że kluczowe jest utrzymanie finansowania krajowych inwestycji energetycznych związanych z wykorzystaniem gazu ziemnego jako niskoemisyjnego źródła energii.

Kilkudziesięciu posłów, ekspertów, przedstawicieli biznesu i instytucji europejskich na zaproszenie posła Jerzego Buzka, członka Komisji ITRE (badań naukowych, przemysłu i energii) wzięło udział w debacie. Ze szczególnym zainteresowaniem dyskutowano o zmianach wynikających z nowo przyjętej polityki kredytowej dla projektów energetycznych przez Europejski Bank Inwestycyjny (EBI). W spotkaniu udział wzięli również przedstawiciele Komisji Europejskiej, EBI oraz Związku Banków Polskich.

Tomasz Stępień, prezes GAZ-SYSTEM, zwrócił uwagę na zmiany wynikające z negocjowanego obecnie przez Radę UE i Parlament Europejski rozporządzenia na temat zrównowa-

żonego finansowania, które wpłyną na przyszłość inwestycji w infrastrukturę przesyłową gazu ziemnego.

– GAZ-SYSTEM, rozbudowując sieć przesyłową, realizuje politykę rządu, mającą na celu zwiększenie dostępu do najbardziej ekologicznego surowca wśród paliw kopalnych. Obecnie prowadzimy wielomilionowe inwestycje, które mają zapewnić w pełni zdywersyfikowany dostęp do gazu ziemnego w naszym regionie Europy. Nowe rozporządzenie Komisji Europejskiej w obecnym brzmieniu komplikuje znacznie możliwość finansowania przedsięwzięć energetycznych opartych na niskoemisyjnym źródle energii, jakim jest gaz ziemny, zarówno w Polsce, jak i w Europie Środkowej – podkreślił T. Stępień.

Zarówno polityka kredytowa EBI, jak i zrównoważone finansowanie mogą doprowadzić do całkowitej blokady wsparcia finansowego dla projektów opartych na gazie ziemnym przez instytucje publiczne, a także banki prowadzące działalność komercyjną.

Emil Wojtowicz, wiceprezes PGE, podkreślał, że przyszłe regulacje unijne powinny uwzględniać różne punkty startowe w transformacji energetycznej państw członkowskich.

– Bezpośrednie przejście z elektrowni węglowych na odnawialne źródła energii nie jest obecnie możliwe, ponieważ działający system energetyczny nie byłby dostatecznie stabilny. Zatem potrzebujemy przewidywalnych źródeł wytwarzania energii, opartych również na gazie ziemnym – powiedział E. Wojtowicz.

PGE, jako lider transformacji energetycznej w Polsce, planuje budowę nowych jednostek gazowych w elektrowni Dolna Odra do 2023 roku o wartości ponad 4 mld złotych, które stanowią wsparcie dla projektowanych przez koncern farm wiatrowych na Bałtyku. Zastąpienie starszych jednostek węglowych nowymi elektrowniami gazowymi zapewnia 3-krotnie niższą emisję CO₂ do atmosfery.

Uczestnicy spotkania doszli do konkluzji, że jedynie inwestycje w gaz ziemny w perspektywie 2050 roku mogą zapewnić znaczącą redukcję emisji CO₂ w Polsce, a także poprawić jakość powietrza, wynikającą obecnie ze spalania w celach energetycznych węgla kamiennego.

Iwona Dominiak, rzecznik prasowy GAZ-SYSTEM



Dywersyfikacja to dopiero początek drogi



Zasadnicza kwestia to dywersyfikacja. Wszystkie inne sprawy muszą zostać jej podporządkowane. Musimy pozbyć się widma krachu dostaw, a dopiero później liberalizować rynek i myśleć o jego rozwoju – tak od zawsze swoją misję w sektorze gazowniczym definiuje **Piotr Woźniak**.

Piotr Woźniak jest absolwentem wydziału geologii Uniwersytetu Warszawskiego (1980 roku). Po studiach – jako asystent, adiunkt i wykładowca – został pracownikiem naukowym w Państwowym Instytucie Geologicznym. W tym okresie kierował grupą terenową w Geopol-Polservice w Libii. Opublikował kilka opracowań podsumowujących jego badania.

W 1989 roku przeniósł się do administracji państwowej. Doradzał ministrowi rolnictwa i gospodarki żywnościowej, kierował zespołem powołanym do utworzenia Agencji Rynku Rolnego, a następnie doradzał ministrowi przemysłu, będąc szefem zespołu ds. powołania pełnomocnika rządu ds. promocji przedsiębiorczości. W 1991 roku był dyrektorem zespołu powołującego Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych. W latach 1992–1996 pełnił funkcję radcy handlowego w ambasadzie RP w Kanadzie. Od 1998 roku pracował w kancelarii premiera Jerzego Buzka jako doradca ds. infrastruktury. W latach 2000–2002 był wiceprezesem PGNiG SA ds. handlu i restrukturyzacji – jako główny negocjator brał udział w pracach nad porozumieniem polsko-norweskim w sprawie dostaw gazu do Polski. W 2001 roku udało się doprowadzić do podpisania umowy z Norwegami i Duńczykami. Piotr Woźniak prowadził je z pozycji wiceprezesa PGNiG SA, a Piotr Naimski – z ramienia rady nadzorczej i kancelarii premiera. Kontrakty zostały zatwierdzone przez PGNiG SA i polski rząd. By stały się obowiązujące, konieczna była notyfikacja. Podpisane i zatwierdzone korporacyjne dokumenty należało wysłać do Norwegii. Trwał wyścig z czasem – kończyła się kadencja rządu AWS. Pojawił się opór na poziomie technicznym. Potem nastąpiły zmiany w zarządzie PGNiG SA. Dopiąć projekt mógł rząd premiera Leszka Millera, ale tego nie zrobił i kontrakt został zerwany. Tym samym nie powiodła się już druga próba dywersyfikacji dostaw gazu.

Pierwszą podjęto w 1992 roku, gdy powstał projekt gazociągu łączącego Polskę przez Danię z brytyjskim złożem „Britannia” na Morzu Północnym. Rozmowy były bardzo zaawansowane, przygotowano studium wykonalności. Ale ówczesny rząd uznał, że wybiera gaz z Rosji, bo „będzie o 20 procent tańszy od tego z Morza Północnego”. Pod koniec rządu premier Suchockiej, w 1993 roku, zapadła decyzja o zatwierdzeniu porozumienia międzyrządowego z Rosją.

Trzecia próba uniezależnienia Polski od importu rosyjskiego gazu została podjęta w grudniu 2005 roku, gdy powstał rząd premiera Kazimierza Marcinkiewicza. Tekę ministra gospodarki objął Piotr Woźniak, a sekretarzem stanu, pełnomocnikiem rządu ds. importu ropy i gazu do Polski został Piotr Naimski. Powrócono do rozmów z Norwegami. – Trzeba było poświęcić ponad rok na odbudowanie zaufania partnerów po skandalicznym zerwaniu kontraktu zawartego w 2001 roku – mówił wówczas minister Piotr Woźniak. – *Przełom nastąpił w momencie, gdy postanowiliśmy, że PGNiG SA kupi udziały w złożu gazu na szelfie norweskim. Negocjacje trwały nieco ponad pół roku i polska firma, znana, ale nie potentat na rynku europejskim, bez większych trudności kupiła złoża na Morzu Północnym. Oferta była atrakcyjna dla niemieckiego E.ON i duńskiego DONG, ale ostatecznie wygrało PGNiG SA. Przystąpiliśmy równocześnie do projektu Skanled i to, że*

zostaliśmy przyjęci jako pełnoprawni członkowie do konsorcjum, było wielkim sukcesem.

Przełom nastąpił w 2006 roku. Strategia dywersyfikacji dostaw gazu przybrała kształt dwutorowy – budowy gazociągu Baltic Pipe ze złóż norweskich poprzez system duński do Polski oraz budowy terminalu do odbioru gazu skroplonego. Polski koncern gazowy ogłosił przetarg na opracowanie „Studium wykonalności i założeń techniczno-ekonomicznych importu LNG do Polski”. Rozpoczęto również rozpoznanie wśród potencjalnych dostawców z Kataru i Algierii. W 2007 roku projekt Baltic Pipe i gazoportu przestały być wirtualnymi planami, bo weszły w etap angażowania w projekty konkretnych środków finansowych. W grudniu 2006 roku Zarząd Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa ogłosił, że terminal gazowy powstanie w Świnoujściu. W 2007 roku PGNiG SA powołało spółkę Polskie LNG sp. z o.o., jako spółkę celową, której zadaniem było przygotowanie inwestycji polegającej na budowie i eksploatacji terminalu gazu skroplonego. Rada Ministrów, uchwałą z 19 sierpnia 2008 roku, uznała budowę terminalu LNG za inwestycję strategiczną dla interesu naszego kraju, zgodną z planami dywersyfikacji źródeł i dróg dostaw gazu ziemnego oraz zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego Polski. Zgodnie z decyzją Rady Ministrów, 100% udziałów Polskiego LNG nabył GAZ-SYSTEM S.A. Dopelnieniem całej strategii budowy gazoportu było zapewnienie dostaw LNG. 29 czerwca 2009 roku w Katarze podpisana została umowa na dostawy skroplonego gazu do Polski między PGNiG SA a Qatargas.

Jednak dopiero 18 czerwca 2016 roku do Świnoujścia przyplłynął pierwszy statek z komercyjną dostawą skroplonego gazu ziemnego. Jednocześnie z komercyjnym uruchomieniem gazoportu odbyła się uroczystość nadania terminalowi LNG imienia Prezydenta Lecha Kaczyńskiego, inicjatora tej inwestycji w maju 2006 roku.

Dywersyfikacja dostaw gazu do Polski powoli stawała się faktem. Piotr Woźniak, jako minister gospodarki (2005–2007), wiceprezes zarządu PGNiG SA (2000–2002) i urzędujący prezes zarządu PGNiG SA, mógł uznać, że część jego misji została spełniona. Ale był to dopiero początek drogi w realizacji strategii dywersyfikacji. Zapewnienie dostaw LNG do Polski inicjowała umowa z Katarzem, ale nowe możliwości przyniosło uruchomienie w lutym 2017 roku biuro PGNiG Supply&Trading GmbH (PST) w Londynie, które stało się dla Grupy PGNiG międzynarodowym centrum kompetencji w obszarze LNG oraz głównym ośrodkiem handlowym do zawierania krótko- i średnioterminowych kontraktów na gaz skroplony. Uzupełnienie portfela zamówień nastąpiło jesienią 2018 roku, gdy PGNiG zawarło długoterminowe umowy z trzema amerykańskimi partnerami. Spółka zawarła kontrakt z firmą Cheniere, Port Arthur LNG oraz dwa kontrakty ze spółkami Venture Global LNG, z których jeden rok później został poszerzony. Były to pierwsze wieloletnie umowy na zakup amerykańskiego skroplonego gazu ziemnego dla Polski i pierwsze takie kontrakty zawarte w Europie Środkowej. Portfel kontraktów PGNiG z dostawcami z USA obejmuje obecnie rocznie ponad 9 mld m sześć. gazu ziemnego po regazyfikacji. To więcej niż sprowadzamy gazu z Rosji.

Równoległe do prac nad budową gazoportu kontynuowano prace nad połączeniem gazociągami Baltic Pipe ze złożami norweskimi. 15 maja 2007 roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz Energinet.dk uzgodniły porozumienie, którego celem była realizacja projektu bezpośredniego gazociągu pomiędzy Polską a Danią (Baltic Pipe). PGNiG badało także możliwości przesyłu gazu ze złóż Skarv i Snadd, należących do spółki, oraz importu norweskiego gazu poprzez gazociąg Skanled z wykorzystaniem duńskiego systemu gazociągów i Baltic Pipe. W czerwcu 2007 roku PGNiG SA objęło 15% udziałów w konsorcjum Skanled, budującym gazociąg z Karsto w Norwegii do Szwecji i Danii. Po zakupie przez PGNiG udziałów w złożach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym oraz po podpisaniu listu intencyjnego z Energinet.dk w sprawie budowy gazociągu Baltic Pipe, udział PGNiG w konsorcjum był kolejnym ważnym krokiem na drodze do pozyskania dostaw gazu ziemnego ze Skandynawii do Polski. Był to powrót do porozumienia strategicznego z partnerami duńskimi i norweskimi z 2001 roku i ważny element realizacji strategii dywersyfikacji dostaw gazu do Polski.

29 kwietnia 2009 roku, mimo podejmowanych przez PGNiG SA starań o realizację projektu Skanled, uczestnicy konsorcjum podjęli decyzję o zawieszeniu realizacji tego przedsięwzięcia. Stało się tak z powodu zmiany warunków makroekonomicznych oraz braku możliwości zapewnienia dostaw surowca, który miał być transportowany tym gazociągiem. Decyzję poprzedziło wycofanie się z tego projektu wielu firm, w większości skandynawskich. Mimo takich okoliczności Energinet.dk oraz PGNiG SA ogłosili, że podejmą rozmowy w sprawie dalszych działań w zakresie realizacji projektu. Przełom nastąpił w 2015 roku, gdy projekt Baltic Pipe otrzymał dofinansowanie z Komisji Europejskiej w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (Connecting Europe Facility, CEF). Rozpoczęły się intensywne rozmowy w Norwegii i Danii na najwyższym szczeblu politycznym i konsultacje ministerialne, a szczególności były uzgadniane na poziomie korporacyjnym pomiędzy polskim GAZ-SYSTEM, duńskim Energinet i norweskim Gassco. Proces negocjacji i projektowania przedinwestycyjnego przebiegał bardzo sprawnie, co wysoko oceniała Komisja Europejska, trzykrotnie jeszcze dofinansowując Baltic Pipe w ramach CEF Energy w latach 2018 i 2019. Pozytywne decyzje inwestycyjne o zrealizowaniu projektu podjęli operatorzy systemów przesyłowych Danii i Polski, a przygotowania realizacyjne są zaawansowane. Rozpoczęcie usługi świadczenia przesyłu gazu za pośrednictwem Baltic Pipe ma się rozpocząć od października 2022 roku.

Dywersyfikacja dostaw gazu do Polski osiągnęła poziom, który pozwolił PGNiG SA ogłosić komunikat: „Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA informuje, że 15 listopada 2019 roku, po uzyskaniu wymaganych zgód korporacyjnych, przekazało do PAO Gazprom i OOO Gazprom Export oświadczenie woli zakończenia z dniem 31 grudnia 2022 roku kontraktu kupna-sprzedaży gazu ziemnego do Rzeczypospolitej Polskiej, zawartego 25 września 1996 roku (tzw. Kontrakt Jamalski)”.

Zgodnie z postanowieniami tego kontraktu, na trzy lata przed przewidzianym zakończeniem kontraktu, tj. do 31 grudnia 2019 roku, strony zobowiązane są do złożenia deklaracji dotyczącej współpracy po 2022 roku. – *W zgodzie z dążeniem Rzeczypospolitej Polskiej do uzyskania bezpieczeństwa dostaw surowców energetycznych oraz w wykonaniu obowiązującej strategii Grupy Kapitałowej PGNiG, w ostatnich czterech latach PGNiG podjęło zasadnicze działania na rzecz dywersyfikacji kierunków pozyskania gazu ziemnego do Polski. Spółka zawarła długoterminowe kontrakty na dostawy LNG i prowadzi akwizycję złóż gazu ziemnego na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, co w połączeniu z działaniami operatora systemu przesyłowego, polegającymi na rozbudowie gazociągów, pozwala na zakończenie Kontraktu Jamalskiego w terminie zgodnym z jego postanowieniami – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA.*

Strategicznym celem jest osiągnięcie bezpieczeństwa dostaw, ale w „Strategii GK PGNiG SA na lata 2017–2022” wytyczono siedem kluczowych obszarów działalności, które mają podnosić wartość spółki i jej pozycję na rynku. Odrębne miejsce zajęły jednak dwa obszary – poszukiwanie i wydobycie. W pierwszym założono zwiększenie bazy udokumentowanych zasobów o około 35%, zwiększenie poziomu wy-

dobycia węglowodorów o około 41% oraz istotne obniżenie jednostkowych kosztów poszukiwań i rozpoznania złóż. W drugim obszarze – zwiększenie zaangażowania i efektywności w realizacji projektów badawczo-rozwojowych oraz innowacyjnych (planowane wydatki na poziomie około 680 mln zł).

– *Nasze złoża się szczyperują, dlatego musimy szanować każdy metr sześcienny polskiego gazu – wielokrotnie powtarzał Piotr Woźniak. – Z naszych krajowych złóż wydobyliśmy w ubiegłym roku prawie 4 mld m sześć. w przeliczeniu na gaz wysokometanowy i zatrzymaliśmy trend spadkowy krajowego wydobycia. Na terenie Polski PGNiG wydobywa gaz ziemny na ponad 230 koncesjach. W ubiegłym roku wykonaliśmy 30 otworów poszukiwawczych. Nasi specjaliści mogą poszczycić się wysoką trafnością wykonanych otworów. Prawie wszystkie zostały określone jako pozytywne, tzn. stwierdzono tam występowanie węglowodorów. Odkryliśmy też 10 nowych złóż gazu. Ich szacowane zasoby wynoszą około 10 mld m sześć. gazu wysokometanowego.*

Obszar poszukiwań i wydobycia wyróżniono w strategii wraz z innowacyjnością nie bez powodu. Dzięki nowym technologiom PGNiG SA uzyskał znaczne postępy w pracach poszukiwawczych. Geofizyka Toruń wdrożyła innowacyjny, nodałny system akwizycji danych sejsmicznych. Polega on na zastosowaniu ultralekkiej, samodzielnej jednostki pomiarowej – nody, w którą wbudowano układy rejestrujące dane sejsmiczne, systemy GPS i wydajne baterie, pozwalające na zapis danych przez kilka tygodni. To nowatorskie podejście – nazywane lekką sejsmiką – pozwala na wykorzystanie środków transportu bardziej przyjaznych środowisku naturalnemu i na obniżenie kosztów.

Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG SA opracował jedyny w Polsce zintegrowany system zarządzania złożem. Innowacyjna platforma „cyfrowe złożo” pozwala na zintegrowane zarządzanie wydobyciem ze złoża w całym okresie eksploatacji. Takie podejście umożliwia połączenie różnych specjalności w ramach jednego obszernego projektu w celu podjęcia kluczowych decyzji dotyczących zagospodarowania i eksploatacji złoża. Uwzględnia wszystkie elementy procesu produkcji w całym systemie wydobywczym. Profile produkcji i prognozy są bardzo wiarygodne i spójne w porównaniu z prognozowaniem każdego etapu produkcji indywidualnie. System ten pozwala przygotować plany zagospodarowania złóż, optymalizować produkcję i zarządzanie złożem, a także rewitalizację starych złóż.

Należy wskazać również na program Geo-Metan, którego zadaniem jest rozwój metod i technik wydobycia metanu z pokładów węgla. Od lutego 2019 roku PGNiG prowadzi testy produkcyjne w rejonie Gilowic na Śląsku, które mają określić potencjał produkcji metanu. Wstępne wyniki są na tyle obiecujące, że PGNiG SA postanowiło na terenie placu wiertniczego wybudować ośrodek zbioru gazu, z którego metan trafi do lokalnej sieci gazowniczej. Ośrodek ma zostać uruchomiony w drugiej połowie 2020 roku. Jego uruchomienie będzie drugim przypadkiem komercyjnego wykorzystania metanu wydobytego z pokładów węgla przez PGNiG. Od kwietnia 2019 roku w gminie Miedzna działa generator prądotwórczy zasilany gazem z systemu odwiertów Gilowice-1 i 2H. Energia wyprodukowana przez urządzenie o mocy 0,9 MW trafia do sieci elektroenergetycznej spółki Tauron Dystrybucja.

– *Według szacunków Państwowego Instytutu Geologicznego, wydobywalne zasoby metanu w złożach węgla na terenie Górnosląskiego Zagłębia Węglowego wynoszą około 193 mld m sześć. Ich eksploatacja w istotny sposób zwiększy możliwości krajowego wydobycia gazu ziemnego. Jesteśmy zdeterminowani, aby jak najszybciej udostępnić te zasoby. Dzięki nowym technologiom zrewitalizowaliśmy na Podkarpaciu ponad 60-letnie złożo „Przemysł” i odkryliśmy tam dodatkowe zasoby gazu, szacowane na prawie 20 mld m sześć. Korzyści z wdrożenia systemu „cyfrowe złożo” pokazują wyniki pilotażu przeprowadzonego na złożu „Załęcze”, eksploatowanym od ponad 40 lat. System ten pozwolił na wybór optymalnego wariantu inwestycji, czego efektem jest wzrost prognozowanego wydobycia ze złoża o 800 mln m sześć. gazu ziemnego. Alians poszukiwań i nowych technologii to skuteczna strategia rozwoju krajowego rynku gazu – podsumowuje Piotr Woźniak.*

Adam Cymer

Nowe segmenty rozwoju gazownictwa

Taki tytuł nosiła kolejna cykliczna konferencja Izby Gospodarczej Gazownictwa, która odbyła się 24–25 października br. w Lublinie.

Łukasz Kroplewski, prezes IGG, otwierając konferencję, podziękował uczestnikom za obecność na spotkaniu, zwracając uwagę, że wśród uczestników – obok wielkich grup kapitałowych, głównych inwestorów w sektorze – jest też mały i średni biznes. Podkreślił, że oznacza to, iż branżowy samorząd gospodarczy jest dobrym forum dialogu i współpracy wszystkich firm angażujących się w rozwój polskiego gazownictwa.

Paweł Pikus, wicedyrektor departamentu ropy i gazu w Ministerstwie Energii, skoncentrował się na kwestiach regulacyjnych w sektorze gazowniczym. Omówił zmiany, które dokonały się w minionej kadencji Sejmu, zarówno w zakresie regulacji ustawowych, jak i przepisów wykonawczych, w tym wiele zmian w prawie energetycznym, a także zasady ustanawiania taryf w usługach przesyłowych. Równie ważne są zmiany w regulacjach procesów inwestycyjnych, na przykład rozszerzenie specustawy gazowej o nowe inwestycje związane z gazoportem, a także rozszerzenie specustawy o kluczowe gazociągi dystrybucyjne i przyłączenia wytwórców wykorzystujących gaz ziemny. Kolejnymi wyzwaniami są jednak regulacje unijne i konieczność ich implementacji do prawa krajowego. Obserwujemy dynamiczny rozwój rynku gazu, rosnące zapotrzebowanie na paliwo gazowe, co znajduje odbicie w polskich dokumentach programowych, takich jak projekt PEP 2040, w którym gaz jest podstawowym paliwem transformacji energetycznej. Jednak kluczową kwestią dla przyszłości sektora jest dylemat, jaki pojawił się na poziomie europejskim, dotyczący roli gazu ziemnego. Zarówno w Komisji Europejskiej, jak i Europejskim Banku Inwestycyjnym mówi się, że przyszłość energetyki to energetyka zielona. Gaz ziemny na poziomie europejskim zaczyna tracić na znaczeniu. Polskie stanowisko jest takie, że chcemy gazowi ziemnemu zapewnić rolę w skutecznej transformacji w kierunku bezemisyjnej gospodarki, co oznacza także finansowanie infrastruktury gazowej i nasze starania o korzystne przepisy rozporządzenia w sprawie Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności oraz w EBI. Paweł Pikus zaapelował o udział całego sektora w debacie o przyszłości gazu ziemnego w europejskim miksie energii i pokazywanie jego zalet.

Pierwsza sesja tematyczna poświęcona była inwestycjom w polskim gazownictwie. **Krzysztof Potera**, dyrektor Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG SA, zaprezentował opracowany w spółce jedyny w Polsce zintegrowany system zarządzania złożem. Innowacyjna platforma „cyfrowe złożo” pozwala na zintegrowane zarządzanie wydobywaniem ze złoża w całym okresie eksploatacji. Takie podejście umożliwia połączenie różnych specjalności w ramach jednego obszernego projektu w celu podjęcia kluczowych decyzji dotyczących zagospodarowania i eksploatacji



złoża. Uwzględnić wszystkie elementy procesu produkcji w całym systemie wydobywczym. Profile produkcji oraz prognozy są bardziej wiarygodne i spójne w porównaniu z prognozowaniem każdego etapu produkcji indywidualnie. System ten pozwala przygotować plany zagospodarowania złóż, optymalizować produkcję i zarządzanie złożem, a także rewitalizację starych złóż. Przeprowadzony pilotaż na złożu Załęcze wskazuje, że zintegrowane zarządzanie złożami na etapie poszukiwań, eksploatacji i inwestycji przyczynia się do zwiększenia szczytowania i przedłużenia żywotności złóż, a jednocześnie do obniżenia kosztów produkcji. Efektem jest wzrost prognozowanego wydobycia ze złoża o 800 mln m³ gazu ziemnego.

W kolejnej prezentacji **Marian Żołyniak**, prezes zarządu PSG sp. z o.o., przedstawił mapę aktywności inwestycyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa na terenach niezgazyfikowanych. W ramach realizowanego „Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018–2022” PSG planuje gazyfikację 300 gmin na terenie całej Polski. Do 30 września br. spółka uruchomiła usługę dystrybucyjną w 40 gminach. Ten proces ma znaczenie społeczne, bo rozwija Polskę powiatową i regionalną. Ma też znaczenie ekologiczne, ponieważ gazyfikacja to likwidacja lokalnych kotłowni i przestarzałych palenisk domowych. Korzystają również lokalni przedsiębiorcy, bo paliwo gazowe coraz chętniej wykorzystywane jest w procesach produkcyjnych. Plan gazyfikacji obejmuje gminy wiejskie oraz 76 miast w gminach miejsko-wiejskich położonych na terenie całego kraju. W ramach „Programu przyspieszenia inwestycji” planowana jest budowa

77 stacji regazyfikacji LNG. Realizacja tego programu ma sprawić, że w 2022 roku prawie 90% mieszkańców Polski będzie żyło na terenach zgazyfikowanych. Przed rozpoczęciem zadania w czerwcu 2018 roku zgazyfikowane były 1482 gminy, w grudniu 2022 roku zgazyfikowane będą 1782 gminy.

Wyspowa gazyfikacja PSG była tematem również kolejnego wystąpienia. **Wioletta Czemieli-Grzybowska**, członek zarządu PSG sp. z o.o., przedstawiła wyzwania związane z gazyfikacją kraju poprzez budowę mikroinstalacji LNG. Zwróciła uwagę, że mikroinstalacje są istotnym elementem programu gazyfikacji ze względu na ich stosunkowo niewielki koszt, krótki czas budowy i możliwość szybkiego przeniesienia w inne miejsce, co w przypadku pregazyfikacji jest bardzo istotne. Mała pojemność zbiornika (10 m³, około 3,5 tony LNG) zwiększa częstotliwość tankowania, a biorąc pod uwagę pojemność autocysterny, może to powodować kłopoty z transportem i jego wysokim kosztem. W porównaniu z klasycznymi instalacjami regazyfikacji LNG, znacznie droższymi w budowaniu i eksploatacji, wymagającymi większych wolumenów regazyfikacji, mikroinstalacje są dobrym rozwiązaniem. Na koniec 2017 roku wszystkich stacji LNG w Polsce było 88, w tym 7 stacji PSG. W 2018 roku było już 25 stacji PSG. W tym okresie nie odnotowano istnienia mikroinstalacji. Do końca 2019 roku PSG będzie miało 30 stacji o pojemności zbiornika do 10 m³, co stanowić będzie 41% wszystkich stacji LNG należących do PSG.

Dopełnieniem tematyki gazyfikacji na terenach niezgazyfikowanych było wystąpienie **Tymoteusza Pruchnika**, prezesa zarządu Gas-Trading S.A. Dla programu gazyfikacji wyspowej konieczne jest funkcjonowanie „wirtualnych gazociągów”, których rozrastającą się z roku na rok sieć zaprezentowano na mapach. Wirtualne gazociągi tworzone są przez stacje regazyfikacji LNG oraz dostarczające surowiec cysterny, które zapewniają pewny i bezpieczny jego transport. Obecnie Gas-Trading S.A. dysponuje dziewięcioma specjalistycznymi cysternami do przewozu LNG, które wyposażone są w pompy oraz przepływomierze umożliwiające dokładne wyliczenie ilości zatankowanego gazu oraz przyspieszenie tankowania. Czas i punktualność dostaw oraz nowoczesne wyposażenie to bardzo istotne elementy z punktu widzenia logistyki dostaw. Na gazowej mapie Polski dostrzegamy „białe plamy”, czyli miejsca, na których powinny powstać regionalne punkty dystrybucji LNG. Z nich mogłyby być zasilane małe i średnie gminy. Elastyczność i dostępność dostaw pozwala również na pokrywanie krótkoterminowych szczytowych zapotrzebowań. W celu pełnej realizacji postulatów gazyfikacji kraju Gas-Trading S.A. blisko współpracuje ze spółkami z grupy kapitałowej – PGNiG OD i PSG oraz Centralą PGNiG.

Drugi dzień obrad koncentrował się na rozwoju polskiego rynku LNG.

Prof. dr Waldemar Kamrat z Politechniki Gdańskiej przedstawił analizę dotyczącą krajowego potencjału naukowego w technologiach związanych z LNG. Statystyka potencjału badawczo-rozwojowego wskazuje, iż działają 94 jednostki na politechnikach i poza nimi, a także w instytutach badawczych PAN oraz innych. Bardzo istotne jest właściwe kształcenie przyszłych inżynierów, w tym także kadry badawczo-naukowej, oparte na rzeczywistym kontakcie z przemysłem, np. poprzez włączanie studentów do realizacji projektów, oraz organizowaniu praktyk

przemysłowych. Konieczne jest prowadzenie innowacyjnych badań służących zwiększaniu udziału polskiej myśli naukowej i krajowego przemysłu w rozwiązaniach stosowanych w polskim gazownictwie. Jednym z najbardziej efektywnych sposobów aktywizacji i rozwijania współpracy nauki z przemysłem jest tworzenie konsorcjów naukowo-przemysłowych, powoływanych do realizacji ściśle określonych projektów. Potrzeby zgłaszane z przemysłu inspirują nowe kierunki działalności naukowo-badawczej. Dzięki takiej współpracy przemysł uzyskuje dostęp do najnowszej wiedzy na temat osiągnięć danej dziedziny nauki, uzupełniony poprzez wiedzę i doświadczenie badawcze partnerów naukowych. Powinny pojawiać się inicjatywy edukacyjno-szkoleniowe, np. organizacja i prowadzenie kształcenia specjalistów dla polskiego programu LNG w dyscyplinach technicznych na wszystkich poziomach (studia inżynierskie, magisterskie, doktoranckie), organizacja i prowadzenie studiów podyplomowych przygotowujących do pracy w polskim programie rozwoju LNG/energetyki gazowej, organizacja i prowadzenie szkoleń pierwotnych i wtórnych personelu technicznego terminali LNG. Ważnym inicjatorem takich działań może być Izba Gospodarcza Gazownictwa.

Istotny aspekt rozwoju rynku LNG w Polsce poruszył **Tomasz Stocki**, główny specjalista ds. LNG w PGNiG Obrót Detaliczny. Przedstawił on obszerną analizę polskich sektorów przemysłowych o najwyższym potencjale wykorzystania LNG. Analiza poszczególnych sektorów polskiego przemysłu, wraz z właściwym dla nich otoczeniem regulacyjnym, prawnym i rynkowym, pozwala przewidywać wzrost zainteresowania nowym paliwem. Dominujące czynniki to przede wszystkim koszt instalacji wytwórczej w przeliczeniu na jednostkę zainstalowanej mocy (instalacje „węglowe” wymagają od 2,5 do 3 razy wyższych nakładów inwestycyjnych niż instalacje „gazowe” tych samych mocy), koszty ETS opłat zastępczych za emisję CO₂ dla instalacji wytwórczych o mocy zainstalowanej powyżej 20 MW w paliwie oraz sprostanie wymogom MCP czy BAT. Do istotnych walorów LNG zaliczyć należy osiągnięty poziom emisji do atmosfery: CO₂, NO_x, SO₂, pyłów, zgodne zawsze z MCP, oraz brak ograniczeń w dostępie do tzw. mocy zamówionej – właściwej dla sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, będących ich naturalnym ograniczeniem technicznym, brak kosztów z tytułu mocy zamówionej, niezależne źródło zasilania, które może współpracować z dostawami paliwa gazowego z sieci i być zupełnie niezależnym źródłem od pracy sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Wymienione powyżej walory przekładają się na rekomendowane zastosowania LNG w ciepłownictwie, energetyce czy przemyśle.

Paweł Samerek z departamentu CNG i LNG w PGNiG Obrót Detaliczny omówił jeszcze jeden ważny segment transportu LNG – transport wodny. Polityka klimatyczna UE sprawia, że europejskie porty stoją przed dużym wyzwaniem środowiskowym. Tzw. dyrektywa siarkowa UE nakłada na armatorów obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki poniżej 0,1%. Popyt na LNG będzie generowany głównie dzięki przewozom promowym w regionie Morza Bałtyckiego. Jak pokazują dotychczasowe przykłady rynkowe, to właśnie LNG będzie głównym ekologicznym paliwem wykorzystywanym przez bałtyckich armatorów: Stena Line (4 zamówione promy LNG), Viking Line od 2013 roku eksploatuje prom napędzany LNG (m/s Viking Grace). Inwestycje w nowe jednostki lub konwersję swojej floty zapowiadają rów-

niez polscy przewoźnicy. PŻB Polferries najpóźniej w 2022 roku ma wprowadzić do służby nową jednostkę napędzaną LNG. Z kolei Unity Line – drugi polski przewoźnik należący do PŻM – szuka finansowania na nową jednostkę, również napędzaną ekologicznym paliwem lub przewiduje konwersję jednego ze swoich promów. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podjęło się odpowiedzialnego zadania zapewnienia każdemu armatorowi dostępu do błękitnego paliwa w polskich portach morskich, tym samym stając się aktywnym uczestnikiem rynku paliw żeglugowych. Mimo że bunkrowanie LNG należy do najbardziej skomplikowanych operacji dostaw paliwa LNG, Departament CNG i LNG realizuje bunkrowanie statków napędzanych LNG już od września 2016 roku. Od tego czasu zabunkrowane zostały 34 statki i PGNiG zdecydowanie wkracza na ten dynamicznie rozwijający się rynek.

Rozwój rynku LNG w oczywisty sposób stawia problem jego bezpiecznego transportu.

Jacek Pogoda, kierownik Zawodowego Górniczego Pogotowia Specjalistycznego PGNiG SA Oddział RSGO, w obszernej prezentacji wskazał na procedury bezpieczeństwa dla urządzeń LNG i transportu. Stosowanie i opracowywanie norm branżowych, standardów technicznych i dobrych praktyk pozwala w łatwy sposób dobierać systemy ochronne i właściwe metody postępowania. Wprowadza równocześnie odpowiednie procedury operacyjne i systemy kontroli. Podstawowe warunki realizacji bezpiecznego transportu określają przepisy ADR (europejska umowa dotycząca międzynarodowego przewozu drogowego materiałów niebezpiecznych). Dobrą praktyką jest opracowanie i stosowanie wewnętrznych procedur dotyczących kontroli i doszkalania kierowców z zasad postępowania w sytuacjach awaryjnych. Poza umiejętnościami i dobrymi praktykami dotyczącymi transportu bardzo ważna jest umiejętność właściwej obsługi urządzeń do załadunku i rozładunku LNG. Osoby zatrudnione przy obsłudze tych urządzeń zobowiązane są do posiadania kwalifikacji uzyskanych stosownie do przepisów zawartych w ustawie o dozorcze technicznym oraz rozporządzeniach w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego. Według danych Inspekcji Transportu Drogowego przewóz materiałów niebezpiecznych, do których zalicza się LNG, stanowi najbezpieczniejszą gałąź transportu drogowego (odnotowuje się tu najmniejszą liczbę zdarzeń drogowych).

Dynamiczny rozwój rynku LNG i rosnące zapotrzebowanie na to paliwo w oczywisty sposób generują coraz większe zainteresowanie odbiorców, a co za tym idzie – potrzebę realizacji bezpiecznego transportu LNG.

Ireneusz Krupa, wiceprezes PSG, przedstawił szczegółową prezentację procedur obowiązujących w PSG sp. z o.o., które poza stroną podażową stara się potencjalnym klientom ułatwiać proces przyłączania się do sieci gazowej. Przyłączenie obiektu do sieci gazowej odbywa się na wniosek klienta, złożony w przedsiębiorstwie gazowniczym. Zasady przyłączania regulowane są ustawą „Prawo energetyczne” oraz aktami wykonawczymi, z których podstawowe to rozporządzenie ministra gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (t.j. Dz.U. z 2018 roku, poz. 1158 z późn. zm.). Pierwszym krokiem jest złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej. Jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania paliwa gazowego, PSG wydaje warunki przyłączenia do sieci gazowej w terminie nie

dłuższym niż 21 dni dla klientów w gospodarstwach domowych. Jednocześnie warto zaznaczyć, iż średni czas wydawania warunków dla tych klientów to około 10 dni. Warunki przyłączenia do sieci gazowej informują między innymi o miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci oraz ich parametrach technicznych, minimalnym i maksymalnym ciśnieniu dostarczania i odbioru paliwa gazowego, wymaganiach dotyczących układu pomiarowego oraz miejscu jego zainstalowania, mocy przyłączeniowej, miejscu rozgraniczenia własności systemu dystrybucyjnego Polskiej Spółki Gazownictwa i instalacji, urządzeń lub sieci podmiotu przyłączonego. Do wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej dla klienta niezbędne jest posiadanie tytułu prawnego do nieruchomości. Na podstawie wniosku o określenie warunków przyłączenia Polska Spółka Gazownictwa przygotowuje projekt umowy o przyłączenie do sieci gazowej, o ile istnieją prawne, techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania paliwa gazowego. Umowa o przyłączenie stanowi dla Polskiej Spółki Gazownictwa oraz dla przyłączanego podmiotu podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych oraz ich finansowania przez strony na warunkach w niej określonych. Po wykonaniu przez Polską Spółkę Gazownictwa i klienta obowiązków wynikających z zapisów umowy o przyłączenie do sieci gazowej, klient otrzymuje powiadomienie o zakończeniu realizacji i gotowości Polskiej Spółki Gazownictwa do uruchomienia dostarczania paliwa gazowego wraz z fakturą za opłatę za przyłączenie oraz wzorem zgłoszenia gotowości instalacji gazowej do napełnienia paliwem gazowym. Dla ułatwienia kontaktów z klientami uruchomiono nowe miejsca obsługi klienta w gazowniach PSG i wdrożono portal przyłączeniowy.

* * *

Izba Gospodarcza Gazownictwa, biorąc pod uwagę udział w konferencji przedstawicieli małego i średniego biznesu, przygotowała w programie dwie dodatkowe prezentacje związane z zagadnieniami zarządzania przedsiębiorstwem.

Tobiasz Szychowski i **Janusz Gwiazdowski**, mediatorzy z istniejącego przy IGG Ośrodka Mediacji Gospodarczej przygotowali wykład na temat mediacji jako narzędzia do zarządzania konfliktem. Praktyka pokazuje, że postępowania ADR i mediacje prowadzone przez osoby profesjonalne poza szansą na szybkie i sprawne zakończenie sporu z konsumentem bądź kontrahentem, są również dla zarządzających szansą na sprawdzenie funkcjonowania poszczególnych jednostek organizacyjnych Przedsiębiorstwa – wyrętkowo, w pełnym obszarze działalności przedmiotowej i terytorialnej – począwszy od obsługi klienta na jednostkach technicznych skończywszy. Ważne, aby przedsiębiorstwa dostrzegły, że mediacje i postępowanie ADR są dla nich istotną szansą na zaoszczędzenie czasu i pieniędzy pod warunkiem, że świadomie z nich skorzystają po uprzednim gruntownym przygotowaniu do uczestnictwa. Niezbędne do tego jest zrozumienie, że dla efektywności postępowania konieczne jest zaangażowanie kompetentnych i właściwie umocowanych osób ze strony przedsiębiorstwa. Osoby te dzięki bezpośredniej współpracy z zarządzającymi będą mogły samodzielnie lub po konsultacji rozważyć czy i na jakich zasadach przedsiębiorstwo jest gotowe zawrzeć z konsumentem bądź kontrahentem ugodę. Kluczowe jest, aby przedsiębiorstwo wiedziało, na jakie ustępstwa i w jakim zakresie jest gotowe i czego w zamian oczekuje od drugiej strony.

Istotne jest także informowanie i edukowanie zarówno konsumentów czy kontrahentów oraz podmiotów, które w ich imieniu występują, jak i pracowników przedsiębiorstwa o istocie postępowań ADR i mediacji. Niestety, częstym oczekiwaniem jest to, że mediator bądź koordynator zmusi którąś ze stron do określonego działania na korzyść drugiej strony lub jedną ze stron ukarze, jeśli będzie podejmowała działania, które – w ocenie drugiej strony – są niewłaściwe, takie sytuacje zdarzają się zwłaszcza w postępowaniach ADR.

Zarówno koordynator, jak i mediator nie rozstrzygają sporów, nie wydają opinii w sprawie, nie reprezentują żadnej ze stron, a w zależności od woli stron mogą na pewnym etapie postępowania ADR lub mediacji zaproponować stronom rozwiązanie sporu, jeśli dysponują wystarczającymi do tego informacjami. To jednak zależy głównie od zaangażowania stron mediacji i postępowania ADR.

Postępowanie ADR i mediacja są szansą dla obu stron do efektywnego, sprawnego oraz relatywnie taniego zakończenia zaistniałego sporu. Dodatkowo, dla przedsiębiorstwa mogą być szansą na odpowiednie zarządzanie konfliktem z konsumentem bądź kontrahentem. Warunkiem jest właściwe zrozumienie przez każdą ze stron, na czym dane postępowanie polega oraz jakie korzyści mogą z niego płynąć.

Drugi wykład, przygotowany przez **Karola Nowakowskiego** oraz **Marcina Wróblewskiego**, **brokerów ubezpieczeniowych z Biura Ubezpieczeń Korporacyjnych**, poświęcony został strategii zarządzania limitami gwarancyjnymi. W interesie każdego przedsiębiorstwa leży jak najlepsze zabezpieczenie skutków zdarzeń losowych, które mogą mieć negatywny wpływ na prowadzone prace. Dotyczy to zarówno zdarzeń, które w trakcie wykonywania swojej pracy możemy wyrządzić osobom trzecim (OC), jak i szkód w związku z objętymi kontraktem wykonywanymi robotami budowlanymi lub montażowymi. W większości obecnie prezentowanych zapisów Specyfikacji Istotnych Warunków Za-

Podczas konferencji odbyła się uroczystość wręczenia odznaczeń państwowych. **Andrzej Duda**, Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej, nadał Medale Stulecia Odzyskanej Niepodległości osobom zasłużonym dla polskiej energetyki. Minister **Andrzej Dera**, sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta RP, dokonał dekoracji **Piotra Grzegorza Woźniaka**.

W drugiej części uroczystości minister Andrzej Dera wręczył odznaki honorowe i stopnie górnicze przyznane przez ministra energii. Odznaki „Zasłużony dla górnictwa RP” otrzymali: **Magdalena Zegarska**, **Robert Kwiatkowski** i **Janusz Radomski**. Odznakę honorową za zasługi dla przemysłu naftowego i gazowniczego otrzymał **Marcin Tadeusiak**.

W kolejnej części spotkania wręczone zostały stopnie górnicze. Stopień górniczy „Generalny dyrektor górniczy I stopnia” otrzymali: **Stanisław Niedbalec** oraz **Ireneusz Walczak**. Stopień górniczy „Generalny dyrektor górniczy III stopnia” otrzymali: **Marian Żołyński** oraz **Henryk Mucha**. Stopień górniczy „Dyrektor górniczy I stopnia” otrzymał **Tomasz Ziembicki**. Stopień górniczy „Dyrektor górniczy II stopnia” otrzymali: **Bartłomiej Nowak**, **Paweł Pikus**, **Piotr Sprzączak** oraz **Marcin Przywara**.

Po zakończeniu uroczystości wręczenia odznak honorowych i stopni górniczych minister **Andrzej Dera** otrzymał od **Łukasza Kropiewskiego**, prezesa IGG, przyznany ministrowi tytuł „Sojusznika samorządu gospodarczego” Izby Gospodarczej Gazownictwa. Na zakończenie uroczystości prezes IGG udekorował **Dariusza Brzozowskiego** Złotą Odznaką Honorową Izby Gospodarczej Gazownictwa.

mówienia ochrona ubezpieczeniowa zarówno w zakresie odpowiedzialności cywilnej (OC), jak i ryzyk budowy i montażu (CAR/EAR) stanowi obligatoryjny warunek, bez którego nie możemy przystąpić do wykonywania prac.

W tym celu coraz częściej przenosimy odpowiedzialność za przygotowanie, dopracowanie zapisów, analizę i na końcu rekomendację ofert ubezpieczenia na kancelarie brokerskie, które na mocy udzielanego im pełnomocnictwa wykonują tę pracę nieodpłatnie. Obserwując obecne tendencje rynku gazowniczego w Polsce, często spotykamy się z sytuacją, w której podmiotem odpowiedzialnym za przygotowanie polis ubezpieczeniowych jest inwestor/zamawiający.

Jest to moment, w którym szczególnie należy przeanalizować zapisy polisy, ponieważ niemal pewne jest, że tak skonstruowana umowa zabezpiecza przede wszystkim interesy inwestora/zamawiającego, a nie naszego przedsiębiorstwa. We wspomnianym przypadku należy również zwrócić uwagę na rodzaj zawieranych polis, zbadać scenariusze szkodowe i określić, w którym przypadku zawarta polisa pozwoli naszemu przedsiębiorstwu uzyskać odszkodowanie.

W niektórych kancelariach brokerskich istnieją wyspecjalizowane komórki zajmujące się likwidacją szkód. Działy likwidacji szkód przejmują pełny proces od momentu zgłoszenia szkody, przygotowują pisma odwoławcze, a nawet uczestniczą w postępowaniach regresowych czy ugodowych.

W bieżących realiach, biorąc pod uwagę złożoność zagadnień dotyczących ubezpieczeń, korzystanie z usług licencjonowanej kancelarii brokerskiej stanowi niemal konieczność. Oprócz wszystkich tematów związanych z kwestią zabezpieczenia naszego majątku, wykonywanych prac czy odpowiedzialności cywilnej, kancelarie pomagają nam również w zabezpieczeniu zobowiązań finansowych wynikających z zapisów kontraktu poprzez aranżowanie gwarancji ubezpieczeniowych.

Aby zapobiec chaosowi i obawom, czy nasze przedsiębiorstwo będzie w stanie pozyskać daną gwarancję *ad hoc*, istotne jest rozważenie przyznania nam limitów gwarancyjnych u kilku gwarantów, aby w przyszłości mieć większą swobodę w decyzjach i doborze gwarantów do danej inwestycji. W tym przypadku obsługująca nas kancelaria brokerska, która specjalizuje się w ubezpieczeniach finansowych, powinna przeprowadzić za nas ten proces. Po podpisaniu umów o limit z zakładami ubezpieczeń, mając z góry jasno określone warunki współpracy, stawki, okresy, na jakie mogą być udzielane gwarancje czy inne istotne parametry, jak choćby wzory gwarancji oraz to na jakie zapisy które towarzystwo zgadza się lub nie, rozpoczyna się płynny proces zarządzania limitami gwarancyjnymi.

Warto zastanowić się nad wypracowaniem jednolitych wzorców gwarancyjnych dla rynku gazowniczego, które będą chroniły nas jako wykonawców, ale – co najważniejsze – będą również akceptowane przez naszych zamawiających. Usprawni to znacznie proces decyzyjny po stronie gwarantów i przyspieszy wystawianie dokumentów gwarancyjnych.

Gwarancje ubezpieczeniowe są rozsądną alternatywą dla gwarancji bankowych i obydwie formy zabezpieczenia powinny stale znajdować się w asortymencie dobrze zarządzanego przedsiębiorstwa.

Opracował **Adam Cymer**

Kodeks Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej

29 listopada 2019 roku Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa jednogłośnie przyjął dokument „Kodeks Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej” (KDP), rekomendując jego stosowanie przez członków IGG i inne podmioty z branży gazowniczej jako zbioru zasad i zaleceń w odniesieniu do współpracy biznesowej stron procesu inwestycyjnego.

Geneza KDP

Postulat opracowania kodeksu zgłoszony został podczas VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego w 2018 roku. W odpowiedzi na tę potrzebę Zarząd IGG na posiedzeniu 11 maja 2018 roku powołał Zespół ds. Ustanowienia Kodeksu Dobrych Praktyk w Relacjach Inwestor–Wykonawca, stawiając przed nim cel w postaci opracowania zbioru zasad dotyczących optymalnej współpracy stron w trakcie procesu przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych.

Zespół, pracujący pod kierunkiem Marcina Tadeusiaka, wypracował rekomendacje podczas trwających ponad rok prac i wielu cyklicznych spotkań przedstawicieli podmiotów zrzeszonych w IGG. Przygotowanie założeń dla projektu prowadzone było w metodyce PRINCE2, natomiast w dalszych pracach wykorzystywano podejście AGILE jako instrument elastyczny, stawiający na współpracę i relacje w zespole. W końcowym etapie rekomendacjom i zasadom wypracowanym przez zespół nadany został regulaminowy, kodeksowy charakter.

Funkcjonowanie kodeksów dobrych praktyk w polskim systemie prawa

Kodeksy dobrych praktyk zdefiniowane są w ustawie z 23.08.2007 roku o przeciwdziałaniu nieuczciwym praktykom rynkowym (t.j. Dz.U. z 2017 roku, poz. 2070) jako zbiór zasad postępowania, a zwłaszcza norm etycznych i zawodowych, przedsiębiorców, którzy zobowiązali się do ich przestrzegania w odniesieniu do jednej lub większej liczby praktyk rynkowych (art. 2 pkt 5). Ustawa nie nakłada zatem na przedsiębiorców żadnych nakazów ustanowienia kodeksu dobrych praktyk w danej branży, nie reguluje również procesu jego konstruowania, pozostawiając określenie tego procesu i zasad wskazanych w kodeksie wyłącznie zainteresowanym stronom, nie wkracza więc w samoregulację przedsiębiorców, a jedynie określa jej ramy prawne.

Jeśli kodeks dobrych praktyk w danej branży powstanie, to podmioty, które dobrowolnie zgodziły się zapisy kodeksu stosować, informując o tym rynek, są regulacjami takiego kodeksu związane, w przeciwnym wypadku ich działanie może być uznane za nieuczciwą praktykę, a zwłaszcza:

- nieprzestrzeganie kodeksu dobrych praktyk, do którego przedsiębiorca dobrowolnie przystąpił, jeżeli przedsiębiorca ten informuje w ramach praktyki rynkowej, że jest związany takim kodeksem, jest działaniem wprowadzającym w błąd, tzn. nieuczciwą praktyką rynkową (art. 5 ust. 2 pkt 4 ustawy o przeciwdziałaniu nieuczciwym praktykom rynkowym),
- nieuczciwą praktyką rynkową jest także podawanie przez przedsiębiorcę informacji, że zobowiązał się on do przestrzegania kodeksu dobrych praktyk, jeżeli jest to niezgodne z prawdą (art. 7 pkt 1 ww. ustawy).

W pozostałym zakresie weryfikowanie właściwego przestrzegania norm określonych w kodeksie należy do organów wewnętrznych organizacji, która takie normy ustanowiła. W przypadku KDP dla branży gazowniczej we wszelkich sprawach spornych związanych z jego stosowaniem należy najpierw złożyć wniosek o przeprowadzenie mediacji do Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG.

Zawartość kodeksu

KDP obejmuje zbiór wytycznych i rekomendacji dla procesu przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych, poprawiających efektywność i bezpieczeństwo oraz umożliwiających skuteczną realizację zamierzenia budowlanego, a także osiągnięcie celów zarówno inwestora, jak i wykonawcy. KDP odnosi się do relacji zamawiającego z wykonawcą robót budowlanych, jednak wskazane w nim zasady powinny być stosowane na zasadzie analogii także wobec innych podmiotów – projektantów, dostawców, inspektorów nadzoru czy podwykonawców.

Zasady i rekomendacje zebrano w pięciu rozdziałach:

I. PROCEDURY: rekomendacje odnoszące się do sposobu określania procedur na każdym etapie trwania inwestycji – zarówno postępowania o udzielenie zamówienia i wyboru wykonawcy, jak i realizacji prac, odbiorów, aż po etap gwarancji i rękojmi;

II. PLANOWANIE: zalecenia dotyczące wyboru modelu realizacji inwestycji („buduj” vs. „projektuj i buduj”), planowania głównych założeń inwestycji, zasad prowadzenia postępowania o udzielenie zamówienia oraz zasad wykonywania umowy;

III. KOMUNIKACJA: rekomendacje w zakresie zarządzania komunikacją w procesie inwestycyjnym zarówno przed wszczęciem inwestycji, w trakcie jej realizacji, jak i po zamknięciu, a nawet w czasie pozakontraktowym (poprzez organizowanie cyklicznych spotkań inwestorów, wykonawców, projektantów, inspektorów nadzoru i dostawców);

IV. FINANSE: rekomendowane rozwiązania finansowe, uwzględniające interesy obu stron procesu inwestycyjnego – aby nie tylko chronić interes zamawiających, ale jednocześnie umożliwić od strony finansowej bezpieczną działalność wykonawcom;

V. DOBRE PRAKTYKI W ZAKRESIE TWORZENIA PRAWA ORAZ KONSTRUOWANIA UMÓW: działania, które przedstawiciele branży gazowniczej zamierzają podejmować w celu zapewnienia ustalania „dobrego prawa” (rozumianego jako prawo, które wspiera branżę i nie blokuje prowadzenia inwestycji) oraz ogólne zalecenia dotyczące kształtowania zapisów umownych.

Jedną z ważnych inicjatyw podjętych przez zespół jest także opracowanie **matrycy ryzyk** – wzorcowa, przykładowa matryca

ryzyk dla kontraktów typu „buduj”, zakładająca partnerski model realizacji umowy, stanowi załącznik do KDP.

Spodziewane efekty stosowania kodeksu w branży gazowniczej

Stosowanie dobrych praktyk powinno przyczynić się do sprawniejszej i bezpieczniejszej realizacji inwestycji, a także wspierania innowacyjności, konkurencyjności i przedsiębiorczości w branży gazowniczej. Wdrożenie w praktyce zawartych w nim rekomendacji może przynieść skutek w postaci zmniejszenia liczby sporów między inwestorami a wykonawcami, budowania partnerskich relacji biznesowych oraz poprawy komunikacji między nimi. Właściwy podział ryzyka spowoduje wprowadzenie równowagi pomiędzy uczestnikami procesu inwestycyjnego. W konsekwencji można spodziewać się sprawniejszej realizacji inwestycji i stabilizacji rynku wykonawców w branży.

opr. AC

Wyróżnieni EXPO-GAS 2019

W konkursie o medale i wyróżnienia Targów Kielce przyznano Medale Targów Kielce za produkty. W numerze 2/2019 „Przeglądu Gazowniczego” prezentowaliśmy zdobywców medali X edycji międzynarodowych targów techniki gazowniczej, a w numerze 3/2019 zdobywców wyróżnień za produkty. W tym numerze prezentujemy kolejnych zdobywców wyróżnień za produkty.



P.R.U.H. ARMA-POL

S.Kulka, R.Płotnicki (Brzeszcze)

– Kłapa zwrotna TYPC09.6 20”CLASS600 (DN500)

Robert Płotnicki, prezes Arma-Pol i Karel Malcharek, przedstawiciel czeskiej firmy Armatury Group, dyrektor handlowy na Polskę: Ta kłapa jest pochodną rozwiązań wykorzystywanych w energetyce na potrzeby współpracy z turbinami parowymi. Powstała na potrzeby nowo budowanych gazociągów i nowych, wykorzystywanych w nich materiałów.

Podeszliśmy do projektowania kłapy od strony inżynierskiej, biorąc pod uwagę opinie użytkowników. Najpierw nasi konstruktorzy dostają oczekiwane przez zamawiającego parametry, potem analizują projekt i rekomendują konkretne rozmiary kłapy. Wzięliśmy pod uwagę zdecydowanie więcej parametrów eksploatacyjnych niż tylko średnica i zakładane ciśnienie, także m.in. przepływy minimalne i maksymalne. Unikamy tym samym częstego problemu w polskiej sieci przesyłowej, jakim jest źle dobrana wielkość kłapy, powodująca jej „klepanie”, hałas i drgania.

Anticor Sp. z o.o. (Wieliczka)

– The Cleantech Prepper

Tomasz Bochenek, Anticor: To innowacyjne urządzenie do przygotowania powierzchni spawanych. Jego zaletą jest wysoka prędkość przygotowania powierzchni, na przykład dla rury DN200 czas przygotowania połączenia spawanego pod nałożenie izolacji wynosi około dwóch minut – cztery razy szybciej niż standardowa obróbka strumieniowo-ścierna. Ale największą zaletą urządzenia jest to, że nie wymaga skomplikowanej logistyki, jego montaż jest prosty (waga: 45 kg), nie trzeba kompresora, nie trzeba utylizować materiału wykorzystanego do przygotowania powierzchni. Uzyskujemy tu rozwinięcie o grubości średnio do 180 mikronów. Profil nierówności jest tu równomierny, podczas gdy przy ręcznej obróbce zawsze występują nierówności. Koszt przygotowania metra kwadratowego jest podobny jak w przypadku obróbki strumieniowo-ścierniej.

Warsztaty techniczne IGG

17 października 2019 roku odbyły się kolejne warsztaty techniczne organizowane przez IGG. Po raz pierwszy uczestnicy mieli możliwość nie tylko wysłuchania referatów, ale wzięli też udział w praktycznym pokazie użytkowania CNG na stacji tankowania MZA w Warszawie przy ul. Kleszczowej.

Podstawowymi tematami omawianymi podczas warsztatów była standaryzacja procesu CNG na podstawie znowelizowanych standardów technicznych **ST-IGG-1601:2012** oraz **ST-IGG-1602:2012** „Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji CNG. Wymagania i zalecenia” oraz prezentacja **ST-IGG-3501:2019** „Biogaz rolniczy wprowadzany do sieci”. Mając na uwadze przewidywany dynamiczny rozwój stacji CNG w kraju, uczestnicy warsztatów zapoznali się z aktualnym stanem i kierunkiem prac prowadzonych przez zespół opracowujący nowelizację ww. standardów oraz wymogów, jakie standardy będą określa-

ły. Dopelnieniem spotkania było wystąpienie przedstawiciela MZA w Warszawie, który przestawił bardzo ciekawy referat pt. „Wdrożone technologie i projekty CNG/LNG w MZA Warszawa”. Podczas prezentacji i po niej odbyła się dyskusja dotycząca aspektów techniczno-ekonomicznych i środowiskowych, wynikających z zaprezentowanych przez MZA Warszawa wdrożonych projektów, a także planów na przyszłość.

Następnie został przedstawiony nowo opracowany w ramach działającego przy IGG Komitetu Standardu Technicznego i zatwierdzony przez Zarząd IGG Standard Techniczny

DZIAŁALNOŚĆ KST W II PÓŁROCZU 2019

W ramach prowadzonej w II półroczu 2019 roku działalności standaryzacyjnej IGG odbyły się spotkania zespołów roboczych opracowujących nowe oraz nowelizujących ustanowione dokumenty standaryzacyjne:

ZR 2 A, który opracowuje standard **ST-IGG-0203** dotyczący układów rozliczeniowych; kierownikiem zespołu jest Wojciech Laszuk (PSG);

ZR 2 B, który opracowuje standard **ST-IGG-0204** Przeliczniki i rejestratory; kierownikiem zespołu jest Bartosz Pisarek (GAZ-SYSTEM);

ZR 6, który opracowuje **ST-IGG-0603** Ochrona przed korozją konstrukcji złożonych; pracami nad tym standardem kieruje Grzegorz Sachajdak (PSG);

ZR 7, który nowelizuje cztery standardy dotyczące nawaniania, opracowane w latach 2012 i 2014, kierownikiem zespołu jest Marceł Ptak (PSG);

ZR 9, który pracuje nad nowelizacją **ST-IGG-0901:2013** Gazociągi i instalacje gazowe. Obliczenia wytrzymałościowe, kierownikiem zespołu jest Małgorzata Grzewka (GAZ-SYSTEM);

ZR 16, który zajmuje się nowelizacją **ST-IGG-1601:2012** – Stacje CNG oraz **ST-IGG-1602** – Urządzenia do tankowania CNG – kierownikiem jest Mariusz Konieczny (PSG);

ZR 21, który pracował nad **ST-IGG-2101** Projektowanie, budowa i użytkowanie gazociągów z PE do 1,0 MPa. Wymagania i zalecenia; kierownikiem jest Paweł Filanowski (PSG);

ZR 26, który nowelizuje dwa standardy dotyczące prac gazoniebezpiecznych: **ST-IGG-2601:2014** dla sieci dystrybucyjnych oraz **ST-IGG-2602:2016** dla sieci przesyłowych; kierownikiem zespołu jest Łukasz Pivoda (GAZ-SYSTEM);

ZR 33, zajmujący się opracowaniem **ST-IGG-3301** Sterowane przewiertory horyzontalne, kierownikiem zespołu jest Jacek Janicki (ZRB Janicki);

ZR 36, który opracowuje standardy **ST-IGG-3601** Inspekcja rurociągów tłokami. Część 1 – Wymagania dla śluz oraz dla rurociągów oraz część 2 – Czystczenie i inspekcja tłokami pomiarowymi, dotyczący tłokowania gazociągów, kierownikiem jest Mateusz Bil (GAZ-SYSTEM);

ZR 40, pracujący nad nowym standardem **ST-IGG-4001** Balastowanie gazociągów, kierownikiem zespołu jest Monika Lemke (PSG).

We wrześniu 2019 roku odbyło się XLVI posiedzenie plenum KST, podczas którego rozpatrzono wnioski kierowników zespołów o zatwierdzenie dokumentów kierunkowych dla realizowanych prac. Zatwierdzono zakres nowelizacji, harmonogram i budżet dla standardów **ST-IGG-1601**, **ST-IGG-0901** oraz **ST-IGG-0101** oraz dla nowego standardu **ST-IGG-3601**. Podjęto także decyzję o podziale zespołu roboczego nr 2 na trzy odrębne zespoły:

- zespół 2A, któremu przyporządkowano standardy **ST-IGG-0202** Pomiar i rozliczenia paliwa gazowego oraz **ST-IGG-0203** Układy pomiarowe;
- zespół 2B, któremu przyporządkowano **ST-IGG-0201:2018** Protokół komunikacyjny SMART-GAS, **ST-IGG-0204** Przeliczniki i rejestratory oraz **ST-IGG-0207** GAZ-MODEM 3;
- zespół 2C, w którego zakresie działania są wszystkie standardy dotyczące oceny gazów ziemnych.

We wrześniu KST podjął w trybie elektronicznym uchwałę o zatwierdzeniu, a następnie Zarząd IGG o ustanowieniu **ST-IGG-3501** Wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej. Część 1. Wymagania jakościowe.

W październiku 2019 roku odbyły się warsztaty techniczne, na których m.in. przedstawiono prace nad nowelizacją standardów dotyczących stacji CNG oraz ustanowiony przez Zarząd IGG standard **ST-IGG-3501** dotyczący biometanu. W drugiej części warsztatów uczestnicy odbyli wizytę na nowo wybudowanej i oddanej do użytkowania stacji tankowania CNG autobusów MZA w Warszawie.

W listopadzie 2019 roku odbyło się jubileuszowe, X Sympozjum TOP-Gaz, które IGG objęła patronatem. W sympozjum uczestniczyli członkowie KST, ponadto zaprezentowany został standard **ST-IGG-3501**. Ten sam standard został również omówiony na Narodowym Kongresie Biometanu, który odbył się w grudniu.

Pod koniec roku odbyły się cztery konferencje uzgodnieniowe, na których omówiono uwagi, które spłynęły w wyniku przeprowadzonej ankietyzacji. Do ankietyzacji skierowano 7 standardów, w tym cztery nowelizowane oraz trzy nowe. Podczas trzech z wymienionych konferencji uzyskano konsensus i dokumenty standaryzacyjne **ST-IGG-0702**, **ST-IGG-0703**, **ST-IGG-0704**, **ST-IGG-0705**, **ST-IGG-2101** oraz **WT-IGG-3401** zostały skierowane odpowiednio do opracowania redakcyjnego i do opinii ekspertów zewnętrznych.

W październiku br. zostały zaktualizowane dokumenty kierunkowe związane ze standaryzacją w IGG: „Regulamin pracy Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa” oraz „Standaryzacja techniczna Izby Gospodarczej Gazownictwa”.

Zostało także przygotowane nowe wydanie „Biuletynu Technicznego” – **Przepisy techniczne, normy, standardy techniczne i warunki techniczne IGG w gazownictwie – nr 12/2019** (według stanu prawnego na 30 listopada 2019 r.).

Na posiedzenie grudniowe planowane jest zatwierdzenie przez KST dwóch nowych i czterech nowelizowanych dokumentów standaryzacyjnych.



ST-IGG-3501:2019 „Biogaz rolniczy wprowadzany do sieci”. W trakcie omawiania standardu przez przedstawiciela PSG sp z o.o. zaprezentowano wymogi, jakie będą postawione przeszłym producentom lub dostawcom biometanu, aby można było wprowadzić go do sieci gazowej. W odpowiedzi na pytania uczestników przekazano informację o planowanych projektach dotyczących biometanu na terenie kraju oraz wydanych przez PSG sp z o.o. warunkach przyłączeniowych dla podmiotów, które o nie wystąpiły.

Do dyspozycji uczestników warsztatów podstawiono autokar napędzany CNG, którym uczestnicy przejechali na teren nowo wybudowanej i uruchomionej już stacji tankowania CNG autobusów MZA w Warszawie przy ul. Kleszczowej. Zaprezentowane zostały nowoczesne rozwiązania techniczno-technologiczne oraz organizacyjne dotyczące procesu tankowania i użytkowania CNG przez MZA W Warszawie. Uczestnicy mogli zapoznać się z obiektami i instalacjami z tym procesem związanymi oraz obejrzeć pokaz szybkiego i powolnego tankowania. Bardzo ciekawe były informacje dotyczące aspektów środowiskowych, a także systemu opomiarowania i rozliczeń użytkowanego gazu oraz logistyki planowania ruchu pojazdów z zajezdni MZA „Kleszczowa”. Wspomniana stacja tankowania CNG została wybudowana i jest obsługiwana przez GAZ Błonie sp z o.o., spółkę zależną PSG sp. z o.o.

W przeprowadzonej ankiecie uczestnicy bardzo pozytywnie ocenili aspekty merytoryczne warsztatów oraz ich formułę, sugerując, aby następne warsztaty techniczne odbyły się w podobnej formie, z ukierunkowaniem na LNG.

Opracował **Kazimierz Nowak**,
przewodniczący Komitetu Standardu Technicznego



ENER GAS 2020 29–31 stycznia 2020

**V Konferencja Techniczno-Naukowa
„Gazociągi wysokiego ciśnienia
– nowe technologie,
prace specjalistyczne, usługi i urządzenia
infrastruktury sieci gazowej”**

Kocierz Hotel & SPA,
ul. Beskidzka 206 Targanice,
34-120 Andrychów

Organizatorzy:

Katedra Techniki Ciepłej
Politechniki Śląskiej
w Gliwicach,
Gascontrol Polska Sp. z o.o.



Konferencja pod patronatem
Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa



Główna tematyka konferencji:

- Rozwój systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego gazu ziemnego
- Gaz skroplony LNG oraz sprężony CNG
- Wydobycie i magazynowanie gazu ziemnego
- Eksploatacja i ochrona gazociągów
- Energetyczne wykorzystanie gazu ziemnego
- Innowacje w gazownictwie

PARTNERZY ENER GAS 2020

POLSKIE GÓRNICTWO NAFTOWE I GAZOWNICTWO (partner główny i patronat),
IZBA GOSPODARCZA GAZOWNICTWA (patronat),
SOLAR TURBINES (partner główny),
ANTICOR, ARMA-POL, AUMA,
BROEN POLAND, CANUSA, CHART FEROX,
ENERGODIAGNOSTYKA, FASTRA,
LINCOLN ELECTRIC, RADIATYM, SPETECH

Ponadto:

- specjalistyczne szkolenia techniczne,
- wystawy produktów i urządzeń,
- możliwość skorzystania z regionalnych atrakcji

Kontakt:
energias@gascontrol-polska.pl



PGNiG gwarantem bezpieczeństwa energetycznego Polski

Naszą misją jest zapewnienie Polsce bezpieczeństwa energetycznego. Każdemu naszemu działaniu przyświeca myśl, by działać zgodnie z interesem kraju i społeczeństwa, tak by realizować ambitne cele biznesowe i jednocześnie wspierać ideę patriotyzmu narodowego.