

marzec 2021

Przegląd Gazowniczy

nr 1 (69)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

**ZIELONE PROGRAMY
DLA GAZOWNICTWA**

An aerial photograph of a gas processing plant at dusk. A tall, illuminated flare stack stands prominently in the center. To the left, a bright flare is burning, casting a large orange glow. The plant's complex of pipes, tanks, and structures is visible, surrounded by a dense forest. The sky is a mix of blue and orange from the setting sun.

W 2021 roku odbędą się w Kielcach
XI Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS
organizowane przez Targi Kielce SA oraz Izbę Gospodarczą Gazownictwa.

Z troski organizatorów o bezpieczeństwo wystawców, gości z firm zainteresowanych nowościami techniki w branży, uczestników konferencji i warsztatów, zaplanowaliśmy, że
Targi odbędą się 15 - 16 września 2021 r.

Części wystawienniczej EXPO-GAS towarzyszą:

- konferencja problemowa
- warsztaty techniczne z zakresu standaryzacji

Serdecznie zapraszamy do udziału wszystkich zainteresowanych najnowszymi technologiami w gazownictwie oraz zainteresowanych perspektywami rozwoju sektora biometanu w Polsce

Zachęcamy Państwa do udziału w targach

EXPO GAS

alter S.A.

**Przeñośny miernik
wielogazowy GasHunter II
w wersji:**

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

Przeñośne i stacjonarne systemy
DETEKCJI I POMIARU GAZU

Pandemia zdominowała wszystko. Życie polityczne, społeczne i gospodarcze. Kolejne fale zachorowań są coraz gwałtowniejsze, a obostrzenia coraz bardziej radykalne. Musimy tym rygorom podlegać, choć ich skuteczność wydaje się dość ograniczona. Także z winy nas samych, bo kwestia ograniczenia pandemii to kwestia naszej odpowiedzialności, rozważań w zachowaniach w przestrzeni publicznej, w kontaktach międzyludzkich w środowisku pracy, w kontaktach towarzyskich. Mimo tego nastroju zagrożenia życie musi toczyć się dalej. I toczy się. W życiu gospodarczym są takie obszary, które zaskakują skalą innowacyjnych inicjatyw, planów rozwojowych i inwestycji. Przykładem może być sektor gazowniczy. Jesienią ubiegłego roku, na VII Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego, prezentowaliśmy strategiczne kierunki rozwoju podyktowane Europejskim Zielonym Ładem, a w przyjętej uchwale kongresowej apelowaliśmy do administracji publicznej, aby wykazała inicjatywę legislacyjną w zakresie nowych regulacji dla rynku energii i gazu oraz systemów wsparcia dla koniecznych inwestycji w „zieloną” energię. Już w pierwszym kwartale br. okazało się, że nasze postulaty znalazły odbicie w przyjętych już dokumentach rządowych, jak np. długo oczekiwana „Polityka energetyczna Polski 2040” (PEP 2040) oraz projekt Polskiej Strategii Wodorowej. Ustanowione zostało partnerstwo na rzecz rozwoju biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego, będące inicjatywą ministra klimatu i środowiska oraz pełnomocnika rządu ds. odnawialnych źródeł energii. Powołano sześć zespołów roboczych w zakresie wodoru oraz siedem zespołów w zakresie biogazu/biometanu. W tym numerze poddajemy analizom strategiczne projekty rządowe zarówno z punktu widzenia legislacji, jak i wskazywanych w nich celów inwestycyjnych. Prezentujemy opinię Izby Gospodarczej Gazownictwa w sprawie Polskiej Strategii Wodorowej, bo właśnie

samorządowa organizacja tego sektora powołała Grupę Ekspertów ds. Wodoru. Członkowie tej grupy współpracowali również z administracją rządową opracowującą projekt strategii. Prezentujemy komentarze naukowców dysponujących wiedzą i doświadczeniem zdobytym poprzez udział w realizacji wielu projektów europejskich. Prezentujemy też komentarze liderów różnych segmentów polskiego rynku energii oraz oceny liderów naszego narodowego koncernu energetycznego, które ukazują skalę zaangażowania w budowanie strategii zielonego gazownictwa. To same dobre wieści dla polskiego gazownictwa. Korporacyjne strategie rozwoju i inwestycji już na etapie planowania mają wsparcie w zapisach strategii projektów rządowych, co daje nadzieję, że staną się podstawą do stworzenia prawa ustawodawczego i rozporządzeń wykonawczych, umożliwiając tym samym realizację innowacyjnych projektów. Statystyki polskiego rynku za ubiegły rok pokazują, jak rośnie bezpieczeństwo dostaw błękitnego paliwa dzięki konsekwentnej dywersyfikacji dostaw, co sprawia, że udział gazu w krajowym miksie energetycznym jest coraz wyższy. Dzięki temu skutecznie ograniczamy emisję węglową, przyczyniamy się do ochrony środowiska i wskazujemy kierunek na drodze do Europejskiego Zielonego Ładu: **gaz ziemny jest niezbędny jako najbardziej realny gwarant bezpieczeństwa dla odnawialnych źródeł energii.**



Dr Robert Perkowski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Teresa Laskowska, przewodnicząca,
Izba Gospodarcza Gazownictwa
Radosław Jankiewicz, PSG sp. z o.o.
Ewa Kukulska-Zając, INiG-PIB
Sławomir Lizak EuRoPol GAZ s.a.
Rafał Pazura, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
Tomasz Pietrasieński, OGP GAZ–SYSTEM S.A.
Arkadiusz Piłat, Transition Technologies S.A.
Marcin Poznań, PGNiG SA
Jerzy Rymkiewicz, PGNiG SA
Magdalena Góras, PGNiG TERMIKA SA
Magdalena Wiciak, PSG sp. z o.o.
Piotr Wojtasik, Gas Storage Poland sp. z o.o.



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

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

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

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

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

POLSKA STRATEGIA WODOROWA

- 8 **Opinia IGG na temat projektu Polskiej Strategii Wodorowej**
- 11 **Polska zauważa wodór...** – prof. Konrad Świrski
- 12 **Potrzebny jest legislacyjny pakiet wodorowy** – prof. Andrzej J. Osiadacz
- 13 **Pierwszy krok w dobrą stronę** – prof. Jerzy Kaleta
- 15 **Kilka refleksji wokół Polskiej Strategii Wodorowej** – prof. Grzegorz Tchorek
- 17 **Brakuje planu działań** – Sławomir Giec

POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI 2040

- 18 **Rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej** – prof. Władysław Mielczarski
- 19 **Ciepłownictwo w „Polityce energetycznej Polski 2040”** – Jacek Szymczak
- 20 **PEP 2040 stwarza dobre perspektywy dla gazu** – Bogdan Pilch

NASZ WYWIAD

- 22 **Gaz będzie gwarantem bezpieczeństwa energetycznego**
Rozmowa z Pawłem Majewskim, prezesem PGNiG SA

PUBLICYSTYKA

- 24 **Europejski Zielony Ład, czyli nowe podejście do dystrybucji paliw gazowych**
– Wojciech Grządzielski, Paweł Filanowski

PRAWO

- 29 **Pakiet Dekarbonizacji Rynków Wodoru i Gazu**
– Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

PGNiG SA

- 32 **Gazowiec Grupy PGNiG**
- 34 **Strategiczna transakcja PGNiG w Norwegii**
- 35 **PGNiG importuje coraz więcej LNG**

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 36 **Rekordowa sprzedaż paliwa CNG i LNG w 2020 roku**
Rozmowa z Marcinem Szczudło, wiceprezesem PGNiG Obrót Detaliczny

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 38 **Zakończyliśmy wartość ponad 21 mln zł gazyfikację miasta i powiatu Bielski Podlaski**
- 39 **PSG aktywnie włącza się w budowę polskiej gospodarki wodorowej**
- 40 **Polityka CSR PSG 2020–2021 – nasz wkład w zrównoważony rozwój**

GAZ-SYSTEM

- 42 **Rok 2020 w gazoporcie: czas intensywnej eksploatacji**

GAS STORAGE POLAND

- 44 **KPMG Kosakowo – inwestycja przyjazna dla środowiska**

PGNiG TERMIKA

- 46 **Trwa budowa elektrociepłowni gazowej w Przemysłu**

EuRoPol GAZ s.a.

- 48 **Obowiązek sporządzania i przekazywania informacji o realizowanej strategii podatkowej jako nowy wymóg typu *compliance***

TRANSITION TECHNOLOGIES S.A.

- 50 **Techniczno-ekonomiczna optymalizacja produkcji oraz wykorzystania wodoru**
– Severyn Dranchuk, Piotr Błach

TECHNOLOGIE

- 52 **Perspektywy rozwoju układów wytwarzania zielonego wodoru w kontekście kosztów i gotowości technologicznej elektrolizerów** – prof. Jakub Kupecki, Katsiaryna Razumkova
- 56 **Przygotowanie systemu gazowniczego do ery wodorowej**
– Anita Łupińska, Rafał Koziarski, Kamila Błażewska, Jarosław Dług
- 62 **Metan w centrum uwagi** – Sebastian Swaczyna

ROZWÓJ INFRASTRUKTURY BADAWCZEJ INiG-PIB

- 60 **Stanowisko wodorowe wysokociśnieniowe** – Jacek Jaworski, Paweł Kułaga

NA OKŁADCE: Na placu wiertniczym „Kramarzówka” koło Jarosławia pracuje jedna z najnowocześniejszych na świecie wiertni.

Fot. PGNiG SA



22



44

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Pierwszy kwartał 2021 roku dla Izby Gospodarczej Gazownictwa był bardzo pracowity. Mimo panującej nadal pandemii IGG, dostosowując się do istniejących realiów, ma stały kontakt ze swoimi członkami i w nieco zmienionej formie realizuje cele statutowe. Wprawdzie nie odbyła się konferencja w Zakopanem, a na wrzesień przesunięty został termin targów, ale nasze działania nie zwolniły tempa. Uwaga IGG skierowana została na współpracę z administracją państwową.

Po podpisaniu w ubiegłym roku dwóch listów intencyjnych:

- o ustanowieniu partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej i zawarcia sektorowego porozumienia wodorowego, będącego inicjatywą ministra klimatu i środowiska oraz
- o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju biogazu i biometanu i zawarciu porozumienia sektorowego, będącego inicjatywą ministra klimatu i środowiska oraz pełnomocnika rządu ds. odnawialnych źródeł energii

Izba Gospodarcza Gazownictwa w tym roku rozpoczęła prace – w ramach realizacji postanowień tych listów – nad przygotowaniem porozumień sektorowych w poszczególnych zakresach. Ministerstwo powołało zespoły robocze:

- sześć zespołów roboczych w zakresie wodoru dotyczących: 1) wdrożenia technologii wodorowych w energetyce, 2) wykorzystania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie, 3) wsparcia dekarbonizacji przemysłu (przemysłowe zastosowania wodoru), 4) produkcji wodoru w nowych instalacjach, 5) sprawnego i bezpiecznego przesyłu, dystrybucji i magazynowania wodoru, 6) rozwoju krajowego łańcucha wartości gospodarki wodorowej,
- siedem zespołów w zakresie biogazu/biometanu obejmujących: 1) lokalne sieci dystrybucyjne biogazowe, 2) bio-LNG i bio-CNG oraz zatłaczanie biometanu do krajowej sieci dystrybucyjnej gazu, 3) łańcuch dostaw oraz *local content*, 4) bio-odpady oraz nawozowe wykorzystanie substancji pofermentacyjnych, 5) identyfikowanie barier ograniczających rozwój rynku biogazu i biometanu oraz propozycje ich zniesienia, 6) mechanizmy wspierające i promocyjne, w tym rozwój kadr i systemu kształcenia, 7) system handlu uprawnieniami do emisji.

Izba, chcąc aktywnie reprezentować głos branży w pracach przy ministerstwie, włączyła do wybranych podgrup 46 osób do pracy w zakresie wodoru i 34 osoby w obszarze biogazu/biometanu. Dziękujemy za tak liczny udział i życzymy efektywności w działaniach.

W pierwszym kwartale odbyły się trzy spotkania Prezydium ICE-CMM i dwa posiedzenia Zarządu IGG, na których omawiano wiele ważnych wydarzeń i planów działania w 2021 roku.

Prezydium ICE-CMM uchwałą z 25 stycznia 2021 roku przyjęło Jastrzębską Spółkę Węglową S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju w poczet członków ICE-CMM. Przedstawicielem JSW SA w Prezydium ICE-CMM został Artur Badylak, dyrektor Biura Odmetanowania i Zarządzania Mediami Energetycznymi.

Prezydium ICE-CMM podczas posiedzenia 8 lutego br. uchwałą przyjęło „Raport z działalności ICE-CMM od początku działalności do końca 2020 roku”. Raport dostępny jest na stronie internetowej IGG w Zakładce ICE-CMM/Dokumentacja. Zachęcamy do zapoznania się z tym opracowaniem.

3–4 marca br. zdalnie odbyła się 16. sesja Grupy Ekspertów ds. CMM w Genewie. Podczas spotkania przedstawiono podsumowanie 2020 roku, plan działań na 2021 rok, informacje o nowym członku oraz założenia prac centrum na kolejne lata.

W połowie marca Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej przekazało IGG informacje o trwających obecnie pracach dotyczących przygotowania programów finansowanych z Polityki Spójności oraz koordynacji interwencji w ramach celów tej polityki w latach 2021–2027 i zaprosiło IGG do współpracy w ramach Grupy ds. Przygotowania Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko – FEnIKS.

Izba brała wcześniej aktywny udział w pracach grupy roboczej ds. programowania okresu 2021–2027 w ramach celu polityki 2 (CP2) „Bardziej przyjazna dla środowiska, niskoemisyjna Europa”. Podejmowaliśmy działania mające na celu zabezpieczenie interesów branży gazowniczej w ramach nowego budżetu Polityki Spójności, dlatego teraz również potwierdziliśmy udział w pracach FEnIKS.

Na posiedzeniu 17 lutego br. Zarząd IGG przeprowadził rozmowę z mecenasem Arturem Ciszkowskim, kandydatem na przewodniczącego Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG, który przedstawił swoje doświadczenie, znajomość branży gazowniczej oraz wizję prowadzenia OMG i plany pozyskiwania spraw medacyjnych. Zarząd, pozytywnie oceniając kandydaturę Artura Ciszkowskiego, powołał go na przewodniczącego OMG przy IGG. Panu mecenasowi gratulujemy powołania i życzymy satysfakcji z pełnionej funkcji.

Na zaproszenie Instytutu Energetyki – Instytutu Badawczego Zarząd IGG podjął decyzję o skierowaniu przedstawiciela IGG, który włączy się w dyskusje w toku realizacji projektu dotyczącego produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem ogniwa paliwowego z elektrolitem stałym tlenkowym zasilanym gazem ziemnym z domieszką wodoru w różnych proporcjach paliw, realizowanego przez europejskie konsor-

cjum firm, któremu IGG udzieliła wsparcia listem intencyjnym.

Prezydium Zarządu IGG udzieliło poparcia dla projektu „Zintegrowane rozwiązania wodorowe dla budynków”, składanego przez konsorcjum 15 firm polskich i zagranicznych w ramach naboru do programu finansowanego ze środków unijnych, w którym bierze udział m.in. PGNiG TERMIKA oraz Instytut Energetyki w Warszawie.

W okresie ostatnich trzech miesięcy Biuro IGG przekazało do konsultacji zrzeszonym w IGG firmom osiemnaście projektów aktów prawnych, w tym między innymi:

- rozporządzenie ministra rozwoju, pracy i technologii w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakie powinny spełniać rurociągi przesyłowe transportujące materiały niebezpieczne o właściwościach trujących, żrących i palnych,
- Polską Strategię Wodorową do 2030 roku, z perspektywą do 2040 roku,
- umowę partnerstwa dla realizacji Polityki Spójności 2021–2027 w Polsce,
- rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego,
- uchwałę Rady Ministrów w sprawie przyjęcia „Długoterminowej strategii renowacji”,
- rozporządzenie w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego dla niektórych urządzeń ciśnieniowych podlegających dozorowi technicznemu,
- rozporządzenie w sprawie określenia wzoru formularza wniosku w sprawie upoważnienia do udzielenia zgody na odstępstwo od przepisów techniczno-budowlanych,
- rozporządzenie w sprawie sposobu prowadzenia rejestru wniosków o pozwolenie na budowę i decyzji o pozwoleniu na budowę oraz rejestru zgłoszeń dotyczących budowy, o której mowa w art. 29 ust. 1 pkt 1–3 ustawy „Prawo budowlane”.

Poinformowaliśmy o rozpoczynających się konsultacjach Krajowego Planu Odbudowy.

Konsultowaliśmy również, przy udziale szkół ponadpodstawowych, podstawę programową dla zawodu technik gazownictwa w najbliższej nowelizacji rozporządzenia w sprawie ogólnych celów i zadań kształcenia w zawodach szkolnictwa branżowego oraz klasyfikacji zawodów szkolnictwa branżowego.

Przekazaliśmy również informacje o inicjatywach prawodawczych Komisji Europejskiej:

- projekcie rewizji rozporządzenia w sprawie wytycznych dotyczących transgranicznej infrastruktury energetycznej,
- projektach kandydujących w sektorze gazu ziemnego na piątą listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania UE,
- projekcie „Zmiany klimatyczne – nowe zasady zapobiegające wyciekowi metanu w energetyce. Zasada – efektywność energetyczna przede wszystkim”,
- pakiecie dotyczącym dekarbonizacji rynków wodoru i gazu,
- nowelizacji rozporządzenia w sprawie unijnych wytycznych dotyczących rozwoju transeuropejskiej sieci transportowej.

Uwzględniając wnioski ZWZC z 2020 roku oraz VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, Zarząd IGG podjął uchwałę w sprawie kontynuacji prac nad kodeksem dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca. Przewodniczącym Komitetu Sterującego został Robert Perkowski, prezes IGG, a kierownikiem projektu Marcin Tadeusiak. Ustanowiono Komitet Sterujący projektu, w skład którego wszedł Zarząd IGG. Będziemy informować o planowanych działaniach i pracach na rzecz KDP, mając nadzieję na Państwa aktywny udział.

Zespół Konsultacyjny ds. Rynku Energii i Gazu przy IGG przeprowadził zdalne konsultacje w związku z 5. posiedzeniem Rady Rynku przy Towarowej Gieldzie Energii 18 marca, w którym udział wzięły przedstawicielki IGG.

25 marca zdalnie dla firm członkowskich IGG odbyło się webinarium dotyczące ubezpieczeń dla branży gazowniczej, zorganizowane wspólnie przez IGG i Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych Polski Gaz. Prezentacja objęła koncepcje modelu ubezpieczeń wzajemnych, ofertę produktów dla branży gazowniczej oraz temat gwarancji ubezpieczeniowych w procesie inwestycyjnym. Inicjatywa spotkała się z dużym zainteresowaniem. W spotkaniu udział wzięło ponad 60 osób. Zapraszamy do kolejnych spotkań online, o których będziemy informować na bieżąco.

Z okazji Wielkanocy składamy Państwu życzenia zdrowych, spokojnych i pogodnych świąt.

Biuro IGG



Wojciech Kietliński

● **29 marca br.** Według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), gaz ziemny odpowiadał za prawie jedną trzecią pokrycia ogólnego wzrostu zapotrzebowania na energię w ostatniej dekadzie (więcej niż jakiegokolwiek inne paliwo) i za około 23 proc. światowego zapotrzebowania na energię pierwotną.

Kilka krajów zdominowało światową podaż gazu ziemnego, a całkowita produkcja w 2019 roku osiągnęła około 4 bln m sześć. Dwóch największych rywali – USA i Rosja – to zdecydowanie światowi giganci w produkcji gazu ziemnego, dominujący w zakresie jego dostaw. Światowa produkcja gazu ziemnego – od kryzysu finansowego w 2008 roku – stale rośnie, napędzana również postępowaniem technologii szczelinowania łupków w USA, i według *BP Statistical Review of World Energy 2020* w 2019 roku wyniosła około 4 bln m³. Całkowite światowe zasoby gazu ziemnego zostały zmierzone na poziomie około 199 bln m³, przy czym kilka krajów posiada największe jego rezerwy. Powszechnie oczekuje się, że gaz ziemny pozostanie niezawodnym paliwem przez wiele lat, funkcjonując jako pomost między paliwami kopalnymi a OZE.

● **29 marca br.** Spółka PGNiG Ventures, która w Grupie Kapitałowej PGNiG pełni rolę funduszu typu *corporate venture capital*, objęła akcje ICsec, polskiego producenta systemów cyberbezpieczeństwa dla przemysłu. Wartość inwestycji to 4 mln zł. System stworzony przez ICsec pozwala wykrywać anomalie i cyberzagrożenia w sieciach automatyki przemysłowej i zapobiegać ich negatywnym skutkom. Wykorzystuje mechanizmy big data, machine learning i sztucznej inteligencji. Monitoring i detekcja cyberzagrożeń odbywa się w czasie rzeczywistym. – *Jestem przekonany, że produkty ICsec zyskają zainteresowanie rynku i przyczynią się do wzrostu cyberbezpieczeństwa w instalacjach przemysłowych PGNiG. Jako Grupa Kapitałowa dysponujemy obiektami infrastruktury strategicznej, które podlegają szczególnej ochronie. System ICsec posiada własny software i hardware w postaci sondy. Jest jedynym tego typu rozwiązaniem przeznaczonym dla naszej branży i jedynym wytwarzanym w Polsce, co stanowi bardzo istotną przewagę nad konkurencją z zagranicy. Niewątpliwym atutem jest także dostępność serwisowej obsługi technicznej na miejscu* – powiedział Arkadiusz Sekściński, wiceprezes zarządu PGNiG ds. rozwoju.

● **26 marca br.** UOKiK przejmuje kontrolę koncentracji Orlen i PGNiG od Komisji Europejskiej. UOKiK zbada koncentrację grup działających w sektorze energetycznym – Orlen i PGNiG. Zdaniem Komisji Europejskiej, UOKiK ma odpowiednie doświadczenie w ocenie właściwości rynków sektora energetycznego, co znalazło odzwierciedlenie w wydanych do tej pory decyzjach dotyczących tego obszaru gospodarki.

Komisja Europejska oraz krajowe organy antymonopolowe uprawnione są do badania rynkowych skutków fuzji i przejęć. Zasadniczym warunkiem, który przesądza o tym, czy wniosek rozpatruje Komisja Europejska, jest wspólnotowy wymiar danej koncentracji. KE analizuje transakcje, jeżeli łączny światowy obrót wszystkich zainteresowanych przedsiębiorstw wynosi więcej niż 5 mld euro, a łączny obrót przypadający na Wspólnotę każdego z co najmniej dwóch zainteresowanych przedsiębiorstw wynosi więcej niż 250 mln euro. Z kolei prezes UOKiK właściwy jest w sprawach koncentracji, które wywołują lub mogą wywoływać skutki na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i jednocześnie nie mają wymiaru wspólnotowego.

Uczestnicy transakcji, która ma wymiar wspólnotowy, mogą złożyć do KE wnioski o zbadanie jej skutków przez kraj członkowski, jeżeli może wywierać ona znaczący wpływ na konkurencję w danym państwie. W takim przypadku KE może przekazać sprawę do narodowego organu antymonopolowego, jeżeli ten wyrazi zgodę na ocenę skutków danej transakcji.

Tak jest w przypadku przekazanej polskiemu urzędowi antymonopolowemu przez Komisję Europejską koncentracji obejmującej **transakcję przejęcia przez grupę Orlen spółek należących do grupy PGNiG.**

– *Biorąc pod uwagę, że planowane efekty rozpatrywanej transakcji będą występowały w Polsce, sprawa została przekazana do UOKiK. To niewątpliwie wyraz dużego zaufania do kompetencji i doświadczenia polskiego urzędu antymonopolowego. Ponadto, główni kontrahenci i konkurenci uczestników koncentracji zlokalizowani są w Polsce, zatem UOKiK będzie mógł stosunkowo łatwo przeprowadzić badanie rynku, które pozwoli zebrać materiał dowodowy niezbędny do dokładnej oceny sprawy* – wyjaśnia Tomasz Chróstny, prezes UOKiK.

Orlen stoi na czele grupy kapitałowej działającej w przemyśle naftowym i petrochemicznym. Zajmuje się wydobywaniem oraz produkcją gazu ziemnego i ropy naftowej, a także obrotem asfaltami i paliwami, w tym lotniczymi.

PGNiG jest spółką publiczną i prowadzi działalność w zakresie poszukiwania i wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej oraz importu, dystrybucji, magazynowania i dostaw gazu ziemnego, dostaw ciepła oraz wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Transakcja polega na przejściu przez PKN Orlen bezpośredniej kontroli nad PGNiG. Postępowanie antymonopolowe w tej sprawie zostało wszczęte przez prezesa UOKiK po formalnym złożeniu wniosku. To pierwszy przypadek w 2021 roku, kiedy przedsiębiorca wnioskuje o przejście transakcji przez polski urząd antymonopolowy.

Zgodnie z przepisami transakcja podlega zgłoszeniu do prezesa UOKiK, jeżeli biorą w niej udział przedsiębiorcy, których łączny obrót w roku poprzedzającym przekroczył 1 mld euro na świecie lub 50 mln euro w Polsce. Oceniając koncentrację, prezes UOKiK może wydać zgodę na jej dokonanie, uzależnić ją od spełnienia przez przedsiębiorcę dodatkowych warunków lub zakazać transakcji. Na stronie internetowej UOKiK zamieszczone są informacje na temat wszystkich prowadzonych przez prezesa UOKiK postępowań antymonopolowych w sprawach koncentracji.

● **25 marca br.** Od 2015 roku 60 największych banków świata udzieliło ponad 3,8 biliona dolarów finansowania firmom zajmującym się wydobywaniem paliw kopalnych. Aż 13 z 60 przeanalizowanych w raporcie banków to instytucje z USA i Kanady. Najwięcej środków pochodziło z JP Morgan Chase. W Europie największy zastrzyk gotówki pochodził z brytyjskiego banku Barclays. BNP Paribas wymieniany jest jako najsilniej wspierająca branżę paliw kopalnych instytucja finansowa wywodząca się z UE. Najwięcej środków w 2020 roku pochodziło z banku Citi.

● **25 marca br.** Ministerstwo Pracy, Rozwoju i Technologii poinformowało o rozpoczęciu prac nad reformą planowania przestrzennego. Obecny system daje dużą swobodę w rozmieszczaniu inwestycji, co prowadzi do chaotycznego i kosztownego gospodarowania przestrzenią. Reforma będzie odpowiedzią na problemy, z jakimi mierzą się współczesne miasta – suburbanizacją, rozlewaniem zabudowy czy miejskimi wyspami ciepła. Inicjatywa została wpisana do projektu Krajowego Planu Odbudowy.

● **25 marca br.** W 2020 roku Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa osiągnęła przychody ze sprzedaży na poziomie około 39,2 mld zł. Wynik EBITDA wyniósł 13 mld zł, EBIT 9,59 mld zł, a zysk netto 7,34 mld zł. Korzystna dla PGNiG zmiana formuły cenowej w kontrakcie jamalskim wyraźnie pozytywnie oddziałuje na wyniki finansowe. – *Niewątpliwie najważniejszym wydarzeniem minionego roku – z punktu widzenia wyników spółki – było pozytywne dla PGNiG rozstrzygnięcie postępowania arbitrażowego z rosyjskim dostawcą gazu ziemnego. Dla naszych wyników finansowych istotny był jednorazowy czynnik w postaci zwrotu przez Gazprom nadpłaty PGNiG*

za lata 2014–2020, jednak o wiele ważniejsze jest ustanowienie nowej formuły cenowej w kontrakcie jamalskim, ponieważ ma to wpływ na koszty pozyskania gazu w kolejnych kwartałach – skomentował **Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG**. – Już od drugiej połowy 2020 roku obserwujemy korzystne, trwałe zmiany przede wszystkim w kosztach operacyjnych. Mimo niesprzyjających warunków związanych z wahaniami cen surowców i ograniczeniami spowodowanymi przez pandemię osiągnęliśmy rekordowe wyniki, co stanowi dla nas szczególnie powód do zadowolenia – dodał.

● **24 marca br.** Przeprowadzona w środę na EEX w imieniu Polski aukcja uprawnień do emisji dwutlenku węgla została rozliczona po kursie 40,94 euro.

● **24 marca br.** Od początku 2021 roku do 23 marca prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił koncesji dwunastu stacjom regazyfikacji LNG, należącym do Polskiej Spółki Gazownictwa. Tym samym w całym kraju PSG posiada już koncesje dla 64 stacji regazyfikacji LNG. Polska Spółka Gazownictwa szacuje, że do końca 2021 roku możliwe będzie pozyskanie koncesji dla około 20 kolejnych stacji regazyfikacji LNG.

● **18 marca br.** Rzecznik Generalny Trybunału Sprawiedliwości UE poparł polskie stanowisko w sprawie gazociągu OPAL. Manuel Campos Sánchez-Bordona wydał opinię w postępowaniu odwoławczym Republiki Federalnej Niemiec od wyroku Sądu UE w sprawie decyzji Komisji Europejskiej wyłączającej w praktyce gazociąg OPAL spod unijnych zasad zakazujących monopolizowania infrastruktury przesyłowej. Opinia Rzecznika Generalnego potwierdza główne tezy wyroku Sądu UE, który uznał, że decyzja KE została wydana z naruszeniem prawa. – *Ogłoszona dziś opinia Rzecznika Generalnego potwierdza argumenty podnoszone od 2016 roku przez rząd RP i PGNiG SA. Sprawa ma znaczenie nie tylko w kontekście konkretnego gazociągu. Uniemożliwienie monopolizacji całej przepustowości gazociągu OPAL to dobra wiadomość nie tylko dla Polski, ale również dla bezpieczeństwa energetycznego całej Unii Europejskiej oraz prawidłowego funkcjonowania unijnego rynku gazu* – podkreślił Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG SA.

● **10 marca br.** W „Monitorze Polskim” ukazała się „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” (PEP 2040), czyli mapa drogowa transformacji energetycznej Polski.

● **4 marca br.** W trybie wideokonferencji odbyło się spotkanie w sprawie współpracy w ramach realizacji prac analitycznych dotyczących przyszłości rynku ciepła w Polsce. Inicjatorem wykonania takiego raportu jest Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Wykonawcą prac będzie Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie oraz Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych zostały zaproszone do współpracy jako partnerzy merytoryczni. W spotkaniu wzięł udział Zarząd IGG.

● **24 lutego br.** Fundusz Naturalnej Energii to organizowany przez GAZ–SYSTEM program grantowy, który od jedenastu lat cieszy się dużym zainteresowaniem samorządów, szkół i organizacji pozarządowych. W tegorocznej edycji konkursu do spółki wpłynęło 221 (rekord!) wniosków z prośbą o wsparcie finansowe dla lokalnych inicjatyw ekologicznych. Jury konkursu wybrało 48 projektów, którym przyznano dofinansowanie. Tegoroczna edycja Funduszu Naturalnej Energii koncentrowała się na projektach, których realizacja ma na celu przeciwdziałanie niekorzystnym zmianom klimatu. Zwracano uwagę zwłaszcza na wnioski, które poruszały tematykę rozwiązywania problemów niedoboru wody oraz wspierania rozwoju alternatywnych źródeł energii.

XI edycja Funduszu Naturalnej Energii odbyła się pod patronatem honorowym Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Partnerem społecznym

konkursu została Fundacja „Za górami, za lasami”. Konkurs skierowany był m.in. do samorządów, placówek edukacyjnych i organizacji pozarządowych działających na terenie ośmiu województw: kujawsko-pomorskiego, łódzkiego, małopolskiego, mazowieckiego, podkarpackiego, podlaskiego, śląskiego i zachodniopomorskiego.

W XI edycji konkursu jury nagrodziło 48 projektów, a 3 najlepsze wyróżniło za innowacyjne rozwiązania i kreatywność, przyznając dodatkowe kwoty dofinansowania na rozwój inicjatyw i zakup pomocy dydaktycznych: I miejsce i 6 tys. zł jury przyznało Śląskiemu Ogrodowi Botanicznemu – Związkowi Stowarzyszeń za projekt „Różnorodność leży w naturze – *questing* w Śląskim Ogrodzie Botanicznym w Radzionkowie”; II miejsce i 5 tys. zł – Zespołowi Szkół Energetycznych im. Generała Władysława Sikorskiego w Rzeszowie za projekt „Minidomek DSE z platformą solarną”; III miejsce i 4 tys. zł – Domowi Kultury Idalini w Radomiu za projekt „3 x E dla wody: ETNO, EDU, EKO”.

● **12 lutego br.** Izba Gospodarcza Komunikacji Miejskiej opublikowała „Raport o gazomobilności w komunikacji miejskiej”, przygotowany wspólnie przez środowisko naukowe, prawników i przedsiębiorstwa komunikacyjne zrzeszone w izbie. To kompleksowa analiza, która podejmuje m.in. temat miejsca autobusów gazowych w prawodawstwie Unii Europejskiej, właściwości użytkowych silników zasilanych paliwami metanowymi czy ekonomicznego i ekologicznego aspektu stosowania najbardziej popularnych paliw w transporcie komunikacyjnym.

● **11 lutego br.** PGNiG SA z powodzeniem zakończyło prace wiertnicze przy kolejnych sześciu odwiertach w południowo-wschodniej części kraju. Łączne wydobycie z wykonanych otworów wyniesie około 60 mln metrów sześciennych gazu ziemnego rocznie.

● **11 lutego br.** Wojewoda zachodniopomorski wydał spółce Polskie LNG – Grupa Kapitałowa GAZ–SYSTEM decyzję o pozwoleniu na budowę zbiornika skroplonego gazu ziemnego o pojemności 180 tysięcy metrów sześciennych. Nowy zbiornik, wraz z infrastrukturą towarzyszącą, jest kluczowym elementem drugiego etapu programu rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego. Jego wybudowanie zwiększy możliwości handlowe terminalu oraz poprawi elastyczność pracy całej instalacji. Nowy zbiornik będzie miał pojemność większą o 20 tysięcy metrów sześciennych od dwóch istniejących, z których każdy ma pojemność 160 tysięcy metrów sześciennych. W sumie trzy zbiorniki pomieszczą około pół miliona metrów sześciennych skroplonego gazu ziemnego (LNG).

● **30 stycznia br.** W połowie grudnia 2020 roku Polska Spółka Gazownictwa z GK PGNiG dołączyła do partnerstwa na rzecz budowy gospodarki wodorowej i weźmie udział w tworzeniu sektorowego porozumienia wodorowego.

● **28 stycznia br.** Aż o 50 proc. w 2020 roku wzrósł wolumen skroplonego gazu ziemnego, który PGNiG sprzedało w terminalu w Świnoujściu. Od początku funkcjonowania gazoportu wyjechało z niego już 10 tysięcy cystern z ładunkiem LNG. W ubiegłym roku PGNiG załadowało w Świnoujściu 3385 ładunków LNG o łącznym wolumenie ponad 59,5 tys. ton skroplonego gazu. To o 50 proc. więcej niż w 2019 roku, w którym wolumen sprzedaży LNG z polskiego terminalu wyniósł prawie 39,9 tys. ton. Warto podkreślić, że jest to największy wzrost sprzedaży od 2017 roku – pierwszego, pełnego roku działania terminalu, kiedy PGNiG załadowało 26,8 tys. ton LNG. Dzięki szybko rosnącej liczbie załadunków, 28 stycznia z gazoportu w Świnoujściu wyjechała 10-tygodniowa autocysterna z gazem skroplonym od PGNiG. Oznacza to, że łączny wolumen wyeksportowanych do tej pory ładunków przekroczył 170 tys. ton LNG, a więc ponad 230 mln m sześć. gazu ziemnego po regazyfikacji. To tak, jakby przez bramę terminalu wyjechały na kołach

Opinia IGG na temat projektu Polskiej Strategii Wodorowej

Grupa Ekspertów ds. Wodoru przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa z zadowoleniem i uznaniem przyjęła opublikowany projekt Polskiej Strategii Wodorowej. Analogiczne dokumenty powstały już w innych dużych europejskich krajach. Dokument należy uznać za nowatorski, ambitny i wpisujący się w plan Europejskiego Zielonego Ładu i działania podejmowane na rzecz transformacji energetycznej Polski w stronę neutralności klimatycznej.

Polska Strategia Wodorowa powinna być spójna z „Polityką energetyczną Polski 2040”, dlatego wydaje się, że byłoby dobrze, aby obydwa dokumenty strategiczne dotyczyły tego samego okresu realizacji. Co prawda, PSW nawet w tytule określa „...z perspektywą do 2040 roku”, ale wyraźnych sugestii związanych z perspektywami 2030–2040 jest niewiele. Dokument koncentruje się na najbliższej dekadzie i jest podzielony na dwa okresy: 1) do 2025 roku, czyli okres wstępny i 2) 2025–2030, czyli okres zasadniczy.

Obecne zapisy projektu PSW jedynie w niewielkim stopniu dotyczą okresu po 2025 roku. Pięcioletni okres wstępny jest wystarczający dla prowadzenia badań i analiz, jednak niewystarczający, jeśli chodzi o planowanie i rozbudowę infrastruktury wodorowej, przygotowanie i uchwalenie nowych lub zmian obowiązujących aktów prawnych. Wszystko to powinno zostać rozłożone w realnej perspektywie do 2030, a nawet 2040 roku. Zapisy projektu PSW, wskazujące, że w okresie 2025–2030 nastąpi „dalsze wsparcie regulacyjne i finansowe dla rozwoju gospodarki wodorowej”, są zbyt ogólne, przez co mało racjonalne i przewidywalne. Perspektywa rozwoju rynku wodoru w okresie niespełna dziesięcioletnim jest założeniem optymistycznym i wymagającym zaplanowania i konsekwentnego wdrażania rok po roku precyzyjnie określonych działań. Zabrakło zapisów mówiących o planach na kolejny dziesięcioletni okres – do 2040 roku, który wydaje się nie mniej ważny w procesie tworzenia polskiej gospodarki wodorowej.

Pozytywną cechą projektu jest szerokie odniesienie do trzech sektorów gospodarki: energetyki, transportu i przemysłu, natomiast znaczący niedosyt pozostawiają opisy obszarów produkcji, przesyłu i dystrybucji, magazynowania i wykorzystania wodoru.

Korzystne byłoby, aby krajowa droga realizacji celów wodorowych w zakresie PSW była znacznie bardziej szczegółowo przedstawiona, na przykład tak, jak dla sektora transportu, gdzie:

- podano konkretne liczby co do osiągnięcia liczby pojazdów wodorowych w okresie wstępnym (500 szt.),
- podano liczbę docelową do zakończenia okresu zasadniczego (2030) jako 2000 szt.,
- określono potrzebną liczbę stacji tankowania pojazdów (docelowo 32 stacje), z podaniem szacunkowej ilości zużywanego na ten cel wodoru i mocy do jego wytworzenia,
- wskazano obszary geograficzne rozwoju transportu wodorowego w Polsce jako główne krajowe aglomeracje miejskie,

– przewidziano system kontroli jakości wodoru jako paliwa do napędu pojazdów.

Uwagę zwraca szczupłość danych liczbowych zarówno dotyczących stanu wyjściowego, jak i odnośnie do stawianych w strategii celów. Natomiast nieliczne, przywołane w PSW wartości są słabo udokumentowane – brak założeń, wyliczeń lub odniesień do danych źródłowych. Kolejną wadą jest „zbyt optymistyczne” oszacowanie kosztów realizacji (na stworzenie polskiej gospodarki wodorowej łącznie w okresie dziesięciu lat przewiduje się jedynie około 17 mld zł, co jest wartością bardzo niedoszacowaną).

Cele sformułowane w dokumencie są ambitne, niekiedy są to wręcz „pobożne życzenia”. Dobrym przykładem jest sformułowanie mówiące o Polsce jako europejskim liderze gospodarki wodorowej, a równocześnie przywołane dane wskazują, że np. planowane moce elektrolizerów w wysokości 2 GW w 2030 roku (biorąc pod uwagę, że są to plany trzy razy mniejsze niż mają Niemcy i około dwa razy mniejsze niż Hiszpania) stawiają Polskę nie w roli europejskiego lidera, ale w rzędzie innych krajów dominujących, co jest również perspektywą bardzo ambitną.

Ambitne cele, z punktu widzenia dokumentu strategicznego, nie powinny być traktowane jako jego wada, jednak powinny być realne. Dlatego jako słuszny pomysł należy przyjąć przewidywane coroczne modyfikacje/korekty PSW, służące urealnieniu dokumentu.

PSW w aktualnej postaci nie zawiera propozycji ścieżek dojścia do osiągnięcia stawianych celów. Brak konkretnych danych liczbowych określających moment realnego dojścia do celu nie sprzyja wskazaniu ścieżki jego osiągnięcia oraz kroków milowych. Dlatego PSW w wielu miejscach wydaje się zbyt górnolotna, a przez to mało realna. Wydaje się słuszne, aby w ostatecznej wersji dokumentu znalazło się więcej konkretów.

W PSW położono bardzo duży nacisk na wykorzystywanie rodzimego potencjału naukowo-badawczego i przemysłowego, wskazując jako cel końcowy osiągnięcie pozycji lidera w wykorzystaniu i eksporcie technologii i produktów związanych z rozwojem szeroko pojętej gospodarki wodorowej, jak np. elektrolizery, ogniwa paliwowe itp. Wydaje się, że takie podejście, zbyt skoncentrowane do wewnątrz, nie jest najlepszym rozwiązaniem. Korzystanie z potencjału i doświadczeń innych państw, szczególnie Unii Europejskiej, wydaje się zasadne, tym bardziej że uzgodnień między członkami UE wymaga wiele istotnych kwestii szczegółowych. Dotyczyć to będzie takich zagadnień jak strategiczne

plany inwestycyjne dla całej UE, pobudzanie popytu i zwiększanie produkcji wodoru, opracowanie zasad rynkowych czy stworzenie mechanizmów wsparcia badań naukowych i innowacji w zakresie technologii wodorowych. Masowe wdrożenie wodoru w gospodarce wymaga wielu regulacji prawnych i norm związanych z bezpieczeństwem. To długie i kosztowne procedury, których podejmowanie oddzielnie w poszczególnych państwach członkowskich nie ma sensu. Potrzebne jest tu pilne działanie wspólnotowe i integracja poczyną instytucji krajowych.

Należy też zadbać o to, aby środki publiczne (z różnych instrumentów UE: FST, *Next Generation EU*, *InvestEU*, Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego, Fundusz Spójności, w tym w ramach nowej inicjatywy REACT-EU) na cele „wodorowe” były wydane możliwie proporcjonalnie na potrzeby wszystkich krajów UE, w tym Polski, aby zlikwidować istniejące dziś nierówności. Niezbędne inwestycje będą drogie i trudne do sfinansowania ze środków krajowych. Szczególnie kosztowne będą duże przedsięwzięcia infrastrukturalne w zakresie transportu wodoru (rurociągi) i jego masowego gromadzenia (kawerny solne).

Postulowane w PSW stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej generalnie jest słuszne, jednak trzeba skoncentrować się na produktach, których wytworzenie własnymi siłami daje szansę na realny sukces technologiczny i ekonomiczny. Należy przyjąć, że część komponentów służących budowie gospodarki wodorowej zostanie zakupiona u renomowanych dostawców, a kryterium wyboru będzie jakość i cena. Zasadne wydaje się też jak najszybsze podjęcie kroków w celu lokalizacji na terenie Polski produkcji, także przez podmioty z obcym kapitałem, jak największej liczby urządzeń i wyrobów potrzebnych przy tworzeniu gospodarki wodorowej.

Należy zwrócić uwagę, że działający w Polsce producenci urządzeń dla szeroko rozumianego gazownictwa chcieliby wiedzieć, w jaki sposób będzie prowadzona polityka pozwalająca na rozwój lokalnych kompetencji związanych z rozwojem technologii i produkcją urządzeń oraz w jaki sposób będzie można wykorzystać potencjał naukowy i techniczny. Jakie kluczowe technologie w zakresie strategii rozwojowej Polski mają szansę na rozwój w naszym kraju? Odpowiedź na to pytanie jest kluczowa dla producentów, ponieważ to oni podejmą decyzję, na rozwój jakich technologii muszą przeznaczyć swoje zasoby. Producenci, dysponując ograniczonymi zasobami, nie będą inwestować w obszary obciążone dużym ryzykiem niepewności, wynikającym z braku jasnej strategii państwa, mając do wyboru obszary rozwojowe obciążone mniejszym ryzykiem.

Dlatego tak ważne jest uszczegółowienie strategii związanej z kluczowymi technologiami, jakie mają być rozwijane w Polsce.

Izba Gospodarcza Gazownictwa wskazywała we wcześniej przekazanych do Ministerstwa Klimatu materiałach propozycje projektów, które powinny stanowić podwaliny pod budowę polskiej gospodarki wodorowej, w której wyszczególniono m.in.:

- transport z użyciem rurociągów (zarówno dedykowanych tylko dla wodoru, jak i miksu wódor–gaz ziemny),
- gromadzenie wodoru w kawernach solnych i zbiornikach naziemnych (ciśnieniowych i kriogenicznych),
- opracowanie technologii produkcji rurociągów i zbiorników przeznaczonych dla wodoru, z wykorzystaniem materiałów kompozytowych oraz krajowych surowców (np. włókien bazaltowych),

- wykonanie instalacji z użyciem zaawansowanych systemów SHM (ang. *Structural Health Monitoring*) oraz sposobu redukcji przenikalności wodoru,
- przygotowanie technologii pomiarowych i dedykowanych laboratoriów oraz działania na rzecz tworzenia norm i innych regulacji, głównie w ramach UE (ten obszar jest szczególnie ważny, bo będzie miał wpływ na tworzenie standardów wyrobów i technologii i wynikających stąd przewag konkurencyjnych),
- opracowanie stacjonarnych (i mobilnych) źródeł energii do zasilania rezerwowego (ang. *back-up power*) lub tzw. pozasieciowego (ang. *off-grid electricity*), z wykorzystaniem wodoru i ogniw paliwowych,
- tworzenie różnego rodzaju hubów i demonstratorów technologii. Idea hubów, które w PSW nazywa się „dolinami” jest jak najbardziej słuszna i godna poparcia jako skuteczna droga do osiągnięcia efektu skali i wzrostu gospodarki wodorowej. Koncentracja producentów, konsumentów H₂ oraz niezbędnej infrastruktury na ograniczonym obszarze pozwala sprawdzić działanie poszczególnych urządzeń i elementów infrastruktury, przygotować kadry, równocześnie minimalizując koszty z tym związane.

Należy z entuzjazmem przyjąć, że w PSW postawiono na rozwój źródeł zielonego wodoru i dużą, stopniowo zwiększaną rolę OZE. Za podstawowe źródło pozyskania zielonego wodoru uznano elektrolizę przemysłową, wspieraną przez energię z OZE. Po raz pierwszy zwrócono też uwagę na takie źródło,

Postulowane w PSW stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej generalnie jest słuszne, jednak trzeba skoncentrować się na produktach, których wytworzenie własnymi siłami daje szansę na realny sukces technologiczny i ekonomiczny.

zapewniające nisko- czy zeroemisyjny wodór, jak piroliza czy reforming parowy z biogazu/biometanu. Dobrze byłoby te kierunki poprzeć szczegółowymi danymi liczbowymi i kamieniami milowymi do końca 2030 roku. Dostrzeżono też potencjał, jaki daje tzw. wodór nadmiarowy z prowadzonych obecnie procesów przemysłowych, np. produkcji polimerów czy z gazu koksowniczego. To źródło wodoru przyczynia się do względnie dużych emisji CO₂, ale ponieważ te procesy będą musiały być prowadzone w rozwiniętym gospodarczo kraju, dlatego należało je wziąć pod uwagę, a takie źródło wodorowe zaliczyć poprawnie, mimo wszystko, do źródeł niskoemisyjnych. W okresie przejściowym, czyli do końca 2030 roku założono, że główne źródło wodoru będzie oparte na surowcach kopalnych, ale z wyraźnym włączeniem procesów CCU i CCS.

Postuluje się uwzględnienie w projekcie PSW w większym stopniu znaczenia produkcji wodoru z wykorzystaniem procesów reformingu gazu zmiennego oraz pozyskiwania wodoru z biometanu. Rozwinięcie podaży wodoru pozyskiwanego z gazu ziemnego oraz biometanu pozwoliłoby na rozwinięcie rynku od strony popytowej, co w kolejnych fazach z pewnością przyczyniłoby się do rozwoju wielkoskalowej produkcji wodoru odnawialnego, pozyskiwanego z procesu elektrolizy z wykorzystaniem elektrolizerów dużych mocy. Ponadto, takie założenie jest w pełni kompatybilne z założeniami „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”

oraz strategii w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu.

Całkowite zrezygnowanie z wodoru szarego niesłoby za sobą ograniczenie rozwoju rynku wodoru. Konieczne będzie wygenerowanie silnych impulsów ekonomicznych, żeby nakłonić przedsiębiorstwa i odbiorców działających na rynkach konkurencyjnych do zainwestowania w technologie wodorowe. Jako że obecnie produkcja wodoru opiera się właśnie na wodorze szarym, wygaszenie konwencjonalnych źródeł jego pozyskiwania mogłoby przynieść efekt odwrotny do zamierzonego, tj. niewykształcenie się rynku wodoru.

Autorzy PSW nie wzięli pod uwagę biomasy, której zgazowanie prowadzi do wodoru zielonego. Proces ten może wykorzystywać tlen powstały w procesie elektrolizy, co znacznie obniża koszty jego produkcji.

W Polsce jest co najmniej kilka uczelni i instytutów badawczych legitymujących się dużym dorobkiem naukowym i wdrożeniowym, udokumentowanym udziałem w projektach międzynarodowych i krajowych, infrastrukturą badawczą, kadra i innymi kluczowymi wskaźnikami. Obszary tych aktywności są w wielu przypadkach oryginalne i się nie dublują. Zatem stworzenie mapy tego potencjału i umiejętna jego integracja są zasadne.

W PSW ogólnie opisano problemy związane z tworzeniem i planowanym późniejszym wewnętrznym rynkiem obrotu wodorem oraz z systemem krajowego wsparcia czy wręcz subsydiowania przez państwo zarówno produktów, jak i podmiotów, które będą chciały na tym rynku zaistnieć. W nawiązaniu do powyższego doskonałym przykładem jest tu podany w dokumencie PSW cel z rynku niemieckiego, gdzie rząd planuje do 2030 roku subsydiować zakupy pojazdów napędzanych wodorem. W dużej części będą to na pewno pojazdy wyprodukowane w Niemczech i dlatego subsydiowanie będzie kołem zamachowym dla niemieckiej gospodarki wodorowej. W PSP mówi się o możliwościach wykorzystania polskiego potencjału dla produkcji autobusów wodorowych i dlatego możliwość wsparcia zakupów takich autobusów mogłaby na polskim rynku zadziałać analogicznie. Wydaje się korzystne, aby uwzględnić taki pomysł w PSW. Ten sam wniosek odnosi się do sektora energetycznego i ciepłowniczego.

Konieczne jest uwzględnienie już na etapie projektowania strategii rozwoju rynku wodoru zmian legislacyjnych dotyczących dostępu do infrastruktury przesyłowej, w tym infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej wykorzystywanej obecnie w sektorze gazownictwa oraz określenie roli operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnego gazu oraz zasad funkcjonowania rynku wodoru.

W PSW założono, że ustanowi się jeden wiodący ośrodek naukowo-badawczy, który od strony B+R będzie wspierał i nawet koordynował rozwój gospodarki wodorowej. O ile koncepcja koordynacji działań badawczych w zakresie gospodarki wodorowej jest wskazana, to jej forma wymaga gruntownego namysłu.

W Polsce jest co najmniej kilka uczelni i instytutów badawczych legitymujących się w tym zakresie dużym dorobkiem naukowym i wdrożeniowym, udokumentowanym udziałem w projektach międzynarodowych i krajowych, infrastrukturą badawczą, kadra i innymi kluczowymi wskaźnikami. Obszary tych aktywności są w wielu przypadkach oryginalne i się nie dublują. Zatem stworzenie mapy tego potencjału i umiejętna jego integracja są zasadne. Takimi działaniami kierować może dedykowana rada naukowo-gospodarcza lub stowarzyszenie izb gospodarczych już obecnie zrzeszających podmioty mające potencjał do rozwoju gospodarki wodorowej. Odpowiednik takich działań koordynacyjnych znaleźć można w praktykach stosowanych w Unii Europejskiej w formie platform i wieloletnich programów ze znanymi celami, budżetem i terminami konkursów (np. aktywność *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* – FCH JU) czy działań podejmowanych przez niemieckie ministerstwo badań (*Bundesministerium für Bildung und Forschung* – BMBF) w formie zwanej *Reallabor*. Promowana natomiast w projekcie PSW koncepcja koordynacji w formie Centrum Technologii Wodorowych, z wiodącą rolą Instytutu Energetyki, może być zdecydowanie przedwczesna i odbierana jako forma swoistej „centralizacji”, niemająca obecnie uzasadnienia merytorycznego ani niegwarantująca efektywności i dodatkowo stanowiąca formę uprzywilejowania jednej instytucji naukowej względem pozostałych.

Przewidziano także powołanie jednostki certyfikującej jakość wodoru dla celów transportowych i dla innych zastosowań przemysłowych. Cel jak najbardziej słuszny, tylko czy powinna to być jedna jednostka dla całego kraju – jak to wynika z aktualnej wersji PSW? Pojęcie gospodarki wodorowej będzie dotyczyło obszaru całego kraju, dlatego jednostki certyfikujące jakość wodoru powinny być równomiernie zlokalizowane na terenie całej Polski. Najprościej jednostki te mogłyby stanowić sieć laboratoriów akredytowanych na tym obszarze, gdzie instytucją udzielającą akredytacji jest Polskie Centrum Akredytacji.

* * *

Należy z zadowoleniem przyjąć, że rozpoczął się proces tworzenia Polskiej Strategii Wodorowej. Poddany pod konsultacje społeczne dokument można traktować jako propozycję do zapoczątkowania dyskusji. Dla wypracowania najlepszych rozwiązań wszystkie głosy i opinie w przedmiotowej sprawie powinny być wysłuchane i przedyskutowane w szerokiej formule, ponieważ od przyjęcia dobrego planu, a następnie jego skutecznej realizacji zależy przyszłość polskiej gospodarki wodorowej.

PSW powinna zostać skonkretyzowana, poparta bardziej szczegółowymi wyliczeniami i precyzyjnie sformułowanymi celami, ścieżkami dojścia i krokami milowymi służącymi ich osiągnięciu.

Wskazywanie przewidywanych, ale jednocześnie konkretnych i realnych terminów czy stadiów rozwoju w większym stopniu zachęci potencjalnych uczestników rynku wodoru do zaangażowania się w jego rozwój.

Konieczne jest także uwzględnienie niekorzystnych scenariuszy i wyzwań, jakie mogą stać przed rozwojem rynku wodoru, czego w treści projektu PSW nie poruszono.

Sporo zastrzeżeń budzi też skromne potraktowanie działań z zakresu promowania i edukacji społeczeństwa odnośnie do zastosowania wodoru w planowanej do zbudowania nowoczesnej, nisko- lub zeroemisyjnej gospodarce w przyszłości.

Polska zauważa wodór...

Konrad Świrski

Od stycznia dostępna jest pierwsza wersja „Polskiej strategii wodorowej”, która po zakończonym już terminie konsultacji zostanie przekazana do dalszej legislacji. Obszerny (jak na standardy ministerialne) dokument (50 stron) pokazuje założenia, jak technologie wodorowe mogą zostać wprowadzone do polskiej gospodarki.

Istnieje sześć podstawowych celów – na pierwszym miejscu jest wykorzystanie technologii wodorowych w energetyce, uzupełnione o czterdzieści działań mających pozwolić Polsce na skuteczne konkurowanie w tym nowym obszarze technologicznym.

Założenie na pewno właściwe – wodór jest nową europejską koncepcją, która doskonale wpasowuje się w cele *Green Deal* – zerowej emisji CO₂ w 2050 roku. Jako paliwo przyszłości wodór stwarza potencjalne możliwości wielkoskalowego magazynowania energii i pracy energetycznych instalacji rezerwowych dla OZE. Wodór – od lat pożądanym jako nowe paliwo przyszłości – musi jednak przejść intensywny okres prac rozwojowych w celu opracowania przemysłowych i tanich rozwiązań, bo problemy z wodorem są zawsze takie same: jak go produkować (dzisiejszy pochodzi z gazu, a jest to proces emisyjny (w sensie CO₂); finalnie nawet bardziej niż energetyczna generacja węglowa (!)), jak go przesyłać (kwestia dyfuzji, inne parametry szczelności, zagrożenie korozji – wszystko może powodować konieczność budowy nowych sieci) czy wreszcie jak go używać – dzisiejsze komercyjne technologie energetyczne, jak ogniwa paliwowe, są bardzo obiecujące, ale ograniczone wielkością instalacji, a turbiny gazowe na wodór spalają jedynie ułamek tego paliwa zmieszanego z gazem. Wszystko to musi być rozwiązane przez najbliższą dekadę i to w obliczu silnej konkurencji innych technologii, jak bateryjne systemy magazynowania energii, wspomagające się dynamicznym rozwojem e-mobilności.

Pomysł na „polską strategię” na pewno jest dobry i konieczny. Wodór jest pierwszoplanowym tematem badawczym dla wiodących krajów zarówno w Europie, jak i na świecie (Japonia, USA). Każdy kraj ma swoją odmianę „strategii” i bardzo rozbudowane programy finansowe badań. Warto popatrzeć na niemiecką strategię wodorową (cele bardzo podobne do polskiej) z budżetem 9 mld euro do 2030 roku lub japońską (wydatki roczne ponad 0,5 mld euro). Każdy kraj dąży do komercjalizacji nowych systemów produkcji wodoru (elektrolizy) i radykalnej obniżki kosztów jego produkcji z tych instalacji oraz opracowania nowej generacji ogniów paliwowych, turbin na wodór, sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, a więc w kierunku rozwiązania podstawowych problemów gospodarki wodorowej. Patrząc na postępujące wzmocnienie europejskiej polityki *Green Deal*, wodór na pewno będzie istotnym elementem gospodarki, a fundusze na badania będą tylko zwiększane. W końcu jest także europejska strategia wodorowa i bardzo ambitne cele, jak np. 6 GW mocy elektrolizerów (do 2030 roku) i kolejne 40 GW do 2040 oraz finalne 13–14% udziału wodoru w miksie energetycznym do końca dekady. Każdy kraj staje przed trudnym pytaniem: czekać na komercyjne rozwiązania (i je kupować)

czy spróbować stworzyć własną „krajową specjalizację”? Na tym tle Polska zauważa nowy kierunek technologiczny i próbuje także dostosować swoją gospodarkę. „Polska strategia wodorowa” jest po trybie konsultacji, przed finalną akceptacją, a tymczasem ruszają pierwsze projekty wspomagające, jak niedawno ogłoszony program „Nowa energia” – wsparcie innowacyjnych technologii wodorowych. Dużo mówi się o polskich możliwościach i naszym piątym miejscu na świecie w produkcji wodoru (choć obecnie jest to szary wodór z gazu).

Niestety, analogicznie do innych segmentów nowoczesnej światowej gospodarki, tak i w wodorze polskie problemy są takie same... Po pierwsze – bardzo ważne jest dostrzeżenie nowego sektora technologii, ale trudniej jest precyzyjnie zdefiniować nasze miejsce w światowych dostawach. Mimo badań i wielkiego wysiłku w rozwoju instalacji przemysłowych Polska raczej nie będzie potęgą w rozwiązaniach technicznych i produkcji samych elektrolizerów, ogniów paliwowych czy turbin na wodór – to już jest zarezerwowane dla największych międzynarodowych, wysoko wyspecjalizowanych koncernów. Po drugie – należy realistycznie oceniać możliwości finansowe. Tu sam projekt „Polskiej gospodarki wodorowej” jest najslabszy – pokazywane są orientacyjne koszty i możliwości dofinansowania, ale nie ma zarezerwowanych środków (adekwatnych np. do tych w Niemczech czy Japonii). Program „Nowa energia” to 300 mln PLN, ale tak naprawdę to raczej częściowo umarzany kredyt – na pewno ciekawa forma wspomagania przemysłu, ale trzeba być realistą i porównać to z wysokością sponsorowania niemieckich instalacji przez ich krajową strategię. To zresztą naturalne – na pewno powinniśmy przygotowywać naszą gospodarkę na technologie wodorowe, ale też mieć realistyczne oczekiwania wobec konkurencji światowej i naszych zasobów i może koncentrować się bardziej na niszach technologicznych i współpracy z zagranicznymi partnerami. Ważne jest również zdobycie doświadczeń w budowie instalacji wodorowych, przesyłu wodoru i jego wykorzystaniu – to też zmniejszy koszty nieuniknionego, późniejszego przestawienia gospodarki na wodór.

Na koniec – z punktu widzenia rynku gazu naturalnego wodór wydaje się naturalnym konkurentem, który docelowo wyeliminuje gaz z zastosowań energetycznych i przemysłowych. *Green Deal* oznacza koniec węgla, ale niestety także koniec gazu. Natomiast czy nastąpi to rzeczywiście do 2050 roku i czy sam wodór nie jest przypadkiem rodzajem „tylnej” furtki dla przedłużenia lub nawet zwiększenia wykorzystania gazu naturalnego? Wodór jest więc dla gazu ogromnym zagrożeniem, ale i, przejściowo, szansą.

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

Potrzebny jest legislacyjny pakiet wodorowy

Andrzej J. Osiadacz

Jednym z zielonych gazów, kluczowych z perspektywy KE dla unijnych dążeń do stworzenia Europejskiego Zielonego Ładu, ma być wodór. Rozpowszechnianie produkcji i wykorzystania wodoru ma być jednym ze sposobów na łączenie sektorów i ma przyczyniać się do dekarbonizacji tam, gdzie elektryfikacja jest niemożliwa lub trudna (m.in. przemysł stalowy czy chemiczny, transport czy generacja energii). Wodór może też umożliwiać, poprzez magazynowanie energii, bilansowanie systemów w coraz większym stopniu opartych na energii odnawialnej.

Dlatego w wizji osiągnięcia neutralnej klimatycznie UE z listopada 2018 roku założono wzrost jego udziału w europejskim miksie energetycznym z obecnych około 2 do 13–14%. W ogłoszonej strategii wodorowej KE za główny cel uznaje rozwój odnawialnego, zielonego wodoru (wytwarzanego w procesie elektrolizy przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii), ale jednocześnie przyznaje, że w krótkim i średnim okresie, aby zapewnić rozwój rynku wodorowego potrzebne jest w Europie dopuszczenie wykorzystywania także innych niskoemisyjnych form wodoru (pozyskiwanego z paliw kopalnych w połączeniu z technologią sekwestracji dwutlenku węgla – *carbon capture and storage* CCS – lub w procesie elektrolizy przy wykorzystaniu źródeł innych niż odnawialne). Niskoemisyjny wodór miałby być jednak rozwiązaniem przejściowym, docelowo (po 2050 roku) wykorzystywany ma być wyłącznie wodór zeroemisyjny.

Polska Strategia Wodorowa wychodzi naprzeciw dążeniom Unii Europejskiej do stworzenia Europejskiego Zielonego Ładu. Definiuje sześć głównych celów.

Pierwszy to wdrożenie technologii wodorowych w energetyce. Wśród przedsięwzięć wskazano uruchomienie instalacji P2G (*Power to Gas*) klasy 1 MW na bazie polskich technologii, jako wsparcie dla stabilizacji pracy sieci dystrybucyjnych; wsparcie badań i rozwoju układów ko- i poligeneracyjnych w celu stworzenia instalacji demonstracyjnych, a następnie uruchomienie instalacji średniej wielkości; rozpoczęcie wykorzystania wodoru jako magazynu energii.

Drugi cel to wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie. Strategia ma zakładać np. umożliwienie dopuszczenia do eksploatacji 500 wyprodukowanych w Polsce autobusów napędzanych wodorem w 2025 roku i rozpoczęcie eksploatacji 2000 autobusów wodorowych w 2030 roku. Strategia ma wesprzeć rozwój sieci bazowej poprzez budowę 32 stacji tankowania wodoru; budowę pierwszych pociągów lub lokomotyw wodorowych; wytwarzanie paliw syntetycznych w reakcji wodoru z tlenkiem i dwutlenkiem węgla oraz z azotem.

Trzeci cel to wsparcie dekarbonizacji przemysłu m.in. poprzez wsparcie działań na rzecz pozyskania i zastosowania niskoemisyjnego wodoru do procesów produkcji petrochemicznej i nawo-

zowej, wprowadzenie węglowego kontraktu różnicowego jako instrumentu wsparcia transformacji klimatycznej przemysłu, wsparcie, także finansowe, studiów wykonalności przemysłowych „dolin wodorowych” w ramach budowy przemysłowych procesów o obiegu zamkniętym. Docelowo powstanie co najmniej pięć „dolin wodorowych” ze znaczącym elementem infrastruktury przesyłowej wodoru.

Czwarty cel to produkcja wodoru w nowych instalacjach, w tym uruchomienie instalacji do produkcji wodoru ze źródeł niskoemisyjnych, m.in. w procesie elektrolizy, z biometanu, gazów odpadowych, gazu ziemnego z wykorzystaniem CCS/CCU, w drodze pirolizy oraz innych alternatywnych technologii pozyskiwania wodoru. Planuje się też wykorzystanie mocy OZE dla potrzeb elektrolizy. Zainstalowana moc elektrolizerów w 2030 roku ma wynieść 2 GW. Zakłada się też zapewnienie warunków do budowy instalacji do produkcji wodoru przy elektrowniach jądrowych.

Piąty cel to sprawna i bezpieczna dystrybucja wodoru. Dla harmonijnego rozwoju gospodarki opartej na wodorze konieczne jest sprawne dostarczanie go z miejsca produkcji do odbiorcy końcowego oraz jego bezpieczne magazynowanie. Należy więc opracować analizę dotyczącą optymalnej formy przesyłu energii na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej i następnie podjęcie działań wynikających z przeprowadzonych analiz. W tym celu proponuje się m.in. stopniowy rozwój sieci przesyłu i dystrybucji wodoru i wprowadzanie do sieci gazowych SNG wyprodukowanego w systemach P2G.

Szósty cel to stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego, usuwającego bariery rozwoju rynku wodoru oraz zachęcającego do stopniowego zwiększania wartości gospodarki wodorowej i wykorzystania OZE dla potrzeb elektrolizy. Aby powstał konkurencyjny i sprawnie działający rynek wodoru w Polsce, konieczne jest stworzenie regulacji, które usuną bariery rozwoju rynku wodoru oraz zachęcą do stopniowego zwiększania wykorzystania OZE dla potrzeb elektrolizy.

Do najważniejszych działań w tym zakresie należy stworzenie ram regulacyjnych funkcjonowania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie, stworzenie prawnych podstaw funkcjo-

nowania rynku wodoru i – w dalszej perspektywie – opracowanie legislacyjnego pakietu wodorowego – przepisów określających system zachęt do produkcji niskoemisyjnego wodoru.

Poza podstawowymi działaniami określonymi w ramach celów PSW planowane są dodatkowe, tzw. działania o charakterze horyzontalnym:

- wykorzystanie polskiego potencjału badawczo-rozwojowego w zakresie technologii wodorowych,
- osiągnięcie statusu państwa dostawcy elektrolizerów, instalacji pirolizy, ogniw paliwowych i zbiorników na wodór, reaktorów i katalizatorów do metanizacji (PtG) czy do technologii P2L oraz innych komponentów.

W przedstawionym dokumencie sformułowano strategiczne cele rozwojowe gospodarki wodorowej w Polsce na najbliższe 10 lat. Zamierzenia są bardzo ambitne, zwłaszcza że istniejące rozwiązania, które mogą stanowić elementy łańcucha wartości gospodarki wodorowej – jak stwierdzają autorzy strategii – czę-

sto znajdują się na niskim poziomie gotowości technologicznej. Konieczne jest zatem wsparcie badań, stworzenie zachęt dla firm oraz zapewnienie odpowiedniego finansowania rozwoju technologii wodorowych. Sposób realizacji sformułowanych zadań przedstawiono jednak zbyt hasłowo. Jeżeli sformułowane w PSW cele mają być osiągnięte, to strategia ich zrealizowania powinna być jasno zdefiniowana. Brak odpowiedzi na wiele istotnych pytań, m.in. jakie nakłady inwestycyjne są przewidywane, kto je będzie ponosił, kto będzie odpowiedzialny za realizację strategii? Jakie będą przewidywane efekty realizacji tej strategii dla gospodarki kraju. Jakie są potencjalne zagrożenia realizacji planowanych zamierzeń? Tych pytań jest znacznie więcej. Bez odpowiedzi na nie trudno jednoznacznie ocenić szanse realizacji zawartych w PSW celów.

Prof. dr hab. inż. Andrzej J. Osiađacz, Politechnika Warszawska, Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych

Pierwszy krok w dobrą stronę

Jerzy Kaleta

To dobrze, że powstał projekt Polskiej Strategii Wodorowej (PSW). Daje to możliwość udziału wielu stron w dyskusji nad kierunkami krajowej gospodarki wodorowej i naszą rolą w ambitnych zamierzeniach Unii Europejskiej w tym zakresie.

Poniżej uwagi i sugestie będące następstwem wieloletnich działań zespołu Politechniki Wrocławskiej w ramach projektów UE oraz krajowych z zakresu wodoru. Świadomie odniesiono się tylko do trzech grup zagadnień.

Stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej

Postulowane w PSW stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej jest słuszne. Zapis: „Ambicją rządu RP jest rozwój silnych krajowych i lokalnych kompetencji w zakresie wytwarzania kluczowych komponentów z łańcucha wartości technologii wodorowych oraz ich wykorzystanie na rzecz dążenia do osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki poprzez osiągnięcie statusu dostawcy technologii” jest ambitny. Jednak aby był realny, do osiągnięcia należy wybrać takie komponenty systemu, czyli takie produkty, których wytworzenie własnymi siłami daje szansę na sukces zarówno technologiczny, jak i ekonomiczny.

Z kolei zapis, iż „Polska zamierza objąć przywództwo na tym stosunkowo nowym, dopiero tworzącym w Europie rynku”, niestety, jest myśleniem życzeniowym. Wiadomo bowiem, że rolę promotora gospodarki wodorowej chce w wymiarze globalnym odgrywać Unia Europejska¹, a światowego lidera w zakresie technologii w tym obszarze – Niemcy, co zapisano w ich strategii (*Die Nationale Wasserstoffstrategie*²).

Dlatego kluczowymi komponentami z łańcucha wartości technologii wodorowych nie będą w krótkim okresie (co za-

klada PSW) np. polskie elektrolizery czy ogniwa paliwowe, w tym szczególnie wysokotemperaturowe. O ile można rozważać uruchomienie projektów badawczych z tego zakresu, to założenie, iż Polska wkrótce stanie się graczem rynkowym w tym obszarze jest nierealne. Rynek tych produktów charakteryzują bardzo wysokie kompetencje i wieloletnie doświadczenie dostawców, ostra konkurencja, radykalny spadek cen i wysokie parametry jakościowe. To już dziś prawdziwy czerwony ocean, gdy my powinniśmy szukać raczej błękitnego³. Dlatego w przypadku uruchomienia w Polsce dużych instalacji zielonego wodoru należy przyjąć, iż kluczowe podzespoły (elektrolizery, ogniwa paliwowe) zostaną zakupione u renomowanych dostawców, a kryterium wyboru będzie jakość i cena. Zasadne wydaje się też, jak to było wcześniej z samochodami, nakłonienie kluczowych producentów ogniw i elektrolizerów do uruchomienia produkcji w Polsce.

Czym zatem powinniśmy się zająć?

Z powszechnie dostępnych materiałów prognostycznych wynika⁴, że w 2030 roku na 35 technologii wodorowych (w takich obszarach jak transport, gospodarka komunalna, energia i ciepło dla przemysłu oraz wodór jako surowiec) 22 będzie konkurencyjnych ze względu na cenę lub na ślad węglowy. Te 22 zastosowania wodoru są istotne, bo są odpowiedzialne sumarycznie za 15 procent światowego zużycia energii (17 500 TWh). Dlatego należy gruntownie rozważyć, które z tych technologii i związane z nimi wyroby mogą być polską specjalnością.

Zatem, szukajmy „błękitnego oceanu”, gdzie dodatkowo przewagę krajów zaawansowanych można jeszcze zniwelować lub gdzie wszyscy reprezentują podobny poziom. Szeroką ofertę zawiera lista opracowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Poniżej przedstawiono wybrane propozycje z podziałem na technologie, wyroby i huby/demonstratory.

Technologie:

- transport z użyciem rurociągów (dedykowanych zarówno wodorowi, jak i miksowi wodór–gaz ziemny),
- gromadzenie wodoru w kavernach solnych i w zbiornikach naziemnych (ciśnieniowych i kriogenicznych),
- opracowanie technologii produkcji rurociągów i zbiorników dedykowanych wodorowi, z wykorzystaniem krajowych surowców (np. włókien bazaltowych),
- bezpieczeństwo instalacji z użyciem zaawansowanych systemów SHM (ang. *Structural Health Monitoring*) oraz sposobu redukcji przenikalności wodoru,
- technologie pomiarowe i dedykowane laboratoria oraz działania na rzecz tworzenia norm i innych regulacji, głównie w ramach UE (ten obszar jest szczególnie ważny, bo będzie miał wpływ na tworzenie standardów wyrobów i technologii i wynikających stąd przewag konkurencyjnych),
- zielona chemia i petrochemia (stopniowe zastępowanie ropy i gazu ziemnego wodorem) i zielone hutnictwo (ang. *Direct Reduction of Iron – DRI*),
- wytwarzanie paliw (w tym biowodoru) z wybranych odpadów (ścieki, wysypiska) z zastosowaniem technologii WtL (*Waste to Liquid*),
- technologie podwójnego stosowania (wodór w aplikacjach militarnych),
- wytwarzanie zielonego wodoru konkurencyjne cenowo (w porównaniu z wodorem szarym).

Wyroby:

- ciężki transport (np. autobusy i pojazdy szynowe, gdzie dysponujemy renomowanymi producentami),
- kompozytowe rury i zbiorniki (ciśnieniowe i kriogeniczne) do wodoru,
- stacjonarne (i mobilne) źródła energii do zasilania rezerwowego (ang. *back-up power*) lub tzw. pozasieciowego (ang. *off-grid electricity*), z wykorzystaniem wodoru i ogniw paliwowych

Huby/demonstratory technologii:

Tworzenie gospodarki wodorowej to wieloletni proces wymagający znacznych nakładów i potrzeby wcześniejszego rozwiązania wielu szczegółowych problemów technologicznych. Dlatego Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) uznała rozwój tzw. hubów (w PSW mówi się o dolinach) za skuteczną drogę do osiągnięcia efektu skali i wzrostu gospodarki wodorowej⁵. Uważa się, że huby, gromadząc producentów i różnych konsumentów H₂ na ograniczonym obszarze, minimalizują koszty infrastruktury (linie energetyczne, rurociągi, zbiorniki magazynowe, stacje tankowania, porty, drogi, linie kolejowe) i pomagają skoncentrować wysiłki na innowacjach i budowaniu kompetencji oraz kadr w zakresie wodoru. Ważne jest też, że huby ułatwiają integrację producentów i końcowych odbiorców wodoru, co maksymalizuje korzyści i radykalnie ogranicza „terytorialnie”, czyli na obszarze działania hubu, emisję gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń. Należy za-

tem takie huby/doliny lub – w mniejszej skali – demonstratory technologii wodorowych zacząć w Polsce tworzyć, aby zdobyć niezbędną wiedzę. W PSW wskazuje się na potrzebę pięciu dolin wodorowych. Proponuje się, aby – mając na uwadze doświadczenia innych krajów – rozważyć następujące huby lub demonstratory technologii z udziałem wodoru, głównie zielonego:

- hub masowego wytwarzania i gromadzenie wodoru (w kaverne solnej),
 - hub portowy (transport wewnętrzny: kolejowy, wodny, samochodowy; cel: eliminacja napędu Diesla),
 - hub (magistralnego) transportu gazociągiem,
 - hub energetyczny (np. elektrociepłownia z węzłem zawierającym ogniwo paliwowe o mocy 1–10 MW),
 - hub chemiczny i/lub petrochemiczny (zastąpienie gazu ziemnego i/lub ropy wodorem),
 - hub komunalny (lokalny węzeł wytwarzający energię elektryczną i ciepło dla osiedla),
 - hub lotniczy (lokalny węzeł zasilający port lotniczy i wewnętrzny transport),
 - hub komunikacyjny (np. duży terminal kolejowy + transport aglomeracyjny),
 - hub wytwarzania syngazu,
 - hub wytwarzania wysokotemperaturowego ciepła przemysłowego, gdzie stosowanie bezpośredniej elektryfikacji jest niecelowe,
 - hub pozyskiwania wodoru z gazu koksowniczego (dopóki wytwarzanie koksu będzie akceptowane w UE),
 - hub rolniczy (wykorzystanie wodoru w niskoemisyjnej masowej produkcji żywności).
- Zasadne byłoby łączenie hubów, co tworzyłoby regionalną gospodarkę wodorową.

Integracja działań krajowych z działaniami UE

Unia Europejska, z ambicjami odgrywania wiodącej roli w światowej gospodarce wodorowej, może tylko wesprzeć nasze starania i dlatego jak najdalej posunięta integracja poczyniła jest koniecznością. Na przykład w Europie do 2024 roku zostaną zainstalowane elektrolizery o mocy co najmniej 6 GW (z tego 5 GW w Niemczech), a do 2030 roku moc elektrolizerów wzrośnie do 40 GW. Realizacja zamierzeń wymagać będzie ogromnych inwestycji. Koszt zaplanowanych do 2030 roku elektrolizerów to kwota od 24 do 42 mld euro. Dodatkowe wydatki (220–340 mld euro) związane będą z budową OZE o mocy 80–120 GW. Koszty składowania CO₂, w przypadku wodoru z paliw kopalnych to dodatkowo 11 mld euro, a koszty magazynowania, transportu i dystrybucji wodoru to kolejne 65 mld euro. Natomiast budowa następnych 400 stacji tankowania wodoru (obecnie działa 100) to wydatek około 850–1000 mln euro. Dużych nakładów wymaga szerokie wdrożenie wodoru w przemyśle. O skali niezbędnych inwestycji w hutnictwie niech świadczy fakt, iż przekształcenie konwencjonalnej huty w wodorową wymaga nakładów w wysokości 160–200 mln euro.

Uzgodnień między członkami UE wymaga wiele istotnych kwestii szczegółowych. Dotyczyć to będzie takich grup zagadnień jak strategiczne plany inwestycyjne dla całej UE, pobudzanie popytu i zwiększanie produkcji wodoru, opracowanie zasad rynkowych czy stworzenie mechanizmów wsparcia badań naukowych i in-

nowacji w zakresie technologii wodorowych. Masowe wdrożenie wodoru w gospodarce wymaga wielu regulacji prawnych oraz norm związanych z bezpieczeństwem. To długie i kosztowne procedury, których podejmowanie oddzielnie w poszczególnych państwach członkowskich nie ma sensu. Potrzebne jest tu pilne działanie wspólnotowe i integracja poczynań instytucji krajowych.

Należy też zadbać o to, by środki publiczne (z różnych instrumentów UE: FST, *Next Generation EU*, *InvestEU*, Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, Funduszu Spójności, w tym w ramach nowej inicjatywy REACT-EU) na cele „wodorowe” były wydane możliwie proporcjonalnie na potrzeby wszystkich krajów UE, aby zlikwidować istniejące dziś nierówności. Niezbędne inwestycje będą drogie i trudne do sfinansowania ze środków krajowych. Szczególnie kosztowne będą duże przedsięwzięcia infrastrukturalne w zakresie transportu wodoru (rurociągi) i jego masowego gromadzenia (kawerny solne).

Integracja krajowego potencjału naukowo-badawczego

O ile koncepcja koordynacji działań badawczych w zakresie gospodarki wodorowej jest wskazana, to jej forma wymaga gruntownego namysłu. W Polsce jest co najmniej kilka uczelni i instytutów badawczych legitymujących się w tym zakresie dużym dorobkiem naukowym i wdrożeniowym, udokumentowanym udziałem w projektach międzynarodowych i krajowych, infrastrukturą badawczą, kadrą i innymi kluczowymi wskaźnikami. Obszary tych aktywności są w wielu przypadkach oryginalne i się nie dublują. Stworzenie zatem mapy tego potencjału i umiejętnej jego integracji jest zasadne. Może to się odbywać poprzez duże projekty badawcze, spójne z końcową wersją strategii wodorowej. Tymi działaniami kierować może dedykowana rada naukowo-gospodarcza. Odpowiednik takich działań koordynacyjnych znaleźć można w praktykach stosowanych w Unii Europejskiej

w formie platform i wieloletnich programów ze znanymi celami, budżetem i terminami konkursów (np. aktywność *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* – FCH JU) czy działań podejmowanych przez niemieckie ministerstwo badań (*Bundesministerium für Bildung und Forschung* – BMBF) w formie zwanej *Reallabor*. Natomiast promowana w projekcie PSW koncepcja koordynacji w formie Centrum Technologii Wodorowych, z wiodącą rolą Instytutu Energetyki, może być zdecydowanie przedwczesna i odbierana jako forma swoistej centralizacji, niemająca obecnie uzasadnienia merytorycznego ani niegwarantująca efektywności.

* * *

To dobrze, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska zainicjowało szeroką konsultację projektu Polskiej Strategii Wodorowej i zaprosiło wiele stron do współpracy. Daje to szansę na udoskonalenie propozycji na miarę polskich ambicji, a jednocześnie spójnej z zamierzeniami Unii Europejskiej.

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

¹ *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*, Bruksela, 8.07.2020, COM(2020) 301 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?>

² *Die Nationale Wasserstoffstrategie*, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20

³ Mauborgne Renee, Chan Kim, W. Chan Kim, *Blue Ocean Strategy*, R. Mauborgne, Boston, Mass.: Harvard Business School Press, 2005 (polskie tłumaczenie: *Strategia błękitnego oceanu*, MT Biznes, 2018).

⁴ *Path to hydrogen competitiveness A cost perspective 2020*, https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

⁵ *The Future of Hydroge. Seizing today's opportunities, Report prepared by the IEA for the G20*, Japan <https://webstore.iea.org/download/direct/2803>

Kilka refleksji wokół Polskiej Strategii Wodorowej

Grzegorz Tchorek

Infrastruktura prawna a konieczność zdefiniowania mapy adaptacji technologii

Patrząc na dotychczasową ewolucję kluczowych dokumentów obejmujących infrastrukturę prawną, strategiczną i finansową dotyczącą wodoru należy wymienić w Polsce:

- 1) Ustawę o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
- 2) „Politykę energetyczną Polski 2040”,

- 3) Polską Strategię Wodorową – projekt w konsultacji,
- 4) Krajowy Plan Odbudowy – projekt w konsultacji,
- 5) Polską Strategię Wodorową – docelowo wersja ostateczna po konsultacjach.

Oznacza to, że poziom świadomości konieczności zmian, w tym na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej przybiera na sile, a rynek zostaje wyposażony w krytyczną infrastrukturę legislacyjną oraz zachęty finansowe i regulacyjne.

W tle programowania przemian należy jednak pamiętać, że konieczne jest stworzenie na potrzeby realizacji PEP 2040, PSW i KPO mapy technologii pod względem ich dojrzałości technologicznej i możliwości komercjalizacji na świecie oraz adaptacji tych rozwiązań w Polsce. Pokaże to olbrzymi awans wodoru w systemie energetycznym i świadomości społecznej z uwagi na jego zeroemisyjność i postęp technologiczny zwiększający dostępność rozwiązań.

Taka mapa absorpcji technologii (z wyznaczeniem agencji badawczej i wdrożeniowej) jest konieczna ze względu na szybko zmieniający się miks energetyczny oraz proces transformacji energetycznej w Polsce. Wyznaczenie strategicznego i jednocześnie elastycznego podejścia będzie bardzo potrzebne, bowiem jeśli wierzyć Międzynarodowej Agencji Energetycznej, obecnie mamy dostęp jedynie do około 30% dojrzałych technologii potrzebnych do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Pozostałe 70% to w około 30% technologie znajdujące się obecnie w fazie prototypu lub demonstracji i w około 40% technologie, które jeszcze nie są wdrożone na masową skalę. Oznacza to wciąż olbrzymie wyzwania dla komponentu B+R+I na najbliższe lata.

Sledzenie rozwoju tych technologii, planowanie tego rozwoju oraz przyjęcie wizji według której te różnorodne, dojrzejące, komplementarne, ale i konkurujące rozwiązania będą wdrażane, stanowią kluczowe wyzwania na drodze do spójności PSW i innych dokumentów strategicznych.

Polska Strategia Wodorowa – jak wykorzystać krajowy potencjał?

Jako dokument kierunkowy projekt PSW pobudził intensywną dyskusję na krajowym podwórku i przyczynił się do zgłoszenia wielu konstruktywnych uwag przez licznych interesariuszy. W dokumencie podjęto próbę zdefiniowania kluczowych projektów wzdłuż łańcucha wartości gospodarki wodorowej, tak aby tworzyć kompleksowy ekosystem organizacyjny i logistyczny.

Przedstawiona do konsultacji PSW wyznacza ambitne cele, którym nie zawsze przyporządkowany jest sposób ich osiągnięcia oraz zdefiniowanie potrzebnych zasobów. W szerszym ujęciu komplementarnym komponentem PSW powinna się stać kompleksowa ocena silnych i słabych stron krajowego ekosystemu na drodze do budowania gospodarki wodorowej. Komponentem wartym uzupełnienia jest choćby spojrzenie na zarządzanie zasobami wody na potrzeby gospodarki wodorowej, bowiem woda będzie podstawowym magazynem wodoru do elektrolizy, ale również surowcem dla innych metod pozyskania H₂.

Biorąc pod uwagę trzy kluczowe czynniki i uwarunkowania tj.:

- 1) duże doświadczenie krajowego sektora B+R (zdolność do uczenia się) w niemal każdym elemencie łańcucha wartości gospodarki wodorowej,
- 2) potencjał przemysłowy polskiej gospodarki i jej atrakcyjność inwestycyjną,
- 3) przewidywany znaczący wzrost rynku na produkty i komponenty dla gospodarki wodorowej po 2030 roku,

należy rozważyć usankcjonowanie w PSW i KPO projektów i technologii wodorowych w zakresie stymulowania rozwoju:

- producenta urządzeń końcowych lub komponentów dla produkcji elektrolizerów i ogniw paliwowych,
- producenta urządzeń końcowych lub komponentów dla magazynowania wodoru (różnego rodzaju zbiorniki i systemy magazynowania z elementami *smart grid* na potrzeby obszarów bilansowania energii),
- producenta urządzeń końcowych lub komponentów dla przesyłu wodoru sieciami gazowymi i kluczowych urządzeń, jak np. kompresory czy armatura,
- producenta urządzeń końcowych lub komponentów dla autobusów wodorowych i innych pojazdów, głównie użytkowych i specjalistycznych,
- producenta urządzeń końcowych lub komponentów dla stacji zasilania wodorem dla pojazdów.

Oczywiście, wybór krytycznych spośród powyższych projektów wymaga pogłębionego przeglądu opcji, zbudowania koalicji celów interesariuszy i uwzględnienia przyjętej mapy adaptacji technologii.

Planem minimum w PSW i KPO powinno być zapewnienie możliwości implementacji pierwszych wdrożeń, demonstratorów, pilotaży i analizy doświadczeń w ww. obszarach, tak aby w perspektywie od pięciu do dziesięciu lat ocenić potencjał do podjęcia wielkoskalowej produkcji.

Jeśli uda się w perspektywie od pięciu do siedmiu lat wdrożyć co najmniej 30–50 dużych i mniejszych projektów, odpowiedź na pytanie o wybór 2–4 specjalizacji będzie łatwiejszy, a planowanie działań po 2030 roku skuteczniejsze.

Jak inwestować w gazownictwo, aby je dekarbonizować?

Patrząc z perspektywy tego, jak będzie ewoluowała rola gazu ziemnego w miksie energetycznym UE i w Polsce, nasuwają się odmienne wnioski. W UE gaz wchodzi w fazę schyłkową i będzie zastępowany przez gazy zdekarbonizowane – biogaz, biometan, wodór oraz OZE. W Polsce, z uwagi na mniejsze nasycenie systemu energetycznego gazem i wcześniejszą fazę rozwoju, a przede wszystkim konieczność wypełnienia luki w systemie energetycznym po węglu, rola gazu przez jedną, dwie dekady musi i powinna rosnąć. W przeciwnym wypadku wygaszenie energetyki węglowej bez zbudowania systemu energetycznego na bazie systemu gazowego zagraża bezpieczeństwu energetycznemu kraju. Choć gaz jest również paliwem kopalnym, to przeciętnie jest o około połowę mniej emisyjny niż węgiel, a zastosowanie gazu w transporcie może obniżyć emisję substancji szkodliwych (np. SO_x, NO_x) o 80–90%.

Trudności regulacyjne, na jakie się zanosi na gruncie rozbieżnych cykli życia technologii gazowych w UE i PL, oraz wzrost cen uprawnień do emisji mogą budzić obawy inwestorów i opór przed finansowaniem inwestycji w gaz, które (z perspektywy UE) powinny być wygaszane w okresie dwóch, trzech kolejnych dekad. Czarny PR dla gazu może grozić niepodjęciem wielu koniecznych inwestycji w celu zachowania stabilności systemu energetycznego.

Jednym z rozwiązań powyższego dylematu strategicznego jest zapewnienie płynnego przejścia od CNG i LNG do wodoru sprężonego i skroplonego. Innymi słowy, należy precyzyjnie zdefiniować punkty styeczne systemów gazowniczego i wodorowego w krótkim i długim okresie, aby je promować z perspektywą pozyskania wsparcia na finansowanie inwestycji wodorowych.

Najpierw należy rozważyć wdrożenie technologii niskoemisyjnych, takich jak współspalanie wodoru z gazem ziemnym w turbinach w różnych stężeniach. Wstępne rozpoznanie wskazuje również, że infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna, nawet ta droższa, bo specjalnie dostosowana do transportu wodoru poprzez gazociągi, ma szansę być najtańszym sposobem transportu dużych ilości wodoru na dystansie do kilkudziesięciu, kilkuset, a nawet kilku tysięcy kilometrów.

Polska ma też potencjał w zakresie magazynowania wodoru w kawernach solnych, które mogą być konkurencyjną formą przechowywania energii w cyklach sezonowych na potrzeby wielkoskalowego OZE.

Krajowy sektor B+R oraz wdrożeniowy ma duże doświadczenie w zakresie pracy z gazem ziemnym i helem w postaci

cieklej, co stanowi naturalne środowiska dla rozwijania technologii skroplonego wodoru.

Reasumując, systemy energetyczne w Polsce i UE będą podlegały dużym zmianom, ale przebieg transformacji będzie inny. Wodór awansował do miana jednej z kluczowych technologii w procesie osiągnięcia neutralności klimatycznej, choć wcześniej krajowy system potrzebuje rozbudowy energetyki opartej na gazie. Równoległe, system gazowniczy należy transformować w kierunku systemu zdolnego używać gazów zdekarbonizowanych, w tym wodoru.

Z punktu widzenia PSW i KPO ważne jest, aby w kilka lat uruchomić kilkanaście, a nieco później może kilkadziesiąt projektów ulokowanych we wszystkich elementach łańcucha wartości – od produkcji, magazynowania, poprzez transport i dystrybucję aż do zużycia. W przeciwnym razie nie zdołamy zgromadzić koniecznych doświadczeń do rozwijania technologii wodorowych, które w pełnej, skalowanej formie będą produkowane i sprzedawane po 2030 roku. Wówczas pozostanie nam mało świadomy import.

Dr hab. Grzegorz Tchorek, Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski

Brakuje planu działań

Sławomir Giec

Analizowaliśmy opublikowany projekt „Polskiej strategii wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku.” Moim zdaniem nasuwa się wniosek, że przedstawiony dokument można by nazwać wstępnym projektem, ponieważ jest on bardzo ogólny. Wskazuje na to wiele poruszonych w nim zagadnień, przy braku koncentracji na wybranych po wnikliwej analizie kwestiach.

Jako osoba reprezentująca przemysł działający obecnie na rzecz polskiego gazownictwa, chciałbym skupić się na temacie kompetencji. „Ambicją rządu RP jest rozwój silnych krajowych i lokalnych kompetencji w zakresie wytwarzania kluczowych komponentów z łańcucha wartości technologii wodorowych oraz ich wykorzystanie na rzecz dążenia do osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki poprzez osiągnięcie statusu dostawcy technologii” – czytamy w dokumencie. Oczywiście, zgadzam się z tym, co zostało napisane powyżej. Uważam, że pod względem wiedzy i posiadania specjalistów powinniśmy, jako kraj, obejmować całe spektrum zagadnień związanych z wodorem jako paliwem. Chodzi o to, aby móc implementować rozwiązania, począwszy od sfery legislacyjnej po produkcję urządzeń w całym łańcuchu dostaw paliwa. Dlatego powinien być przedstawiony plan działań, aby takie kompetencje posiadać.

Z mojego punktu widzenia najważniejszą kwestią jest temat strategii wspierania polskiej nauki oraz polskich przedsiębiorców. Ponieważ strategia wodorowa związana jest z ogólną transformacją energetyczną, uznającą gaz ziemny za paliwo kopalne, po-

winny zostać określone główne punkty transformacji przemysłu działającego obecnie na rzecz przemysłu związanego z gazem ziemnym na następne dziesięciolecie, tak aby była jasna i klarowna strategia tej transformacji, a polscy naukowcy i przedsiębiorcy wiedzieli, w którym kierunku podążać. To informacja niezbędna dla uczestników rynku, aby wiedzieli, w jakich projektach R&D uczestniczyć i jaką produkcję wspierać oraz jak stworzyć odpowiednią kadre.

W strategii podanych jest wiele technologii, jednak – według mnie – brakuje koncentracji na technologiach, które będą wiodące w naszym kraju, które zamierzamy kupić, licencjonować lub tworzyć, wykorzystując własny potencjał. Jest to bardzo istotna kwestia, ponieważ dzięki temu można podnieść znaczenie naszego kraju jako partnera technologicznego oraz zwiększyć PKB. Jak wiemy, tylko dzięki sprzedaży produktów zaawansowanych możemy budować naszą przewagę i przyszłość.

Bardzo istotne jest też kształcenie kadr, które w odpowiednim czasie zasilą nasz przemysł.

Sławomir Giec, wiceprezes zarządu cGAS controls sp. z o.o.

Rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej

Władysław Mielczarski

Jednym z najbardziej powtarzanych zwrotów w ostatnich kilku latach jest „transformacja energetyczna”. Choć ta transformacja nie jest jasno zdefiniowana i można ją interpretować w różny sposób, przyjmuje się, że ma ona prowadzić do Europejskiego Zielonego Ładu, w którym gospodarka osiągnie neutralność emisyjną, czyli emitowany przez nią dwutlenek węgla będzie całkowicie pochłaniany przez tereny zielone w ramach fotosyntezy lub wychwytywany i składowany. To myślenie dominuje również w ogłoszonej polityce energetycznej Polski PEP 2040.

Głównym celem transformacji jest redukcja emisji dwutlenku węgla. Jednak polityka Unii Europejskiej jest w tym działaniu mało spójna. Jeżeli chcemy zredukować emisję dwutlenku węgla, powinniśmy przede wszystkim zamknąć elektrownie węglowe. Jednak tego się nie robi, a w zamian podejmuje się trudne działania zmierzające do likwidacji kopalni węgla kamiennego, które w zasadzie nie emitują dwutlenku węgla lub robią to w niewielkim stopniu. Likwidacja kopalni w Polsce spowoduje, że elektrownie kupią węgiel kamienny za granicą i nadal będą emitowały dwutlenek węgla, niezależnie od ceny pozwoleń na emisję, bo – mówiąc kolokwialnie – „prądu” nikt nie wyłączy, a dla dyspozycyjnych elektrowni węglowych dotychczas nie ma alternatywy.

W tej dynamicznej dyskusji o transformacji energetycznej mało mówi się o roli gazu ziemnego. Pojawiają się, co prawda, nieśmiało jeszcze sygnały z co bardziej lewicowych organizacji ekologicznych, aby gaz ziemny potraktować podobnie jak węgiel. I chociaż te sygnały nie są jeszcze rozpowszechnione, to są coraz bardziej słyszalne. Dużo dyskutuje się o zastosowaniach wodoru, który miałby być substytutem dla gazu ziemnego. I nawet wprowadzono już podział wodoru na kolory: zielony wodór to pozyskiwany z wody za pomocą energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, niebieski to wodór pozyskiwany z węglowodorów, a czarny – pozyskiwany z węgla. Tylko zielony wodór jest akceptowalny w Europejskim Zielonym Ładzie.

Można zadać pytanie: a co dalej z gazem ziemnym? Czy zajmie miejsce węgla w produkcji energii elektrycznej czy będzie tylko paliwem okresu przejściowego, zanim nie opanuje się technik wodorowych? Wielu ekspertów uważa gaz ziemny za paliwo przejściowe okresu transformacji, zasilające elektrownie gazowe, które będą pracowały jako elektrownie rezerwowe dla źródeł odnawialnych. Jednak – moim zdaniem – gaz ziemny ma do odegrania bardzo ważną i trwałą rolę w energetyce, szczególnie

w ciepłownictwie, w którym jego zastosowanie w znacznym stopniu ograniczy zanieczyszczenie powietrza.

Polska zużywa stosunkowo niewiele gazu w energetyce. Gaz ziemny używany jest głównie w przemyśle chemicznym, chociaż mógłby odegrać większą rolę w energetyce. Głównym problemem zanieczyszczenia powietrza w Polsce nie jest mityczny dwutlenek węgla, ale różnego rodzaju pyły powstające w wyniku spalania węgla w małych urządzeniach ogrzewczych. W Europie Polska jest jednym z krajów mających najbardziej zanieczyszczone powietrze. Programy typu „Czyste powietrze” nie będą skutkować, jeżeli stare piece węglowe będą zamieniane na nowsze, ale również węglowe. Konieczna jest zmiana paliwa, a najlepszym paliwem w kogeneracji i ciepłownictwie jest gaz ziemny, zarówno w dużych instalacjach, jak i w małych systemach domowych.

Pierwszoplanowym celem transformacji energetycznej powinna być zmiana paliwa w ciepłownictwie z węgla na gaz. Powstają już elektrociepłownie gazowe, ale są to duże instalacje, często o charakterze przemysłowym. W celu poprawy powietrza, ale i redukcji dwutlenku węgla, konieczna jest przebudowa ciepłowni i elektrociepłowni, a także wprowadzenie pieców gazowych do budownictwa jednorodzinnego. Powinien powstać długofalowy, np. 20-letni, plan wprowadzający gaz ziemny do instalacji ciepłowniczych. Jest to w pełni możliwe do 2040 roku.

Jednak dla realizacji tego celu potrzeba dwóch rodzajów działań: a) zapewnienia zwiększonych dostaw gazu do Polski o co najmniej 10 mld m³ rocznie oraz b) rozbudowy sieci ciepłowniczych, tak aby nawet mali odbiorcy mogli przyłączyć się do instalacji gazowych. Przystawienie ciepłownictwa w Polsce na gaz ziemny nie będzie proste. Własne zasoby gazu są ograniczone i chociaż można zwiększyć jego wydobycie, to nie w takim stopniu, aby pokryć zwiększone potrzeby.

Trzeba zwiększyć import gazu. Nie będzie to jednak łatwe, ponieważ złoża gazu w Europie Zachodniej się wyczerpują. Holandia

musiała wyłączyć największe europejskie złoża gazu – Groningen. Dania zamknęła (oficjalnie na 3 lata) swoje największe złożo Tyra i bardzo potrzebuje nowych dostaw gazu. Polski port w Świnoujściu jest coraz bliższy osiągnięcia poziomu maksymalnych dostaw, a o jego rozbudowie niewiele wiadomo, podobnie jak o budowie pływającej przystani do odbioru LNG w pobliżu Gdańska. Trudno realistycznie myśleć o dostawach gazu ziemnego z Morza Północnego przez *Baltic Pipe*. Znaczne zwiększenie dostaw gazu do Polski to jedno z najtrudniejszych zadań w nadchodzących latach. Konieczna jest również rozbudowa dystrybucyjnych sieci gazowych, aby z gazu ziemnego mogło korzystać lokalne ciepłownic-

two. Jest to zadanie kosztowne i długotrwałe. Potrzebne są również zachęty dla odbiorców, aby korzystali z gazu ziemnego jako paliwa do ogrzewania domów. O ile program dopłat do paneli PV „Mój prąd” spowodował, że na instalacje fotowoltaiczne zdecydowało się kilkaset tysięcy gospodarstw domowych, to podobny program promujący ciepłownictwo gazowe powinien być częścią nowego ładunku gospodarczego, w jakim gospodarka i społeczeństwo będzie uczestniczyć po opanowaniu epidemii koronawirusa.

Prof. Władysław Mielczarski, Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej

Ciepłownictwo w „Polityce energetycznej Polski 2040”

Jacek Szymczak

PEP 2040 opiera się na trzech filarach, dla których określono osiem celów szczegółowych wraz z działaniami i projektami strategicznymi pozwalającymi je realizować. Jednym z ww. celów jest rozwój ciepłownictwa i kogeneracji. W jego ramach sformułowano projekt strategiczny jako „Rozwój ciepłownictwa systemowego”.

Potencjał tego sektora w kraju jest na tyle istotny zarówno z energetycznego, jak i społecznego punktu widzenia, że poświęcenie mu w takim dokumencie strategicznym osobnego rozdziału należy oceniać pozytywnie. Pozytywne jest również dążenie do tego, aby w 2040 roku wszystkie gospodarstwa domowe, a także przemysł i usługi korzystały z ciepła systemowego oraz z zero- lub niskoemisyjnych źródeł ciepła. Aby to osiągnąć, trafnie zdefiniowano następujące działania:

- rozwój kogeneracji,
- zwiększenie wykorzystania OZE w ciepłownictwie systemowym,
- zwiększenie wykorzystania ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów w ciepłownictwie systemowym,
- „ucieplnianie” elektrowni i wykorzystanie ciepła odpadowego,
- modernizacja i rozbudowa systemu dystrybucji ciepła i chłodu,
- popularyzacja magazynów ciepła,
- popularyzacja inteligentnych sieci,
- regulacje upraszczające procedurę uzyskiwania dostępu do gruntów obcych,
- zmiana modelu rynku ciepła i polityki taryfowej oraz poszukiwanie innych bodźców do optymalizacji kosztów zaopatrzenia w ciepło oraz zwiększenia liczby podejmowanych działań wpływających na poprawę efektywności.

Podkreślono również, że wszystkie wymienione działania wymagają wsparcia finansowego i organizacyjnego. Jest to istotna kwestia z uwagi na wyzwania stojące przed ciepłownictwem oraz trudną sytuację ekonomiczną przedsiębiorstw ciepłowni-

czych. Osiągnięcie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego do końca 2030 roku przez 80% przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz istotna zmiana struktury paliw będą wymagać nakładów inwestycyjnych nawet do 100 mld zł w perspektywie najbliższych dziesięciu lat. Obecnie około 20% systemów ciepłowniczych spełnia wspomniany warunek efektywnego systemu*. Węgiel stanowi ponad 80% wśród paliw wykorzystywanych przez regulowane przedsiębiorstwa ciepłownicze. Udział gazu wynosi 8%, a OZE 4%. Możliwe jest jednak, aby w 2030 roku udział węgla spadł do około 45%, wzrosły natomiast udziały: gazu do około 20%, a OZE do około 35%. Przytoczone liczby oraz cele i działania zapisane w PEP 2040 obrazują skalę transformacji ciepłownictwa systemowego, które przecież już w ostatnich dwudziestu latach dokonało głębokiej restrukturyzacji.

Kwestią bardzo istotną w transformacji ciepłownictwa systemowego jest współpraca między sektorami energetycznymi. Obecnie około 15% krajowej energii elektrycznej wytwarzane jest w źródłach kogeneracyjnych. Rzeczywisty potencjał rozwojowy to co najmniej podwojenie tej wartości i to perspektywie 10–15 lat. Towarzyszyć temu będzie wspomniana zmiana struktury nośników energetycznych. W tym kontekście bardzo pozytywne jest, że w grudniu ubiegłego roku osiągnięto porozumienie między Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim i Radą Unii Europejskiej (tzw. trylogi), dotyczące Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności po 2020 roku. Co istotne dla Polski, udało się uzyskać więcej pieniędzy na wsparcie inwestycji gazowych niż w kończącej się właśnie perspektywie 2014–2020, a także uznanie gazu za paliwo przejściowe w procesie transformacji ciepłownictwa. Obecnie OZE w ciepłow-

nictwie systemowym to w ponad 90% biomasa. Ale w najbliższej dekadzie prognozowany jest wzrost udziału/wykorzystania wielkoskalowych pomp ciepła (zazwyczaj w połączeniu ze źródłami energii elektrycznej, np. instalacją PV), biometanu (w związku z planowanym wykorzystaniem biometanu w sieciach gazowych) i biogazu, wykorzystanie ciepła odpadowego (z instalacji przemysłowych, systemów kanalizacji itd.), kolektorów słonecznych, geotermii, odpadów komunalnych i kotłów elektrycznych. Właściwe wykorzystanie tych technologii w połączeniu ze zmianami w modelu biznesowym przedsiębiorstw to właściwa i nieunikniona droga dla ciepłownictwa systemowego.

Ciepłownictwo potrzebuje kompleksowej strategii. PEP 2040 jest pierwszym etapem w transformacji sektora. Sukces, czyli

osiągnięcie założonych celów wymaga także wdrożenia drugiego etapu, a jest nim dobra krajowa legislacja, będąca konsekwencją dokumentu strategicznego, jakim jest przedmiotowa polityka energetyczna.

Jacek Szymczak, prezes zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie

* Definicja efektywnego systemu ciepłowniczego zawarta jest w dyrektywie o efektywności energetycznej i nie należy jej mylić z efektywnością energetyczną. Według dyrektywy, efektywny system to taki, który ma minimum 50% ciepła z OZE, ciepła odpadowego lub 75% z kogeneracji (w przypadku dowolnego mixu tych technologii ich minimalny udział musi wynosić 50%).

PEP 2040 stwarza dobre perspektywy dla gazu

Bogdan Pilch

Niezaprzeczalny jest fakt, że obecny dokument lepiej wpisuje się w retorykę i narrację Komisji Europejskiej, której podstawowym celem po opublikowaniu w 2018 roku Europejskiego Zielonego Ładu jest osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Kluczowym elementem PEP 2040 jest zapowiedź nieodwrotnego końca dominacji węgla w polskiej energetyce, co diametralnie zmieni polski sektor energetyczny. Oczywiście, tempo zmniejszania się udziału węgla w polskim mikście energetycznym uzależnione będzie od wielu czynników, w tym głównie od ceny uprawnień do emisji CO₂, ale – moim zdaniem – całkowite odejście od węgla nastąpi znacznie wcześniej niż w 2049 roku, jak zakłada PEP 2040. Zdecydują o tym realia rynkowe i technologiczne, a nie życzeniowe opinie wielu polityków i przedstawicieli strony społecznej.

Wydaje mi się, że w odniesieniu do perspektyw węgla w Polsce nadal próbujemy zaklinać rzeczywistość i liczyć na specjalne traktowanie przez UE, zamiast przedstawić realistyczny plan odchodzenia od tego paliwa, uzgodniony ze stroną społeczną i wsparty racjonalnym planem finansowania tej koniecznej i oczekiwanej transformacji. Tego, niestety, w dokumencie nie znajdziemy, mimo że sprawiedliwa transformacja jest jednym z trzech podstawowych filarów PEP 2040. Paradoksalnie, finansowanie transformacji, mimo ogromnych jej kosztów, wydaje się mniejszym problemem niż realny plan dekarbonizacji sektora, uwzględniający realia środowiskowe i rynkowe.

Zmniejszającą się produkcję z węgla ma w dużej części zrekomensować energetyka jądrowa. Moim zdaniem, głównym problemem w tym obszarze będzie sposób finansowania tych inwestycji. Ponadto, wielu ekspertów kwestionuje realność za-

łożeń harmonogramu realizacji inwestycji bloków jądrowych (pierwsza elektrownia oddana do eksploatacji w 2033 roku) w kontekście obecnego stanu zaawansowania prac.

PEP 2040 stwarza dobre perspektywy dla rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce, chociaż musimy pamiętać o jego roli jako paliwa pomostowego w procesie transformacji, przewidzianego głównie do stabilizowania źródeł OZE (wiatr, fotowoltaika). Duży wzrost zapotrzebowania na to paliwo stworzy sektor ciepłowniczy i kogeneracja, zarówno w sektorze komunalnym, jak i przemysłowym. Problemem w odniesieniu do inwestycji opartych na gazie ziemnym może być finansowanie takich inwestycji – ze względu na uznawanie przez coraz więcej instytucji finansowych gazu ziemnego za paliwo kopalne, podobnie jak węgla, którego te instytucje finansować nie będą.

Dużym wyzwaniem dla sektora przesyłowego gazu ziemnego będzie jego przystosowanie do transportu gazów zdekarbonizowanych, głównie wodoru i biometanu.

Moje wątpliwości budzi optymizm związany z powstaniem regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem, tzw. hubu gazowego. Wydaje się wątpliwe, czy wszystkie uwarunkowania do powstania takiego hubu będą spełnione, głównie w odniesieniu do potencjalnej ceny gazu, która poza kosztami paliwa będzie musiała uwzględniać wysokie koszty transportu i infrastruktury (terminal LNG w Świnoujściu, *Baltic Pipe*, planowany terminal pływający FRSU w Zatoce Gdańskiej). Innym

pytaniem jest kwestia dostępności ewentualnych nadwyżek gazu do sprzedaży poza Polską, uwzględniająca wygaśnięcie kontraktu jamalskiego z końcem 2022 roku.

Według PEP 2040, bardzo ważną rolę w transformacji energetycznej uzyska wodór, głównie jego zielona wersja – z wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej pochodzących ze źródeł OZE (fotowoltaika, wiatr na lądzie i morzu) w procesie elektrolizy. W Polsce wydaje się to jednak dość odległa perspektywa w świetle obecnego zaawansowania prac w dziedzinie badań i rozwoju oraz braku zarówno gotowych rozwiązań technologicznych w tej dziedzinie (ekonomiczne elektrolizery), jak i znacznych nadwyżek energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

Uważam, że wodór, przez wielu nazywany paliwem XXI wieku, przynajmniej w Polsce nie za szybko zastąpi w znaczącej części gaz ziemny, co jest szczególnie mało prawdopodobne w perspektywie roku 2040.

PEP 2040 to dokument dający jedynie poglądowy obraz czekającej nas nieuchronnej transformacji sektora energetycznego. Nie zawiera on szczegółowych planów i harmonogramów realizacji poszczególnych inwestycji. Jest to o tyle zrozumiałe, że inwestycje będą realizowane przez podmioty komercyjne, a nie przez państwo (może z wyjątkiem projektu jądrowego). Niemniej jednak, zwłaszcza w odniesieniu do sektora wytwarzania energii elektrycznej, PEP 2040 powinien zawierać bardziej szczegółowy harmonogram wycofywania jednostek wytwórczych. Dzięki temu uzyskalibyśmy realny poziom zapotrzebowania na paliwo węglowe w sektorze wytwórczym.

Paradoksalnie, pandemia Covid-19 – wbrew oczekiwaniom – przyspieszyła i zaostrzyła tempo oczekiwanych w UE zmian w zakresie dekarbonizacji (zwiększenie limitu redukcji CO₂ do 55%) i dlatego wiele ścieżek zmian zawartych w PEP 2040 jest już nieaktualnych.

Niezależnie od dywagacji na temat samego dokumentu, kluczową sprawą będzie prognozowanie co dalej. A ta perspektywa, w odniesieniu do Polski, nie wydaje się szczególnie optymistyczna. Możemy spodziewać się zmasowanej obrony pozycji polskiego „złota” i związanych z tym niepokojów społecznych albo nieracjonalnych porozumień ze stroną społeczną, co będzie miało konsekwencje ekonomiczne wpływające na konkurencyjność polskiej gospodarki.

Pewne jest, że niezależnie od tempa transformacji sektora energetycznego, sposobu jej finansowania i ostatecznych uzgodnień ze stroną społeczną sektora węglowego i wytwarzania energii elektrycznej, w najbliższych latach czeka nas całkowita zmiana modelu funkcjonowania tego rynku, a jej nieuchronnym kosztem będą wyższe rachunki za media energetyczne (energia elektryczna, gaz, ciepło), które poniosą odbiorcy indywidualni i wszystkie sektory gospodarki. Pocieszeniem może być fakt, że zaniechanie reform w tym sektorze gospodarki, bądź ich spowolnienie, z dużym prawdopodobieństwem przyniosłoby jeszcze większe negatywne skutki.

Bogdan Pilch, dyrektor generalny Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska



9 marca br. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo sprzedało trzechsetny ładunek skroplonego gazu ziemnego ze stacji przeładunkowej w Kłajpedzie na Litwie. Tym samym liczba cystern załadowanych LNG od początku istnienia tej stacji przekroczyła tysiąc. Operatorem instalacji jest Klaipėdos Nafta, a PGNiG jest jej wyłącznym użytkownikiem.



Gaz będzie gwarantem bezpieczeństwa energetycznego

Rozmowa z **Pawłem Majewskim**, prezesem PGNiG SA

Rząd przyjął kluczowy dokument dla rynku energii, zatytułowany „Polityka energetyczna Polski (PEP) do roku 2040”. Jak można ocenić ten dokument z punktu widzenia sektora gazowniczego? Na ile będzie wpływał na strategię rozwoju polskiego gazownictwa?

Gaz ziemny znalazł w PEP 2040 określone miejsce. Został uwzględniony w kilku celach szczegółowych i projektach strategicznych. Jako PGNiG braliśmy udział w procesie konsultacji społecznych przy tworzeniu dokumentu, zgłaszając swoje uwagi, tak aby dotychczasowe i planowane strategiczne działania Grupy Kapitałowej PGNiG wpisywały się w ramy polityki energetycznej Polski z perspektywą do 2040 roku. Przede wszystkim jasno określona została rola gazu ziemnego. W długoterminowym procesie osiągnięcia zeroemisyjnego systemu energetycznego w Polsce, w trakcie rozwoju rozwiązań OZE, gaz będzie gwarantem bezpieczeństwa energetycznego. Jednocześnie rządowy dokument wskazuje na konieczność rozwoju paliw alternatywnych, takich jak biometan i wodór. Dla sektora gazowniczego oznacza to możliwość, a *de facto* konieczność wykorzystania swoich kompetencji w nowych, choć niekoniecznie zupełnie dla nas nieznanach obszarach. Doświadczenie specjalistów z PGNiG pozwala bowiem na zintensyfikowanie działań z zakresu wykorzystania biogazu do produkcji biometanu. Mamy też wiedzę, dzięki której będziemy mogli badać jakość wodoru i innych paliw alternatywnych, skupić się na badaniu możliwości produkcji, ale przede wszystkim magazynowaniu i dystrybucji wodoru. Jednoznacznie widać, że gazy odnawialne i niskoemisyjne będą miały znaczny wpływ na polskie gazownictwo w najbliższym czasie.

Czy przyjęcie PEP 2040 umożliwi takie planowanie rozwoju, w którym realizowane będą cele wytyczone przez państwo (jest wśród nich wyraźne wskazanie, że gaz ziemny będzie paliwem przejściowym transformacji i niezastąpionym paliwem w elektroenergetyce poprzez jednostki gazowe pełniące rolę rezerwowych dla niestabilnych OZE).

W PGNiG mamy aktualną strategię do końca 2022 roku. Na jej podstawie realizujemy ambitne cele związane z Europejskim Zielonym Ładem, zgodne z polityką naszego państwa. Dobrze, że wspominał pan o jednostkach gazowych, ponieważ to właśnie zastępowanie bloków elektrociepłowni opalanych węglem nowoczesnymi blokami gazowo-parowymi pokazuje, jak ważną rolę w procesie transformacji będzie pełnił gaz ziemny. To przecież energetyka i przemysł są w Polsce największymi konsumentami gazu ziemnego. PGNiG planuje dostawy gazu dla projektowanej elektrowni

w Ostrołęce. Rozwijamy się także pod kątem wytwarzania ciepła i kogeneracji z wykorzystaniem gazu. U uruchomiliśmy blok gazowo-parowy w elektrociepłowni w Stalowej Woli, pracujemy nad oddaniem do użytku bloku gazowo-parowego na Żeraniu. Energetyka gazowa to także mniejsze inwestycje, np. budowana przez PGNiG TERMIKA gazowa elektrociepłownia w Przemysłu.

Europejski Zielony Ład to kolejny dokument, który będzie rzucać na kierunki rozwoju sektora gazowniczego. Wstępne projekty strategiczne GK PGNiG w zakresie gospodarki wodnorodowej oraz rozwoju rynku biometanu były już prezentowane w 2020 roku. Co w tym programie wydaje się najważniejsze, jakie działania będą kluczowe, a jakich wyzwań można się spodziewać?

O planach dotyczących wodoru i biometanu informowaliśmy już w ubiegłym roku. Rozpoczęcie działań związanych z nowymi rodzajami gazów to dla nas ważny element transformacji energetycznej, który będzie determinował decyzje związane ze strategicznymi projektami realizowanymi przez GK PGNiG. W przypadku wodoru w ramach naszego programu badawczego chcemy doprowadzić do pilotażowej produkcji zielonego wodoru przy wykorzystaniu PV. Należy jednak pamiętać, że możliwości produkcyjne są pochodną mocy wytwórczych, a takimi dysponują już inne spółki energetyczne. Dlatego – zgodnie z naszymi kompetencjami – naszą domeną stanie się magazynowanie wodoru i jego dystrybucja. Skupimy się przede wszystkim na testowaniu mieszanek wodoru z gazem ziemnym w zamkniętej sieci. W przypadku biometanu mamy już opracowany model biznesowy w tym obszarze, w tym szczegółową ofertę dla franczyzobiorców. Minione miesiące poświęciliśmy na prace związane z wewnętrznymi regulacjami, których efektem jest np. ustanowienie standardu technicznego dla biometanu wtłaczanego do sieci PSG. Mamy gotowe wzory umów z potencjalnymi franczyzobiorcami, ustalony standard technologiczny biogazowni, warunki przyłączenia, przygotowane wzory umów z dostawcami urządzeń do budowy biogazowni, wzór umowy dystrybucyjnej. Zależy nam, by rozpocząć w tym roku podpisywanie umów z franczyzobiorcami, co ma pozwolić na osiągnięcie do 2025 roku pułapu około 300 instalacji biogazowych przyłączonych do sieci. W czasie dekady mogłoby powstać 1500–2000 biogazowni. Rozpoczęliśmy także współpracę z Towarową Giełdą Energii w zakresie budowy podstaw dla rynku biometanu w Polsce. Wyzwaniem jest upływający czas oraz brak istotnych regulacji. Dotyczy to zwłaszcza biometanu, w tym w zakresie systemu

wsparcia. Tutaj niezbędny jest stabilny system, który pozwoli przedsiębiorcom zainteresowanym wejściem na rynek biometanu podjąć decyzję o budowie odpowiednich instalacji.

Dokumenty rządowe pokazują kierunek zmian, ale rynek oczekuje, że wypracowane zostaną odpowiednie rozwiązania legislacyjne, które sprostają wyzwaniom regulacyjnym i ekonomicznym. Jakie są oczekiwania GK PGNiG w tym zakresie? Jaka powinna być ich skala, zakres i kolejność wdrażania?

Wspominałem o potrzebie odpowiednich regulacji dotyczących biometanu. W przypadku wodoru powstał już projekt polskiej strategii wodorowej, w której tworzeniu również głos PGNiG został uwzględniony. W Polsce, podobnie jak w innych krajach unijnych, nadal brakuje regulacji dotyczących wodoru, ale rządowa strategia mówi o szybkim wprowadzeniu ram prawnych dla gospodarki opartej na wodorze. Tutaj także kluczem do sukcesu będzie stabilny system wsparcia. Istotne będzie również uregulowanie na poziomie unijnym zasad funkcjonowania gazów ze źródeł odnawialnych i gazów niskoemisyjnych, w tym biometanu i wodoru.

W innych obszarach interesują nas przede wszystkim trwające prace nad nowelizacją ustawy o rynku mocy, zwłaszcza propozycje zmian m.in. niezbędnego zakresu wdrożenia postanowień unijnego rozporządzenia w zakresie dotyczącym spełnienia wielkości emisji CO₂. Czekamy też na uchwalenie przepisów potwierdzających zakres praw i obowiązków uczestników rynku mocy w przypadku opóźnień w zakresie osiągnięcia gotowości do dostarczania zakontraktowanego obowiązku mocowego. Bardzo duże znaczenie będą miały również regulacje UE w zakresie tzw. taksonomii. Zawierać one będą kryteria pozwalające na uznanie danej działalności za zrównoważoną środowiskowo, co powinno ułatwić dostęp do ich finansowania z zewnętrznych źródeł i może być traktowane przez sektor prywatny jako punkt odniesienia dla inwestycji zrównoważonych.

Rok 2021 może przynieść również istotne propozycje Komisji Europejskiej w zakresie realizacji Europejskiego Zielonego Ładu, w tym zmiany dyrektywy EU ETS czy dyrektywy o OZE. Nowelizacja instrumentów polityki klimatyczno-energetycznej ma służyć realizacji długofalowego celu UE osiągnięcia neutralności klimatycznej netto w 2050 roku, a także realizacji podwyższonego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku (minimum 55%). Komisja Europejska planuje w 2021 roku przedstawić propozycję rewizji III pakietu gazowego. Rewizja będzie służyła realizacji Europejskiego Zielonego Ładu i będzie miała na celu stworzenie warunków dla rozwoju rynku gazów niskoemisyjnych i odnawialnych.

Wiemy już, że na skorzystanie z europejskich instrumentów finansowych mogą liczyć przedsięwzięcia związane z gazem ziemnym, ale pod ścisłymi warunkami. Chodzi np. o inwestycje w wymianę systemów grzewczych opalanych paliwami stałymi na systemy grzewcze opalane paliwami gazowymi albo rozbudowę i modernizację gazowej sieci dystrybucyjnej w celu transportu gazów niskoemisyjnych i odnawialnych.

Wytyczone cele klimatyczne to również poszukiwanie nowych rozwiązań technologicznych i procesowych. W programach strategicznych, europejskich i krajowych wiele pisze się o perspektywach komercjalizacji bardzo ambitnych projektów, choć opinie eksperckie i naukowe są często dość ostrożne w określaniu tempa ich realizacji. Jak ocenia pan potencjał polskiej nauki i potencjał branży w tym zakresie?

Posłużę się przykładem wodoru. Jako kraj jesteśmy dużym producentem wodoru, ale jest to wodór szary, a nie ten najbardziej pożądany – zielony, produkowany bezemisyjnie. Jednak wiemy, jak produkować zielony wodór. Wyzwaniem są koszty i skala produkcji. Z pewnością jest jeszcze pole do innowacyjnych rozwiązań, które na przykład mogłyby wpłynąć na poprawę sprawności elektrolizerów do produkcji zielonego wodoru oraz obniżenia kosztów. Przemysł i nauka od dawna są naczyniami połączonymi i nie inaczej jest przy projektach wodorowych. Pamiętajmy, że konkretne efekty takiej współpracy chcemy mieć najlepiej natychmiast, musimy jednak mieć świadomość, że komercjalizacja projektów badawczych zawsze poprzedzona jest kilkuletnim procesem.

PGNiG należy do Europejskiej Grupy Badawczej GERG, w której spółki uczestniczące angażują się w projekty o zasięgu europejskim. GERG realizuje duży projekt, który ma się zakończyć wytycznymi odnośnie do przygotowania normy europejskiej EN dotyczącej jakości mieszanin gaz ziemny-wodór. Ponadto, działamy w IOGP – Międzynarodowym Stowarzyszeniu Producentów Ropy Naftowej i Gazu, promującym niskoemisyjne rozwiązania produkcji wodoru z poszanowaniem neutralności technologicznej. IOGP nie promuje jednego konkretnego rozwiązania, np. produkcji zielonego wodoru, ale wspiera produkcję niskoemisyjnego wodoru w ogóle, w tym produkowanego z gazu.

Od 2020 roku jesteśmy członkiem wodorowego sojuszu *European Clean Hydrogen Alliance*, który powstał „pod parasolem” Komisji Europejskiej. Jego głównym zadaniem jest przygotowanie listy projektów obejmującej wszystkie elementy łańcucha wartości unijnego rynku wodorowego. Branżowym stowarzyszeniem promującym interesy branży wodorowej oraz proponującym rozwiązania na rzecz rozwoju unijnego rynku wodorowego jest *Hydrogen Europe*. To forum umożliwia również nawiązywanie współpracy przemysłu i nauki, w tym na potrzeby realizacji wspólnych projektów w ramach *Horizont Europa*. Działając razem, możemy wiele osiągnąć, zwłaszcza że jesteśmy zjednoczeni wokół jednego celu – dążenia do zeroemisyjności, w której osiągnięciu pomóc może właśnie wodór.

W kontekście tych ambitnych planów i projektów rozwoju sektora gazowniczego rodzi się pytanie o zbilansowanie zapotrzebowania na gaz w długiej perspektywie, z uwzględnieniem stanowiska UE, że jest to paliwo przejściowe.

Uznanie gazu ziemnego za paliwo przejściowe w Unii Europejskiej nie jest tylko ukłonem w stronę Polski. Oczywiście, zużycie tego surowca w naszym kraju przez najbliższe lata będzie rosło. Proszę jednak zwrócić uwagę na to, że w 2019 roku Niemcy zużyli ponad 88 mld m sześć. gazu, Brytyjczycy, choć obecnie już poza UE, prawie 80 mld m sześć., Francja ponad 43 mld m sześć, a Hiszpania około 36 mld m sześć. Te kraje być może nie potrzebują pomostu w postaci gazu ziemnego do rozwoju OZE, bo energia odnawialna ma już dość istotny udział w ich mikсах energetycznych, ale trudno sobie wyobrazić, aby z roku na rok te ogromne wolumeny skurczyły się do zera. Przejściowość gazu z pewnością potrwa kilka najbliższych dekad. Jest to jednak czas, który musimy w Polsce wykorzystać do rozwoju nowych paliw gazowych i przystosowania do nich infrastruktury. Nowe paliwa będą stopniowo uzupełniać, a następnie zastępować gaz ziemny w sieci. Jestem przekonany, że za kilkadziesiąt lat gaz nadal płynąć będzie do naszych odbiorców, ale w większości będzie to już gaz odnawialny i niskoemisyjny.

Rozmawiał Adam Cymer

Europejski Zielony Ład, czyli nowe podejście do dystrybucji paliw gazowych

Wojciech Grzędzielski, Paweł Filanowski

Gazowy OSD prowadzi działalność gospodarczą w zmieniającym się otoczeniu biznesowym i regulacyjnym. Obecnie główny impuls zmian wynika z Europejskiego Zielonego Ładu Unii Europejskiej. Rodzi to wyzwania, które przy otwartej postawie stwarzają szanse dla OSD na przyszłość. Rola sieci gazowej musi przejść transformację energetyczną, wymagającą nowego podejścia przy planowaniu, budowie czy eksploatacji sieci gazowej. Infrastruktura gazowa może dać stabilizację i bezpieczeństwo energetyczne, biorąc pod uwagę coraz większą synergię z instalacjami OZE zarówno po stronie popytu, jak i podaży infrastruktury gazowej, elektroenergetycznej czy ciepłowniczej. Kosztem będzie realizacja lokalnych połączeń sieciowych i systemowych dystrybucyjnych, dystrybucyjno-przesyłowych czy połączeń transgranicznych. Wymaga to jednak akceptacji i podjęcia przez gazowego OSD nowego podejścia do dystrybucji paliw gazowych. Artykuł wskazuje obszary, w których głębsza analiza techniczna, ekonomiczna i formalnoprawna jest konieczna i daje szansę dla skutecznego wdrożenia transformacji energetycznej.

Europejski Zielony Ład [2] to strategia państw członkowskich Unii Europejskiej, która zmusza do „wyjścia ze strefy komfortu” w celu osiągnięcia miana pierwszego kontynentu neutralnego dla klimatu. Ta taktyka, zakładająca przekształcenie gospodarki Unii Europejskiej w gospodarkę nowoczesną, zasobooszczędną i konkurencyjną, jest odpowiedzią na zmiany klimatu i degradację środowiska. Ma to być zrealizowane poprzez osiągnięcie zerowego poziomu emisji gazów cieplarnianych (netto), rozdział wzrostu gospodarczego od zużycia zasobów oraz poprzez solidarność i spójność wszystkich regionów. To również plan działania na rzecz zrównoważonej gospodarki Unii Europejskiej, wskazujący najważniejsze inicjatywy, tj. efektywniejsze wykorzystanie zasobów dzięki przejściu na czystą gospodarkę o obiegu zamkniętym czy przeciwdziałanie utracie różnorodności biologicznej oraz zmniejszenie poziomu zanieczyszczeń. Aby realizacja celów Europejskiego Zielonego Ładu była skuteczna, wymagane jest podjęcie wielu przedsięwzięć inwestycyjnych w różnych gałęziach gospodarki, w tym w dystrybucji paliwa gazowego.

Sektor gazowy przechodził analogiczną transformację w połowie XX wieku, w którym nastąpiło dynamiczne wyparcie ówczesnie rozprowadzanego gazu miejskiego przez gaz ziemny. Stało się tak na skutek spadku produkcji w koksowniach oraz wielu odkryć złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Obecnie rozprowadzany gaz ziemny zastąpiony ma być odnawialnymi paliwami gazowymi, które również mają dać wymierne korzyści z jego energetycznego wykorzystania przez wszystkich użytkowników systemu.

Infrastruktura gazowa musi przejść transformację energetyczną w kierunku inteligentnego łączenia sektorów, umożliwiając ich integrację oraz osiąganie korzyści w łączonych sektorach, tj. elektroenergetycznym, ciepłownictwie, transporcie, przemyśle i rolnictwie. Wymagać to będzie zarówno lokalnych połączeń

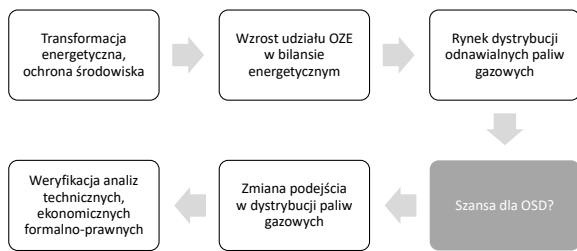
sieciowych, jak i systemowych dystrybucyjnych, dystrybucyjno-przesyłowych czy połączeń transgranicznych. Jest to czynnik zapewniający większą elastyczność i bezpieczeństwo funkcjonowania infrastruktury. Zwiększa on również możliwości rozproszonego wprowadzania odnawialnych paliw i energii do tych sieci, możliwości magazynowe czy zdolności przesyłowe. Ma więc wpływ na bezpieczeństwo energetyczne, niezależnie od tego, czy rozpatrywane jest lokalnie czy globalnie, które – zdaniem autorów – ma jeszcze większe znaczenie w nowym ujęciu. Aby bezpieczeństwo energetyczne mogło być zachowane, operatorzy stoją przed wyzwaniem określenia nowej wizji funkcjonowania infrastruktury gazowej w kierunku inteligentnej sieci gazowej. To pozwoli stworzyć warunki do zwiększenia dostępu do sieci oraz realizacji transformacji ciepłownictwa. Przyłączenie do sieci odbiorców indywidualnych czy średniej wielkości źródeł ciepła (MCP) skutkować ma redukcją emisji gazów cieplarnianych i pyłów, tym samym skutecznie poprawiając jakość powietrza i odciążając środowisko naturalne. Budowa i modernizacja infrastruktury gazowej, stwarzająca warunki do przyłączeń do sieci gazowej źródeł wytwórczych odnawialnego paliwa gazowego, pozwoli zwiększyć udział OZE w bilansie energetycznym kraju. Realizacja tych wszystkich działań wymagać będzie poniesienia znacznych nakładów i zależeć będzie od możliwości finansowania tych inwestycji. Również stworzenie warunków i sposobów połączenia publicznych i prywatnych finansów (np. w formule PPP) jest obecnie wyzwaniem i jednocześnie szansą dla skutecznej realizacji tych inwestycji.

Sektor dystrybucji paliw gazowych czeka więc transformacja dotycząca określenia nowej wizji funkcjonowania infrastruktury gazowej oraz określenia nowego podejścia przy planowaniu, budowie i modernizacji sieci gazowej.

Nowe podejście do dystrybucji paliw gazowych

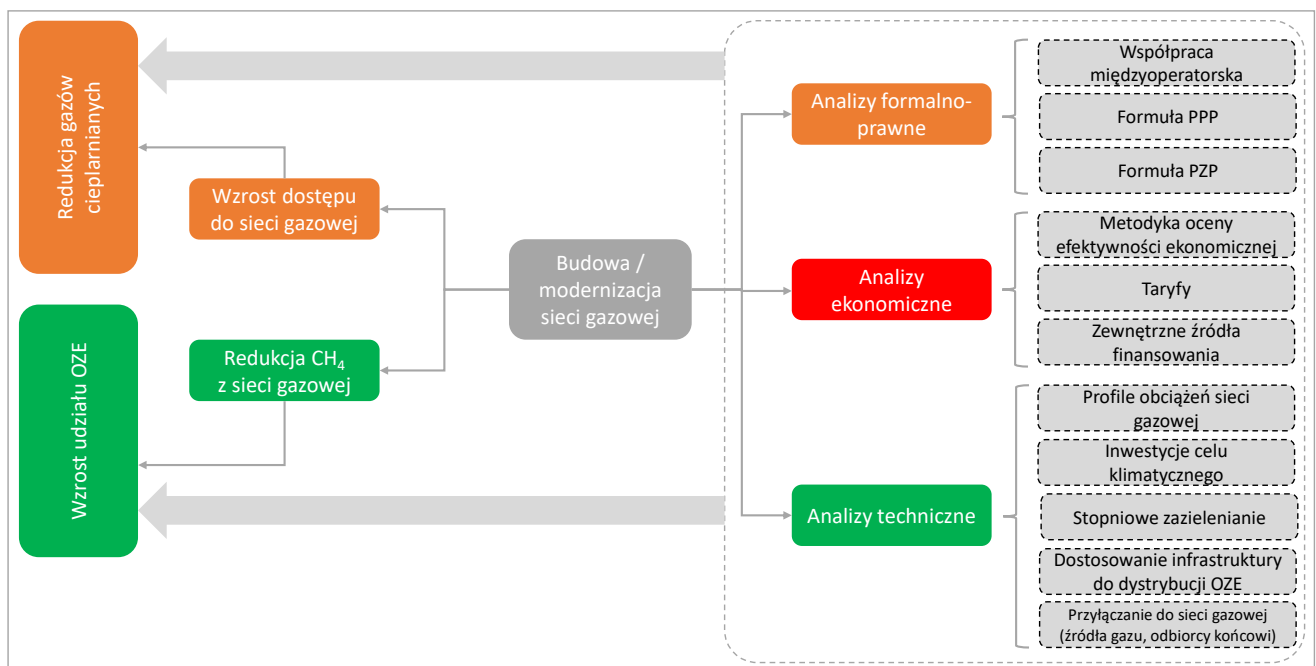
Dystrybucyjna sieć gazowa wspiera funkcjonowanie innych sektorów gospodarki krajowej, tj. sektor elektroenergetyczny, ciepłownictwo, transport, przemysł czy rolnictwo. Niezawodność świadczenia usługi dystrybucyjnej wobec wszystkich użytkowników systemu gazowego wpływa na konkurencyjność i energochłonność gospodarki oraz odbiorców końcowych indywidualnych i biznesowych. W ocenie autorów, operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) czeka diametralna zmiana w stosunku do obecnego podejścia do planowania, budowy czy eksploatacji sieci gazowej, jeżeli chcą skorzystać z szans i wpisać się w proces zmian. Weryfikacja dotychczasowej strategii i wizji oraz określenie nowego podejścia do dystrybucji paliw gazowych jest warunkiem koniecznym, jeżeli transformacja i dekarbonizacja gospodarki ma stać się faktem, a skutkiem ma być redukcja emisji gazów cieplarnianych czy wzrost udziału OZE w bilansie energetycznym kraju (rysunek 1).

Rysunek 1. Nowe podejście do dystrybucji paliw gazowych



Nowe podejście, mające u podstaw kompleksową ocenę zadań inwestycyjnych związanych z modernizacją infrastruktury gazowej w ramach transformacji energetycznej i osiągnięciem neutralności klimatycznej, to kluczowy czynnik utrzymania sta-

Rysunek 2. Nowe podejście przy planowaniu budowy i modernizacji sieci gazowej w ramach transformacji energetycznej i osiągnięcia neutralności klimatycznej



Łączenie sektorów, gospodarka obiegu zamkniętego, transformacja ciepłownictwa (MCP)

bilnej działalności w zakresie dystrybucji paliw gazowych oraz dalszego rozwoju przedsiębiorstw OSD. W pracy [4] opisano szerzej tezę i propozycje działań po stronie sieci gazowej, mając na uwadze nową wizję funkcjonowania sieci gazowej, stanowiącą platformę dla łączenia sektorów energetycznych oraz filar dla budowy zrównoważonej gospodarki niskoemisyjnej i mobilności w ramach transformacji energetycznej. Potrzeba pilnej weryfikacji sposobu dotychczas wykonywanych analiz technicznych, ekonomicznych i formalnoprawnych, aby podejmowane decyzje dotyczące realizacji zamierzeń inwestycyjnych odpowiadały na bieżące potrzeby rynku, środowiska i społeczeństwa. W ramach weryfikowanych analiz przedstawić można zbiory możliwych działań, w których wymagana jest szersza analiza. W efekcie, działania te powinny dać odpowiedź na pytanie o scenariusze rozwoju, uwarunkowania i charakterystykę zamierzeń inwestycyjnych, dla których będzie można starać się o pozyskanie zewnętrznych źródeł finansowania. W takim ujęciu analizowane zamierzenia inwestycyjne budowy i modernizacji sieci gazowej w ramach transformacji energetycznej wpłyną na wzrost dostępu do sieci gazowej, co będzie miało przełożenie na gospodarkę energetyczną kraju, tj. redukcję gazów cieplarnianych i wzrost udziału OZE w bilansie energetycznym. Powiązane to będzie z łączeniem sektorów, gospodarką obiegu zamkniętego (GOZ) czy transformacją ciepłownictwa (rysunek 2).

Wśród analiz technicznych wyróżniono wymienione poniżej działania.

- Profile obciążeń sieci gazowej – to znajomość funkcjonowania sieci gazowej w warunkach obciążeń maksymalnych i minimalnych w czasie godzinowym, dobowym czy miesięcznym. Profile obciążeń sieci gazowej powinny być wykonane zarówno w ujęciu lokalnym (strefy dystrybucyjnej), jak i ma-

kreregionalnym (układu sieci wysokiego ciśnienia). Ważne, aby oprócz znajomości minimalnych mocy rejestrowanych w sieci szacowany był czas, w którym występuje faktyczny brak możliwości ciągłego odbioru, co dzięki możliwości akumulacji pewnej ilości energii przez źródła wytwórcze stwarza dodatkową możliwość dystrybucji OZE. Profile te dają odpowiedź OSD o stopniu wykorzystania przepustowości oraz chłonności sieci gazowej, szczególnie istotnej dla weryfikacji możliwości wprowadzania odnawialnych paliw gazowych z rozproszonych źródeł wytwórczych.

- Inwestycje celu klimatycznego – projekty budowy, modernizacji infrastruktury gazowej, które bezpośrednio wpisują się w plany rządowe mające na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, zwiększanie udziału OZE w paliwach ciekłych, realizację programu „Czyste powietrze”. Analiza ta miałaby na celu promowanie inwestycji wpływających m.in. na realizację minimalnego poziomu Narodowego Celu Wskaźnikowego dla podmiotów zobowiązanych, takich jak np. PKN Orlen. Podmiot realizujący Narodowy Cel Wskaźnikowy jest obowiązany zapewnić w danym roku kalendarzowym co najmniej minimalny udział innych paliw odnawialnych lub biokomponentów zawartych w paliwach, stosowanych we wszystkich rodzajach transportu, rozporządzanych przez dokonanie jakiegokolwiek czynności prawnej lub faktycznej, skutkującej trwałym wyzbyciem się tych paliw na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużywanych przez niego na potrzeby własne na tym terytorium w ogólnej ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie drogowym i kolejowym, rozporządzanych przez dokonanie jakiegokolwiek czynności prawnej lub faktycznej skutkującej trwałym wyzbyciem się paliw ciekłych lub biopaliw ciekłych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zużywanych przez niego w ciągu roku kalendarzowego na potrzeby własne na tym terytorium [1]. Również inwestycje wspierające zmniejszenie emisji w transporcie, budownictwie mieszkaniowym, usługach komercyjnych czy rolnictwie, w których będą wymagane największe inwestycje (60% wszystkich inwestycji) w celu wypełnienia celów klimatycznych na najbliższą dekadę [9].
- Stopniowe zazielenianie – planowanie przyłączeń źródeł wytwórczych, budowy i modernizacji infrastruktury gazowej w taki sposób, aby te działania bezpośrednio przyczyniały się do zwiększenia obszaru dystrybucji odnawialnych paliw gazowych. Na przykład zatłaczanie domieszkowe odnawialnych paliw gazowych do sieci dystrybucyjnej wysokiego ciśnienia zwiększa dostępność tego paliwa kilkunastokrotnie w stosunku do zatłaczania do pojedynczej strefy dystrybucyjnej. W przypadku braku takich inwestycji z uwagi na wskazane powyżej cele klimatyczne – zdaniem autorów – nastąpi lawinowy odwrót od gazu ziemnego podmiotów zobowiązanych. Kluczowym aspektem jest również to, że dla infrastruktury gazowej dystrybuującej paliwo z odnawialnych źródeł możliwe będzie pozyskiwanie finansowania zewnętrznego na działania rozwojowe i modernizacyjne. W związku z tym w nowym podejściu do dystrybucji paliw gazowych stopniowe zazielenianie jest jednym z kluczowych obszarów do analiz.
- Dostosowanie infrastruktury do dystrybucji OZE – zwiększenie możliwości dystrybucji odnawialnych paliw gazowych trzeba traktować wielowariantowo. Z jednej strony – dostosowanie

może polegać na zwiększeniu chłonności stref dystrybucyjnych opisanych w punkcie dotyczącym profili, za pośrednictwem tzw. spinek systemowych łączących strefy o mniejszej chłonności ze strefą o większej chłonności, a z drugiej strony – bezpośrednio dostosowanie infrastruktury poprzez inwestycje na przykład w nowe materiały umożliwiające dystrybucję np. 100% wodoru lub wymianę istniejących gazociągów stalowych na gazociągi z tworzyw sztucznych, co umożliwi domieszkową dystrybucję wodoru (mieszanie z gazem ziemnym). Wśród materiałów z tworzyw sztucznych na uwagę zasługuje polietylen PE 100 RC, polietylen usieciowany czy rury kompozytowe wykonane z tworzyw termoplastycznych typu RTP (zgodnie z wymaganiami WT-IGG 3401:2019). Obecnie w przypadku rurociągów stalowych wykonanych ze stali węglowej nie jest możliwe transportowanie wodoru ze względu na jego wpływ na zmniejszenie właściwości mechanicznych [5] (korozja wodorowa, choroba wodorowa, pękanie wodorowe). Do przesyłu takich gazów jak wodór z powodzeniem stosuje się rury ze stali odpornej na korozję o strukturze austenitycznej. Preferowane są gatunki EN 1.4307 (AISI 304L) i EN 1.4404 (AISI 316L) z uwzględnieniem norm branżowych odnośnie do konstrukcji instalacji, zastosowanych technik łączenia, wykończenia powierzchni oraz maksymalnej temperatury i ciśnienia pracy [11].

- Przyłączenia do sieci gazowej (źródła gazu, odbiorcy końcowi) – mając odpowiedzi z ww. analiz przy pełnej weryfikacji danych zgłoszonych we wnioskach o przyłączenie, również na podstawie wskazanych w niniejszym artykule analiz, zarówno w zakresie przyłączeń źródeł gazu, jak i odbiorców indywidualnych, OSD może mieć możliwość eliminacji ryzyka odmów przyłączenia do sieci gazowej na skutek przeszacowania lub niedoszacowania danych. Dodatkowo, biorąc pod uwagę różnorodność docelowych rozwiązań dla zastosowania paliwa gazowego w procesie przyłączania źródeł oraz odbiorców końcowych, kluczową kwestią jest dialog i weryfikacja wzajemnych potrzeb z podmiotem przyłączanym. Dialog ten powinien być swoistą platformą wymiany informacji dotyczącą również potrzeb lokalnego rynku w zakresie paliw gazowych (odnawialnych i nieodnawialnych). Działanie to wpłynie na skrócenie okresu wydawania warunków przyłączenia, brak odmów oraz wsparcie dla lokalnych programów promujących zmniejszenie emisji.

Wskazane są wymienione poniżej działania w ramach analiz ekonomicznych.

- Metodyka oceny efektywności ekonomicznej – przedstawiająca zasady i sposób określenia uzasadnienia biznesowego (oceny opłacalności) budowy i modernizacji sieci gazowej z punktu widzenia zarówno OSD, jak i publicznego/społecznego. Istotna kwestia dotyczy dodatkowego powiązania czynników społecznych czy środowiskowych, jeżeli faktycznie sieć gazowa ma służyć osiągnięciu celów klimatycznych i zrównoważonego rozwoju. Przyjęcie analizy kosztów i korzyści (AKK) jako narzędzia do określenia uzasadnienia biznesowego pozwala również wykonać ocenę opłacalności zadania inwestycyjnego z punktu widzenia zarówno przedsiębiorstwa OSD, jak i publicznego/społecznego. Pozwala też oszacować wysokość wymaganego wsparcia z zewnętrznych

źródeł finansowych. Na przykład dokument [6] przedstawia opis zastosowania analizy kosztów i korzyści jako narzędzia analizy ekonomicznej projektów inwestycyjnych wpisujących się w politykę spójności 2014–2020. Zdaniem autorów, do oceny uzasadnienia biznesowego zadań wpisujących się w transformację energetyczną OSD powinien wykorzystać AKK, co podyktowane jest wpływem analizowanej inwestycji na społeczeństwo i środowisko, wpływem na dobrobyt i osiągnięcie celów polityki klimatycznej i energetycznej UE. Cechą charakterystyczną tej analizy jest umożliwienie efektywniejszej alokacji zasobów poprzez wykazanie wyższości danego przedsięwzięcia nad innymi z punktu widzenia korzyści społecznych. To poszerzenie typowej analizy finansowej zadania inwestycyjnego, opierającego się na finansowej wartości bieżącej netto i finansowej stopie zwrotu, na analizie ekonomicznej, w której dodatnia ekonomiczna wartość bieżąca netto dowodzi zasadności ze społeczno-ekonomicznego punktu widzenia.

- Taryfy – transformacja energetyczna w sektorze gazowym nierozdzielnie związana jest ze stworzeniem warunków dla dystrybucji mieszaniny gazu ziemnego i gazów odnawialnych (w ujęciu przejściowym) oraz docelowej dystrybucji paliw odnawialnych. Proces ten to swego rodzaju zamiana rodzaju paliwa gazowego z rodziny kopalnych nieodnawialnych do odnawialnych. Dlatego zarówno korzyści, jak i uwarunkowania tej zamiany powinny być uwzględnione w określaniu strony przychodowej przy realizacji zadań inwestycyjnych w procesie transformacji energetycznej. W tym znaczeniu muszą być podjęte wszelkie możliwe działania przy kształtowaniu stawek i cen taryfowych dla operatorów gazowego OSD, nawet jeżeli wymagane będą nowelizacje aktów prawnych w tym zakresie. Nowe taryfy, uwzględniające zamianę paliw kopalnych na OZE – bez wzrostu wolumenu przesyłanej energii – warunkują skuteczną realizację transformacji.

- Zewnętrzne źródła finansowania – uwzględniając pozostałe analizy w ramach „nowego podejścia” do zadań związanych z budową i modernizacją sieci gazowej, możliwe jest określenie luki finansowej dla uzyskania efektywności ekonomicznej zadań, uzasadniającej ich realizację i tym samym ubieganie się o pozyskanie finansowania z zewnętrznych źródeł.

Uwzględniając Europejski Zielony Ład, Komisja Europejska wprowadziła mechanizm sprawiedliwej transformacji, stanowiący uzupełnienie wcześniej przedstawionych wniosków budżetowych i prawnych w perspektywie 2021–2027. Mechanizm sprawiedliwej transformacji (w wysokości około 100 mld euro) ma wspierać inwestycje w trzech filarach, tj. a) w nowym Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (7,5) mld euro z funduszami polityki spójności (30–50 mld euro), do których należą: Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego EFRR, Europejski Fundusz Społeczny Plus EFS+ i Fundusz Spójności), b) w systemie sprawiedliwej transformacji w ramach InvestEU (45 mld euro) oraz c) instrumencie pożyczkowym EBI na rzecz sektora publicznego (25–40 mld euro) [7]. W opracowywanym przez Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej projekcie „Umowy partnerstwa dla realizacji Polityki Spójności 2021–2027 w Polsce” [8] można znaleźć informacje o budżecie 66,4 mld euro z Polityki Spójności oraz 3,5 mld euro z Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. Sektor gazowniczy może ubiegać się o ww. wsparcie dla inwestycji w rozbudowę

systemu dystrybucyjnego. Zdaniem autorów, dobrze przygotowane projekty budowy i modernizacji infrastruktury gazowej, poparte analizami techniczno-ekonomicznymi, mają duże szanse na finansowanie w obszarach „Efektywność energetyczna”, „Wsparcie produkcji energii ze źródeł odnawialnych”, „Gospodarka odpadami i efektywne wykorzystanie zasobów” oraz „Transport niskoemisyjny i mobilność miejska”. Reasumując, sektor gazowniczy ma szansę na wsparcie finansowe projektów, które wpisują się w transformację energetyczną.

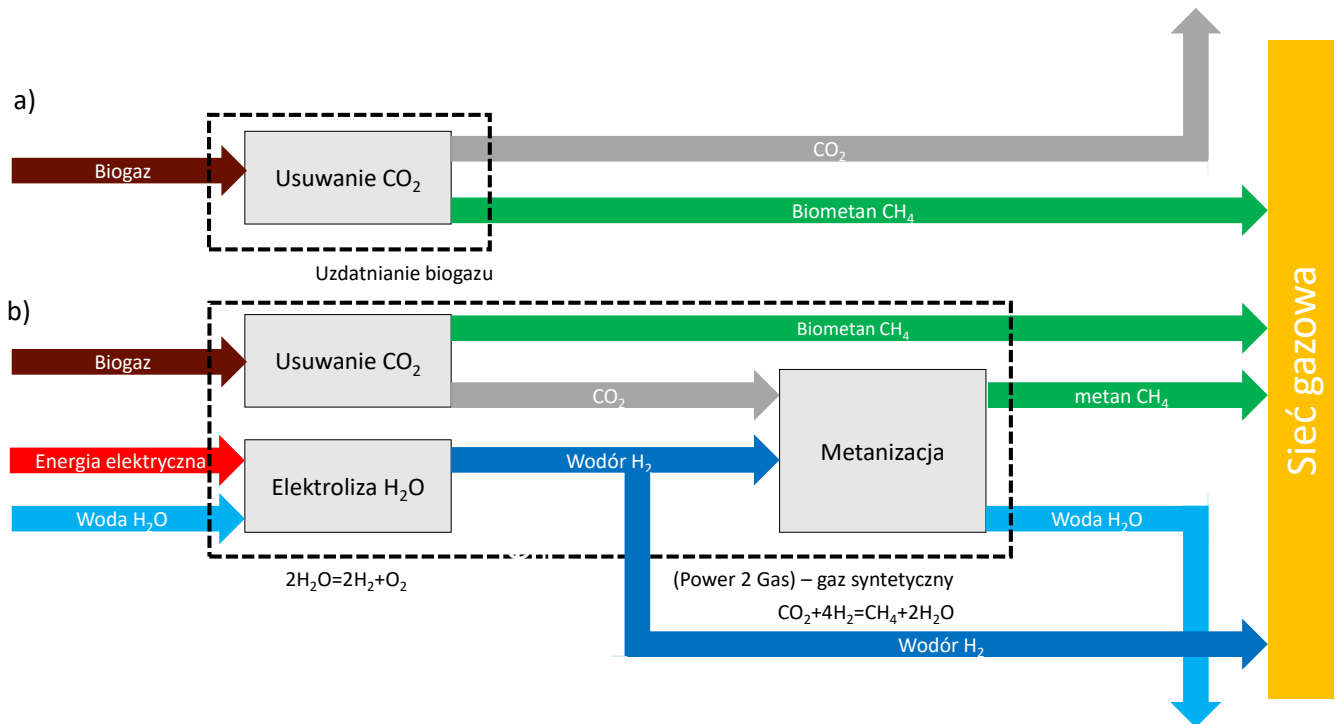
W ramach analiz formalnoprawnych wymienić można wymienione poniżej działania.

- Współpraca międzyoperatorska – współpraca z innymi operatorami współpracującymi (OSW), tj. z operatorem systemu przesyłowego (OSP) czy operatorem systemu dystrybucyjnego współpracującego (OSDW), nabiera szczególnie istotnego znaczenia w zapewnieniu realizacji zadań, jakie mają przypisane do swojej działalności, ale również skutecznej realizacji transformacji energetycznej. Przykładem jest tu określenie możliwości wprowadzania fizycznego rewersu odnawialnych paliw gazowych z sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej lub innej sieci dystrybucyjnej (innego operatora) w ilościach stanowiących nadwyżkę podaży nad popytem w danej strefie dystrybucyjnej, w której przyłączona jest instalacja wytwórcza odnawialnego paliwa gazowego. Ten element pozwoliłby na wyrównanie relacji popyt–podaż na lokalnym rynku gazu w całym okresie rozliczeniowym dzięki możliwości akumulacji paliwa gazowego w innej sieci i przekierowanie w inne obszary, w których występuje zwiększone zapotrzebowanie na paliwo gazowe. Uwzględniając możliwość łączenia sektorów (gazowego i elektroenergetycznego), wykorzystując technologię *Power to Gas* (P2G), powstaje kolejna możliwość regulacji pracy tych systemów w zależności od faktycznej relacji popyt–podaż. Na przykład, gdy występują warunki nadprodukcji paliwa gazowego względem popytu w sieci gazowej, to w instalacjach P2G wytwarzana jest energia elektryczna (reforming parowy metanu do produkcji wodoru i wytwarzania energii elektrycznej w ogniwach paliwowych).

W przypadku, gdy występują warunki zwiększonego zapotrzebowania na paliwo gazowe, wówczas w instalacjach P2G wytwarzane jest odnawialne paliwo gazowe (wodór z elektrolizy wody) z nadprodukcji energii elektrycznej z OZE (farmy wiatrowe, panele fotowoltaiczne) i wprowadzane do sieci gazowej lub uwzględniając pośredni proces metanizacji (rysunek 3).

- Formuła PPP (partnerstwo publiczno-prywatne) – to sposób realizacji zadań publicznych opartych na wieloletnich umowach między podmiotem publicznym a partnerem prywatnym, określających podział zadań i ryzyka. Umowy zawierane są w celu świadczenia określonych usług publicznych przez partnera prywatnego z wykorzystaniem infrastruktury publicznej, za wynagrodzeniem. Dotyczy to zadań inwestycyjnych (budowa, remont, modernizacja infrastruktury publicznej), połączonych z jej utrzymaniem i/lub zarządzaniem. Realizacja przedsięwzięć inwestycyjnych w formule PPP daje możliwość optymalizacji wydatkowania środków budżetowych poprzez zaangażowanie kapitału prywatnego w inwestycje publiczne oraz skorzystania z wiedzy i doświadczenia biznesu [10]. Dla OSD może to stanowić alternatywę bądź działanie wspiera-

Rysunek 3. Produkcja biometanu z biogazu a) oraz instalacja P2G z procesem metanizacji b)



jące dla działalności gospodarczej prowadzonej dotychczas w formule PZP. Podobnie jak w sektorze publicznym, w sektorze dystrybucji paliw gazowych również istotna jest efektywność wydatkowanych środków finansowych. Biorąc pod uwagę ograniczone możliwości OSD do finansowania inwestycji, uwzględniając potrzeby rynku, realizacja budowy i modernizacji sieci gazowej w formule PPP stwarza warunki dla rozwoju i realizacji inwestycji w większej skali. Formuła PPP opisana została w dokumencie [3], w którym przeczytać można o wyzwaniach rozwojowych, celach i zakresie polityki PPP, kluczowych zasadach realizacji projektów PPP, roli i odpowiedzialności poszczególnych instytucji oraz monitoringu i ewaluacji polityki PPP. W konsultowanym obecnie dokumencie [8] znaleźć można rekomendacje realizacji inwestycji w formule PPP, co potwierdza możliwości i korzyści dla wszystkich stron, w tym również gazowego OSD.

■ Formuła PZP (prawo zamówień publicznych) – to dotychczasowy sposób realizacji przez gazowego OSD zadań inwestycyjnych na podstawie ustawy „Prawo zamówień publicznych”. 1 stycznia 2021 roku weszło w życie nowe prawo zamówień publicznych [12]. Wprowadza ono zwiększenie roli dialogu zamawiającego z wykonawcą na etapie przygotowywania postępowania, podkreślono również znaczenie zasady współdziałania stron umowy przy realizacji zamówienia publicznego oraz zwiększenie liczby małych i średnich przedsiębiorców startujących w przetargach. Nowe PZP zmienia również dotychczasową praktykę przy rozstrzyganiu postępowań jedynie na podstawie najniższej ceny. Kierując się zasadą efektywności, zamawiający oprócz najniższej ceny w większym stopniu będzie brał pod uwagę jakość towarów i usług oraz ich znaczenie dla środowiska, gospodarki i społeczeństwa. To ma dać dodatkowy impuls do wzrostu innowacyjności polskiej gospodarki.

Reasumując, gazowy OSD prowadzi działalność gospodarczą w obszarze, w którym zaszły zmiany w otoczeniu biznesowym

i regulacyjnym. Główny impuls zmian wynika z obranego kierunku Europejskiego Zielonego Ładu państw członkowskich UE. Rodzi to wiele wyzwań, które przy otwartej postawie stwarzają szanse dla dalszego skutecznego rozwoju dla OSD na przyszłość. Wymaga to jednak nowego podejścia przy planowaniu, budowie czy eksploatacji sieci gazowej, parametryzowanego w nurcie transformacji energetycznej.

Wojciech Grządzielski i Paweł Filanowski są członkami zespołu roboczego KST ZR 35, który pracuje nad tematyką zatłaczania biometanu do sieci gazowej.

Bibliografia:

- [1] Ustawa z 25 sierpnia 2006 roku o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz.U. 2020.1233).
- [2] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640 final, Bruksela, 11.12.2019.
- [3] Polityka rządu w zakresie rozwoju partnerstwa publiczno-prywatnego, Załącznik do uchwały nr 116/2017 Rady Ministrów z 26 lipca 2017 roku, RM-111-83-17.
- [4] W. Grządzielski, *Rola sieci gazowej w transformacji energetycznej*, „Rynek Energii” nr 1(152)/2021, luty 2021, s. 3–7.
- [5] E. Tasak, P. Adamiec, J. Dziubiński, *Pęknięcia wodorowe stalowych blach i rur spawanych*, „Wiadomości Hutnicze” vol. 67, nr 6, 2000 r.
- [6] *Przewodnik po analizie kosztów i korzyści projektów inwestycyjnych. Narzędzie analizy ekonomicznej polityki spójności 2014–2020*, grudzień 2014.
- [7] https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/actions-being-taken-eu/just-transition-mechanism_pl
- [8] <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/strony/o-funduszach/fundusze-na-lata-2021-2027/>
- [9] <https://www.pb.pl/cel-klimatyczny-540-mln-eur-inwestycji-rocznie-1103074>
- [10] <https://www.ppp.gov.pl/>
- [11] <http://www.stalenerdzewne.pl/1116/z-jakiego-gatunku-stali-wykonuje-sie-rury-do-przesylu-gazow-azotu-wodoru-pod-cisnieni>
- [12] <https://www.uzp.gov.pl/baza-wiedzy/prawo-zamowien-publicznych-regulacje/prawo-krajowe/ustawa-pzp-obowiazujaca-od-1.01.2021-r>

Pakiet Dekarbonizacji Rynków Wodoru i Gazu

Adam Wawrzynowicz, Tomasz Brzeziński

Założenia strategii Europejskiego Zielonego Ładu stanowią wyzwanie dla administracji, branży gazowniczej, całej energetyki i przemysłu nie tylko w Polsce. Osiągnięcie zakładanych celów będzie wymagało podjęcia działań legislacyjnych na różnych poziomach. Polska nie odbiega w tym zakresie od innych państw europejskich, które również będą musiały przebudować otoczenie regulacyjne, żeby wdrożyć strategię Europejskiego Zielonego Ładu. Z punktu widzenia planowanych zmian kluczowe są procesy związane z budową rynku wodoru oraz rozwojem wykorzystania biometanu. Krokiem ku realizacji tych zadań jest tzw. Pakiet Dekarbonizacji Rynków Wodoru i Gazu (PDRWG).

Od strategii do działań

Z końcem 2019 roku Komisja Europejska (dalej KE) poprzez publikację Europejskiego Zielonego Ładu¹ wskazała cele klimatyczne, które mają zostać osiągnięte przez państwa członkowskie w perspektywie średnioterminowej (redukcja emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 50% do 2030 roku) oraz długoterminowej (osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku). Konkretyzacja tych założeń następuje w drodze kolejnych dokumentów strategicznych, m.in. „Strategii w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu”². Rozpowszechnienie wykorzystania wodoru niskoemisyjnego i odnawialnego ma doprowadzić do dekarbonizacji sektora energetycznego. Z tego względu KE dostrzega konieczność stworzenia zarówno otwartego i w pełni konkurencyjnego rynku tego surowca, jak i rozbudowy dedykowanej mu infrastruktury.

PDRWG zakłada rewizję dwóch kluczowych z poziomu europejskiego aktów prawnych odnoszących się do sektora gazowniczego, tj. 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 (rozporządzenie) oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 roku, dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (dyrektywa). Chociaż działania sygnowane są jako „pakiet” i mają wspólne uzasadnienie, KE prowadzi je odrębnymi torami prawodawczymi, tzn. osobno proceduje projekt w zakresie nowelizacji rozporządzenia³, a osobno projekt dotyczący przeglądu dyrektywy⁴. Obie inicjatywy znajdują się obecnie na etapie zbierania opinii. Skierowanie do konsultacji publicznych przewiduje się na II kwartał, zaś samo przyjęcie na IV kwartał 2021 roku.

Podstawowe założenia

Ogólnym celem inicjatywy jest zmiana ram prawnych rynku energii w taki sposób, aby realizacja nakreślonych wcześniej celów klimatycznych stała się osiągalna w jeszcze wyższym stopniu. Obecnie paliwa gazowe stanowią 22% całkowitego zużycia energii w Unii Europejskiej (UE). W 2050 roku ich udział ma się nieznacznie zmniejszyć (do 20%), jednak struktura tego segmentu ma ulec całkowitej zmianie. Komisja przewiduje, że do tego czasu gaz ziemny ma być stopniowo zastępowany przez gazy alternatywne. W perspektywie długoterminowej biogaz, biometan oraz niskoemisyjny i odnawialny wodór mają stanowić 2/3 całego zużycia paliw gazowych, zaś w pozostałej części wykorzystywany ma być gaz ziemny poddawany technologii CCS lub CCU. PDRWG ma stanowić swobodę odezwy na braki rozporządzenia i dyrektywy w zakresie organizacji i funkcjonowania sektora gazów alternatywnych. Jak zauważają projektodawcy, zorientowanie tych aktów jedynie na gaz ziemny może doprowadzić do sytuacji, w której trudniejsza okaże się zmiana konsumpcji na gazy niskoemisyjne i odnawialne, co z kolei spowoduje blokadę lub opóźnienie wdrażania modelu wykorzystania tych surowców w większym stopniu. Konkretnie cele, które ma realizować PDRWG to:

- 1) powstanie opłacalnej infrastruktury wodorowej,
- 2) opracowanie całościowego i integracyjnego sposobu planowania rozbudowy infrastruktury, zwłaszcza dla rynków gazu i wodoru, energii elektrycznej oraz ciepła i chłodu,
- 3) rozwój lokalnej i zdecentralizowanej produkcji gazów alternatywnych poprzez m.in. dostosowanie i ułatwienie dostępu biometanu i metanu syntezowego do istniejącej infrastruktury gazowej (gazociągów, magazynów gazu czy terminali LNG),
- 4) stworzenie otwartego i konkurencyjnego rynku wodoru,
- 5) wzmocnienie praw konsumenckich, zapewnienie konkurencji, przejrzystości i bezpieczeństwa dostaw.

Komisja planuje realizację tych założeń zarówno w drodze działań prawnych, jak i pozaprawnych. Jeśli chodzi o działania prawne, dalsze kroki nie są jeszcze przesądzone. KE oczekuje na przedstawienie konstruktywnych propozycji zmian ze strony różnych środowisk. Obecnie inicjatywa dotyczy nowelizacji rozporządzenia i dyrektywy, jednak nie wyklucza się także rewizji kodeksów sieciowych w sektorze gazownictwa, a nawet wprowadzenia odrębnego aktu poświęconego wyłącznie wodorowi.

Ocena inicjatywy

Punktem wyjścia do prac nad PDRWG ma być tzw. scenariusz podstawowy. Jego fundamentem są obowiązujące obecnie krajowe i unijne regulacje związane z rynkiem gazu. Pociąga to za sobą wiele założeń, które mają odzwierciedlać możliwe zmiany w przypadku braku nowych działań na szczelnie Unii Europejskiej.

Głównym założeniem scenariusza podstawowego jest niezmienny charakter rozporządzenia i dyrektywy, nadal koncentrujący się wyłącznie na gazie ziemnym. Ich zapisy mają pozostać niezmienione (tak samo jak zapisy kodeksów sieciowych) i nadal mają być wdrażane. Założenia scenariusza podstawowego obejmują rozbudowę infrastruktury wodnorodowej wyłącznie z wykorzystaniem środków prywatnych, co może przełożyć się na jej wolniejszy rozwój w porównaniu z realizacją inwestycji przez podmioty publiczne. W scenariuszu podstawowym niezaadresowane są wszelkie przeszkody, jeśli chodzi o dostosowanie istniejącej infrastruktury gazowej do jej wykorzystania przy gazach alternatywnych. Prywatny i nieregulowany charakter zaplecza technicznego może wiązać się z dalszym brakiem gwarancji w zakresie dostępu do rynku, jego przejrzystości i konkurencyjności.

Scenariusz podstawowy zostanie poddany ocenie pod kątem możliwości osiągnięcia dzięki niemu celów dekarbonizacji rynku gazu w ramach zainicjowanego 10 lutego 2021 roku procesu zbierania opinii w sprawie tzw. Pakietu Dekarbonizacji Rynków Wodoru i Gazu. W celu zapewnienia większej konkurencyjności rynku wodoru mają zostać rozważone różne modele rynkowe, w tym obecny, charakteryzujący się niedostępnością⁵, oraz inne, bardziej otwarte, zakładające większy stopień rywalizacji między poszczególnymi podmiotami⁶. Projektodawcy zamierzają wykorzystać doświadczenia zdobyte na innych rynkach energii, tak aby uniknąć niepotrzebnych kosztów wynikających z potencjalnej późniejszej harmonizacji i zapewniania interoperacyjności. Rynek wodoru od samego początku powinien być wzmacniany, żeby możliwie najszybciej zintegrować go z całym systemem energetycznym.

Jeżeli chodzi o warunki techniczne, podkreśla się konieczność rozbudowy infrastruktury wodnorodowej, co ma następować w sposób efektywny ekonomicznie. W całym procesie transformacji energetycznej wodor jest kluczowym elementem dzięki temu, że może pełnić rolę zarówno surowca, jak i nośnika energii. Wzrastający popyt w transporcie czy przemyśle powoduje konieczność rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych czy rozwoju technologii P2G. Zaplecze infrastrukturalne jest przy tym szczególnie istotne, jeśli chodzi o tzw. zielony wodor, ponieważ:

- 1) mało prawdopodobne jest, aby lokalizacje korzystne ze względu na produkcję odnawialnych źródeł energii (OZE) znajdowały się w bliskiej odległości od miejsc popytu na energię,
- 2) transport rurociągowy wydaje się bezpieczny i zrównoważony;
- 3) może się okazać, że jest to opcja stosunkowo niedroga, zwłaszcza jeśli wykorzystana zostanie infrastruktura dedykowana gazowi ziemnemu.

Rozbudowa infrastruktury jest ważna, jednak nie za wszelką cenę. Projektodawcy wiążą szczególne nadzieje zwłaszcza z trzecim z opisanych punktów. Przełamanie barier stojących na przeszkodzie dostosowaniu istniejącej infrastruktury gazowej do nowych potrzeb jest priorytetem. Pozwoli to na przeprowadzenie całego procesu w sposób oszczędniejszy. Z kolei projektowanie nowego zaplecza technicznego wyłącznie dla wodoru ma następować w sposób planowy i zintegrowany z inwestycjami w innych sektorach energetycznych, np. OZE.

Rozwiązania wspierające integrację gazów alternatywnych z systemem energetycznym

W uzasadnieniu PDRWG wskazano jedynie szkice rozwiązań, co oznacza, że na obecnym etapie inicjatywa ma charakter ramowy. Mimo braku jednoznacznych propozycji nowelizacyjnych można uznać, że nadrzędny charakter ma zapewnienie „bezbolesnego” procesu integracji gazów alternatywnych z systemem energetycznym oraz uodpornienie tego ostatniego na pojawienie się surowców o większej różnorodności niż dotychczas.

Obecnie trudno określić jednoznaczne stanowiska co do tego, czy cele określone przez Europejski Zielony Ład i przyjęte w jego ramach strategii unijne zostaną osiągnięte i w perspektywie kilkudziesięciu lat możemy spodziewać się prawdziwej wodnorodowej rewolucji.

Projektodawcy wskazują potrzebę stworzenia przyjaznego biogazowi, biometanowi i wodorowi otoczenia prawnego. Złagodzenia potencjalnie mogą w związku z tym wymagać zasady wykorzystywania infrastruktury gazowej (przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej). W uzasadnieniu PDRWG wprost wskazano na konieczność szerszego dostępu do terminali LNG. Bardziej przejrzyste reguły użytkowania infrastruktury będą bodźcem do rozwoju rynku gazów alternatywnych. Jednocześnie rozbudowa terminali LNG i przygotowanie ich do importu gazów niskoemisyjnych i odnawialnych będą szły w parze z interesem ogólnym, a to za sprawą zapewnienia większej dywersyfikacji dostaw. Poprawa funkcjonowania obecnych rozwiązań ma odnosić się także do systemu planowania nowej infrastruktury. Działania w tym zakresie mają obejmować także potrzeby innych sektorów. Kluczowe jest przede wszystkim zapewnienie wspólnego rozwoju zaplecza wodnorodowego i OZE.

Poza działaniami skierowanymi na infrastrukturę, przewiduje się także wzmocnienie przepisów zarządzania jakością gazu poprzez prace normalizacyjne podejmowane przez Europejski Komitet Normalizacyjny Elektrotechniki. W ramach wprowadzanych rozwiązań poruszone mają zostać także elementy wskazane w tzw. *Clean Energy Package*⁷, jak np. prawa konsumenckie. W porównaniu z sektorem energii elektrycznej regulacje odnoszące się do odbiorców gazu „pozostają w tyle”. Wzrastające zużycie biometanu i wodoru będzie oddziaływać

Można jednak wskazać na pozytywne aspekty inicjatywy, w tym zwłaszcza dostrzeżenie przez prawodawcę unijnego znaczenia biogazu i biometanu. O ile bowiem wodór nie jest jeszcze w Europie wykorzystywany na szeroką skalę, o tyle wydaje się, że produkcja i zastosowanie wspomnianych surowców są na wyciągnięcie ręki dla wszystkich państw członkowskich.

na jakość gazu, a tym samym na infrastrukturę i użytkowników końcowych. Fragmentaryzacja rynku jest zjawiskiem niekorzystnym, któremu inicjatywa ma przeciwdziałać. Możliwe jest także wypracowanie koncepcji społeczności lokalnych i dostosowania jej do realiów gazowych. Zwiększyłyby to prawdopodobieństwo rozrostu produkcji na niższych szczeblach, powstania gospodarki o zamkniętym obiegu i włączenia sektora rolniczego w proces wytwarzania energii.

Przewidywane skutki inicjatywy

Zdaniem projektodawców, PDRWG ma przełożyć się na wzrost inwestycji w sektorze gazów alternatywnych i jednocześnie obniżenie kosztów realizacji celów klimatycznych Unii Europejskiej. Chodzi o odciążenie podmiotów najbardziej narażonych na negatywne skutki transformacji energetycznej, czyli przedsiębiorców i konsumentów.

Jasne zasady dotyczące wodoru ułatwią uczestnikom rynku dokonywanie bardziej świadomych (i śmiałych) wyborów. Kluczem jest osiągnięcie większej przewidywalności rynku, która zmotywuje potencjalnych inwestorów do zaangażowania się w produkcję surowca, rozbudowę infrastruktury oraz szersze wykorzystanie np. w transporcie czy ciepłownictwie. Stworzenie przyjaznego otoczenia prawnego dla gazów niskoemisyjnych i odnawialnych ma poprawić ich konkurencyjność w stosunku do gazu ziemnego, z jednocześnie zmniejszeniem kosztów transformacji energetycznej. Wprowadzenie regulacji umożliwiających zmianę istniejącej infrastruktury gazowej (tam, gdzie jest to technicznie możliwe, ekonomicznie korzystne i zrównoważone), ma przynieść znaczne korzyści finansowe w porównaniu z budową całego zaplecza wodorowego od zera. Z tym samym skutkiem projektodawcy wiążą przemodelowanie systemu planowania. Stabilność osiągnięta na skutek tych działań pozwoli rozwijać się przedsiębiorstwom energetycznym i zapewni też dalszy wzrost gospodarczy UE.

Rozwój rynku wodoru ma pociągnąć za sobą stworzenie nowych miejsc pracy. Zmiany regulacyjne przyjazne gazom niskoemisyjnym i odnawialnym w większym stopniu w produkcji energii włączają sektor rolnictwa. To z kolei może zwiększyć niezależność energetyczną państw członkowskich. Wzrost popytu na gazy alternatywne może bowiem doprowadzić do wzrostu produkcji surowców w samej UE i wypierania gazu ziemnego pochodzącego z państw trzecich.

Należy także podkreślić zakładany pozytywny wpływ PDRWG na środowisko. Większe zużycie energii z gazów niskoemisyjnych i odnawialnych, w tym zielonego wodoru, spowodowałoby redukcję emisji gazów cieplarnianych (GHG). Skrócenie ścieżek dostaw gazu ziemnego oraz jego stopniowe zastępowanie wodorem zmniejszy także obecny poziom „wycieków” metanu. Wykorzystanie paliw alternatywnych zredukuje ilość corocznie produkowanych zanieczyszczeń i wpłynie korzystnie na stan zdrowia obywateli UE.

Obecnie trudno określić jednoznaczne stanowiska co do tego, czy cele określone przez Europejski Zielony Ład i przyjęte w jego ramach strategii unijne zostaną osiągnięte i w perspektywie kilkudziesięciu lat możemy spodziewać się prawdziwej wodorowej rewolucji. PDRWG może jeszcze podlegać większym bądź mniejszym zmianom na skutek propozycji wysuwanych przez różne środowiska. Można jednak wskazać na pozytywne aspekty inicjatywy, w tym zwłaszcza dostrzeżenie przez prawodawcę unijnego znaczenia biogazu i biometanu. O ile bowiem wodór nie jest jeszcze w Europie wykorzystywany na szeroką skalę, o tyle wydaje się, że produkcja i zastosowanie wspomnianych surowców są na wyciągnięcie ręki dla wszystkich państw członkowskich. Może to stanowić szansę na łagodniejszą transformację energetyczną dla krajów najbardziej zależnych od węgla, m.in. Polski.

Adam Wawrzynowicz, radca prawny, współnik zarządzający w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy, Tomasz Brzeziński, radca prawny, współnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy.

¹ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejski Zielony Ład, COM(2019) 640 final.

² Komunikat KE do Parlamentu Europejskiego, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetów Regionów „Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu”, COM/2020/301 final.

³ <<https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12766-Sieci-gazowe-przeegl-d-unijnych-przepis-w-dotychczas-dost-pu-do-rynku>> [dostęp na 3.03.2021].

⁴ <<https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12911-Revision-of-EU-rules-on-Gas>> [dostęp na 3.03.2021].

⁵ Projektodawcy określają ten stan mianem „współzawodnictwa o rynek”.

⁶ Projektodawcy określają ten stan mianem „współzawodnictwa na rynku”.

⁷ *Clean Energy for all Europeans* <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=null&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search> [dostęp na 3.03.2021].

GAZOWCE G

GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG WYCZARTEROWAŁA NA 10 LAT DW
GAZU ZIEMNEGO. DZIĘKI NIM BĘDZIE MOGŁA DOSTA

ŁADUNEK JEDNEGO GAZOWCA TO:

174 tys. m³ LNG,

czyli 100 mln m³ gazu po regazyfikacji

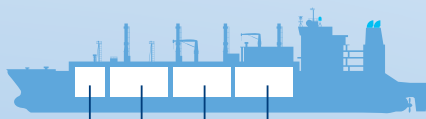


zużycie gazu ziemnego
we wszystkich gospodarstwach
domowych w Polsce
przez ponad 8 dni



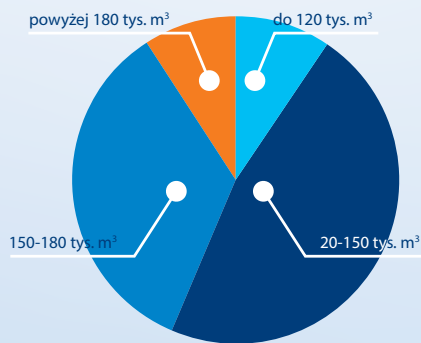
lub

ciepło dla ponad 0,5 mln
mieszkańców Warszawy
przez 1,5 miesiąca



ZBIORNIKI LNG

POJEMNOŚCI GAZOWCÓW
NA ŚWIECIE



SPECYFIKACJA

MOC MASZYN:

ok. 22 400 kW (30 000 koni mech)

WYPORNOŚĆ:

ok. 130 000 ton

POJEMNOŚĆ CAŁKOWITA ZBIORNIKI

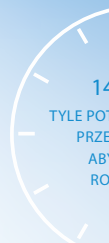
174 000 m³ LNG

DŁUGOŚĆ CAŁKOWITA:

300 m

MAKSYMALNA WYSOKOŚĆ STATKU PONA

54,5 m



CZAS REJSU
DO RÓŻNYCH
TERMINALI LNG



RUPY PGNiG

WA SPECJALISTYCZNE STATKI DO TRANSPORTU SKROPLONEGO
PRZECZAĆ GAZ DO TERMINALI LNG NA CAŁYM ŚWIECIE.

A

anicznych)

NIKÓW:

EROKOŚĆ:

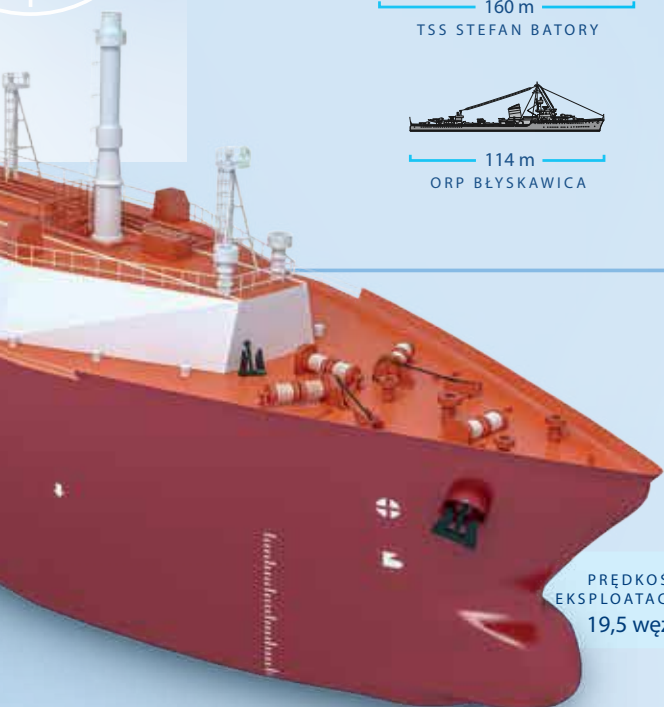
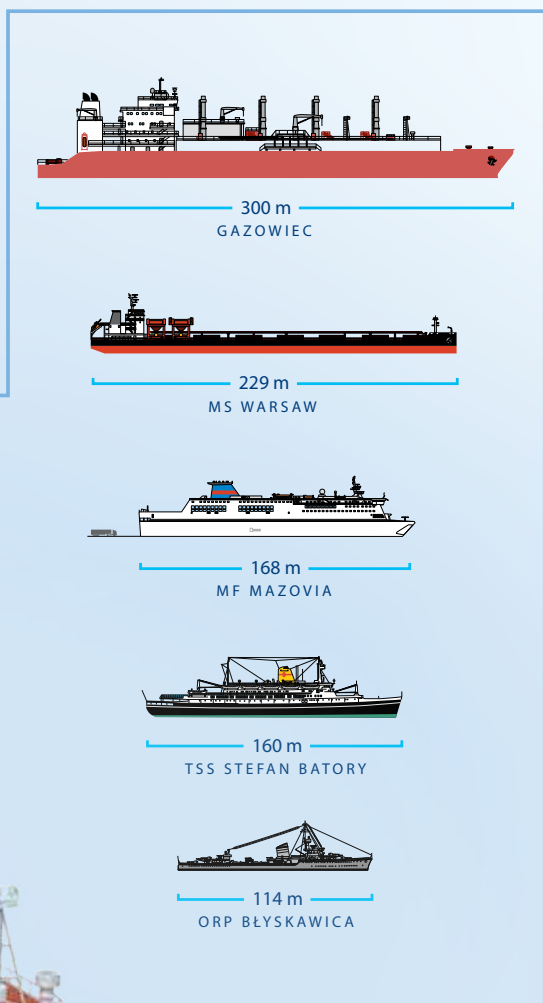
47 m

D TAFLĘ WODY:

około

4 godzin

TRZEBUJĄ POMPY
ŁADUNKOWE
Y DOKONAĆ
ZŁADUNKU



PRĘDKOŚĆ
EKSPLOATACYJNA
19,5 węzła

Tankowce do przewozu skroplonego gazu ziemnego (LNG) to elita współczesnej floty handlowej. Imponują rozmiarami, mocą, a przede wszystkim zaawansowanymi rozwiązaniami technicznymi, gwarantującymi, że ładunek bezpiecznie dotrze do portu przeznaczenia.

Sercem tankowca są zbiorniki na skroplony gaz ziemny – ogromne „termosy” umożliwiające utrzymanie paliwa w postaci płynnej, co wymaga temperatury około -160 stopni Celsjusza. Skroplony gaz ziemny ma objętość około 600 razy mniejszą od formy gazowej, dzięki czemu jeden tankowiec jest w stanie przewieźć tyle gazu, ile wystarczyłoby wszystkim mieszkańcom Polski do gotowania posiłków przez ponad tydzień.

Dobra termoizolacja zbiorników jest niezbędna, aby ładunek nie uległ regazyfikacji, co mogłoby mieć fatalne skutki. Jednak w trakcie długiego rejsu niewielka część gazu i tak zmieni swój stan skupienia. Odparowany gaz można ponownie skroplić albo wykorzystać do... napędu tankowca. Nowoczesne jednostki, takie jak te, którymi dysponować będzie Grupa Kapitałowa PGNiG, używają potężnych silników typu *dual-fuel*, które mogą być zasilane zarówno gazem, jak i olejem napędowym. Kiedy w zbiornikach jest LNG – statek może być zasilany gazem, który pod względem ekologii bije na głowę inne dostępne paliwa. Po opróżnieniu zbiorników silniki tankowca mogą zostać przełączone na olej napędowy.

Zaawansowanie techniczne sprawia, że w budowie dużych statków do przewozu LNG specjalizuje się tylko kilka stoczni na świecie. W jednej z nich, w Korei Południowej, trwają już przygotowania do budowy dwóch tankowców, którymi od 2023 roku będzie dysponować Grupa Kapitałowa PGNiG. Grupa zdecydowała się na ich czarter, aby zapewnić sobie możliwość transportu gazu zakontraktowanego w ramach umów z amerykańskimi producentami gazu skroplonego. Posiadanie takich jednostek pozwoli PGNiG samodzielnie decydować o tym, dokąd wysłać kupione LNG. Dzięki temu Grupa PGNiG zacznie aktywnie handlować na globalnym rynku gazu skroplonego, który rozwija się w imponującym tempie. W 2019 roku światowy popyt na LNG wzrósł o ponad 12 proc., do 359 mln ton skroplonego gazu ziemnego.

Strategiczna transakcja PGNiG w Norwegii

PGNiG Upstream Norway kupi od Grupy INEOS wszystkie aktywa jej norweskiej spółki zależnej, dysponującej udziałami w 22 koncesjach i terminalu gazowym Nyhamna na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Dzięki transakcji wolumen rocznej produkcji gazu przez GK PGNiG w Norwegii powinien osiągnąć w 2027 roku 4 mld m sześciennych.

PGNiG Upstream Norway zawarło umowę na zakup wszystkich aktywów spółki INEOS E&P Norge AS, która posiada udziały w 22 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Łączne udokumentowane zasoby węglowodorów, które w wyniku transakcji nabędzie spółka zależna PGNiG SA, to 117 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Oznacza to wzrost obecnych zasobów PGNiG w Norwegii o około 55 procent. Nabywane aktywa obejmują złoża, z których jest już prowadzone wydobywanie. W efekcie, po przejęciu aktywów INEOS E&P Norge AS wolumen produkcji gazu ziemnego przez GK PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wzrośnie o około 1,5 mld m³ rocznie. W ramach transakcji przejęty zostanie także portfel koncesji poszukiwawczych, w tym sześć w roli operatora, które mogą zapewnić dalszy rozwój działalności PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

– To transakcja o szczególnym znaczeniu dla PGNiG. Przejęcie wszystkich aktywów INEOS E&P Norge AS oznacza skokowy wzrost wydobywania w Norwegii i zapewni istotny wolumen gazu dla gazociągu Baltic Pipe. Stanowi zatem ważny wkład w realizację strategicznych celów GK PGNiG – powiedział Pa-

weł Majewski, prezes zarządu PGNiG SA. – Nasze działania w Norwegii są ściśle powiązane z kwestią bezpieczeństwa energetycznego Polski. Od 2022 roku gaz z norweskich złóż będzie przesyłany do kraju dzięki gazociągowi Baltic Pipe. Zwiększy to dywersyfikację kierunków importu gazu, co z kolei jest gwarancją niezakłóconych dostaw tego paliwa, którego znaczenie dla polskiej gospodarki stale rośnie. Dla PGNiG dywersyfikacja portfela gazu to większa elastyczność i możliwość zaoferowania odbiorcom atrakcyjnych warunków handlowych – dodał.

Paweł Majewski podkreślił, że charakterystyka przejmowanych złóż bardzo dobrze wpisuje się w założenia strategii GK PGNiG – około 94 proc. zasobów będących przedmiotem akwizycji stanowi gaz ziemny. Kluczowym aktywem jest 14 proc. udziałów w Ormen Lange – drugim co do wielkości złożu gazowym na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, z perspektywą produkcji wykraczającą poza 2045 rok. Dzięki transakcji PGNiG Upstream Norway uzyska 14 proc. udziałów w Ormen Lange. Pozostałe przejmowane złoża, z których jest już prowadzone wydobywanie, to Marulk (30 proc.) oraz Alve (15 proc.).



W efekcie transakcji, PGNiG Upstream Norway stanie się również udziałowcem terminalu gazowego Nyhamna (8,2 proc.), obsługującego m.in. złoża Ormen Lange i Aasta Hansteen. Działalność terminalu Nyhamna będzie stanowić źródło stabilnych przychodów operacyjnych, niezależnych od wahań cen węglowodorów.

Ustalona pomiędzy PGNiG Upstream Norway a INEOS cena zakupu to 615 mln dolarów amerykańskich (około 2,4 mld złotych) przy umownej dacie transakcji 1 stycznia 2021 roku. Ostateczna cena nabycia zostanie pomniejszona o dochody uzyskane przez INEOS E&P Norge AS w 2021 r. do dnia przejścia kontroli operacyjnej przez PGNiG. Realizacja umowy wymaga zgód korporacyjnych i administracyjnych.

Obecnie PGNiG Upstream Norway posiada udziały w 36 koncesjach i prowadzi wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego z dziewięciu złóż. Sześć kolejnych jest w trakcie prac inwestycyjnych i analitycznych. W ubiegłym roku PGNiG wydobyci na Norweskim Szelfie Kontynentalnym około 0,5 mld m³ gazu ziemnego. Wolumen prognozowany na ten rok – bez uwzględnienia transakcji z INEOS – to 0,9 mld m³. Wzrost wydobycia jest możliwy dzięki uruchomieniu wydobycia ze złoża Ærfugl oraz zakupowi udziałów w już eksploatowanych złożach. W ubiegłym roku PGNiG Upstream Norway kupiło lub dokupiło udziały w pięciu złożach: Alve Nord, Duva i Gina Krog oraz Kvitebjørn i Valemon.

PGNiG importuje coraz więcej LNG

Już ponad 25 proc. gazu ziemnego sprowadzane przez PGNiG zza granicy to LNG. Import skroplonego gazu ziemnego w 2020 roku wyniósł ponad 3,76 mld m³ po regazyfikacji, co stanowi wzrost o prawie 10 proc. w porównaniu z 2019 rokiem.

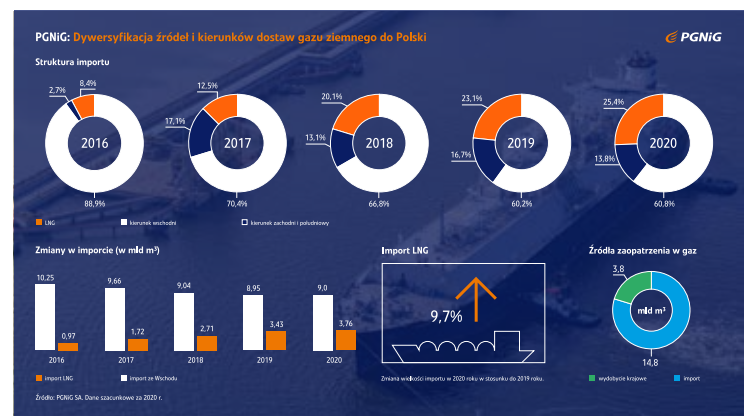
– W minionym roku przekroczyliśmy liczbę stu ładunków LNG sprowadzonych do Polski. W 2020 roku odebraliśmy aż 35 dostaw, o cztery więcej niż rok wcześniej. Oprócz kierunków amerykańskiego, katarskiego i norweskiego pojawiły się nowe – kupiliśmy LNG pochodzące z Trynidadu i Tobago oraz Nigerii. W tym roku mamy już za sobą odbiór dwóch ładunków skroplonego gazu, a w lutym oczekujemy kolejnego. Następne miesiące przyniosą intensyfikację częstotliwości dostaw. W drugim i trzecim kwartale planujemy odbiór łącznie około 15 ładunków – powiedział Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG.

W 2020 roku PGNiG sprowadziło do Polski ok. 3,76 mld m³ skroplonego gazu ziemnego – o 9,7 proc. więcej niż rok wcześniej. Import LNG wzrósł o około 0,33 mld m³ (po regazyfikacji) w stosunku do 2019 roku. W całej strukturze importu LNG osiągnęło udział 25,4 procentu. Import z kierunku wschodniego wyniósł w 2020 roku 9,0 mld m³ w porównaniu z 8,95 mld m³ rok wcześniej. Udział rosyjskiego gazu w łącznym imporcie gazu ziemnego przez PGNiG utrzymał się na poziomie około 60 proc. Resztę importu pokrył kierunek zachodni i południowy. Łączny import gazu przez PGNiG w 2020 roku wyniósł około 14,79 mld m³, czyli był to wolumen bardzo zbliżony do odnotowanego w 2019 roku.

– Od kilku lat konsekwentnie ograniczamy import gazu ziemnego z Rosji. W 2015 roku stanowił on prawie 90 proc. gazu sprowadzanego do Polski. Od kiedy działa Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, proporcje w imporcie ulegają wyraźnym zmianom na rzecz skroplonego gazu ziemnego – skomentował Paweł Majewski. – Natomiast

możliwości dalszego zmniejszania dostaw z kierunku wschodniego są ograniczone. Obowiązuje nas formuła take or pay, zawarta w kontrakcie jamalskim wiążącym PGNiG jeszcze do końca 2022 roku – dodał.

Po 2022 roku w strukturze importu PGNiG pojawi się kierunek północny związany z importem gazu ziemnego z Norwegii poprzez Baltic Pipe. W kolejnych latach wyraźniej rosnąć będzie także import LNG w związku z rozbudową terminalu w Świnoujściu oraz dostawami skroplonego gazu ziemnego od amerykańskich producentów. Po rozpoczęciu dostaw ze wszystkich kontraktów długoterminowych na zakup LNG z USA PGNiG będzie corocznie dysponowało portfelem około 9,3 mld m³ gazu. Oprócz tego nadal będą realizowane dostawy LNG z Kataru.



ujęcia oraz dostawami skroplonego gazu ziemnego od amerykańskich producentów. Po rozpoczęciu dostaw ze wszystkich kontraktów długoterminowych na zakup LNG z USA PGNiG będzie corocznie dysponowało portfelem około 9,3 mld m³ gazu. Oprócz tego nadal będą realizowane dostawy LNG z Kataru.

Kontakt dla mediów: Biuro Public Relations PGNiG SA, media@pgnig.pl

Rekordowa sprzedaż paliwa CNG i LNG w 2020 roku

Rozmowa z **Marcinem Szczudło**, wiceprezesem PGNiG Obrót Detaliczny



To był rekordowy pod względem sprzedaży gazu CNG rok dla spółki. Jak ocenia pan obecną sytuację na rynku paliw metanowych w Polsce?

Sprzedaż paliwa CNG na stacjach PGNiG Obrót Detaliczny w 2020 roku wzrosła o 29%. Tym samym zanotowaliśmy około 65-procentowy wzrost wolumenu sprzedaży tego paliwa w stosunku do 2016 roku. Mamy więc podstawy do zadowolenia i optymizmu. Cieszymy się, że dynamiczny rozwój tego rynku stał się faktem, zwłaszcza że jeszcze kilka lat temu był on kurczącym się rynkiem. Nie ulega wątpliwości, że paliwa gazowe to dostępne na rynku, dojrzałe rozwiązanie, pozwalające na szybką redukcję emisji szkodliwych zanieczyszczeń, z jednoczesnym obniżeniem kosztów użytkowania floty. Przewidujemy, że ten trend się utrzyma, a gaz w postaci CNG i LNG będzie nadal wypierać z transportu publicznego i ciężkiego nieekologiczne paliwa, szczególnie olej napędowy.

Jaki wpływ na ten sektor ma stan pandemii? Czy przewoźnicy miejscy nie rewidują swych planów rozwojowo-zakupowych?

Trudno mi komentować sytuację poszczególnych podmiotów, takich jak miejskie zakłady autobusowe, które z pewnością w czasach pandemii mogą odczuwać zmniejszony ruch pasażerski. Ważna jest też kondycja finansowa samorządów. Analizując dane za 2020 rok, nie zauważamy, by miało to istotne przełożenie na zakup pojazdów zasilanych paliwami metanowymi. Wręcz przeciwnie. Obecnie co czwarty sprzedawany w Polsce nowy autobus napędzany jest gazem ziemnym. Oznacza to, że w segmencie autobusów zasilanych paliwami alternatywnymi prawie co drugi sprzedawany w Polsce w 2020 roku pojazd był napędzany gazem CNG.

W ciągu roku na ulice polskich miast wyjechało 165 autobusów gazowych. Obecnie ich łączna liczba wynosi prawie 800 w skali całego kraju. W ostatnich latach na wykorzystanie gazu ziemnego w transporcie publicznym postawiły m.in. Warszawa, Rzeszów, Tarnów, Tychy czy Bielsko-Biała. A co bardzo istotne – coraz więcej prywatnych firm transportowych korzysta z paliwa gazowego. Patrząc na potencjał tego rynku, a zwłaszcza na atrakcyjność cenową zarówno samego paliwa CNG czy LNG, jak i samych pojazdów, nie obawiałbym się tutaj regresu. Taką tendencję widać też w innych krajach Unii Europejskiej.

Czy zapowiadana przez PSG rozbudowa sieci stacji sprężania gazu może przyczynić się do rozwoju waszego biznesu?

Aby przyczynić się do popularyzacji paliw gazowych w Polsce, niezbędny jest dynamiczny rozwój sieci stacji tankowania. Obecnie PGNiG Obrót Detaliczny dysponuje 17 stacjami tankowania CNG. Grupa Kapitałowa PGNiG chce powiększać sieć stacji tankowania w najbliższych latach, a plany na 2021 rok zakładają inwestycje w 23 nowe stacje. Zgodnie z ustawą o elektromobilności i paliwach alternatywnych, podmiotem odpowiedzialnym za budowę stacji tankowania pojazdów gazem jest Polska Spółka Gazownictwa. Wpisuje się to także w politykę klimatyczną Unii Europejskiej. Warto podkreślić, że gęstsza sieć stacji jest konieczna do rozwinięcia rynku detalicznego, a także wykorzystania jej przez mniejszy biznes.

Czy podobny wzrost sprzedaży występuje też w przypadku gazu LNG?

Uruchomienie Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu otworzyło przed nami

nowe perspektywy biznesowe, z których skutecznie korzystamy. Dzięki temu możliwe było m.in. podpisanie w czerwcu 2020 roku największej w historii naszej spółki umowy na dostawy LNG dla firmy LG Electronics w Biskupicach Podgórnym. Od grudnia działa tam stacja regazyfikacji, do której przez 5 lat dostarczymy prawie 19 tysięcy ton skroplonego gazu ziemnego. Dzięki konsekwentnie realizowanym planom PGNiG Obrót Detaliczny w 2020 roku zwiększyło całkowitą sprzedaż gazu LNG o ponad 13 proc.

Niedawno podaliście informację o uruchomieniu usługi bunkrowania statków w kolejnych polskich portach. Jak tu wyglądają perspektywy na rozwój?

Systematycznie rozwijamy komercyjną ofertę bunkrowania statków gazem LNG. Na początku listopada odbyło się pierwsze bunkrowanie statku w jednym z portów położonych na terenie Urzędu Morskiego w Szczecinie. To oznacza, że do portów w Gdańsku i Gdyni dołączyły aż trzy nowe porty – w Szczecinie, Świnoujściu i Policach. Wspólnie z Lotos Asphalt realizujemy bunkrowania LNG od 2016 roku, co plasuje

mobilności, punkty bunkrowania LNG powinny znaleźć się w portach do 1 stycznia 2026 roku, a my już teraz jesteśmy gotowi oferować naszym klientom to ekologiczne i tanie paliwo, jakim jest LNG, we wszystkich polskich portach sieci TEN-T.

Jak ocenia pan przyszłość branży paliw metanowych w tych trudnych czasach?

Mimo trwającej pandemii w dłuższej perspektywie potencjał dla całej branży i popyt na ekologiczne paliwa rośnie i będzie rosł. Oczywiście, jest on ściśle powiązany z sytuacją gospodarczą w Polsce, a także w całej UE, ponieważ to wprost przekłada się na kondycję branży transportowej. Jednak – z drugiej strony – opłacalność ekonomiczna rozwiązań CNG/LNG jest dla nas szansą, ponieważ firmy w tym okresie szczególnie szukają oszczędności. Tak samo jest z zakupem floty. Co prawda, koszt zakupu autobusu CNG jest nieco wyższy niż zasilanego olejem napędowym, ale równocześnie jest znacznie niższy niż koszt zakupu pojazdu elektrycznego. Przedsiębiorcy zwracają szczególną uwagę na tańsze paliwo gazowe w stosunku do oleju napędowego czy dużo niższe koszty ich eksplo-



nas na pozycji jednego z najbardziej doświadczonych podmiotów w tej części Europy. Jestem przekonany, że paliwo LNG będzie zyskiwać na popularności także ze względu na przyjęcie tzw. dyrektywy siarkowej. Dla Europy Środkowo-Wschodniej oznacza to bardziej restrykcyjne normy niż w innych częściach świata. Dyrektywa siarkowa nakłada na armatorów, których statki pływają po obszarze SECA (*Sulphur Emission Control Areas*), czyli m.in. po Bałtyku i Morzu Północnym, obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1%. Zgodnie z ustawą o elektro-

atacji niż pojazdów elektrycznych, w których z czasem trzeba wymieniać drogie baterie. To niezwykle istotne zwłaszcza teraz, gdy z powodu pandemii przychody przewoźników są niższe. Patrząc natomiast, jak bardzo dynamicznie rozwija się wykorzystanie paliwa LNG w segmencie transportu ciężkiego w całej Europie, widzimy tu kolejny potencjał dla PGNiG. Polskie firmy transportowe to znacząca siła w skali Europy, dlatego cieszy nas fakt, że coraz częściej decydują się na zakup ciężarówek napędzanych LNG.

Rozmawiał Rafał Pazura

Zakończyliśmy wartość ponad 21 mln zł gazyfikację miasta i powiatu Bielsk Podlaski

Adrian Tyszkiewicz, Łukasz Fituch, Michał Szpila

Gazyfikacja miasta i powiatu Bielsk Podlaski to przykład wzorcowego podejścia do realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych w Programie Inwestycji Strategicznych w Polskiej Spółce Gazownictwa, wspieranych środkami UE, dzięki której po ponad dwóch latach intensywnych prac budowlanych mieszkańcy tego terenu mogą korzystać z sieci gazowej.

Zrealizowana inwestycja składała się z czterech etapów i polegała na wybudowaniu dwóch stacji gazowych o przepustowości 10 000 m³/h oraz 5000 m³/h, niemal szesnastu kilometrów gazociągu podwyższonego średniego ciśnienia relacji Wyszki–Bielsk Podlaski i ponad dziewięciu kilometrów sieci gazowej w mieście Bielsk Podlaski. Polska Spółka Gazownictwa, mając na uwadze bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz zwiększenie stabilizacji dostaw energii, w trakcie realizacji inwestycji wdrożyła funkcjonalności inteligentnej infrastruktury *Smart Grid*, takie jak elastyczne wykorzystanie gazu czy kosztowo-efektywna i bezpieczna eksploatacja. Wzięła też pod uwagę aktualny kierunek przemian na rynku energetycznym, bardzo ważną cechę, tj. akceptację innych paliw gazowych, w tym biometanu.

Charakterystyka obszaru oddziaływania projektu wskazuje na duży potencjał do produkcji biometanu (na przykład w systemach składowisk odpadów z produkcji rolniczej czy wytwarzanie biometanu w procesie gazyfikacji biomasy), co umożliwiłoby dodawanie go do gazu transportowanego wybudowaną w ramach projektu infrastrukturą.

Realizacja inwestycji oraz wdrożenia *Smart Grid* wspomagają proces dekarbonizacyjny, a realizacja tej inwestycji może stanowić kolo zamachowe dla regionu m.in. w kontekście ewentualnego wykorzystania biogazu włączanego do sieci gazowej.

Finalizacja tego przedsięwzięcia obrazuje konsekwentne i realne działania inwestycyjne Polskiej Spółki Gazownictwa w rozwój terenów, które czekały na gazyfikację od



dziesięcioleci. PSG wdraża w życie bardzo rozbudowany plan gazyfikacji tzw. białych plam, czyli rejonów w całym kraju, do których gaz do tej pory nie docierał. Wyłącznie w powiecie bielskim w 2020 roku mieszkały ponad 54 tys. osób niemających dostępu do gazu ziemnego. Otwiera to nowe możliwości zarówno dla klientów indywidualnych, jak i podmiotów usługowych, przemysłowych oraz instytucji użyteczności publicznej, które w wachlarzu obecnie dostępnych źródeł ciepła lub energii otrzymały właśnie gaz ziemny.

Inwestycję zrealizowała Polska Spółka Gazownictwa przy dofinansowaniu ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020. Pod koniec 2020 roku zakończono procedury odbioru, co umożliwiło złożenie w styczniu 2021 roku wniosku o płatność końcową w związku z udzielonym dofinansowaniem. PSG przeznaczyła na tę inwestycję ponad 21 mln zł, z czego z dotacji UE pochodziło ponad 5,7 mln zł. Zastosowanie wysokiej jakości polietylenu do budowy rurociągu podwyższonego średniego ciśnienia oraz wsparcie ze środków UE były głównymi czynnikami, dzięki którym inwestycja znalazła uzasadnienie biznesowe do jej realizacji.

Obecnie zapewniona jest ciągłość dostaw gazu w powiecie bielskim, jednak możliwe jest teraz przeprowadzenie gazyfikacji większego obszaru województwa podla-

skiego. Biorąc pod uwagę obecne trendy i rozpoczynający się powszechnie proces dekarbonizacji oraz duży potencjał kogeneracyjny w kraju, wykorzystanie gazu ziemnego w obszarze oddziaływania projektu wydaje się naturalnym rozwiązaniem. Zastosowanie gazu do ogrzewania skutecznie ogranicza tzw. niską emisję, co przyczynia się do poprawy stanu jakości powietrza. Gaz ziemny – jako najbardziej przyjazne dla środowiska paliwo kopalne – może stanowić istotne wsparcie w dalszym obniżaniu emisji CO₂, SO_x, NO_x itd., co bezpośrednio przełoży się na poprawę stanu środowiska naturalnego.

Budowa ta jest przykładem terminowego i rzetelnego wykonania założeń programowych i projektowych, które Polska Spółka Gazownictwa realizowała sukcesywnie od 2016 roku, kiedy decyzją Zarządu PSG z wyodrębnionej grupy kluczowych inwestycji sieciowych dla spółki uruchomiono Program Inwestycji Strategicznych, obejmujący również inwestycje współfinansowane ze środków Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020, polegające na budowie lub modernizacji gaziociągów dystrybucyjnych.

Adrian Tyszkiewicz, PSG, Oddział Zakład Gazowniczy w Białymstoku

Łukasz Fituch, Departament Inwestycji PSG

Michał Szpila, Departament Rozwoju PSG

Polska Spółka Gazownictwa aktywnie włącza się w budowę polskiej gospodarki wodorowej

Radostaw Jankiewicz

Od 2020 roku Polska Spółka Gazownictwa z GK PGNiG działa w partnerstwie na rzecz budowy gospodarki wodorowej i bierze udział w tworzeniu sektorowego porozumienia wodorowego.

Celem uczestników tego partnerstwa jest podjęcie działań, które mają na celu wypracowanie, podpisanie i realizację porozumienia sektorowego o współpracy na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce, w tym technologii wodorowych i krajowego łańcucha wartości, czyli polskiego porozumienia wodorowego. PSG aktywnie uczestniczy w opracowaniu „Planu inwestycji wodorowych” – zestawienia priorytetowych projektów mających m.in. zapewnić rozwój sieci dystrybucji wodoru. Zgodnie z tym planem, niezbędne jest wybudowanie rurociągu tylko dla tego gazu oraz wsparcie rozwoju i upowszechnienia metod produkcji

wodoru z odnawialnych źródeł energii. Porozumienie, do którego dołączyła Polska Spółka Gazownictwa, nie będzie skutkowało wykluczeniem z obrotu wodoru produkowanego ze źródeł konwencjonalnych, np. wytworzonego z gazu ziemnego.

PSG już od wielu lat analizuje możliwości technologiczne i regulacyjne dotyczące poszerzenia funkcjonalności infrastruktury gazowej o zdolność do transportu gazu ziemnego z domieszką innych gazów, przede wszystkim wytworzonych z OZE, tj. biometanu, wodoru i syntetycznego gazu ziemnego. Naszym zdaniem, modernizacja i rozbudowa sieci gazowych w kierunku

dystrybucji paliw gazowych z OZE pozwoli także pozyskać nowych odbiorców z sektorów energetycznego, transportowego, a także z sektorów przemysłowych, które wykorzystują paliwo gazowe w celu ograniczenia śladu węglowego swoich wyrobów. To działanie wpłynie również na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Wszystkie te zagadnienia uwzględnione są w planach strategicznych spółki.



Obecnie, w ramach przygotowania spółki do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej wodoru, analizujemy przede wszystkim możliwości jego transportu siecią dystrybucyjną w postaci domieszki do gazu ziemnego, ale badamy także konieczny do tego stopień modernizacji sieci. Jeśli chodzi o dystrybucję wodoru, jest wiele wyzwań technicznych, wiążą się one m.in. z koniecznością zbadania jego wpływu na prawidłowe i bezpieczne funkcjonowanie komponentów sieci gazowej.

W drugiej połowie ubiegłego roku GK PGNiG zaprezentowała swoje plany na przyłączenie biometanowi do sieci dystrybucyjnej. Dystrybucja tzw. gazów odnawialnych, przede wszystkim biometanu i wodoru, jest ambitnym wyzwaniem dla PSG, zwłaszcza w aspekcie zwiększenia wykorzystywania paliw gazowych w ciepłownictwie do zastąpienia węgla. Zaangażowanie się w ten sposób w transformację energetyczną otwiera nowe szanse dla spółki w perspektywie po 2040 roku, kiedy rozpocznie się proces odchodzenia od gazu ziemnego jako paliwa przejściowego i kiedy wodór stanie się jednym z głównych nośników energii na świecie. Dlatego, zakładając przyszły istotny udział biometanu w rynku energii, PSG do 2025 roku planuje uzyskać zdolność do dystrybucji minimum 1 mld m³ tego gazu rocznie. Od 2030 roku może to być nawet 4 mld m³ biometanu. Chcemy stworzyć efektywne ekonomicznie i optymalne technicznie warunki umożliwiające przyłączenie do sieci gazowej biometanowi i innych źródeł gazów odnawialnych. Obecnie PSG jest przygotowana proceduralnie do przyłączenia biometanowi do sieci i współpracy z nimi: zidentyfikowaliśmy bariery natury technicznej i prawnej dla włączania tego paliwa do sieci dystrybucyjnej, określiliśmy procedury usprawniające przyłączenie biometana-

nowni, opracowaliśmy też wymagania dla biometanu, który będzie dystrybuowany naszą siecią.

Gazowe sieci dystrybucyjne w Polsce nie były dotychczas zasilane paliwem ze źródeł odnawialnych. Na razie nie ma też jeszcze mechanizmów wsparcia inwestycji w zakresie wytwarzania biometanu, przyłączenia tego typu źródeł do sieci gazowej oraz mechanizmów rozliczeń wydatków związanych z dystrybucją paliw odnawialnych.

Wytwórnice biometanu zlokalizowane są zwykle w oddali od potencjalnych odbiorców paliwa gazowego, a istniejące lokalne sieci dystrybucyjne obecnie mają niewystarczający poziom chłonności dla przyjmowania tego gazu, dlatego przyłączenie instalacji biometanowni zwykle może być możliwe po wybudowaniu odcinka gazociągu o znacznej długości – z reguły ponad 10 km – i zamontowania układu sprężarek w celu zatłoczenia gazu do sieci wysokiego ciśnienia. To wymaga dużych nakładów, odzwierciedlonych w wysokości opłaty przyłączeniowej.



Monitorujemy nowe technologie ważne dla sektora energetycznego i obserwujemy wprowadzane przez rząd zachęty wspierające zazielenianie gazu. Będziemy gotowi współuczestniczyć w biometanowej ewolucji. PSG liczy, że ta transformacja nie będzie gwałtowną i rewolucyjną, lecz będzie dobrze przemyślaną dynamiczną przemianą.

Radosław Jankiewicz, rzecznik prasowy PSG

Polityka CSR Polskiej Spółki Gazownictwa 2020–2021

– nasz wkład w zrównoważony rozwój



Tomasz Mikołajczak

Sześć głównych obszarów odpowiedzialności, 33 cele i 54 konkretne zadania do zrealizowania w dwa lata – to efekt wielomiesięcznych prac nad aktualizacją Polityki CSR Polskiej Spółki Gazownictwa.

CSR to odpowiedzialność organizacji za skutki i wpływ jej decyzji i działań na społeczeństwo i środowisko poprzez transparentne i etyczne zachowanie, które przyczynia się do zrównoważonego rozwoju, włączając w to zdrowie i dobrobyt społeczeństwa; uwzględnia oczekiwania interesariuszy; jest zgodne z obowiązującym prawem i spójne z międzynarodowymi normami postępowania oraz jest wprowadzone w całej organizacji i praktykowane w jej działaniach w obrębie jej strefy wpływów i relacji z interesariuszami.

Prace nad opracowaniem Polityki CSR rozpoczęły się w połowie 2020 roku od warsztatów dla kadry menedżerskiej spółki. Celem spotkań była identyfikacja i omówienie planowanych na najbliższe lata działań w kluczowych obszarach firmy.

Uwzględniając opinie i oczekiwania interesariuszy wobec PSG, przeprowadzono także ankietę między innymi wśród pracowników, kontrahentów, organizacji pozarządowych, podwykonawców i dziennikarzy.

Wyniki badań ankietowych, warsztaty z kadrami menedżerską oraz wielomiesięczne konsultacje dokumentu z poszczególnymi departamentami PSG posłużyły do wypracowania wizji firmy w kontekście ochrony środowiska i optymalizacji zużycia energii oraz planu działania w obszarze społecznej odpowiedzialności biznesu w latach 2021–2022.

Nasza wizja w zakresie relacji z naturą brzmi: **stale doskonalimy funkcjonowanie, by skuteczniej chronić środowisko i efektywniej gospodarować surowcami. Edukujemy otoczenie, aby podejmowało proekologiczne decyzje.**

Polityka CSR została opracowana na podstawie międzynarodowej normy PN-ISO 26000. Wiele przyjętych w niej zobowiązań stanowić będzie wkład Polskiej Spółki Gazownictwa w realizację globalnych celów zrównoważonego rozwoju, wyznaczonych przez Organizację Narodów Zjednoczonych.

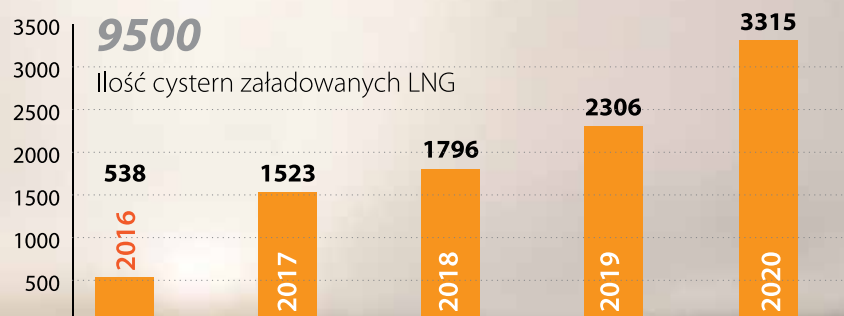
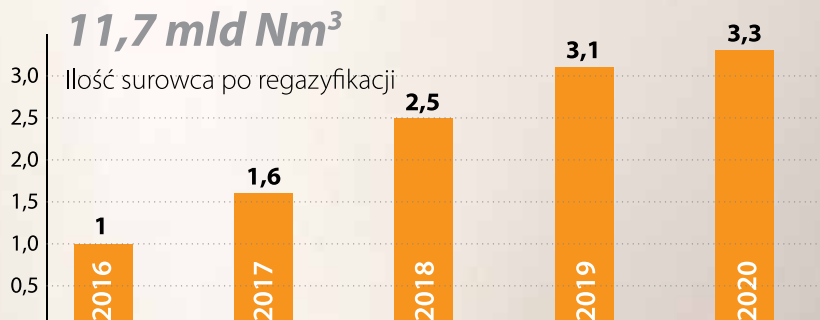
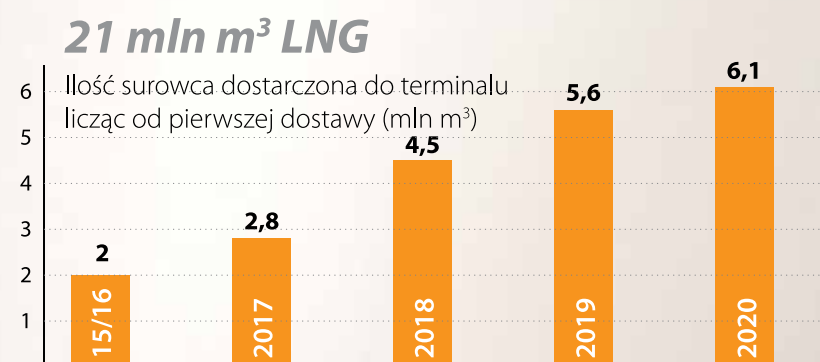
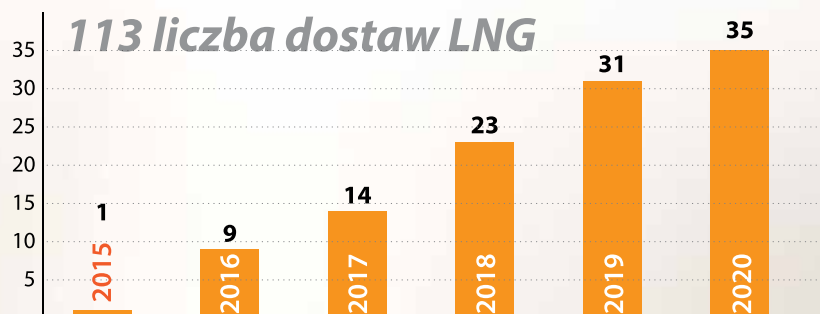
Polityka CSR PSG to 33 cele i 54 konkretne zadania do zrealizowania w sześciu kluczowych obszarach odpowiedzialności, takich jak:

- zapewnienie bezpieczeństwa w miejscu pracy i rozwój pracowników,
- troska o środowisko naturalne,
- ochrona przed nadużyciami,
- odpowiedzialny łańcuch dostaw,
- bezpieczeństwo i ciągłość dostaw gazu do klientów,
- zaangażowanie społeczne.

Polityka CSR oraz inne publikacje dotyczące społecznej odpowiedzialności biznesu Polskiej Spółki Gazownictwa dostępne są na stronie internetowej firmy www.psgaz.pl/odpowiedzialny-biznes-csr.

Tomasz Mikołajczak, Polska Spółka Gazownictwa

Terminal w 2020 r.



Rok 2020 w gazoporcie: czas intensywnej eksploatacji

Tomasz Pietrasieński

Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu w ubiegłym roku właściwie we wszystkich obszarach działalności obiektu odnotował wzrost.

Dotyczy to zarówno liczby statków z gazem skroplonym, ilości surowca dostarczonego do terminalu, jak i poddanego już regazyfikacji.

Największą dynamikę wzrostu osiągnięto w liczbie załadowanych autocystern. W 2020 roku pracownicy terminalu obsłużyli o ponad tysiąc takich pojazdów więcej niż rok wcześniej.

Zamieszczone na stronie obok dane pokazują coraz ważniejszą rolę terminalu – nie tylko na mapie bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju, ale i w procesie gazyfikacji Polski. Tak duży popyt na transport LNG cysternami związany jest z rosnącym zapotrzebowaniem na ten surowiec również w miejscach, w których nie istnieją wystarczająco rozbudowane sieci gazowe.

Rzeczywistość terminalu to nie tylko bieżąca eksploatacja i związane z nią rekordy. To również intensywne prace dotyczące rozbudowy obiektu. Obejmuje ona dwa etapy:

■ pierwszy (tzw. projekt SCV) polega na dobudowaniu dwóch nowych regazyfikatorów (do pięciu ist-

niejących) i pomp kriogenicznych, co pozwoli na zwiększenie funkcjonalności i zdolności technicznych terminalu. Kluczowe urządzenia zostały zamówione w ramach dostaw inwestorskich w październiku i listopadzie 2019 roku. Termin zakończenia prac związanych z tym etapem rozbudowy przypada na koniec 2021 roku,

■ drugi etap to budowa trzeciego zbiornika (nieco większego od dwóch istniejących – o pojemności 180 tys. m³) oraz drugiego nabrzeża ze stanowiskiem statkowym do rozładunku, załadunku i bunkrowania LNG. Związane z nim prace budowlane powinny zakończyć się w grudniu 2023 roku.

Autor jest ekspertem w GAZ-SYSTEM.

Grzegorz Błędowski, dyrektor pionu eksploatacji terminalu LNG



Podstawą wyników osiągniętych przez terminal są wysokie kompetencje i zaangażowanie pracowników poparte coraz większym doświadczeniem. Analizujemy wszystkie zdarzenia odbiegające od normy w celu wprowadzenia działań zapobiegawczych, a urządzenia poddawane są

kompleksowej ocenie stanu technicznego, co przekłada się na stabilną pracę, niezawodność, wysoką dostępność instalacji terminalu i bezpieczeństwo pracy. Przemysłowe procesy prowadzą do jednego z najlepszych wyników w Europie (w ramach grupy terminali poddanych wspólnej ocenie) w zakresie czasu nalewu autocystern. Nie odnotowaliśmy także żadnych opóźnień w rozładunku statków. Jesteśmy pierwszym takim obiektem w Polsce i praktycznie sami tworzymy nowe rozwiązania na podstawie potrzeb rynku (np. załadunek iso-kontenerów, nalew boczny) czy wymagań dozorowych – podejście do badań urządzeń i rurociągów LNG. Od września 2021 roku w odpowiedzi na coraz większe potrzeby rosnącego rynku LNG uruchamiamy regularny nalew nocny autocystern.

Obecnie największym wyzwaniem jest rozbudowa. Projekt SCV (zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych do 8,3 mld m³ gazu rocznie – a w tym budowa dwóch nowych regazyfikatorów – dodatkowe pompy wysokiego i niskiego ciśnienia, prace w systemach sterowania i elektroenergetycznym) realizowany jest na czynnych instalacjach. To wymaga elastycznego podejścia zarówno ze strony wykonawcy, jak i naszej.

KPMG Kosakowo – inwestycja przyjazna dla środowiska



Piotr Wojtasik

Budowa KPMG Kosakowo jest przykładem inwestycji realizowanej wzorcowo w odniesieniu do dbałości o środowisko naturalne. Jako inwestycja strategiczna dla Polski jest w szczególności sposobem realizowana i nadzorowana oraz objęta szerokim i ciągłym zakresem badań i monitoringu środowiskowego. W związku z tą budową do wód Zatoki Puckiej wprowadzana jest solanka będąca wynikiem ługowania kawern. Wyniki wieloletnich badań środowiskowych dowodzą jednoznacznie, że solanka nie ma negatywnego wpływu na środowisko naturalne wód Zatoki Puckiej.

Jednak mimo faktów naukowych, opartych na wynikach badań oraz wieloletnim monitoringu środowiskowym, od wielu lat co jakiś czas powracają informacje o tym, jakoby zrzut solanki do wód Zatoki Puckiej był przyczyną katastrofy ekologicznej. Rozpowszechnianie nieprawdziwych informacji, również w mediach, o rzekomej toksyczności solanki jest próbą zablokowania ważnej dla Polski inwestycji. Dlatego warto przypomnieć podstawowe fakty dotyczące budowy KPMG.

Co to jest KPMG Kosakowo?

KPMG Kosakowo to magazyn gazu wysokometanowego zlokalizowany w Kosakowie, w okolicy Trójmiasta. Budowa KPMG Kosakowo jest inwestycją związaną z bezpieczeństwem energetycznym państwa. Na szczególny status przedsięwzięcia wskazuje uwzględnienie go w ustawie z 24 kwietnia 2009 roku „o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu”, jako inwestycji towarzyszącej.

Dlaczego realizowany jest monitoring środowiskowy solanki wprowadzanej do wód Zatoki Puckiej?

Gas Storage Poland działa zgodnie z obowiązującym prawem. Budowa KPMG Kosakowo jest wzorowym przykładem inwestycji prowadzonej z poszanowaniem środowiska naturalnego i podlega stałemu monitoringowi w tym obszarze. Zakres realizowanych badań solanki wprowadzanej do wód Zatoki Puckiej i ich częstotliwość są zgodne z wymaganiami określonymi w decyzjach

administracyjnych: decyzji środowiskowej, w pozwoleniu wodnoprawnym oraz w „Programie monitoringu kontrolnego – podstawowego i awaryjnego KPMG Kosakowo”, zaakceptowanym przez Urząd Morski w Gdyni.

Kto realizuje monitoring środowiskowy związany z działalnością KPMG Kosakowo?

Monitoring środowiskowy realizują akredytowane, renomowane instytuty naukowo-badawcze:

- Instytut Morski w Gdańsku/Instytut Morski Uniwersytetu Morskiego w Gdyni,
- Instytut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku,
- Instytut Oceanologii PAN w Sopocie,
- IMGW-PIB w Gdyni,
- Hamilton Polska w Gdyni,
- Ośrodek Badań i Kontroli Środowiska sp. z o.o. w Katowicach.

Czy solanka z KPMG Kosakowo badana jest pod kątem jeszcze innych parametrów, wykraczających poza decyzje środowiskowe?

Od czerwca 2018 roku prowadzone są dodatkowe (niewymagane decyzjami), systematyczne badania na zawartość metali ciężkich. Wyniki przeprowadzonych badań wskazują, że stężenie metali w badanych próbkach solanki jest śladowe i nie przekracza wartości granicznych według normy z rozporządzenia ministra środowiska z 16.12.2014 roku w sprawie warunków, jakie

należy spełnić przy wprowadzaniu ścieków do wód lub do ziemi oraz w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego. Badania wykonuje akredytowane Laboratorium Zakładu Ochrony Środowiska Instytutu Morskiego w Gdańsku.

Jak badana jest wartość zasolenia wód Zatoki Puckiej w związku z wprowadzaniem do niej solanki z KPMG Kosakowo?

Badanie zasolenia wód Zatoki Puckiej odbywa się online dzięki czterem czujnikom zainstalowanym na różnych głębokościach. W sposób ciągły rejestrują one wartość zasolenia wód. Wyniki pomiarów publikowane są między innymi w raportach i sprawozdaniach przekazywanych do Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska. Wyniki pomiarów zasolenia świadczą o minimalnym i ograniczonym przestrzennie wpływie solanki na wody Zatoki Puckiej. Wartości zasolenia w stosunku do naturalnego tła nie przekraczają 0,5 PSU. Ponadto, dwa razy w roku (w kwietniu i październiku) Instytut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku bada efektywność rozcieńczania w szesnastu dodatkowych stacjach pomiarowych, w tzw. polu dalekim. Badania prowadzone są zgodnie z warunkami określonymi w „Programie monitoringu kontrolnego – podstawowego i awaryjnego dla KPMG Kosakowo”.

Jakie badania prowadzi Morski Instytut Rybacki w Gdyni?

Morski Instytut Rybacki w Gdyni jest najstarszą w Polsce instytucją naukową zajmującą się badaniem morskiego środowiska naturalnego. Od 2019 roku prowadzi badania stanu środowiska Zatoki Puckiej pod nazwą: „Program badań środowiska morskiego Zatoki Puckiej ze szczególnym uwzględnieniem czynników istotnych dla rybołówstwa w latach 2019–2021”. W grudniu 2020 roku instytut ten ogłosił wyniki dotychczasowych badań (za lata 2019 i 2020). Wśród badanych czynników była również solanka wprowadzana do wód Zatoki Puckiej w związku z realizowaną inwestycją KPMG Kosakowo. Ogłoszone przez Morski Instytut Rybacki w Gdyni wyniki badań dotyczące solanki są jednoznaczne i wykazały brak toksyczności solanki na organizmy żywe.

Rodzaje badań realizowane w związku ze zrzutem solanki

Rodzaj badań	Parametr	Częstotliwość realizacji pomiarów	Wykonawca pomiarów
Hydrologiczne	zasolenie i temperatura wód zatoki na czterech poziomach (pomiar na stawie)	w sposób ciągły	KPMG Kosakowo
	zasolenie (pomiar z jednostki pływającej na stawie oraz w szesnastu dodatkowych punktach)	dwa razy w roku (kwiecień, październik)	Instytut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku
	zawartość tlenu w profilu pionowym wód Zatoki Puckiej	cztery razy w roku (kwiecień, czerwiec/lipiec, sierpień/wrzesień, październik)	Instytut Oceanologii PAN w Sopocie
	przezroczystość	cztery razy w roku (marzec, czerwiec, wrzesień i listopad/grudzień)	IMGW-PIB w Gdyni
Biologiczne	makrofity	czerwiec i wrzesień, w cyklach 3-letnich, tj. 2015, 2018 i 2021	Instytut Morski w Gdańsku/IMUM w Gdyni
	makrozoobentos	czerwiec, w cyklach 3-letnich, tj. 2015, 2018 i 2021	
	ichtiofauna	kwiecień/maj i wrzesień/październik, w cyklach 3-letnich, tj. 2015, 2018 i 2021	
Chemiczne	solanka	wykonywane raz w tygodniu w zakresie: pH, chlorku sodu [NaCl], wapnia [Ca ²⁺], magnezu [Mg ²⁺], siarczanów [SO ₄ ²⁻], potasu [K ⁺] i zasolenia	Hamilton Poland w Gdyni Ośrodek Badań i Kontroli Środowiska sp. z o.o. w Katowicach
		metale ciężkie raz na kwartał	Instytut Morski w Gdańsku/IMUM w Gdyni

Co oznacza decyzja Samorządowego Kolegium Odwoławczego w Gdańsku?

Samorządowe Kolegium Odwoławcze w Gdańsku decyzją z 29 grudnia 2020 roku wskazało, że wprowadzana od 2014 roku do wód Zatoki Puckiej solanka, powstająca w wyniku ługowania komór w złożu soli kamiennej „Mechelinki” oczyszczonymi ściekami komunalnymi pochodzącymi z oczyszczalni ścieków „Dębogórze” spełniała warunki określone w tym czasie w art. 296 pkt 3 prawa ochrony środowiska. Tym samym korzystała z ustawowego zwolnienia z tytułu opłat za korzystanie ze środowiska, ponieważ nie stanowi szkodliwej dla niego substancji.

Jak spółka Gas Storage Poland informuje opinię publiczną o wynikach badań środowiskowych związanych z inwestycją KPMG Kosakowo?

Informacje na temat monitoringu środowiskowego prowadzonego w związku ze zrzutem solanki do wód Zatoki Puckiej oraz wyników badań środowiskowych publikowane są na stronie internetowej spółki Gas Storage Poland.

W latach 2017–2020 spółka w mediach wielokrotnie informowała opinię publiczną w związku z pojawiającymi się zapytaniami o wpływ solanki na środowisko naturalne. Przekazywane przez Gas Storage Poland informacje prasowe w sposób jednoznaczny wskazywały na brak negatywnego wpływu solanki na środowisko naturalne Zatoki Puckiej na podstawie wyników monitoringu oraz badań środowiskowych.

W 2018 roku Gas Storage Poland zorganizowała w Gdańsku konferencję prasową, na której zaprezentowane zostały wyniki wieloletnich badań środowiskowych. Wyniki te omówili przedstawiciele instytutów naukowych realizujących badania monitoringowe: Instytut Morski w Gdańsku, Instytut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku i Instytut Oceanologii PAN w Sopocie.

Piotr Wojtasik, dyrektor Biura Komunikacji i Spraw Personalnych Gas Storage Poland



Trwa budowa Elektrociepłowni Przemysł.

Trwa budowa elektrociepłowni gazowej w Przemysłu

Nowa elektrociepłownia będzie produkować ciepło na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego i jednocześnie wytwarzać energię elektryczną. Inwestycja powstaje na terenie Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej. Komplet urządzeń wytwórczych został już zamontowany. Inwestycję prowadzi PGNiG TERMIKA.

Od momentu wbicia symbolicznej pierwszej łopaty na terenie inwestycji 31 lipca ubiegłego roku minęło tylko osiem miesięcy, a można już powiedzieć, że prace *stricte* budowlane zostały w większości wykonane. Tym samym coraz większe znaczenie będzie mieć teraz etap inwestycji związany z pracami montażowymi i przygotowaniem infrastruktury.

Ważnym momentem było dostarczenie na budowę urządzeń wytwórczych. Najpierw, 1 grudnia 2020 roku, na teren inwestycji dostarczono agregaty kogeneracyjne. Agregaty te, zbudowane z tłokowych silników gazowych i generatorów synchronicznych, to najważniejsze urządzenia wytwórcze budowanej elektrociepłowni. EC Przemysł będzie wyposażona w dwa takie urządzenia o mocy elektrycznej 2599,99 kW_{el} i ciepłej 2696,0 kW_t każdy. Układ zasilany jest gazem ziemnym i służy do skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej (kogeneracja). Agregaty wykorzystują ciepło odpadowe powstające podczas pracy silnika w celu uzyskania jak najwyższej ogólnej sprawności instalacji. Waga takiego silnika to 12,5 tony, a z zalanymi płynami 13,5 tony.

Dodatkowo, z agregatami kogeneracyjnymi będą współpracowały kotły gazowe. Ich dostawa odbyła się również w grudniu. Jeden z nich ma moc 6 MW_t; wraz z nim dostarczono ekonomizer o mocy 0,45 MW_t. Drugi, o mocy 0,35 MW_t, ma posłużyć do celów odgazowywania wody. Wraz z dostarczonymi agregatami kogeneracyjnymi stanowi to komplet urządzeń wytwórczych przewidzianych dla EC Przemysł. Wszystkie te urządzenia (kotły i silniki) zostały już zamontowane w przewidzianym dla nich budynku.

Poza pracami związanymi z samą elektrociepłownią został również wykonany gazociąg łączący stację pomiarową z EC Przemysł. Obecnie trwają prace związane ze stacją redukcyjną na terenie elektrociepłowni.

Dla obydwu projektów (wykonanie gazociągu i budowa elektrociepłowni) wszystkie prace będą realizowane na terenie planowanej inwestycji. Większość z nich będzie związana z wyposażeniem budynku w infrastrukturę niezbędną do poprawnej pracy jednostek wytwórczych, obejmującą m.in.: instalację gazową, automatykę, układ wody grzewczej czy



Dostawa agregatów kogeneracyjnych.



Obecnie jedynym źródłem ciepła dla Przemysła jest węglowa ciepłownia Zasanie.



Elektrociepłownia Przemysł – wizualizacja.

wyprowadzenie mocy elektrycznej.

Budowa przez PGNiG TERMIKA elektrociepłowni to w przyszłości bezpieczeństwo energetyczne miasta oraz poprawa jakości powietrza, zapewniająca większy komfort życia mieszkańców Przemysła.

Obecnie jedynym źródłem ciepła dla Przemysła jest ciepłownia Zasanie, która wytwarza energię cieplną, spalając miał węglowy. Gazowy układ kogeneracyjny pozwoli w pewnym stopniu na odejście od węgla i zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, tym bardziej że w okresach letnich, gdy zapotrzebowanie na ciepło jest mniejsze, będzie całkowicie zastępować ciepłownię Zasanie, wytwarzając energię wyłącznie w jednostce gazowej. Zmniejszenie zużycia węgla w ciepłowni Zasanie i produkcja ciepła i energii elektrycznej w nowo budowanej EC Przemysł pozwoli na lepsze wykorzystanie energii pierwotnej. Skutkowac będzie ograniczeniem emisji do powietrza w skali globalnej pyłów o około 7,2 Mg/rok oraz dwutlenku siarki o około 202,0 Mg/rok. Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej wyniesie 86 393 GJ/rok, a emisji dwutlenku węgla o 31 927 Mg w skali roku. Dzięki temu przemysłowy system energetyczny będzie mógł sprostać coraz bardziej restrykcyjnym wymogom środowiskowym.

Elektrociepłownia będzie mieć zainstalowaną moc około 5,19 MW_e i 12,19 MW_t. Sprzedaż ciepła w 100% będzie realizowana do MPEC Przemysł, sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej OSD oraz będzie wykorzystana na potrzeby własne zarówno elektrociepłowni, jak i ciepłowni Zasanie.

PGNiG TERMIKA Departament Komunikacji i Promocji

Obowiązek sporządzania i przekazywania informacji o realizowanej strategii podatkowej jako nowy wymóg typu *compliance*

Jacek Budziszewski

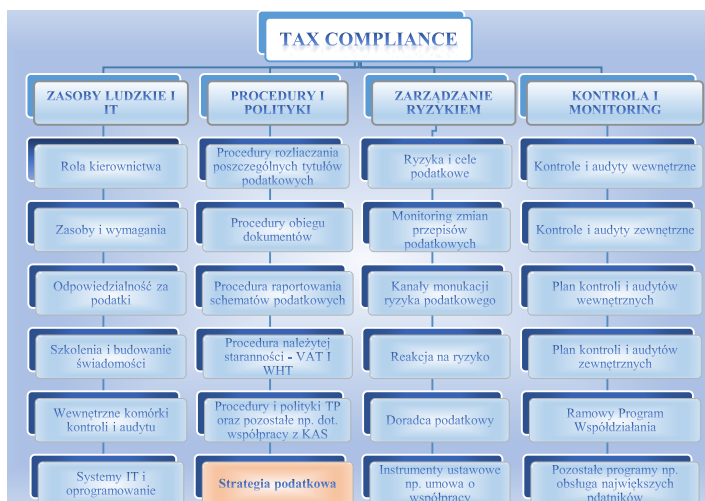
W ostatnich latach na świecie i w Polsce *Tax Compliance* stał się przedmiotem zainteresowania ze strony szeroko rozumianego biznesu, administracji publicznej oraz władzy ustawodawczej. Jest on pewnego rodzaju konsekwencją wprowadzanych zmian legislacyjnych, które wymuszają podjęcie określonych działań w zakresie dostosowania prowadzonej działalności gospodarczej do wymogów stawianych przez ustawodawcę. Jedną z takich zmian legislacyjnych jest wprowadzony od 1 stycznia 2021 roku obowiązek sporządzania i podawania do publicznej wiadomości informacji o zrealizowanej strategii podatkowej.

Istota i pojęcie *Tax Compliance*

W Polsce instytucja *Compliance*, zwłaszcza w obszarze podatków, rozwija się dość powoli i dopiero od niedawna można zauważyć przyspieszenie tempa jej rozwoju. W ostatnich latach w polskim prawie podatkowym oprócz podstawowych i kluczowych wymogów wynikających z przepisów prawa, takich jak terminowe rozliczanie zobowiązań podatkowych czy prawidłowe ewidencjonowanie i deklarowanie zdarzeń gospodarczych, ustawodawca wprowadził wiele wymogów typu *compliance*. Do obowiązków o tym charakterze zalicza się m.in. obowiązek dochowania należytej staranności przez podatnika w rozliczeniach podatkowych (podatek z źródła i podatek od towarów i usług) czy obowiązek sporządzania i podawania do publicznej wiadomości informacji o realizowanej strategii podatkowej.

W praktyce oraz wśród przedstawicieli doktryny można spotkać wiele definicji instytucji *compliance* zarówno o wąskim, jak i szerokim znaczeniu. Zdaniem autora, najszerszą definicję w tym zakresie zaprezentował K. Moosmayera, który wskazał, że „*compliance* to zgodność z powszechnie obowiązującymi normami. Zgodność ta jest rozumiana zarówno jako zgodność z powszechnie obowiązującymi przepisami prawnymi, w tym również tymi, które nie mają charakteru karnego, jak i ze standardami pozaprawnymi, do przestrzegania których dany podmiot sam się zobowiązał”¹. W ocenie autora, *Tax Compliance* to zgodność postępowania

Elementy *Tax Compliance*



Opracowanie własne na podstawie przepisów prawa podatkowego.

z powszechnie obowiązującymi przepisami prawa podatkowego oraz standardami, a także regulacjami wewnętrznymi danego podmiotu, które dotyczą rozliczeń podatkowych.

Informacja o strategii podatkowej jako jeden z elementów *Tax Compliance*

Jednym z elementów składających się na szeroko rozumiany *Tax Compliance* jest obowiązek sporządzania i podawania do publicznej wiadomości informacji o realizowanej strategii podatkowej. Instrument ten został wprowadzony 1 stycznia 2021 roku na mocy ustawy z 28 listopada 2020 roku o zmianie ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych, ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych, ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne oraz niektórych innych ustaw².

Jakie są cele wprowadzenia nowego obowiązku i kogo on dotyczy?

Podstawowe cele tego obowiązku sprawozdawczego to:

- zwiększenie transparentności rozliczeń podatkowych największych podatników podatku dochodowego,
- możliwość nawiązania bliższej współpracy między podatnikami a organami podatkowymi,
- możliwość bieżącego wyjaśniania rozbieżności w rozliczeniach podatkowych podatników,
- ograniczenie mechanizmów agresywnej optymalizacji podatkowej. Określono zamknięty katalog podmiotów, których będzie dotyczył ten obowiązek. Są to:

- podatkowe grupy kapitałowe – niezależnie od wysokości osiągniętych przychodów,
- podatnicy inni niż podatkowe grupy kapitałowe, u których wartość przychodu uzyskana w roku podatkowym, który zakończył się w roku kalendarzowym poprzedzającym rok podania indywidualnych danych podatników do publicznej wiadomości na podstawie art. 27b ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych przekroczyła równowartość 50 000 euro.

Obowiązek ten nie będzie dotyczył podmiotów, które zawrą z szefem KAS umowę o współdziałanie. Przyjęcie takiego rozwiązania wynika z faktu, że w przypadku zawarcia umowy o współdziałanie, między podatnikiem a organem podatkowym stosowane są ściśle

określone zasady współpracy oraz zasady pełnienia ramowego nadzoru podatkowego u danego podatnika.

Pojęcie strategii podatkowej oraz ustawowe elementy informacji o realizowanej strategii podatkowej

W nowych przepisach ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych nie ma definicji strategii podatkowej, ponieważ ustawodawca nie zdecydował się na wprowadzenie definicji legalnej tego pojęcia. Znaczenie tego pojęcia można jednak odszukać w uzasadnieniu do ustawy wprowadzającej nowy obowiązek oraz w informacjach na stronie internetowej Ministerstwa Finansów.

Należy przyjąć, że strategia podatkowa to katalog określonych formuł decyzyjnych, obejmujących cele i środki umożliwiające prawidłową i terminową realizację obowiązków podatkowych. Strategia podatkowa powinna odnosić się do:

- ryzyka podatkowych – organizacja powinna mieć orientację co do zagrożeń podatkowych wiążących się z prowadzeniem działalności gospodarczej w danej branży; strategia ryzyka podatkowego powinna określać podejście organizacji do ograniczenia ryzyka podatkowego poprzez minimalizację zagrożeń oraz wykorzystanie szans, jakie daje prawo podatkowe,
- apetytu na ryzyko – organizacja powinna określić pożądany poziom ryzyka podatkowego, który jest gotowa zaakceptować w prowadzonej działalności gospodarczej; strategia podatkowa powinna opisywać gotowość podmiotu do podjęcia ryzyka, w tym gotowość do uwzględnienia pozycji podatkowych, które mogą zostać niezaakceptowane albo zakwestionowane przez administrację podatkową,
- poziomu zaangażowania organu zarządzającego w proces podejmowania decyzji z zakresu planowania podatkowego,
- raportowania danych i informacji do właściwych organów podatkowych, w tym zasad komunikacji z organami podatkowymi,
- rodzajów, sposobu i terminowości składania deklaracji i informacji podatkowych,
- strategii płatności zobowiązań podatkowych.

Ustawodawca zdecydował się na zamieszczenie w ustawie o podatku dochodowym od osób prawnych szczegółowego zakresu danych, które ma zawierać informacja (katalog otwarty). Informacja o realizowanej strategii podatkowej musi zawierać:

- informacje o stosowanych przez podatnika procesach oraz procedurach dotyczących zarządzania wykonywaniem obowiązków wynikających z przepisów prawa podatkowego i zapewniających ich prawidłowe wykonanie oraz dobrowolnych formach współpracy z organami KAS,
- informacje odnośnie do realizacji przez podatnika obowiązków podatkowych na terytorium RP, wraz z informacją o liczbie przekazanych szefowi KAS informacji o schematach podatkowych z podziałem na podatki, których dotyczą,
- informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi, których wartość przekracza 5% sumy bilansowej aktywów w rozumieniu przepisów o rachunkowości, ustalonych na podstawie ostatniego zatwierdzonego sprawozdania finansowego spółki, w tym podmiotami niebędącymi rezydentami podatkowymi RP,
- informacje o złożonych przez podatnika wnioskach o wydanie ogólnej interpretacji podatkowej, indywidualnej interpretacji przepisów prawa podatkowego, wiążącej informacji stawkowej czy wiążącej informacji akcyzowej,
- informacje dotyczące dokonywania rozliczeń podatkowych podatnika na terytoriach lub w krajach stosujących szkodliwą konkurencję podatkową.

– z wyłączeniem informacji objętych tajemnicą handlową, przemysłową, zawodową lub procesu produkcyjnego.

Miejsce i termin publikacji informacji o strategii podatkowej

Sporządzona przez podatników informacja o realizowanej strategii podatkowej za dany rok podatkowy podlega obowiązkowemu zamieszczeniu na stronie internetowej danego podatnika. W przypadku, gdy podatnik nie ma własnej strony internetowej, informację o realizowanej strategii podatkowej jest obowiązany udostępnić na stronie internetowej podmiotu powiązanego.

W tym miejscu należy wskazać na praktyczny problem, którego ustawodawca nie zauważył przy wprowadzaniu omawianych regulacji, a mianowicie – zdaniem autora – mogą wystąpić sytuacje, w których zarówno podatnik, jak i podmiot powiązany nie będą mieli własnych stron internetowych. Posiadanie strony internetowej, poza wyjątkiem określonym w kodeksie spółek handlowych (obowiązek posiadania strony internetowej dotyczy spółek akcyjnych i komandytowo-akcyjnych funkcjonujących w obrocie) nie jest obecnie w polskim prawie ustawowym obowiązkiem, co może prowadzić do niemożności opublikowania informacji o realizowanej strategii podatkowej w sposób przyjęty przez ustawodawcę. Tym samym podatnicy i podmioty z nimi powiązane nieposiadające strony internetowej nie będą w stanie spełnić ustawowego obowiązku. Problem ten może dotyczyć np. podmiotów działających w formie spółek z ograniczoną odpowiedzialnością, w przypadku których ustawodawca nie wprowadził obowiązku posiadania strony internetowej.

Wydawać się może, że jest to nieświadomy błąd ustawodawcy, który wymaga podjęcia działań naprawczych poprzez przyjęcie stosownej nowelizacji ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych. W przeciwnym wypadku – zdaniem autora – może powstać luka prawna, która będzie mogła być wykorzystana przez określone podmioty do niewywiązywania się z obowiązku nałożonego w drodze ustawy.

Odnośnie do terminu realizacji nowego obowiązku sprawozdawczego przyjęto zasadę, że musi być on wykonany w terminie do końca dwunastego miesiąca następującego po zakończeniu roku podatkowego za poprzedni rok.

Kary za brak publikacji informacji o zrealizowanej strategii podatkowej

W przypadku niewykonania przez podatnika obowiązku polegającego na przekazaniu naczelnikowi właściwego urzędu skarbowego informacji o adresie strony internetowej, na której została zamieszczona informacja, przewidziana została w ustawie o podatku dochodowym od osób prawnych kara pieniężna o charakterze administracyjnym. Kara może być nałożona do wysokości 250 000 zł.

Jacek Budziszewski jest doradcą podatkowym, agentem celnym, zarządcą nieruchomości, pośrednikiem w obrocie nieruchomościami, audytorem energetycznym, a także audytorem wewnętrznym i audytorem śledczym II stopnia wpisanym na listę Polskiego Instytutu Kontroli Wewnętrznej. Autor pełni funkcję mediatora sądowego w sprawach cywilnych, gospodarczych, administracyjnych i pracowniczych w Sądzie Okręgowym w Warszawie i Sądzie Okręgowym Warszawa Praga. Autor jest członkiem Komisji Prawnej Polskiej Federacji Stowarzyszeń Zawodów Nieruchomościowych. Jest doktorantem w zakresie nauk prawnych. Posiada tytuł Executive MBA.

¹ K. Moosmayer, *Compliance. Praxisleitfaden für Unternehmen*, Monachium, 2012.

² Dz.U. z 2020 roku, poz. 2123. Nowo dodany art. 27c ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych.

Techniczno-ekonomiczna optymalizacja produkcji oraz wykorzystania wodoru

Severyn Dranchuk, Piotr Błach

Zgodnie ze strategią Unii Europejskiej, jednym z głównych filarów transformacji energetycznej krajów członkowskich będą technologie wodorowe. Podejście to w pełni znajduje odzwierciedlenie w obecnych działaniach polskiego Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Opublikowany projekt Polskiej Strategii Wodorowej oraz aktywne dyskusje dotyczące tego projektu z ekspertami branży energetycznej i gazowej są tego potwierdzeniem.

Wypracowany dokument określi cele i zakres niezbędnych działań, prowadzących do stworzenia polskiej gospodarki wodorowej, zgodnej z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu. Mimo że w rozwoju tej branży upatrywane są duże możliwości, sukces przedsięwzięcia obarczony jest ciężarem wyzwań technologicznych i legislacyjnych. Grupa Kapitałowa Transition Technologies (GK TT) jest aktywnym uczestnikiem procesów związanych ze zbudowaniem bezpiecznej i skutecznej gospodarki wodorowej w Polsce. Zdaniem Zarządu GK TT, zarówno wykorzystanie wiedzy eksperckiej pracowników, jak i realizacja celów strategicznych GK TT na rzecz rozszerzenia zakresu wypracowanych oraz rozwoju nowych produktów programistycznych do wsparcia gospodarki wodorowej znacząco wzmocni postępek w tym kierunku.

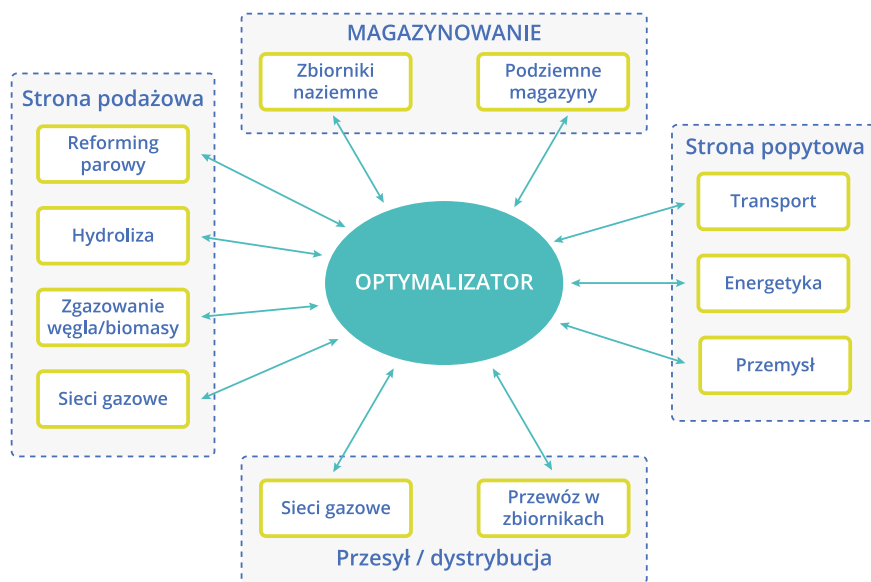
W portfelu GK TT znajdują się narzędzia *LUXtrade Green Energy*, odpowiadające za obsługę procesów handlowych, komercyjnych i uwzględniające nowe źródła energii odnawialnej. Rozwijane są ponadto istniejące już rozwiązania portfela produktów *gasLUX*, które dotychczas sprawdziły się w wielu zastosowaniach komercyjnych i technicznych dla operatorów magazynów podziemnych i operatorów sieci przesyłowych gazu ziemnego. Obecnie zaimplementowane rozwiązania pozwalają na obsługę kalkulacji dla mieszaniny gazu ziemnego z 10% obj. wodoru. Dzięki implementacji nowych bibliotek obliczeniowych w narzędziach technicznych obsługiwany zakres stężeń wodoru zostanie zwiększony do 100%. Docelowo narzędzia techniczne będą pozwalać na zamodelowanie oraz optymalizowanie procesów technologicznych zarówno w instalacjach wysokociśnieniowych, jak i kriogenicznych, zawierających czysty wodór oraz mieszaniny wodoru z gazem ziemnym we wszelkich proporcjach. Główne zasady biznesowe w zakresie funkcjonowania gospodarki wodorowej również znajdują odzwierciedlenie w produktach komercyjnych portfela *gasLUX*. Rozwijane narzędzia będą obsługiwać zarówno techniczne, jak i komercyjne procesy pełnego łańcucha dostaw wodoru – od etapu produkcji wodoru, poprzez magazynowanie, przesył i dystrybucję, aż do etapu

wykorzystania zarówno wodoru, jak i mieszaniny gazowo-wodorowej.

Jednym z najbardziej kompleksowych narzędzi informatycznych, rozwijanych przez GK TT do obsłużenia zagadnień związanych z branżą wodorową, jest produkt odpowiadający za techniczno-ekonomiczną optymalizację produkcji oraz wykorzystania wodoru. Narzędzie to obejmować będzie w szerokim zakresie zagadnienia zarówno po stronie podażowej, jak i popytowej biznesu. Część podażowa systemu uwzględniać będzie różne dostępne sposoby produkcji wodoru. Z kolei część popytowa skupiać się będzie na aspekcie wykorzystania wyprodukowanego wodoru, uwzględniając takie kwestie, jak jego magazynowanie, przesył i dystrybucję z dalszym wykorzystaniem. Celem optymalizacji będzie znalezienie maksimum funkcji przychodu z produkcji i wykorzystania wodoru zgodnie z aktualnymi warunkami rynkowymi, istniejącymi systemami wsparcia ekonomicznego oraz techniczno-kosztowymi charakterystykami procesów technologicznych. Dla każdego wybranego punktu czasowego zamodelowanego scenariusza optymalizator będzie w stanie podać użytkownikowi informacje o tym, ile wodoru powinno zostać wyprodukowane w każdy dostępny dla instalacji klienta sposób oraz jak optymalnie wyprodukowany wodór może zostać wykorzystany lub odsprzedany do odbiorców docelowych. W zależności od przypadku biznesowego klienta narzędzie będzie mogło być wsparciem zarówno dla operatorów technicznych jednostek do produkcji oraz wykorzystania wodoru, jak i zespołów sprzedażowych przedsiębiorstw-producentów wodoru.

Obecnie najczęściej rozważanymi metodami wytwarzania wodoru w przemysłowych ilościach są metody oparte na technologiach hydrolizy i reformingu parowego węglowodorów. Dodatkowymi obiecującymi sposobami w tym obszarze są m.in. zgazowanie węgla, piroliza, zgazowanie biomasy itp. W zależności od wybranej metody zarówno źródła, jak i sam proces technologiczny wytwarzania wodoru istotnie się od siebie różnią. Docelowe rozwiązanie, pozwalające na stworzenie „czystej” energetyki o obiegu zamkniętym, polega na wytwa-

Uwzględniane w systemie komponenty gospodarki wodorowej



rzaniu zielonego wodoru w procesie elektrolizy wody z nadwyżek energii elektrycznej, produkowanej z OZE. Niemniej jednak w fazie przejściowej wodór będzie produkowany także z surowców kopalnych – węgla, ropy naftowej czy gazu ziemnego. W takim przypadku technologie sekwestracji – dzięki wychwyceniu oraz zmagazynowaniu dwutlenku węgla powstającego w procesach technologicznych – zmieniają „zabarwienie” wytworzonego wodoru z wysokoemisyjnych szarego bądź brązowego na niebieski. W świetle realizacji planów Polski w zakresie rozwoju sektora energetyki jądrowej warto wspomnieć także o możliwości produkcji żółtego wodoru z nadwyżek wytwarzanej energii elektrycznej w procesie hydrolizy. Część rozwijanego systemu informatycznego, obsługująca stronę podaźową biznesu wodorowego, uwzględniać będzie ceny rynkowe wodoru, a także ceny energii elektrycznej i surowców kopalnych do produkcji wodoru. System pozwoli na zamodelowanie bilansu masy produktu źródłowego oraz wyprodukowanego w tym procesie wodoru dla każdej obsługanej metody. Komponent dotyczący subsydiowania produkcji zielonego wodoru oraz koszty emisji dwutlenku węgla, powstające w procesie produkcji szarego i brązowego wodoru, również zostaną uwzględnione w procesie optymalizacji. Ponadto, system uwzględni także ograniczenia techniczne i koszty eksploatacji instalacji do produkcji wodoru.

Zgodnie z głównymi wytycznymi, wykorzystanie tego nośnika energii planowane jest w trzech głównych obszarach: energetyce, transporcie i przemyśle. Wodór spalany w ogniach paliwowych stanowi istotne źródło energii elektrycznej, stabilizujące pracę rozproszonych źródeł w sieci. System optymalizujący musi brać pod uwagę aktualne koszty produkcji, ceny wodoru i energii elektrycznej, a także – ze względu na stabilizującą rolę – musi uwzględniać aktualne zapotrzebowanie na energię elektryczną. Oprócz zastosowania ogniów paliwowych w małej skali, możliwe jest współspalanie w połączeniu z gazem ziemnym w turbinach gazowych, a w przyszłości rozważana jest możliwość spalania czystego wodoru. W tym przypadku należy brać pod uwagę obecne koszty wodoru oraz gazu ziemnego i energii elektrycznej, uwzględniając przy tym aktualny skład mieszaniny. Ograniczeniem w tym przy-

padku będzie zapotrzebowanie na energię elektryczną. Wodór dodatkowo pozwoli na redukcję emisji CO₂ głównie w transporcie ciężkim i długodystansowym, który obecnie nie posiada efektywnej elektrycznej alternatywy. Skomplikowany proces tankowania musi zostać uwzględniony przez optymalizator jako ograniczenie. Ponadto, narzędzie będzie uwzględniać aktualne zapotrzebowanie na paliwo. Wodór wymieniany jest też jako główne narzędzie w dekarbonizacji przemysłu. W tym przypadku kluczowym aspektem będzie wskazanie źródła i sposobu transportu wodoru do instalacji. System uwzględni również profil zapotrzebowania na paliwo wodorowe oraz poziom krytyczności instalacji przemysłowych.

Kolejnym ważnym aspektem gospodarki wodorowej jest jego przesył, dystrybucja i magazynowanie. Wodór może być magazynowany w naziemnych zbiornikach ciśnieniowych w postaci gazowej lub ciekłej

oraz w podziemnych magazynach gazu. Przesył wodoru może odbywać się z wykorzystaniem środków transportu morskiego bądź samochodowego, wyposażonych w zbiorniki ciśnieniowe. Transport wodoru może odbywać się również z wykorzystaniem nowych rurociągów dostosowanych do przesyłania czystego wodoru lub poprzez mieszanie w odpowiednich instalacjach blendujących z gazem ziemnym, a następnie wtłaczanie do sieci gazowych. Magazynowanie wodoru będzie stanowić bufor pracy systemu, który w przypadku niesprzyjających warunków rynkowych wskazywał będzie optymalną metodę magazynowania. W przypadku przesyłu i dystrybucji kluczowy będzie składnik kosztów transportu wodoru.

Ze względu na złożoność technicznych i komercyjnych procesów dotyczących licznych sposobów wykorzystania wodoru, system musi na bieżąco weryfikować zapotrzebowanie w danych segmentach rynku, uwzględniając wcześniej wskazane składowe cenowe. Na tej podstawie wskazane zostanie optymalne zastosowanie wodoru i sposób jego transportu lub, w przypadku niekorzystnych warunków, podjęta zostanie decyzja o magazynowaniu wodoru. System będzie przygotowany na obsłużenie procesów handlowych w skali giełdowej, ale również na obrót detaliczny. W dalszym ciągu prac możliwa jest implementacja niższej warstwy, pozwalającej na zamodelowanie oraz optymalizację eksploatacyjnych kosztów dla wymienionych metod produkcji oraz wykorzystania wodoru.

Wodór w przyszłości będzie stanowił kluczowy element polskiego rynku energetycznego. GK TT aktywnie rozwija portfel produktów, które zapewnią wsparcie dla głównych gałęzi gospodarki wodorowej, spełniając przy tym wymagania dla technicznych i komercyjnych operatorów w odpowiednich obszarach branży. Niniejsza publikacja jest wstępem do dalszych rozważań w zakresie rozwijanych przez GK TT narzędzi informatycznych dla gospodarki wodorowej.

Severyn Dranchuk, kierownik ds. rozwoju biznesu Transition Technologies S.A.
Piotr Błach, inżynier projektowy Transition Technologies S.A.

Perspektywy rozwoju układów wytwarzania zielonego wodoru w kontekście kosztów i gotowości technologicznej elektrolizerów

Jakub Kupecki, Katsiaryna Razumkova

Rok 2020 przyniósł duże zmiany w funkcjonowaniu gospodarki światowej. Wiązą się one w głównej mierze z pandemią koronawirusa, która wszystkich zmusiła do zmiany systemu wartości i dostosowania się do nowych realiów praktycznie w każdym aspekcie naszego życia. Jednocześnie bieżący rok będzie zapewne punktem zwrotnym w zakresie wyzwań klimatycznych. Upubliczniona została wodorowa strategia europejska¹, a także dokumenty kierunkowe wybranych państw członkowskich. Europejski Zielony Ład jest na ustach przedstawicieli każdego sektora krajowej gospodarki. Globalne trendy zmierzają w kierunku neutralności klimatycznej, obejmując zarówno energetykę, transport, jak i przemysł ciężki.

W bieżącym roku zintensyfikowane zostały starania polskiego rządu dotyczące opracowania własnej strategii rozwoju technologii wodorowych, której opublikowanie zaplanowane jest na pierwszą połowę bieżącego roku. Dokument ten będzie pewnego rodzaju drogowskazem dla wielu sektorów i zapoczątkuje tworzenie się nowej gałęzi przemysłu, której budowa wokół technologii wodorowych staje się coraz bardziej realna. Wodór stał się tematem przewodnim VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, dedykowanego perspektywom rozwoju rynku gazu.

Rozwój technologii wodorowych i inwestycje w instalacje pilotażowe przestają pozostawać w planach entuzjastów, ale są realnymi działaniami, podejmowanymi przez przedsiębiorstwa w kraju i za granicą. Wydaje się, że aspekt dojrzałości technologicznej i kosztów schodzi na drugi plan, jednakże docelowo to właśnie koszty będą determinować, które technologie znajdą miejsce w nisko- lub zeroemisyjnej energetyce, chemii, petrochemii i gazownictwie.

Europejskie plany rozwoju instalacji wytwarzania zielonego wodoru

Działania Komisji Europejskiej zorientowane są na stymulowanie kolejnych inwestycji i wdrożeń technologii wodorowych, z jednoczesnym budowaniem towarzyszącego przemysłu. Ambitny cel szerokich wdrożeń realizowany ma być w ramach *European Clean Hydrogen Alliance*. Przyjęty plan działania i finansowania obejmuje cztery obszary inwestycji mających na celu rozwój wielkoskalowej elektrolizy (finansowanie w zakresie 24–42 mld euro), zwiększenie skali i rozwój mocy zainstalowanej w OZE (220–340 mld euro), rozbudowę systemów CCS poprzez doposażenie istniejących instalacji w system sekwestracji i magazynowania dwutlenku węgla (11 mld euro) oraz wielkoskalowy transport, dystrybucję i magazynowanie wodoru (65 mld euro).

W obszarze badań i innowacji zdefiniowano pięć najważniejszych postulatów.

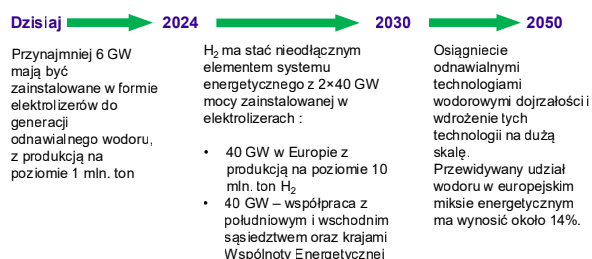
1. Większe, wydajniejsze i tańsze elektrolizery klasy gigawatów.
2. Rozwój infrastruktury do dystrybucji, magazynowania i wykorzystania wodoru w dużych ilościach.

3. Dostosowanie, wraz ze zmianą sposobu wykorzystania, jak również modernizacja istniejącej infrastruktury gazowej poprzez jej przystosowanie do transportu wodoru.
4. Wykorzystanie wodoru na dużą skalę w przemyśle i transporcie.
5. Opracowanie efektywnych i wiarygodnych metod oceny wpływu technologii wodorowych na środowisko, w tym redukcję emisji gazów cieplarnianych.

Działaniom tym towarzyszyć ma wsparcie Funduszu Innowacji unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (*Innovation Fund*, ETS) oraz mechanizm finansowania projektów wpisujących się w łańcuch wartości technologii i systemów wodorowych – *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI).

Planowany poziom rozwoju instalacji wytwarzania zielonego wodoru dobrze ilustruje inicjatywa zainstalowania 80 GW w elektrolizerach, znana jako *2x 40 GW Green Hydrogen Initiative*². Jest to jeden z kamieni milowych długofalowego rozwoju technologii wodorowych w Europie (rysunek 1), planowany do osiągnięcia do 2030 roku, przy czym połowa z przywołaniem mocy planowana jest do instalacji w Afryce Północnej i na Ukrainie. Zakłada się, że 7,5 GW dedykowane będzie zaspokojeniu lokalnego popytu na wodór, zaś pozostałe 32,5 GW będzie służyło wytwarzaniu wodo-

Rysunek 1. Schemat rozwoju technologii wodorowych uwzględniający lata 2024–2030 oraz długoplanową perspektywę 2050 roku.



Wsparcie i ramy regulacyjne, nowe rynki, trwałe badania i innowacje, infrastruktura na dużą skalę i udział przemysłu jest niezbędny dla osiągnięcia postawionych celów.

ru przewidzianego na eksport. Szacunki wskazują, że zakończona sukcesem realizacja tego przedsięwzięcia może ograniczyć emisję dwutlenku węgla w Unii Europejskiej o około 82 mln ton rocznie.

Paleta barw

Wraz z rosnącym zainteresowaniem wodorem oraz kolejnymi projektami, które również realizowane są w Polsce, zdefiniowane zostały kolory rozróżniające źródło pochodzenia gazu.

Uznaniowe kolory wodoru w zależności od metody jego wytworzenia:

- 1) czarny – wytwarzany w procesie gazyfikacji węgla kamiennego,
- 2) szary – wytwarzany w procesach rafineryjnych lub w gazyfikacji węgla brunatnego³,
- 3) brązowy – pochodzący z reformingu parowego metanu, przy czym źródłem metanu jest gaz ziemny,
- 4) błękitny lub niebieski – wytworzony z wykorzystaniem energii innej niż OZE, najczęściej z gazu ziemnego, zaś redukcja śladu węglowego wynika z zastosowania systemów wychwytu i magazynowania lub ponownego zagospodarowania CO₂ (systemy CCS, CCU, CRR),
- 5) fioletowy – wytworzony z wykorzystaniem energii jądrowej, w ramach pracy siłowni jądrowych w podstawie,
- 6) turkusowy – wytwarzany w procesie pirolizy metanu,
- 7) żółty – wytworzony w procesie elektrolizy z wykorzystaniem nadwyżek energii jądrowej,
- 8) zielony – wytwarzany w pełni z OZE z wykorzystaniem procesu elektrolizy.

W kontekście europejskich ambicji i planów rozwoju systemów elektrolizy dalsze omówienie kosztów obejmować będzie jedynie wodór zielony.

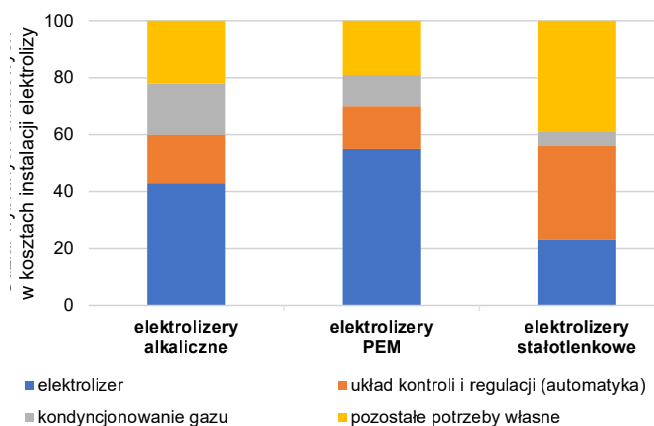
Struktura kosztów oraz cele długofalowe

Instalacje elektrolizy zasilanej z odnawialnych źródeł energii obejmują cztery główne składowe kosztów: a) elektrolizer, b) urządzenia pomocnicze, w tym dmuchawy, kompresory, armaturę i rurociągi, doprowadzenia reagentów i wyprowadzenia produktów (wodoru i tlenu), c) układ kontroli i regulacji, oraz d) system kondycjonowania gazu. W zależności od stosowanego rodzaju elektrolizera (alkalicznego, PEM lub wysokotemperaturowego) udział kosztów poszczególnych komponentów będzie się znacznie różnił (rysunek 2). W przypadku wysokotemperaturowych elektrolizerów, nazywanych elektrolizerami stałotlenkowymi, udział elektrolizera w koszcie kompletnej instalacji jest niższy niż w przypadku elektrolizerów alkalicznych i bazujących na membranie przewodzącej protonu (PEM). Wynika to w głównej mierze ze złożonej struktury instalacji elektrolizy, która obejmuje również wysokotemperaturowe wymienniki ciepła, rozbudowany system automatyki oraz konieczność kondensacji pary wodnej wyprowadzanej z elektrolizera wraz z wodorem.

Zgodnie z opublikowanym 3 lipca tego roku dokumentem kierunkowym *Hydrogen Europe* i *Hydrogen Europe Research Strategic Research and Innovation Agenda*⁴, obecnie średnie koszty CAPEX układów elektrolizy wynoszą 2660 PLN/kW, 3980 PLN/kW i 9430 PLN/kW, odpowiednio dla elektrolizerów alkalicznych, PEM i stałotlenkowych (SOE). Przywołany dokument definiu-

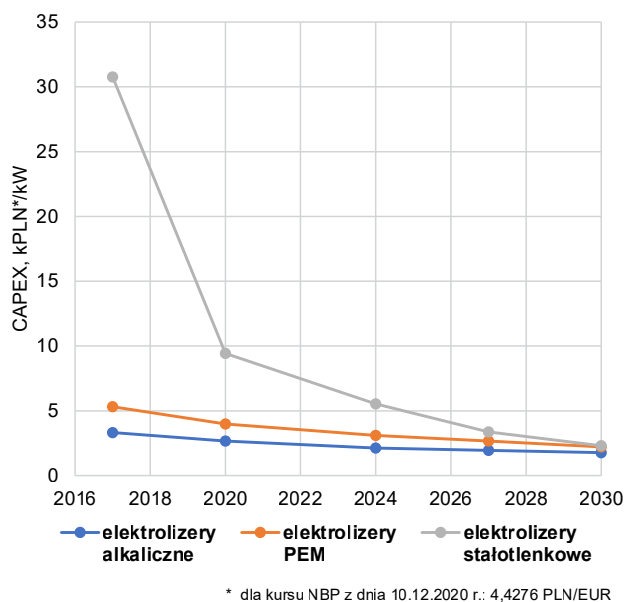
je prognozowane koszty dla roku 2024, 2027 i docelowo 2030. W ostatnich latach widoczny jest znaczący postęp w rozwoju elektrolizerów wysokotemperaturowych oraz sukcesywne zwiększanie skali instalacji z tymi elektrolizerami. W jego efekcie koszty SOE zbliżą się do pozostałych technologii elektrolizy.

Rysunek 2. Struktura kosztów układów elektrolizy z uwzględnieniem czterech podstawowych składowych kosztów CAPEX dla trzech rodzajów elektrolizerów



Opracowanie na podstawie danych literaturowych⁵.

Rysunek 3. Prognoza kosztów inwestycyjnych dla instalacji wytwarzania wodoru w trzech rodzajach elektrolizerów w perspektywie 2030 roku

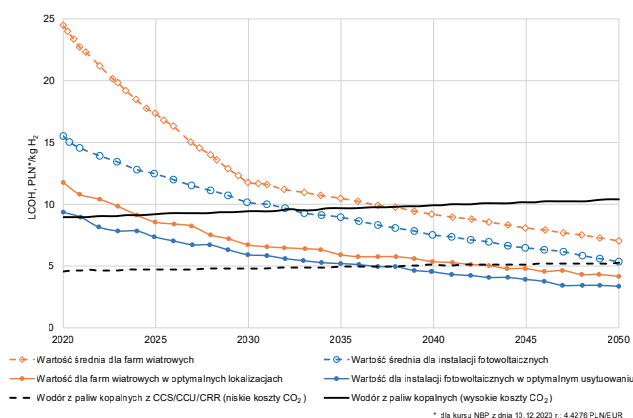


Opracowanie na podstawie raportu *Hydrogen Europe*⁵.

Analiza kosztów produkcji wodoru z wykorzystaniem wybranych technologii wymaga jednak szerszego spojrzenia na komponenty wpływające w bilansie końcowym na nakłady niezbędne do pozyskania wodoru. Poprzez analogię do jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej zależnie od źródła (LCOE – *levelized cost of electricity*) wprowadza się jednostkowy koszt wytworzenia wodoru (LCOH – *levelized cost of hydrogen*), co pozwala porównywać technologie wytwarzania gazu, które obejmują zarówno układy zeroemisyjne, jak i procesy bazujące na paliwach kopalnych.

W przypadku oceny porównawczej kosztów pozyskania wodoru w instalacjach elektrolizy i układach bazujących na paliwach kopalnych, dodatkowymi czynnikami będą: a) koszty uprawnień do emisji CO₂, b) wykorzystanie mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych, c) wykorzystanie mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych. Na rysunku 4 przedstawione są szacowane koszty LCOH wodoru z uwzględnieniem charakterystyki źródeł OZE – instalacji usytuowanych w sposób optymalny oraz w korzystnych lokalizacjach, a także standardowych instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych. Na wykresie uwzględnione

Rysunek 4. Prognoza zmian kosztów jednostkowych wytwarzania wodoru zależnie od zastosowanej technologii



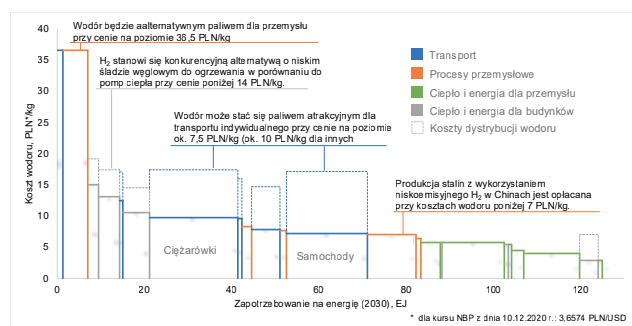
zostały również szacowane koszty wytwarzania wodoru w układach bazujących na paliwach kopalnych dla dwóch wariantów kosztowych związanych z CO₂.

Koszt produkcji wodoru ma duże znaczenie dla konkurencyjności w większości segmentów użytkowania końcowego (np. energetyka, transport, przemysł). Obecnie większość wodoru wytwarzana jest w procesach wykorzystujących paliwa kopalne i cena wyprodukowanego wodoru wynosi 9,0–23,5 PLN/kg H₂. Około 1% wodoru jest obecnie wytwarzany w procesie elektrolizy przy kosztach od 18 do 40 PLN za PLN/kg H₂. W perspektywie krótkoterminowej najniższy poziom kosztów generuje wodór niebieski. Dlatego produkcja wodoru o niskim śladzie węglowym powinna wzrosnąć do około 12 milionów ton rocznie, przy kosztach jednostkowych od 3,7 do 9,0 PLN w perspektywie 2030 roku. Należy oczekiwać, iż koszty wytwarzania wodoru zielonego będą sukcesywnie obniżane w kolejnych latach. Zgodnie z opracowaniem McKinsey⁷, kontynuacja rozwoju elektrolizerów oraz malejące koszty energii ze źródeł OZE mogą w efekcie pozwolić na obniżenie kosztu wytwarzania wodoru do 3,7–4,5 PLN/kg H₂ (rysunek 5).

Obecny stopień gotowości technologicznej

Liczne opracowania i raporty, w tym dokumenty kierunkowe Komisji Europejskiej, prezentują cele wskaźnikowe rozwoju elektrolizy. Aby jednak realnie ocenić możliwość masowych wdrożeń technologii wodorowych, należy mieć na uwadze gotowość technologiczną, a zwłaszcza skalę dotychczasowych projektów. Wykresy przedstawione na rysunkach 6 i 7 prezentują odpowiednio wielkość układów elektrolizy budowanych w ramach europejskich

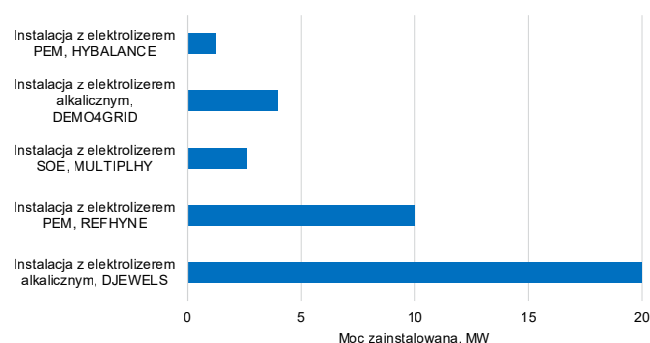
Rysunek 5. Prognozowane zmiany kosztów wytwarzania wodoru z uwzględnieniem zastosowań w transporcie, chemii, energetyce i przemyśle



Opracowanie Hydrogen Council.

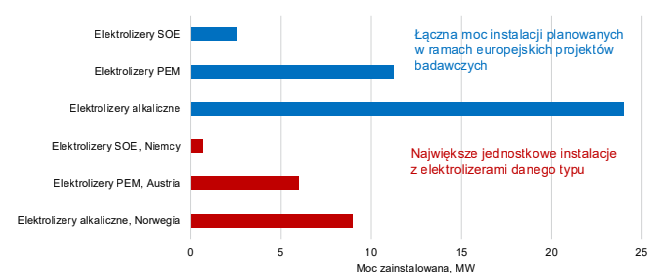
projektów oraz łączną moc instalacji z elektrolizerami alkalicznymi, PEM i SOE, które powstają z udziałem finansowania Komisji Europejskiej. Dane przedstawione na obu wykresach pochodzą z najnowszego opracowania Hydrogen Europe i Hydrogen Europe Research, które są częścią Wspólnej Inicjatywy Ogniw Paliwowych i Wodoru (FCH-JU, Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking).

Rysunek 6. Porównanie mocy największych europejskich instalacji elektrolizy, tworzonych w ramach projektów dofinansowanych przez Komisję Europejską



Źródło: Dane HE/HER.

Rysunek 7. Zestawienie mocy łącznej instalacji budowanych w ramach projektów europejskich oraz porównanie mocy największych układów elektrolizy



Źródło: Dane HE/HER⁴.

* * *

Oczekiwana skala wdrożeń technologii wodorowych, zwłaszcza rozwój instalacji wytwarzania zielonego wodoru zakłada znaczącą redukcję kosztów oraz udoskonalenia elektrolizerów

wraz ze zwiększeniem ich żywotności. Ambitne cele, w porównaniu z obecnym stanem technologii, oznaczają konieczność konsekwentnego inwestowania, prowadzenia prac badawczych i zaangażowania przemysłu w budowę układów elektrolizy oraz kreowanie nowych rynków wykorzystania gazu o znacznie obniżonym śladzie węglowym. Jest to możliwe jedynie w warunkach wsparcia legislacyjnego, współpracy otoczenia biznesowego z nauką i zaangażowania ustawodawcy i efektywnego wsparcia administracji centralnej. Działania te muszą być realizowane w nowych realiach, jakie w Europie i na świecie stworzyła epidemia koronawirusa, z której efektami przyjdzie nam mierzyć się przez kolejne lata.

Wybuch pandemii nie musi jednak oznaczać wstrzymania prac nad nowymi technologiami. Historia uczy, że kryzys może być okresem przyspieszenia rozwoju technologii. Czy spełnią się omówione w artykule prognozy dotyczące tempa rozwoju technologii i redukcji jej kosztów? To pytanie pozostaje otwarte. Optymizmem napawa fakt, że historia zna kilka przypadków, gdy zawirowania historyczne stały się siłą napędową rozwoju i postępu. Nie zapominajmy, że punktem zwrotnym kariery sir Isaaca Newtona było zamknięcie w 1665 roku Uniwersytetu w Cambridge z powodu wielkiej zarazy w Londynie. Zmusiła ona młodego Newtona do pracy przez dwa lata w zaciszu domowym. Ten okres zaowocował największymi osiągnięciami w zakresie rachunku różniczkowego i całkowitego oraz – jak głosi legenda – sformułowania prawa powszechnego ciężenia. Z kolei okres zimnej wojny i realizacja w latach 60. XX wieku programu lotów kosmicznych Gemi-

ni znacząco rozwinęły technologie wodorowe, wprowadzając pierwsze załogowe pojazdy kosmiczne zasilane z użyciem ogniw paliwowych.

Dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn, kierownik Centrum Technologii Wodorowych (CTH,) i Zakładu Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (HiTEP) Instytutu Energetyki oraz Visiting Professor w National Fuel Cell Research Center, University of California, Irvine w USA
Inż. Katsiaryna Razumkova, inżynier w Zakładzie Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (HiTEP), Instytutu Energetyki. Studentka toku magisterskiego na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej

¹ *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, COM(2020) 301 final (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1594897267722&uri=CELEX:52020DC0301>).

² Opracowanie *Green Hydrogen for a European Green Deal* A 2x40 GW Initiative (<https://www.hydrogen4climateaction.eu/2x40gw-initiative>).

³ W niektórych środowiskach za wodór szary uznaje się każdy rodzaj wodoru wytworzonego w procesie gazyfikacji węgla lub reformingu parowego metanu.

⁴ *Strategic Research and Innovation Agenda (SRIA) Hydrogen Europe*, 07.2020 (<https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/20200703%20Final%20Draft%20Updated%20SRIA%20HE-HER.pdf>).

⁵ H. Böhm, S. Goers, A. Zauner, *Estimating future costs of power-to-gas – a component-based approach for technological learning*, International Journal of Hydrogen Energy, 2019;44(59):30789-30805.

⁶ *Raport International Renewable Energy Agency (IRENA), Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*, 09.2019.

⁷ *Path to Hydrogen competitiveness: a cost perspective*, Hydrogen Council, 10.2020 (https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf).



Dr inż. ANDRZEJ FROŃSKI, prof. INiG – PIB (1938–2021)

W dniu swoich 83. urodzin, 30 stycznia 2021 roku, w Krakowie zmarł prof. Andrzej Froński, znakomity inżynier gazownictwa, wieloletni zastępca dyrektora ds. gazownictwa Instytutu Nafty i Gazu.

Andrzej rozpoczął swoją edukację w Gliwicach, najpierw w szkole podstawowej, a następnie w V Liceum Ogólnokształcącym, a po uzyskaniu świadectwa maturalnego w 1954 roku rozpoczął studia na Wydziale Mechaniczno-Energetycznym Politechniki Śląskiej. Egzamin dyplomowy ze specjalności maszyny i urządzenia energetyczne zdał w 1960 roku, uzyskując tytuł magistra inżyniera mechaniki energetyki.

Pracę zawodową rozpoczął w 1960 roku w Zakładzie Inżynierii Chemicznej i Konstrukcji Aparatury Polskiej Akademii Nauk kolejno na stanowiskach asystenta, starszego asystenta i adiunkta.

W 1967 roku na Wydziale Chemii i Technologii Chemicznej Politechniki Śląskiej w Gliwicach uzyskał tytuł doktora nauk technicznych na podstawie pracy „Badanie współczynnika efektywności powierzchni wymiany masy”.

W latach 1968–1969 odbył roczny staż naukowy w *Imperial College of Science and Technology* w Londynie, gdzie w wyniku przygotowanej rozprawy uzyskał tytuł D.I.C. (*Diploma of Imperial College*).

W 1972 roku podjął pracę w Instytucie Gazownictwa, jednym z prekursorów obecnego Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, w którym był zatrudniony na wielu stanowiskach – od adiunkta, docenta, do profesora INiG – PIB, pełniąc równocześnie wiele funkcji – do zastępcy dyrektora ds. gazownictwa włącznie.

Tę ostatnią pełnił od 1986 roku do chwili przejścia na emeryturę w 2004 roku. Później nadal związany był z Instytutem Nafty i Gazu, w którym przez wiele lat przewodniczył Komitetowi Technicznemu nr 277 ds. Gazownictwa w ramach Polskiego Komitetu Normalizacyjnego.

W działalności naukowo-badawczej Andrzej Froński zajmował się problemami inżynierii gazowniczej, a szczególnie użytkowaniem paliw gazowych i zgazowaniem węgla.

W 1976 roku został mianowany koordynatorem kierunku pn. „Zgazowanie węgla”, rządowego programu badawczo-rozwojowego „Kompleksowe przetwórstwo węgla”.

Jego prace koncentrowały się głównie na badaniach związanych z oceną i wyborem przemysłowej technologii powierzchniowego zgazowania węgla oraz analizie przydatności węgla do tych procesów. Jako koordynator nadzorował również prace nad podziemnym zgazowaniem węgla, oczyszczaniem gazu, przetwórstwem produktów odpadowych i ubocznych oraz metanizacją gazu z węgla.

Z tego zakresu opublikował około 100 artykułów, a także uzyskał 8 patentów.

Wysoki poziom prac i zawarte w nich cenne wnioski dla działalności praktycznej zapewniły mu uznanie zarówno w środowisku naukowym, jak i przedsiębiorstwach przemysłowych.

Był aktywnym członkiem wielu organizacji, między innymi Międzynarodowej Unii Przemysłu Gazowniczego, Zespołu Ekspertów EKG-ONZ, Rosyjskiej Akademii Nauk Przyrodniczych, Rady Naukowej Instytutu (1976–2006), Komitetu Karbochemii PAN i zespołu doradców prezesa PGNiG.

Za całokształt pracy zawodowej został odznaczony Złotym Krzyżem Zasługi (1984), Złotą Odznaką Zasłużony dla Górnictwa RP (1997). Posiadał stopień Generalnego Dyrektora Górnictwa III st., nadany mu w 1988 roku.

W pamięci współpracowników pozostanie nie tylko jako znakomity fachowiec, ceniony za wiedzę i kompetencje, lecz również kolega kochający życie, ze wspaniałym poczuciem humoru i pogodą ducha.

Prof. Andrzej Froński uczestniczył w pracach IGG, a „Przegląd Gazowniczy” miał zaszczyt publikować wielokrotnie jego analizy i komentarze.

Cześć Jego pamięci!

Przygotowanie systemu gazowniczego do ery wodorowej – podstawowe zagadnienia techniczne

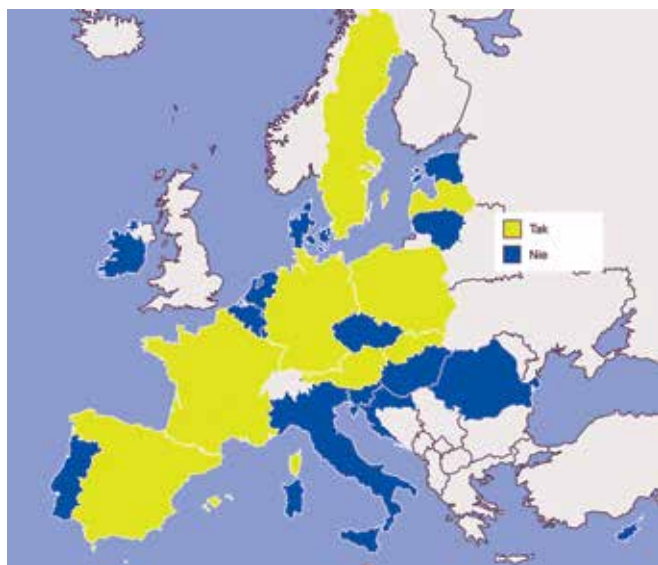
Anita Łupińska, Rafał Koziarski, Paulina Łuczyńska, Kamila Błazewska, Jarosław Drąg

W Europie i na świecie trwają obecnie zaawansowane prace nad wykorzystaniem czystej energii uzyskiwanej z odnawialnych źródeł. Podstawowym zagadnieniem badań jest kumulacja energii i wykorzystanie jej w dogodnym dla użytkownika czasie. Energia pozyskiwana z farm wiatrowych czy fotowoltaicznych charakteryzuje się okresową produkcją energii i jest uzależniona od pory dnia i czynników atmosferycznych. Rozwiązaniem pozwalającym na magazynowanie energii elektrycznej z OZE jest technologia *Power to Gas*, która polega na produkcji paliwa gazowego (wodoru lub metanu) z energii elektrycznej. W związku z ograniczaniem emisji CO₂ do atmosfery oraz ze względu na wyższy współczynnik odzysku energii elektrycznej oraz niższe nakłady, wodór jest częściej produkowanym paliwem niż metan. Wodór może być przekonwertowany z powrotem na energię elektryczną w ogniwach paliwowych, może zasilać stacje tankowania pojazdów lub stanowić dodatek do gazu ziemnego przesyłanego istniejącymi rurociągami.

Krajowe i zagraniczne doświadczenia w przesyłaniu wodoru

W wielu krajach trwają obecnie intensywne badania, których wyniki pozwolą na stworzenie odpowiednich regulacji i wytycz-

Rysunek 1. Kraje dopuszczające udział wodoru w mieszaninie z gazem



Źródło: *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*.

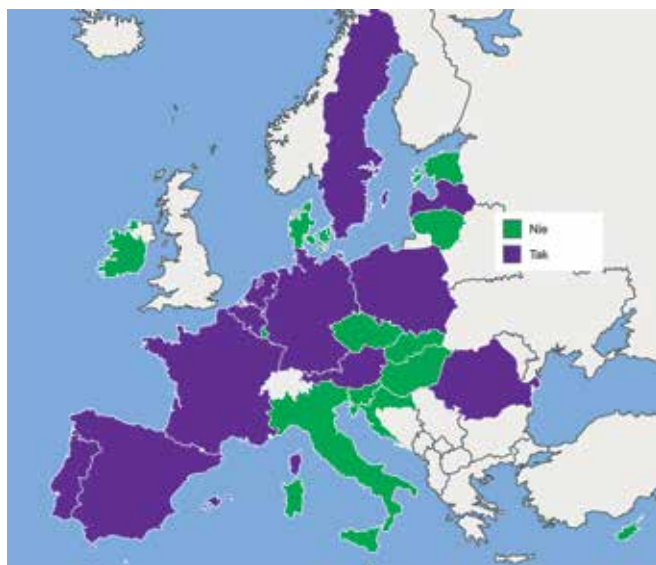
nych dla transportu wodoru i jego mieszaniny z gazem ziemnym w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych. Obecnie w polskim ustawodawstwie brakuje regulacji definiujących zasady postępowania w odniesieniu do takiego transportu.

Zgodnie z danymi z *European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, część państw w Europie dopuszcza już możliwość mieszania wodoru z gazem w systemie przesyłowym. Kraje te zostały oznaczone kolorem żółtym na rysunku 1. Kraje, w których trwają prace nad przygotowaniem strategii i regulacji wodorowych przedstawione zostały na rysunku 2.

Obecnie limity udziału wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym w poszczególnych krajach wahają się od 0% do 10% (przy spełnieniu określonych wymagań).

Polska wyraziła gotowość do wprowadzenia wodoru do sieci gazowych, jednak musi to być poprzedzone przeprowadzeniem badań infrastruktury i określeniem bezpiecznego poziomu udziału wodoru w mieszaninie. Obecnie PGNiG w ramach programu „Wodór – czyste paliwo dla przyszłości” realizuje trzy programy wodorowe. Pierwszy z nich – projekt *Hydra Tank* – ma być zlokalizowaną w Warszawie badawczą stacją tankowania pojazdów. Drugi projekt to *InGrid – Power to Gas*, w którym energia z paneli fotowoltaicznych ma posłużyć do produkcji wodoru za pomocą elektrolizera. W projekcie tym przewiduje się badanie wpływu

Rysunek 2. Kraje opracowujące regulacje wodorowe w ziemnym systemie przesyłowym



mieszanki wodoru z gazem ziemnym na urządzenia i sieć gazową, testowanie magazynowania wodoru oraz dostarczanie wodoru do stacji tankowania w Warszawie. Instalacja ta ma być zlokalizowana w Odolanowie w Oddziale PGNiG. Trzeci program przewiduje rozbudowę Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego, które będzie badać czystość wodoru. [1]

Wpływ wodoru na parametry gazu ziemnego

Dodatek wodoru w mieszaninie gazu ziemnego wpływa na jego parametry fizykochemiczne. Wraz ze wzrostem udziału wodoru w mieszaninie gazu ziemnego spada wartość ciepła spalania, gęstość względna oraz liczba Wobbego. Nadmierny udział wodoru w gazie ziemnym może skutkować takim obniżeniem parametrów jakościowych gazu ziemnego, że nie będzie on spełniał wymogów określonych w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP), wydanej przez GAZ–SYSTEM, w kartach charakterystyk gazu ziemnego, rozporządzeniu ministra gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, polskiej normy PN-C-04753 oraz taryf dla klientów końcowych, z którymi zostały podpisane umowy na konkretne parametry dostarczanego gazu (np. taryfa PGNiG dla gazu ziemnego wysokometanowego typu E stanowi, że ciepło spalania tego gazu nie może być mniejsze niż 38 MJ/m³).

Parametry fizykochemiczne czystego wodoru

Parametr jakościowy	Jednostka miary	Wartość
Ciepło spalania	MJ/m ³	12,76
Liczba Wobbego	MJ/m ³	48,58
Gęstość	kg/m ³	0,09
Gęstość względna		0,069

Poniżej przedstawiono wpływ wodoru na poszczególne parametry gazu ziemnego w przedziale zawartości wodoru od 0 do 50/70% molowych.

Dopuszczalny zakres liczby Wobbego wynosi od 45,0 do 56,9 MJ/m³. Przy zawartości wodoru 61,9% molowych w gazie ziemnym liczba Wobbego wynosi 45,0 MJ/m³. Ciepło spala-

nia wymagane przez IRiESP na poziomie minimum 39,5 MJ/m³ osiągnięte jest przy zawartości wodoru 5,6% molowych. Poziom 38 MJ/m³, który wymagany jest przez taryfę PGNiG dla gazu ziemnego typu E, osiągnięty jest przy zawartości wodoru 10,6% molowych. Dla poziomu 34 MJ/m³, opisanego w rozporządzeniu ministra gospodarki, zawartość wodoru wynosi 24,6% molowych. Gęstość względna powinna – według karty charakterystyki gazu ziemnego – wynosić od 0,5 do 0,7. Dla wartości 0,5 zawartość wodoru w gazie wynosi 19,2% molowych.

Wpływ wodoru na materiały i urządzenia

Wodór powoduje zmniejszoną wytrzymałość mechaniczną i zwiększoną kruchość metali i stopów. Właściwości plastyczne stali silnie spadają wraz ze wzrostem zawartości wodoru. Dodatkowo, wodór działa korozyjnie poprzez oddziaływanie związane z rozpuszczaniem się wodoru w fazie metalicznej, a następnie jego „wbudowywaniem się” do sieci krystalicznej oraz wchodzeniem w reakcje wewnątrz fazy metalicznej ze składnikami stopu. Procesy te mają negatywny wpływ na własności mechaniczne stali, dlatego nazywane są chorobą wodorową, której skutkiem może być pęknięcie wodorowe. [2]

Odnosząc się do wyżej przytoczonych informacji, wiele materiałów metalicznych zwiększa swoją kruchość w środowisku wodorowym. Należą do nich stale (zwłaszcza stale o wysokiej wytrzymałości), stal nierdzewna i stopy niklu. Wynika z tego, że stale używane w rurociągach do przesyłu wodoru powinny mieć maksymalną twardość około 22 HRC (twardość Rockwella C) lub 250 HB (twardość Brinella). Natomiast granica wytrzymałości na rozciąganie powinna wynosić około 800 MPa. Maksymalna twardość spoin powinna wynosić 22 HRC lub 250 HB. Należy zauważyć, że materiał w strefie wpływu ciepła jest twardszy od reszty materiału, a zatem bardziej podatny na wzrost kruchości materiału.

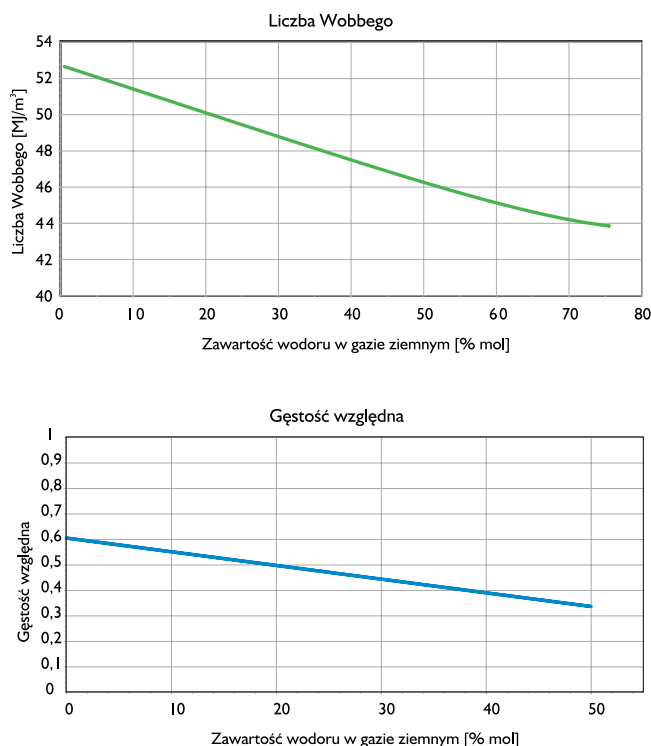
Istnieje wiele zmiennych, które mogą wpływać na wzrost kruchości materiału, np. temperatura i ciśnienie. Powszechnie uznaje się, że skłonność do kruchości w środowisku wodorowym wzrasta wraz ze wzrostem ciśnienia.

Podstawowe warunki do spełnienia przez metal współpracujący z wodorem są następujące:

Obliczone przez GAZOPROJEKT maksymalne udziały wodoru w gazie ziemnym, przy których spełnione są parametry gazu podane w poszczególnych regulacjach

Dokument	Parametr	Jednostka	Wartość	Obliczona maksymalna zawartość wodoru w gazie ziemnym [% mol]
„Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał–Polska”, wydana przez GAZ–SYSTEM S.A.			≥39,5	5,6
Taryfa PGNiG dla gazu ziemnego typu E			≥38,0	10,6
<ul style="list-style-type: none"> Rozporządzenie ministra gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego Polska Norma PN-C-04753:2011 Gaz ziemny – jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej 	Ciepło spalania	MJ/m ³	≥34,0	24,6
Wszystkie powyższe	Liczba Wobbego	MJ/m ³	45,0÷56,9	61,9
Karta charakterystyki gazu ziemnego w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych wydana przez PGNiG SA	Gęstość względna		0,5÷0,7	19,2

Rysunek 3. Wpływ wodoru na parametry gazu ziemnego.

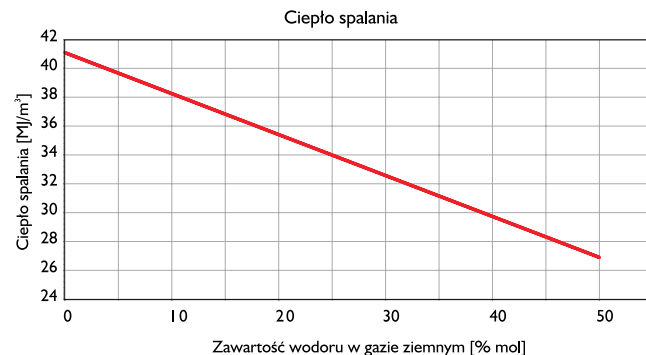


- preferowane jest stosowanie stopów o jednorodnych drobnoziarnistych mikrostrukturach,
- unikanie zbyt twardych lub wysokowytrzymałych stopów,
- stosowanie stali o podwyższonej czystości,
- stosowanie elementów wolnych od istotnych wad powierzchniowych i wewnętrznych, takich jak zadrapania, nacięcia, osady węglowe i korozja.

Ze względu na niebezpieczny charakter medium, jakim jest wodór, elementy takie jak rurociągi, zawory, korpusy, filtry siatkowe, obudowy filtrów itp. powinny być wykonane wyłącznie z materiałów metalowych. Stosowanie materiałów niemetalicznych powinno być ograniczone do elementów wewnętrznych i powłok zewnętrznych. Elementy wykonane z materiałów niemetalicznych nie powinny wpływać na podstawową wytrzymałość mechaniczną elementu.

Na rynku pojawiły się pierwsze kompozytowe rurociągi dedykowane transportowi wodoru. Rurociągi te wzmocnione są włóknem aramidowym, natomiast warstwy wewnętrzne i zewnętrzne wykonane są z niekorozyjnego polietyleno o wysokiej gęstości (HDPE). Wewnątrz umieszczona jest warstwa aluminium, która zapobiega przedostawaniu się wodoru na zewnątrz. Rurociągi te pozwalają na przesył wodoru pod ciśnieniem do 42 barów.

Jednym z najważniejszych kryteriów dla elementów stosowanych do przesyłu wodoru jest odporność na korozję i kruchość powstałą na skutek współpracy z wodorem. Ryzyko korozji i kruchości wzrasta w wyższych temperaturach i ciśnieniach, a jest łagodzone przez niski poziom naprężeń. Dlatego dobór materiału, proces wytwarzania oraz grubość ścianki należy dobrać pod kątem uzyskania niskich naprężeń szczytkowych. Jednakże podczas przystosowywania rurociągu do pracy z wodorem jednym z rozwiązań na obniżenie naprężeń przy usta-



lonej temperaturze i ciśnieniu roboczym będzie zastosowanie dodatkowych podpór.

Dla rurociągów do przesyłu wodoru preferowane są połączenia spawane i powinny one być stosowane wszędzie tam, gdzie jest to możliwe, aby zminimalizować potencjalny wyciek medium. Natomiast wszędzie tam, gdzie połączenia spawane nie są możliwe do zastosowania, na rurociągu mogą zostać umieszczone połączenia kołnierzowe. Przy takim rozwiązaniu należy stosować kołnierze odporne na wycieki z podniesioną powierzchnią czołową lub kołnierze pierścieniowe.

Materiał na uszczelki powinien być odpowiednio dobrany do ciśnień i temperatur projektowych oraz kompatybilny z wodorem i odporny na wycieki. Ponadto, należy zwrócić uwagę na odporność na ogień ze względu na łatwopalność wodoru. Uszczelki spiralne ze stali są preferowane dla wyższych ciśnień, natomiast uszczelki kompozytowe na bazie grafitu są stosowane przy niższych ciśnieniach. Ponieważ niewielkie wycieki wodoru do atmosfery stanowią poważne zagrożenie bezpieczeństwa, należy wziąć pod uwagę zastosowanie osłon kołnierzy.

W przypadku zaworów materiały do uszczelnienia powinny być kompatybilne z wodorem i odpowiednie do wysokich temperatur, aby lepiej zachować ich integralność w przypadku zapłonu. Zazwyczaj stosuje się związki na bazie grafitu. W celu uniknięcia ujścia wodoru do atmosfery /rozszerzenia należy zastosować podwójne uszczelnienia [3].

Wodór w mieszaninie gazu ma również wpływ na pracę urządzeń i aparatury pomiarowej. Przed wprowadzeniem wodoru do gazu ziemnego należy upewnić się u producenta danego aparatu, że przy danej zawartości wodoru w mieszaninie praca urządzeń nie będzie zakłócona, a wykorzystane do jego budowy materiały i uszczelnienia zapewnią bezpieczną eksploatację w nowych warunkach przesyłowych. W przypadku urządzeń, w których gaz jest spalany, istotnym aspektem jest też zapewnienie odpowiedniej kaloryczności gazu. Wodór w mieszaninie gazu ziemnego obniża ciepło spalania, więc w celu uzyskania odpowiedniej mocy grzewczej należy zwiększyć przepustowość strumienia gazu.

Aspekty formalnoprawne i środowiskowe

Obecnie w polskim prawie brak szczegółowych regulacji dotyczących przesyłu wodoru i jego mieszaniny z gazem ziemnym. Do czasu stworzenia krajowych norm i regulacji definiujących zasady postępowania opierać się można na regulacjach stosowanych za granicą, takich jak:

- Norma NFPA 2: *Hydrogen Technologies Code*,
- Norma NFPA 55: *Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code*,
- Norma NFPA 50A: *Standard for Gaseous Hydrogen Systems at Consumer Sites*.

Przed wdrożeniem przesyłu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem istniejącymi gazociągami konieczna jest weryfikacja i aktualizacja uzyskanych decyzji i pozwoleń oraz dokumentów określających reguły przesyłu pod kątem możliwości przesyłu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem, w tym:

- decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- pozwolenia na użytkowanie,
- uzgodnienia z UDT,
- koncesji na przesył,
- instrukcji ruchu i eksploatacji,
- norm dotyczących jakości przesyłanego gazu ziemnego,
- obowiązujących taryf dla klientów końcowych.

Zalecany jest też stały monitoring procesu tworzenia i wdrażania krajowych i europejskich regulacji dotyczących przesyłu wodoru. 8 lipca 2020 roku Komisja Europejska przedstawiła „Strategię w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu”, w której opisany został plan działania na kolejne 30 lat. W pierwszej fazie (lata 2020–2024) celem strategicznym jest zainstalowanie elektrolizerów zasilanych z OZE o mocy co najmniej 6 GW. W drugiej fazie (lata 2025–2030) moc elektrolizerów ma osiągnąć co najmniej 40 GW, a wodór stać się nieodłączną częścią integrowanego systemu energetycznego. W trzeciej fazie (lata 2030–2050) technologie związane z wodorem odnawialnym powinny osiągnąć dojrzałość i być wdrażane na dużą skalę w celu dotarcia do wszystkich sektorów, w których trudno doprowadzić do obniżenia emisyjności. Priorytetową kwestią polityki będzie ustanowienie ram regulacyjnych dotyczących płynnego i dobrze funkcjonującego rynku wodoru. Według KE konieczna jest też aktualizacja obowiązujących norm jakości gazu ziemnego – krajowych i Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego (CEN) związana z transportem i mieszaniem wodoru w sieciach gazu ziemnego. Ponadto, konieczne może być wzmocnienie instrumentów służących zapewnianiu transgranicznej koordynacji i interoperacyjności systemów w celu umożliwienia swobodnego przepływu gazów w państwach członkowskich [4].

Przy podjęciu działań związanych z przesyłem mieszaniny gazu ziemnego z wodorem należy również zweryfikować i zaktualizować zasięg stref zagrożenia wybuchem od połączeń rozłącznych, wylotów rur wydechowych oraz zweryfikować klasyfikację pomieszczeń.

Przy określaniu stref zagrożenia wybuchem konieczne jest określenie właściwości wybuchowych mieszaniny gazu ziemnego z wodorem. Wodór ma niższą od metanu wartość dolnej granicy wybuchowości, poniżej przedstawiono tabelaryczne porównanie właściwości wybuchowych metanu i wodoru:

Gaz	DGW (dolna granica wybuchowości)	GGW (górną granica wybuchowości)	Temperatura samozapłonu [°C]
Wodór	4,1	74,2	560
Metan	5,3	14,0	480 ÷ 630

W normie PN-EN 60079-10-1:2015 *Atmosfery wybuchowe Część 10-1: Klasyfikacja przestrzeni. Gazowe atmosfery wybuchowe* określono, że dla mieszanin gazowych, w których udział wodoru stanowi 30% lub więcej należy przyjmować grupę wybuchowości IIC lub IIB+H₂.

Wodór to nośnik energii niepowodujący emisji gazów cieplarnianych, jeśli wytwarzany jest ze źródła niepowodującego takich emisji. Obecnie w Europie i na świecie dąży się do zastąpienia paliw konwencjonalnych energią ze źródeł odnawialnych. Formą magazynowania energii z OZE jest wyprodukowany za jej pomocą wodór, który pod względem środowiskowym jest niezwykle przyjazny. Produktem spalania wodoru jest para wodna, zatem nie ma tu emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza. Dodatkowo, produkcja wodoru ze źródeł odnawialnych nie zużywa surowców naturalnych, nie wpływa na ekosystem i nie dewastuje miejsca, w którym ta produkcja następuje. Ewentualne awarie nie są też przyczyną zanieczyszczeń ekosystemu i nieodwracalnych w skutkach skażeń, które potrafią zgładzić całe gatunki.

* * *

Przygotowanie systemu gazowniczego do przesyłu wodoru wymagać będzie zmian na kilku płaszczyznach – technicznej, prawnej i handlowej. Obecnie w Europie trwają zaawansowane prace związane z przesyłem wodoru i wkrótce konieczne może stać się dostosowanie całego układu przesyłowego do nowego składu mieszaniny gazu ziemnego, aby nie zostać wykluczonym z rynku. Polska powinna być przygotowana na taki scenariusz, a posiadanie własnych ośrodków badawczych i instalacji pilotażowych jest pierwszym krokiem do realizacji tego zadania. Grupa PGNiG w ramach programu „Wodór – czyste paliwo dla przyszłości” realizuje trzy projekty wodorowe, które mogą dać bezcenne doświadczenia w przygotowaniu i dostosowaniu infrastruktury do przesyłu gazu z domieszką wodoru. PGNiG GAZOPROJEKT projektuje kompleksowo infrastrukturę sektora paliwowego oraz transfer nowoczesnych technologii – od koncepcji po fazę realizacji. Jest to nasz wkład do realizacji strategii GK PGNiG. Dlatego czynnie uczestniczymy w programie wodorowym, ale nie ograniczamy się wyłącznie do tej obiecującej technologii składowania i przesyłu energii. Jako członek GK PGNiG pragniemy wykorzystać nasz potencjał organizacyjny, wiedzy technicznej i doświadczenia inżynierskiego do wsparcia polskiego sektora energetycznego w dokonującej się transformacji energetycznej. Mamy aspiracje, aby nie ograniczać naszych działań do reagowania na dokonania w innych krajach Europy i świata, ale próbować wytyczać własne kierunki i znajdować rozwiązania zapewniające efektywność techniczną, ekonomiczną i bezpieczeństwo działania systemu energetycznego w Polsce.

Literatura

- [1] swiatoze.pl P. Mirowski, *Wodór – czyste paliwo dla przyszłości. Nowy program PGNiG*.
- [2] A. Jasiński, *Niszczenie wodorowe rur parownika*, „Energetyka” nr 2/2012, .
- [3] IGC Doc 121/04/E *Globally Harmonised Document – Hydrogen transportation Pipelines*. European Industrial Gases Association.
- [4] Komisja Europejska COM(2020) 301 final 08.07.2020, *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu*.

Stanowisko wodorowe wysokociśnieniowe

Jacek Jaworski, Paweł Kułaga

Pozyskana ze źródeł odnawialnych energia elektryczna może być magazynowana na przykład w postaci wodoru. Jako nośnik energii wodór charakteryzuje się wysoką zawartością energii na jednostkę masy. Magazynami wytworzonego wodoru mogą być istniejące sieci gazowe, które pozwalają nie tylko na długotrwałe magazynowanie energii w postaci wodoru, ale także na jej przesyłanie z miejsca wytworzenia do miejsc najbardziej efektywnego jej wykorzystania.

Możliwość dodawania wodoru do sieci gazu ziemnego i przesyłanie go gazociągami to wciąż nowe rozwiązania, wymagające dalszych badań. Ze względu na specyficzny zestaw właściwości fizykochemicznych wodoru, jego transport z zastosowaniem sieci gazowych jest znacznie trudniejszy niż transport gazu ziemnego. Zatłaczanie wodoru do sieci gazu ziemnego powinno też być uregulowane prawnie, co pozwoli na zapewnienie bezpieczeństwa transportu i użytkowania mieszanin gaz ziemny-wodór. Należy zwrócić uwagę na to, że elementy stosowane do budowy sieci gazowych czy odbiorniki gazu u odbiorców końcowych w poszczególnych krajach mogą różnić się co do właściwości. Tym samym uzyskanie odpowiedzi na jakiś problem w jednym kraju, np. wpływu wodoru na określone rury stalowe, nie oznacza automatycznie rozwiązania tego problemu w innych krajach. Dlatego w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym od kilku lat prowadzi się badania pod kątem odporności elementów systemu gazowniczego na dodatek wodoru do gazu ziemnego. Uzyskany w wyniku badań prowadzonych dotychczas w INiG-PIB zbiór informacji stanowi unikalną bazę danych, niemniej jednak prowadzone badania mają określony zakres stosowania.

Istotnym ograniczeniem w stosunku do badanych wyrobów jest ciśnienie gazu stosowane podczas procesów badawczych. Prowadzone dotychczas badania odnosiły się do ciśnienia niskiego, średniego i średniego podwyższonego. Brak specjalistycznej aparatury uniemożliwia badania wyrobów przy ciśnieniach wysokich, co jest niezbędne w celu uzyskania odpowiedzi we wszystkich istotnych obszarach systemu gazowniczego. Obecnie na istniejących

w INiG-PIB stanowiskach możliwe jest prowadzenie badań jedynie pod niskim, średnim i średnim podwyższonym ciśnieniem, przy niewielkich przepływach gazu i przy bardzo ograniczonych średnicach badanych elementów. Posiadana infrastruktura zapewnia więc prowadzenie jedynie badań pilotażowych, na ograniczonej liczbie próbek i w ograniczonych warunkach. Obecnie w Polsce nie ma stanowisk do badań elementów infrastruktury gazowniczey z zastosowaniem innych mieszanin gazowych niż gaz ziemny, z zastosowaniem wysokiego ciśnienia.

W ramach działalności badawczo-rozwojowej INiG-PIB podpisał umowę o dofinansowanie projektu budowy stanowiska badawczego wodorowego wysokociśnieniowego (nr umowy POIR.04.02.00-00-D013/20-00) w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój, działanie 4.2. Rozwój nowoczesnej infrastruktury badawczej sektora nauki. Przedmiotem realizowanego projektu jest utworzenie stanowiska badawczego wpisanego na Polską Mapę Infrastruktury Badawczej. Celem bezpośrednim projektu jest zapewnienie skutecznego dostępu do infrastruktury badawczo-rozwojowej dla przedsiębiorców i innych podmiotów, dzięki czemu możliwe będzie zmniejszenie luki infrastrukturalnej w stosunku do wiodących krajów na świecie w zakresie rozwoju OZE, w tym energetyki wodorowej. Nowe, unikalne na skalę kraju stanowisko badawcze pozwoli na realizację prac badawczych w bardzo szerokim zakresie, istotnym dla przemysłu, dając możliwość opracowania innowacyjnych rozwiązań technologicznych, nowych metod pomiarowo-interpretacyjnych, niewątpliwie mających wpływ na rozwój krajowego przemysłu. Budowa stanowiska pozwoli na realizację projektów badawczych, kluczowych dla



Rzeczpospolita
Polska

Unia Europejska
Europejski Fundusz
Rozwoju Regionalnego



polskiego i europejskiego rynku gazowniczego, skierowanych na określenie przydatności elementów sieci gazowej, między innymi zaworów, rur, zasuw, armatury upustowej, filtrów, gazomierzy czy przetworników na przyjęcie gazów odnawialnych. Stanowisko będzie miało charakter uniwersalny i przy jego użyciu będzie można prowadzić badania wpływu dodatku różnych gazów (takich jak wodór, biogaz czy syntetyczny gaz ziemny) do gazu ziemnego na poszczególne elementy systemu gazowniczego. W dobie szerokiego zainteresowania efektywnym wykorzystaniem energii ze źródeł odnawialnych szczególne znaczenie ma wykazanie, czy elementy infrastruktury gazowniczej są odporne na przewidywane mieszaniny gazowe, pochodzące zwłaszcza z dodawania gazów odnawialnych.

Na stanowisku można będzie realizować prace badawcze zarówno w warunkach dynamicznych (z przepływem), jak i statycznych, przy poddaniu elementów sieci wpływowi określonych mieszanin gazowych pod żądanym ciśnieniem średnim lub wysokim. Analiza prowadzonych projektów w Europie i na świecie wskazuje, że należy kontynuować badania odporności infrastruktury gazowniczej na wodór, zwłaszcza w warunkach roboczych, np. przy wysokich ciśnieniach gazu.

Stanowisko badawcze będzie się składać z modułów badawczych, w których będą mogły być realizowane w sposób niezależny następujące funkcje:

- 1) badania wpływu dodatku wodoru i innych gazów z OZE na dokładność i funkcjonalność oraz bezpieczeństwo gazomierzy i innych przyrządów pomiarowych. Moduł ten ma służyć przede wszystkim do badań gazomierzy oraz urządzeń pomiarowych ciśnienia i temperatury w celu oceny ich przydatności do stosowania w sieci gazowej w przypadku dodawania gazów z OZE oraz minimalizacji nierozliczonych ilości gazu. Praca modułu będzie odbywać się w pętli zamkniętej. Moduł ten umożliwi prowadzenie badań metrologicznych gazomierzy przy wymaganym ciśnieniu i strumieniu objętości. Badania odbywać się będą w pętli zamkniętej po podaniu mieszaniny gazu o odpowiednim ciśnieniu z magazynu sprężonego gazu oraz gazów z OZE. Moduł będzie wyposażony w sekcję do montażu gazomierzy kontrolnych niewrażliwych na zastosowane dodatki w mieszaninie gazu ziemnego, przede wszystkim wodór. Moduł będzie zawierał sekcję gazomierzy badanych, gdzie będzie można zastosować gazomierze o wielkościach od DN 25 do co najmniej DN 150,
- 2) badania odporności elementów do budowy sieci gazowych (rury, armatura, monobloki itd.) na dodatek wodoru i innych gazów z OZE. Moduł umożliwi między innymi ocenę szczelności badanych wyrobów oraz ich połączeń, jak również prowadzenie procesu ich narażania w założonym czasie i przy określonym ciśnieniu, na działanie składników zatłoczonej mieszaniny gazu. Armatura, a także rury i ich połączenia po czasowym oddziaływaniu mieszaniny gazu będą mogły zostać

następnie poddane badaniom, np. właściwości fizykomechanicznych. Prowadzenie procesu narażania pozwoli na ocenę wpływu składników mieszaniny gazu na zastosowane materiały oraz parametry wytrzymałościowe i funkcjonalne badanych wyrobów,

- 3) badania trwałości mieszanek gazu ziemnego i wodoru oraz innych dodatków. Moduł badania trwałości mieszanin gazowych powstałych w wyniku mieszania gazu ziemnego z innymi gazami składać się będzie z dwóch podzespołów. Pierwszy stanowić będą specjalistyczne butle ciśnieniowe, do których zatłoczone zostaną badane mieszaniny gazowe, przechowywane w butlach w warunkach odpowiadających warunkom panującym w sieciach i instalacjach gazowych (narażenie na różne warunki temperatury otoczenia) przez minimum dwa lata. Druga część modułu wykorzystana będzie do określenia występowania ewentualnych niejednorodności badanych mieszanin gazowych w warunkach statycznych.

W zależności od rodzaju badań z modułami badawczymi będą współpracować moduły technologiczne, które w części stanowią wspólną infrastrukturę.

Określenie najważniejszych parametrów stanowiska:

- 1) ciśnienie robocze:
 - a) – moduł badania gazomierzy w zakresie 1–30 bar,
 - b) – moduł badania rur, armatury itp. do 63 bar,
 - c) – moduł badania trwałości mieszanek gazowych do 63 bar,
- 2) zakres średnic:
 - a) – moduł badania gazomierzy: minimum 150 mm,
 - b) – moduł badania rur, armatury itp. do 250 mm,
 - c) – moduł badania trwałości mieszanek gazowych do 100 mm,
- 3) zakres przepływów: do 2500 m³/h dla modułu badania gazomierzy,
- 4) rodzaj medium: mieszaniny gazu ziemnego i dodatków (wodoru, biogazu, biometanu, gazu syntezowego) oraz mieszaniny gazów niepalnych),
- 5) maksymalne stężenie wodoru w mieszaninie gazu: 25% vol/vol.

Budowa wnioskowanego stanowiska – poprzez zwiększenie potencjału badawczego INiG-PIB – poszerzy możliwości dotychczasowej kooperacji i otworzy nowe obszary do współpracy. Efektem dodatnim dla gospodarki, wynikającym z budowy stanowiska, będzie transfer technologii z nauki do przemysłu, a co za tym idzie – podniesienie konkurencyjności przedsiębiorstw i jakości świadczonych usług oraz innowacyjności produktów.

Jacek Jaworski, zastępca dyrektora ds. Gazownictwa,
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
Paweł Kułaga, kierownik Zakładu Metrologii Przepływów,
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy



Metan w centrum uwagi

Sebastian Swaczyna

Jastrzębska Spółka Węglowa przystąpiła do ICE-CMM. Międzynarodowe Centrum Doskonałości w Dziedzinie Metanu z Kopalń Węgla działa pod auspicjami Europejskiej Komisji Gospodarczej Narodów Zjednoczonych. Centrum ICE-CMM pracuje nad nowymi metodami odzyskiwania i wykorzystywania metanu z kopalń, co dla JSW ma bardzo duże znaczenie.

Jastrzębska Spółka Węglowa wychwytuje ponad jedną trzecią metanu wydobywającego się z podziemnych wyrobisk. To ogromne ilości – tylko w 2020 roku w zakładach JSW uwolniono się 362,8 mln m³ metanu, a systemem odmetanowania ujęto 142,4 mln m³. Z tego ponad połowę, bo 86,0 mln m³ zużyto w układach kogeneracyjnych. Do atmosfery uwolniono się 276,8 mln m³ metanu. – *Nasze paliwo to efekt uboczny podstawowej działalności, czyli górniczej eksploatacji węgla koksowego. Wystarczy wesprzeć inwestycje JSW służące wychwytywaniu tego gazu na wszystkich etapach działalności górniczej i mamy olbrzymi efekt ekologiczny, a przy okazji ekonomiczny. Gdyby wprowadzić metan do europejskiego systemu handlu emisjami, kosztowałoby to nas około 637,5 mln zł, bo potencjał cieplarniany metanu towarzyszącego złożom węgla koksowego jest aż 28 razy większy od dwutlenku węgla – mówi Artur Dyczko, zastępca prezesa zarządu JSW SA ds. technicznych i operacyjnych. – Dla zarządu JSW jest jasne, że musimy zagospodarować więcej metanu niż do tej pory. Zamierzamy też zwiększyć efektywność odmetanowania kopalń, choć to trudne zadanie.*

Zarząd JSW powołał zespoły składające się ze specjalistów różnych branż, których zadaniem jest wypracowanie i promowanie działań mających na celu ograniczenie emisji metanu do atmosfery. Od półtora roku w strukturach spółki działa Biuro Odmetanowania i Zarządzania Mediami Energetycznymi. W kopalniach powstały oddziały odmetanowania. Spółka przejęła też od firm

Artur Badyłak, dyrektor Biura Odmetanowania i Zarządzania Mediami JSW, który będzie reprezentował spółkę w prezydium ICE-CMM:

– *Chodzi przede wszystkim o zwiększenie efektywności odmetanowania kopalń, ale również wykorzystanie metanu wydostającego się do atmosfery z powietrzem wentylacyjnym. Możliwości i potrzeby są bardzo duże, spółka inwestuje więc w odmetanowanie kopalń i zagospodarowanie gazu*



zewnętrznych obsługę i serwis stacji odmetanowania, do niej należy również kontrola nad siecią głównych rurociągów metanowych.

Tym ważniejsza stała się wymiana doświadczeń z innymi i firmami, które zajmują się metanem. Doskonałą platformą jest właśnie Międzynarodowe Centrum Doskonałości w Dziedzinie Metanu z Kopalń Węgla, do którego przystąpiła JSW. Skupia bowiem ekspertów pracujących nad nowymi metodami odzyskiwania i wykorzystywania tego gazu z kopalń. Nowe rozwiązania mają zwiększyć bezpieczeństwo górników, zakres ochrony środowiska, efektywność górniczą oraz pomóc w realizacji celów zrównoważonego rozwoju ONZ. – *Przystępując do ICE-CMM, wyznaczyliśmy określone cele – między innymi to wymiana doświadczeń w zakresie zwalczania zagrożenia metanowego i prowadzenia odmetanowania, ale też w zakresie gospodarczego wykorzystania metanu np. w silnikach gazowych – wyjaśnia Artur Badyłak. I dodaje: – W ramach ICE-CMM chcielibyśmy też wypracować wspólne stanowisko wobec ogłoszonej przez UE strategii metanowej i wziąć aktywny udział w procesie legislacyjnym dotyczącym redukcji emisji metanu.*

Sebastian Swaczyna, główny inżynier, Zespół Pozyskiwania i Zagospodarowania Metanu, Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.



dwa tankowce LNG typu Q-Flex – największe jednostki do przewozu skroplonego gazu ziemnego, jakie zawijają do Świnoujścia. Taka ilość paliwa wystarczy, aby zaspokoić zapotrzebowanie na gaz wszystkich gospodarstw domowych w Polsce przez około 20 dni. Wśród głównych odbiorców LNG małej skali są m.in. firmy przetwórstwa spożywczego oraz z branży turystycznej, dla których wykorzystanie gazu do celów grzewczych i technologicznych oznacza niższą emisję dwutlenku węgla i związków powodujących zjawisko smogu. Jednak kołem zamachowym tego segmentu rynku jest tzw. gazyfikacja wyspowa. Wykorzystuje się ją na terenach, które nie mają dostępu do ogólnopolskiej sieci dystrybucji gazu. Na takim obszarze buduje się niewielką sieć zamkniętą, do której paliwo zatłaczane jest z lokalnej stacji regazyfikacyjnej zasilanej gazem skroplonym dostarczonym za pomocą autocystern. LNG wykorzystuje się również na terenach, które wprawdzie mają dostęp do ogólnopolskiej sieci dystrybucyjnej, ale popyt na paliwo gazowe jest większy od możliwości dostaw istniejącymi gazociągami. W takim przypadku stacje regazyfikacyjne zasilane LNG uzupełniają gaz z sieci, co umożliwia pełne zaspokojenie potrzeb odbiorców. Największym w kraju użytkownikiem stacji regazyfikacyjnych jest Polska Spółka Gazownictwa z Grupy Kapitałowej PGNiG. Obecnie spółka eksploatuje 56 takich stacji.

● **22 stycznia br.** Senat Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie zatwierdził w grudniu 2020 roku program nowych studiów stacjonarnych II stopnia o profilu praktycznym (studia dualne) na kierunku studiów Inżynieria Naftowa i Gazownicza (INiG), prowadzonych wspólnie z GAZ–SYSTEM na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu (WWNiG). Celem studiów jest przygotowanie absolwentów o specjalistycznych kwalifikacjach zawodowych, którzy będą

uczestniczyć w rozwiązywaniu najbardziej wymagających wyzwań branży energetycznej. Opracowany we współpracy ze spółką program studiów przygotowuje absolwentów do realizacji zadań rozwojowych, a dzięki bogatemu planowi praktyk zawodowych absolwenci zdobędą także wiedzę i umiejętności wykorzystywane przy eksploatacji na obiektach gazowej sieci przesyłowej.

● **19 stycznia br.** W ostatnich dniach znacząco wzrosło zużycie gazu w Polsce. Według wstępnych danych minionej doby gazowej (18/19 stycznia br.) PGNiG dostarczyło około 81 mln m sześć. (911 GWh) gazu ziemnego, co stanowi historyczny rekord dobowych dostaw błękitnego paliwa. Zwiększone zapotrzebowanie na gaz wynika ze znacznego spadku temperatur w Polsce. W ich efekcie doszło do wzrostu zapotrzebowania na ogrzewanie wśród odbiorców indywidualnych. Ponadto, na wysokim poziomie pozostaje także zużycie gazu przez odbiorców przemysłowych. Poprzedni rekord zużycia zanotowano zimą 2018 roku. Najwyższe dobowe zużycie gazu ziemnego przez odbiorców PGNiG wyniosło wówczas około 78,8 mln m sześć. (882 GWh).

● **12 stycznia br.** Towarowa Giełda Energii oraz Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisały porozumienie o współpracy, którego celem jest wykorzystanie wspólnego doświadczenia i potencjału w zbudowaniu rynku biometanu w Polsce. TGE i PGNiG chcą wspólnie przygotować nowoczesne rozwiązania wspierające utworzenie i rozwój rynku biometanu w Polsce. Doświadczenie PGNiG jako kluczowego podmiotu na rynku gazu oraz TGE jako platformy handlowej, na której koncentrują się obroty gazem oraz certyfikatów promujących obszar OZE, powinny przyczynić się do transformacji nie tylko rynku energii w stronę zielonych technologii, ale również powstającego rynku paliw alternatywnych, takich jak biometan i wodor.

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

W I kwartale 2021 roku działalność standaryzacyjna IGG była prowadzona wyłącznie w trybie zdalnym, spotkania zespołów roboczych opracowujących nowe i nowelizujące ustanowione w poprzednich latach dokumenty standaryzacyjne odbywały się głównie w aplikacji *teams*.

W takim trybie 18 lutego odbyło się też kolejne, pięćdziesiąte posiedzenie plenum KST. Podczas spotkania uzgodniono rozpoczęcie prac standaryzacyjnych w zakresie dwóch nowych tematów, a KST zaakceptował powołanie dwóch nowych zespołów.

Pierwszy temat dotyczy opracowania **wytycznych dla sektora gazowego** na podstawie normy ISO/IEC 27019:2017 *Information technology — Security techniques — Information security controls for the energy utility industry*.

W uzasadnieniu wniosku wskazano, że w ramach działań Rządowego Centrum Bezpieczeństwa został opracowany podręcznik bezpieczeństwa dla sektora energii i, osobno, dla sektora gazu. W 2018 roku były próby napisania nowej wersji – połączenia najlepszych praktyk z jednego i drugiego podręcznika, została również opracowana norma ISO/IEC 27019:2017, która adresowana jest przede wszystkim do sektora energii (jej wytwarzania, przesyłania i dystrybucji). Wytyczne również powinny łączyć obszary wymienione w normach: IEC TC 57, IEC TC 65 standard (IEC 62443-2-1) i IEC SC45A standard (IEC 62645). Nowością będzie włączenie do takich wymagań szczegółowych zapisów dotyczących IOT, uczenia maszynowego oraz big data dla sektora gazowego.

Drugi temat jest wynikiem stanowiska PKN wobec norm krajowych serii PN-C-04750 do 04752 dotyczących jakości gazu ziemnego w Polsce. Podkomitet Normalizacyjny PK1 przy KT 277 ds. Gazownictwa w 2019 roku rozpoczęła nowelizację tych norm. Do nowelizowanych norm PKN zgłosił zastrzeżenia dotyczące zamieszczenia w normach wielkości wartości występujących w rozporządzeniu dotyczącym szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Fakt, że wymienione w rozporządzeniu wielkości i ich wartości zostały zaczerpnięte właśnie z norm krajowych, nie został uwzględniony przez PKN. W związku z tym członkowie PK1 zaproponowali, aby normy krajowe, które zostaną przez PKN wycofane (co potwierdził PKN), zostały zastąpione standardem lub standardami IGG. Podczas spotkania członków PK1 z przedstawicielami Ministerstwa Klimatu oraz PKN 25 marca nie znaleziono innego rozwiązania.

KST zaakceptował rozpoczęcie drugiej nowelizacji standardów ST-IGG-1401, ST-IGG-1402 oraz ST-IGG-1403, dotyczących kodów kreskowych odpowiednio dla gazomierzy miechowych, reduktorów i plomb oraz zaakceptował przedstawiony przez kierownika zespołu Artura Szelca (PSG) harmonogram i budżet.

KST zaakceptował również rozpoczęcie drugiej nowelizacji standardów ST-IGG-0501, ST-IGG-0502 oraz ST-IGG-0503 dotyczących stacji i zespołów gazowych, 23 marca odbyło się już spotkanie zespołu.

KST zaakceptował harmonogram i budżet na opracowanie przez ZR 41 pod kierownictwem Błażeja Soćko (GAZ-SYSTEM) nowego standardu ST-IGG-4101 Metody określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej.

W lutym odbyła się konferencja uzgodnieniowa dotycząca ST-IGG-3701 Stacje regazyfikacji LNG (kierownikiem zespołu jest Adam Bogucki, PGNiG). Z uwagi na duże zainteresowanie tematem i długie dyskusje podczas konferencji nad wieloma aspektami tego dużego projektu zespół podjął się dokonania znaczących zmian redakcyjnych.

W wielu zespołach trwają prace nad opracowaniem nowych i nowelizacją opracowanych w poprzednich latach standardów:

ZR 1 (kierownik Daniel Wysocki, GAZ-SYSTEM) opracowuje nowelizację standardu dotyczącego wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym.

ZR 2 A (kierownik Wojciech Laszuk, PSG) opracowuje standard dotyczący układów rozliczeniowych.

ZR 2 B (kierownik Bartosz Pisarek, GAZ-SYSTEM) pracuje intensywnie nad standardem dla przeliczników i rejestratorów.

ZR 2 C (kierownik Grzegorz Rosłonek, PGNiG) kończy opracowywanie uwag, które wpłynęły w odpowiedzi na ankietę.

ZR 3 (kierownik Joanna Pindelska, PSG) opracowuje nowelizację standardów dotyczących prób ciśnieniowych gazociągów z PE.

ZR 6 (kierownik podzespołu ds. ST-IGG-0603 Grzegorz Sachajdak, PGNiG) – nowy standard dotyczy ochrony katodowej konstrukcji złożonych.

ZR 33 (kierownictwo zespołu Jacek Janicki, ZRB Janicki i Roland Kośka, GAZ-SYSTEM) kończy opracowanie uwag, które wpłynęły w odpowiedzi na ankietę.

ZR 36 (kierownik Mateusz Bil, GAZ-SYSTEM) pracuje nad standardami dotyczącymi tłokowania gazociągów.

ZR 38 (kierownik Grzegorz Okaj, GAZ-SYSTEM) pracuje nad standardem dotyczącym kompensacji naprężeń w gazociągach.

Sekretariat KST



Wesołego Alleluja!

Z okazji nadchodzących Świąt Wielkiej Nocy
życzymy, aby radość Zmartwychwstania
była obecna w Waszych sercach i domach