czerwiec 2024

Przegląd Gazowniczy

nr 2 (82)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

DEKARBONIZACJA W GAZOWNICTWIE

GFKM
Gdańska Fundacja Kształcenia Menedżerów

Izba Gospodarcza Gazownictwa

zapraszają do udziału
w XX edycji programu podyplomowych studiów menedżerskich

MASTER OF BUSINESS ADMINISTRATION

dla firm sektora gazowniczego, energetycznego, paliwowego i ciepłowniczego (GEPC)

Jeden z najlepszych programów MBA w Polsce.
Prowadzony od 1991 roku
Dyplom uznawany na całym świecie.
Walidowany przez znaną europejską szkołę biznesu.

Studia MBA prowadzone przez IGG mają charakter programu Executive.
Trwają 4 semestry (dwa lata, około 20 zjazdów). Zajęcia odbywają się raz w miesiącu podczas 3-dniowych sesji (czwartek–sobota) i rozpoczną się w październiku 2024 roku
Rejestrację zgłoszeń rozpoczynamy 1 lipca br.

Więcej informacji na www.igg.pl

Drodzy Czytelnicy,
kolejny numer „Przeglądu Gazowniczego" to wyjątkowe wydanie naszego kwartalnika, ponieważ pojawia się tuż po zakończeniu IX Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego – wydarzenia, które odbyło się pod hasłem „Dekarbonizacja w gazownictwie" w kluczowym dla naszej branży momencie. Kongres stał się areną ważnych dyskusji i wymiany poglądów, a wypracowane podczas obrad wnioski i postulaty bez wątpienia przyniosą znaczące korzyści dla sektora gazowniczego.
Przemysł gazowniczy staje obecnie w obliczu wielu wyzwań, które wymagają od nas redefinicji obszaru działania oraz dostosowania narzędzi i zasobów.
Konieczne jest również zmobilizowanie sił i środków w celu osiągnięcia naszych celów.
W tym numerze naszego kwartalnika poruszamy kilka kluczowych tematów, które dominowały podczas kongresu. Przedstawiamy analizę czynników warunkujących rozwój przemysłu gazowniczego i energetyki wodorowej oraz konwergencję sektorów energetyki i rynków energii, ze wskazaniem na niezbędne, znaczące zmiany w infrastrukturze energetycznej w Europie i w Polsce.
Równie istotnym tematem jest transport CO_2 w obliczu realizacji projektów CCS (*Carbon Capture and Storage*) w Polsce. Światowy trend ograniczania emisji dwutlenku węgla stawia przed nami wyzwanie wdrożenia technologii wychwytu i geologicznego składowania CO_2.
W tym wydaniu PG przedstawiamy genezę rurociągowego transportu CO_2 oraz potencjał rozwoju tej technologii w Polsce, podkreślając konieczność konsensusu prawnego, ekonomicznego, społecznego i normalizacyjnego.
Nie możemy także pominąć roli pakietu wodorowego, który ma ułatwić dekarbonizację sektora gazowego i wprowadzanie gazów odnawialnych. Nowe regulacje stanowią istotny element Europejskiego Zielonego Ładu i są kluczowe dla osiągnięcia neutralności klimatycznej UE do 2050 roku. W bieżącym kwartalniku zajmujemy się również kwestią wdrażania wodoru jako paliwa w transporcie.

Ponieważ w dzisiejszym, dynamicznym świecie technologia odgrywa kluczową rolę w transformacji przemysłu gazowniczego, poświęcamy miejsce tematyce sztucznej inteligencji i przedstawiamy jej ogromny potencjał.
Kluczowe jest, aby firmy zanim zdecydują się na wdrażanie technologii AI najpierw oceniły własną dojrzałość cyfrową.
Istotne znaczenie dla gazownictwa ma również koncepcja cyfrowych bliźniaków, która umożliwia przewidywanie awarii, zwiększenie efektywności operacyjnej oraz lepsze zarządzanie zasobami, co prowadzi do obniżenia kosztów i podniesienia bezpieczeństwa systemów gazowych.
Zapraszamy również do lektury relacji z wizyty studyjnej „Japan hydrogen energy tour", zorganizowanej przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Uczestnicy mieli okazję zapoznać się z zaawansowanymi technologiami wodorowymi w Japonii, co stanowi cenną inspirację dla polskiego sektora gazowniczego.
Chcąc podkreślić stuletnią tradycję związaną z wydawaniem „Przeglądu Gazowniczego", dołączyliśmy specjalny dodatek przedstawiający genezę naszego czasopisma, nierozerwalnie związanego z wczesnymi etapami rozwoju gazownictwa na ziemiach polskich. W bieżącym numerze w formie dodatku prezentujemy „Przegląd Gazowniczy", który w obecnej formie wydajemy od dwudziestu lat i który prezentował naszą branżową rzeczywistość, goszcząc na swoich łamach przedstawicieli firm, świata nauki i administracji.
Mam nadzieję, że ten numer „Przeglądu Gazowniczego" dostarczy Państwu wielu wartościowych informacji.
Życzę miłej lektury, ciekawych wniosków i wartościowych inspiracji.

Wiesław Prugar,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA
„Przeglądu Gazowniczego"

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)
Marcin Olewnik (PGNiG Grupa ORLEN)
Aleksandra Pinkas (PGNiG Grupa ORLEN)
Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ–SYSTEM S.A.)
Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)
Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)
Ewa Kukulska-Zając (INiG – PIB)
Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)
Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA Grupa ORLEN)
Przemysław Cegiełka (PGNiG Grupa ORLEN)
Piotr Wojtasik (PGNiG Grupa ORLEN)
Alicja Walecka (Gas Storage Poland sp. z o.o.)

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

Redaktor prowadzący: Julita Wróbel-Siemieniuk
tel. kom. 516 444 463
e-mail: julita.wrobel-siemieniuk@igg.pl

DTP i druk: BARTGRAF
tel. 601 968 520
e-mail: ksiezopolska@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Spis treści

TEMAT WYDANIA

8 Czynniki warunkujące rozwój przemysłu gazowniczego – Maciej Chaczykowski, Andrzej Osiadacz

9 Zagadnienia transportu CO_2 w kontekście realizacji potencjalnych projektów CCS w Polsce – Stanisław Nagy, Tomasz Włodek

13 Rola wodoru w nowym pakiecie gazowym UE a możliwości wdrożenia zapisów w polskiej gospodarce – Jerzy Kaleta, Paweł Gąsior

16 Wdrażanie wodoru jako paliwa w transporcie – szanse i wyzwania – Grzegorz Jóźwiak

19 NATO a bezpieczeństwo energetyczne – Dominik P. Jankowski

21 Sztuczna inteligencja to prawdziwy przełom, ale nie zrobi za nas wszystkiego – Rafał Bałdys Rembowski

24 Wizyta w Japonii zorganizowana przez IGG

NASZ WYWIAD

26 Rosja może rozbijać jedność wewnątrzunijną – Rozmowa z Agatą Łoskot-Strachotą, koordynatorką projektu Energia w Europie w Ośrodku Studiów Wschodnich, członkinią Eksperckiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu, a także *visiting fellow* w *think-tank Bruegel*

26

PUBLICYSTYKA

28 Musimy radykalnie przyspieszyć inwestycje energetyczne – Leszek Kąsek, Michał Rubaszek

30 IX Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego „Dekarbonizacja w gazownictwie" – Julita Wróbel-Siemieniuk

54 Gaz płynie, a Gazprom pod kreską? Kryzys gazowy w UE dwa lata po rosyjskiej inwazji – Kamil Lipiński

58 Wyzwania stojące przed normalizacją – rola norm w kontekście zrównoważonego rozwoju i polityki konkurencyjności – Marta Krejpowicz

REPORTAŻ

34 IX Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego

PGNiG GRUPA ORLEN

36 Wyzwania i szanse rynkowe w transformacji energetycznej

38 BioCNG i bioLNG – potencjał stacji paliw PGNiG

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

40 Wodór – klucz do zrównoważonej transformacji energetycznej

42 PSG i gmina Czarny Dunajec rozpoczynają współpracę w zakresie wodoru

43 Poprawa chłonności sieci PSG szansą na rozwój rynku biometanu

GAZ–SYSTEM

44 Zmiany legislacyjne w obszarze eksploatacyjnym sieci przesyłowej

44

PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

46 „Zagrzewamy do nauki" – PGNiG TERMIKA SA inwestuje w przyszłe kadry

EuRoPol GAZ s.a.

48 REMIT II – nowe obowiązki uczestników rynku energii

GAS STORAGE POLAND

50 Istota monitoringu elementów wyposażenia wgłębnego komór magazynowych

TRANSITION TECHNOLOGIES

52 Integracja jednostek gazowo-parowych. Optymalne rozwiązania dla sieci energetycznych od Transition Technologies – Systems!

53 Rola systemów wykrywania nieszczelności w przemyśle – Transition Technologies – Control Solutions

TECHNOLOGIE

60 *Digital Twin* w infrastrukturze gazowniczej a technologia BIM – część 1. – Jacek Magiera

PRAWO

64 *Fit for 55* i Pakiet Wodorowo-Gazowy. Nowy krajobraz regulacyjny dla rynków wodoru, biometanu i gazu ziemnego – Tomasz Brzeziński

Na okładce: biogazownia w Konopnicy, gmina Rawa Mazowiecka Fot. ORLEN S.A.

Z życia **Izby Gospodarczej Gazownictwa**

Drugi kwartał 2024 roku był dla Izby Gospodarczej Gazownictwa czasem obfitującym w ważne wydarzenia.

W Falentach k. Warszawy (4–5 kwietnia) odbyła się zorganizowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa wspólnie z Elektrometal S.A. konferencja „Wodór w transformacji energetycznej". Wystąpienia konferencyjne poświęcone były trzem najistotniejszym dla stworzenia łańcucha wartości gospodarki wodorowej czynnikom: regulacjom prawnym, możliwościom technicznym i finansowaniu projektów.

W wydarzeniu udział wzięli członkowie administracji państwowej, instytucji naukowych oraz przedstawiciele 31 firm członkowskich IGG.

Izba – jako partner branżowy konferencji Gazterm 27, zorganizowanej 12–15 maja w Międzyzdrojach – uczestniczyła w panelach dyskusyjnych z udziałem członków Zarządu IGG. Tematem konferencji było „Bezpieczeństwo energetyczne w dobie transformacji z przyszłością paliw gazowych w nowej gospodarce energetycznej".

21 maja w Warszawie odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa, o którym piszemy na str. 18.

10–12 czerwca odbyło się ważne wydarzenie dla branży gazowniczej – Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Relacja na str. 30.

Członkowie IGG zostali zaproszeni do udziału w ankiecie przygotowanej przez koordynatorów grup roboczych porozumienia wodorowego, dotyczącej aktualizacji Polskiej Strategii Wodorowej.

Równocześnie z inicjatywy GAZ–SYSTEM prowadzone jest mapowanie podaży i popytu na wodór, które w przyszłości zostanie wykorzystane w planowaniu infrastruktury przesyłu wodoru i pozwoli na stworzenie wstępnej mapy sieci wodorowej na terenie kraju.

W ostatnim czasie IGG aktywnie uczestniczyła w konsultacjach publicznych kilku ustaw, w tym m.in. przedstawionych przez Ministerstwo Rozwoju i Technologii projektów dotyczących certyfikacji wykonawców zamówień publicznych czy ustawy o kredycie mieszkaniowym #na Start. Obecnie – z punktu widzenia całej branży – najistotniejszym aktem prawnym podlegającym konsultacji jest przedłożony przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska 27 maja projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne" oraz niektórych innych ustaw (nr UD36 w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów), czyli tzw. Pakiet Wodorowy. Zgodnie ze stanowiskiem, wyrażonym w uzasadnieniu Ministerstwa Klimatu i Środowiska, przedłożony do konsultacji i opiniowania projekt ustawy umożliwia realizację celu 6. „Stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego" Polskiej Strategii Wodorowej. Obowiązujące przepisy prawa krajowego nie odpowiadają na potrzeby związane ze skutecznym wdrażaniem założeń PSW oraz wynikające z dynamicznie rozwijającego się rynku wodoru w Europie i na świecie. Nowelizacja prawa energetycznego stanowi część pakietu legislacyjnego zwanego konstytucją dla wodoru, którego głównym celem jest stworzenie ram regulacyjnych funkcjonowania rynku wodoru w Polsce. Zawarte w nim zmiany zakładają m.in. wprowadzenie siatki pojęć w prawie energetycznym, koniecznych do rozwoju i funkcjonowania rynku wodoru w Polsce, utworzenie ram umożliwiających międzysektorową działalność w zakresie gazu ziemnego i wodoru, stworzenie zasad certyfikacji i wyznaczania operatorów wodorowych, uregulowanie zasad koncesjonowania działalności związanej z magazynowaniem wodoru, zaprojektowanie zasad funkcjonowania systemów wodorowych, wprowadzenie systemowych mechanizmów wsparcia dla prowadzenia działalności badawczo-rozwojowej dla projektów z zakresu technologii wodorowych oraz propozycję uproszczeń dla podmiotów inwestujących w rozwój systemu wodorowego. IGG liczy na aktywny udział członków w procesie konsultacji przedłożonego projektu i przedstawienie rzeczowych uwag, które zostaną przekazane do ministerstwa. IGG będzie aktywnie uczestniczyć i prezentować stanowisko swoich członków na dalszych etapach uzgadniania projektu ustawy, dążąc do ich uwzględnienia i wprowadzenia do ostatecznego projektu ustawy.

Leszek Drabio

W ostatnich miesiącach IGG, przy współpracy z kancelarią JDP, przeprowadziła dla firm członkowskich dwa bezpłatne webinaria o następującej tematyce:

- konsorcjum – problemy prawne i podatkowe związane z pozyskiwaniem i realizacją zamówień publicznych oraz dochodzeniem roszczeń (16 kwietnia),
- praktyki pracodawców a prawo konkurencji. Kwestie pracownicze pod lupą (UOKiK 20 czerwca).

Wzorem poprzednich lat przy współudziale IGG 10 maja odbył się finał szóstej edycji konkursu dla aplikantów pt. „Spory budowlane w orzecznictwie SN".

Jak co roku, celem konkursu było promowanie zdolnych aplikantów, zainteresowanych cywilnoprawnymi zagadnieniami rynku budownictwa, stanowiącego jeden z głównych sektorów polskiej gospodarki.

Konkurs to unikalna szansa zaprezentowania swojej wiedzy i umiejętności nie tylko przed gronem renomowanych prawników – praktyków, ale także przed przedstawicielami wiodących izb gospodarczych zrzeszających największe firmy z sektora budownictwa i infrastruktury w Polsce.

Spośród 43 głosów wyłoniono 7 finalistów. Gratulujemy zwycięzcom i zapraszamy do udziału w konkursie w przyszłym roku.

Odbyły się dwa posiedzenia KST – w kwietniu i w czerwcu, podczas których uzgodniono zakresy prac i terminy opracowania nowych i nowelizowanych standardów. Obecnie zbieramy uwagi firm stowarzyszonych do nowego standardu **ST-IGG-0902** *Gazociągi. Próby ciśnieniowe rurociągów stalowych*. Prowadzone są ustalenia dotyczące rozpoczęcia kolejnych nowelizacji, zbieramy także propozycje nowych tematów standaryzacyjnych.

18–19 czerwca w Ostrowie Wielkopolskim i Odolanowie odbyły się zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa warsztaty „Dekarbonizacja systemu gazowego". Więcej informacji na str. 63.

Tradycyjnie już zapraszamy kolejne firmy zainteresowane członkostwem w IGG, szczególnie działające w obszarze gospodarki wodorowej i biometanowej, ponieważ IGG w wyniku wielu inicjatyw legislacyjnych i opiniodawczych krajowego i unijnego prawa, jako organizacja samorządowa, wspiera ukierunkowane na rzecz biznesu rozwiązania dotyczące szeroko rozwijanych rodzajów gazu dla celów energetycznych.

W swoich szeregach witamy nowe firmy:

DEGA-PLUS sp. z o.o.
SEVIVON sp. z o.o.
I-MAXIMUM sp. z o.o.
PSI Polska sp. z o.o.
YOKOGAWA Polska sp. z o.o
Politechnikę Wrocławską.

Wkrótce startuje XX edycja podyplomowych studiów MBA, organizowanych wspólnie przez IGG i Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów. Rozpoczęcie XX edycji planowane jest na październik i poprzedzone będzie webinarami IGG.

Życzymy naszym Czytelnikom, aby podczas odpoczynku zażyli wszechogarniającej mocy odnowy.

Biuro IGG

● **20 czerwca br.** W odpowiedzi na trwającą agresję na Ukrainę UE zatwierdziła 14. pakiet sankcji przeciwko Rosji. Nowe środki mają na celu zarówno wprowadzenie nowych sankcji, jak i zamknięcie istniejących luk prawnych, aby maksymalnie zwiększyć efektywność sankcji. Jednym z głównych elementów nowego pakietu jest zakaz reeksportu rosyjskiego gazu LNG z portów UE, co ma ograniczyć dochody Rosji o około 2 miliardy euro rocznie. Sankcje obejmują także ograniczenia dotyczące finansowania rosyjskich projektów LNG.

● **18 czerwca br.** W Odolanowie ruszyła należąca do ORLENU instalacja, w której energia elektryczna pozwoli na produkcję wodoru. Produkcja zielonego wodoru w Odolanowie możliwa jest dzięki wykorzystaniu energii elektrycznej pochodzącej z farmy fotowoltaicznej o mocy prawie 0,5 MW, działającej na terenie Oddziału PGNiG w Odolanowie. Wydajność instalacji wykorzystującej proces elektrolizy wynosi 20 ton wodoru rocznie.

● **17 czerwca br.** Bruksela przedłużyła sankcje nałożone na Rosję po nielegalnej aneksji Krymu i Sewastopola. Obejmują one między innymi zakaz importu produktów z Krymu i Sewastopola oraz prowadzenia tam inwestycji infrastrukturalnych. Unia zakazała też eksportowania na Krym towarów i technologii wykorzystywanych w sektorze transportu, telekomunikacji i energetyki oraz poszukiwania i produkcji ropy naftowej, gazu i zasobów mineralnych.

● **7 czerwca br.** Wojewoda małopolski wyraził zgodę na budowę gazociągu Wężerów–Przewóz. GAZ–SYSTEM informuje, że długość instalacji wyniesie 44 kilometry i obejmie również stacje pomiarowe, stacje regulacyjno-pomiarowe i śluzę nadawczo-odbiorczą. Gazociąg będzie przebiegał przez gminy: Słomniki, Radziemice, Koniusza, Kocmyrzów-Luborzyca i gminę miejską Kraków. W Wężerowie zostanie podłączony do korytarza gazowego północ–południe. Średnica nominalna gazociągu wyniesie 70 centymetrów, a maksymalne ciśnienie robocze 8,4 MPa.

● **5 czerwca br.** Grupa ORLEN poinformowała, że zwiększy wydobycie gazu ziemnego w Norwegii. Należące do niej PGNiG Upstream Norway pozyskało 20 proc. udziałów złoża Eirin. Wolumen gazu pozyskiwanego przez Polaków w tym miejscu wzrośnie do 1,5 mld m sześc. Początek prac wiertniczych na złożu Eirin zaplanowano na trzeci kwartał 2024 roku, a uruchomienie wydobycia ma nastąpić w drugim półroczu 2025 roku.

● **3 czerwca br.** Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził obowiązujące od 1 stycznia 2025 roku do 1 stycznia 2026 roku taryfy na przesył paliw gazowych dla krajowego systemu przesyłowego i dla polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał–Europa.

● **30 maja br.** Dostępna jest już zaktualizowana europejska mapa infrastruktury wodorowej z dodatkowymi projektami wodorowymi. W nowym wydaniu po raz pierwszy wyróżniono projekty PCI i PMI. Mapa składa się teraz z około 500 zgłoszonych projektów.

● **27 maja br.** Po raz pierwszy w UE przyjęto rozporządzenie dotyczące metanu, mające na celu redukcję szkodliwych emisji z paliw kopalnych w Europie i za granicą. To pierwsze w historii UE przepisy mające na celu ograniczenie emisji metanu z sektora energetycznego w Europie i na całym świecie. Jest to kolejny krok we wdrażaniu Europejskiego Zielonego Ładu i REPowerEU. Nowe rozporządzenie zobowiązuje przemysł gazu kopalnego, ropy i węgla w Europie do pomiaru, monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji metanu zgodnie z najwyższymi standardami monitorowania oraz do podejmowania działań w celu ich ograniczenia. Wymaga od unijnych operatorów gazu, ropy i węgla zaprzestania rutynowego spalania na pochodniach.

● **27 maja br.** Projekt nowelizacji prawa energetycznego dotyczący regulacji rynku wodoru, w zakresie, w jakim nie będzie on transportowany siecią gazową, został skierowany do konsultacji i uzgodnień. Nowe przepisy mają na celu wprowadzenie regulacji uwzględniających szerokie zastosowanie wodoru jako surowca, nośnika oraz magazynu energii, gdy nie jest on transportowany siecią gazową. Projektodawca zaproponował definicje dla różnych rodzajów wodoru: niskoemisyjnego, odnawialnego pochodzenia niebiologicznego i odnawialnego. Projekt przewiduje również możliwość stworzenia w Polsce sieci wodorowych, wprowadzając definicje „sieci przesyłowej wodorowej" i „sieci dystrybucyjnej wodorowej". Projektowane przepisy są odpowiedzią na rewizję III pakietu gazowego, który wprowadza zbliżone zasady funkcjonowania rynku wodoru do obowiązujących na rynku gazu ziemnego, w tym zasadę rozdziału (*unbundling*) działalności wytwórczej od systemowej oraz wybór odpowiedniego modelu rozdziału właścicielskiego dla rynku wodoru.

● **23 maja br.** Eksperci ze specjalnej grupy NATO mają przygotować nowe narzędzia wzmacniające ochronę infrastruktury energetycznej na morzu. Sojusz Północnoatlantycki zainaugurował obrady grupy eksperckiej o nazwie *Cricital Undersea Infrastructure Network*, która przygotuje rekomendacje zmian na rzecz lepszej ochrony oraz monitoringu kabli podmorskich, rurociągów oraz innych elementów infrastruktury zagrożonych potencjalnym sabotażem. Takie zagrożenie dotyczy także morskich farm wiatrowych i platform wiertniczych.

● **17 maja br.** Wojewoda kujawsko-pomorski wydał pozwolenie na budowę nowoczesnej, dwukierunkowej stacji regulacyjno-pomiarowej w gminie Mogilno. Inwestycję realizuje GAZ–SYSTEM, a ma ona wzmocnić polski system gazowy poprzez integrację krajowego systemu przesyłowego (KSP) z systemem gazociągów tranzytowych (SGT). Planowana stacja będzie jedną z największych tego typu instalacji w kraju. Jej zadaniem będzie nie tylko regulacja i pomiar przesyłanego gazu, ale również zwiększenie mocy odbioru, co znacząco wpłynie na stabilność dostaw gazu w Polsce. Projekt jest częścią większego programu SGT, którego celem jest optymalizacja i rozbudowa krajowej infrastruktury gazowej. Nowa stacja w Mogilnie ma zintegrować lokalne sieci gazowe z głównymi trasami tranzytowymi, co zwiększy elastyczność i efektywność całego systemu przesyłowego. Rozpoczęcie prac budowlanych planowane jest na pierwszy kwartał 2025 roku. Proces ten obejmie budowę nie tylko samej stacji, ale także niezbędnej infrastruktury towarzyszącej, która zapewni jej pełną operacyjność. Zakończenie inwestycji przewidywane jest na koniec 2025 roku.

● **8 maja br.** GAZ–SYSTEM zaktualizował zamieszczoną w krajowym dziesięcioletnim planie rozwoju na lata 2024–2033 prognozę zapotrzebowania na usługę przesyłową na lata 2024–2045. Prognozę opracowano w dwóch wariantach: optymalnego rozwoju i umiarkowanego wzrostu.

● **29 kwietnia br.** Komisja Europejska opublikowała swoją ocenę projektów zaktualizowanych krajowych planów w zakre-

sie energii i klimatu (KPEiK) Bułgarii i Polski. Wydała w niej zalecenia dla obu krajów, aby „zwiększyły swoje ambicje" zgodnie z uzgodnionymi celami unijnymi na 2030 rok. Polski projekt zakłada redukcję emisji gazów cieplarnianych o 35 procent w stosunku do 1990 roku. Polska deklaruje zwiększenie do 29,8 procent udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w końcowym zużyciu energii brutto. Dla produkcji energii elektrycznej założono, że udział OZE może sięgnąć 50,1 procent. Dla sektora ciepłownictwa i chłodnictwa przewidziano 32,1 procent udziału OZE, a w transporcie 17,7 procent.

● **26 kwietnia br.** Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zakończył postępowanie w sprawie wniosku GAZ–SYSTEM o zatwierdzenie projektu przepustowości przyrostowej na granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska–Ukraina (tzw. projekt incremental), uznając że przedłożona propozycja projektu spełniała wszystkie przesłanki merytoryczne do jego zatwierdzenia. Aukcja przepustowości przyrostowej zostanie przeprowadzona 1 lipca br. na platformie GSA.

● **25 kwietnia br.** GAZ–SYSTEM poinformował, że podpisał umowę czarteru określającą warunki dostarczenia i obsługi jednostki FSRU w Zatoce Gdańskiej. Kontrakt został zawarty z firmą White Eagle Energy, spółką zależną japońskiego giganta żeglugowego Mitsu O.S.K. Lines. Gazoport będzie odbierał skroplony gaz ziemny (LNG), a po regazyfikacji wprowadzał go do krajowego systemu przesyłowego. Czarterowana jednostka będzie miała pojemność około 170 tys. m sześc. LNG oraz moc regazyfikacji około 6,1 mld m sześc. gazu ziemnego rocznie. Umowa została zawarta na 15 lat z możliwością przedłużenia. GAZ–SYSTEM zagwarantował sobie również prawo wykupu jednostki.

● **23 kwietnia br.** Departament Energii USA poinformował, że zakończy przegląd nowych projektów LNG do końca marca 2025 roku i po tym czasie wróci do wydawania zezwoleń. Pauza mająca pozwolić na ocenę zasadności nie dotyczyła zaplanowanych, ważnych dla Polski projektów.

● **18 kwietnia br.** ORLEN poinformował o otrzymaniu 62 milionów euro od Unii Europejskiej, które dofinansują projekt *Clean Cities – Hydrogen*. W jego ramach powstanie 16 ogólnodostępnych stacji i instalacja produkująca zielony wodór. Fundusze zostały przyznane w ramach konkursu CEF *Alternative Fuels Infrastructure Facility*, który ogłosiła Europejska Agencja Wykonawcza ds. Klimatu, Środowiska i Infrastruktury.

● **16 kwietnia br.** Minęła 20. rocznica utworzenia polskiego operatora gazociągów przesyłowych. Utworzenie spółki działającej początkowo pod nazwą PGNiG – Przesył sp. z o.o., a od 2006 roku pod nazwą Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A., pozwoliło w okresie przystępowania Polski do Unii Europejskiej zrealizować wymóg rozdziału przesyłu gazu ziemnego od jego produkcji i dostaw.

● **12 kwietnia br.** Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy, mający przebiegać przez Polskę oraz kraje bałtyckie i łączyć Finlandię z Niemcami, otrzymał status projektu wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej. Projekty PCI mogą korzystać z najlepszych praktyk, wynikających z rozporządzenia TEN-E, co oznacza m.in. możliwość skorzystania z przyspieszonego procesu uzyskiwania pozwoleń.

● **11 kwietnia br.** CINEA opublikowała nowe zaproszenie do składania wniosków dotyczących kluczowych transgranicznych projektów w zakresie infrastruktury energetycznej UE, znajdujących się na unijnej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI) i projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PMI). W nowym zaproszeniu udostępniono 850 mln euro z budżetu UE na współfinansowanie badań i prac zarówno na rzecz projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania, jak i PMI. Nabór zakończy się 22 października 2024 roku. Oprócz typowych kategorii, takich jak energia elektryczna, inteligentne sieci elektroenergetyczne i sieci CO_2, od tego roku o dofinansowanie mogą ubiegać się wodór i elektrolizery oraz projekty *offshore* najnowszej listy PCI i PMI.

● **11 kwietnia br.** – *Na realizację programu „Czyste powietrze" przez wojewódzkie fundusze ochrony środowiska trafi 6,4 mld zł z unijnego programu FEnIKS* – poinformowała Paulina Hennig-Kloska, minister klimatu i środowiska. Środki te mają pozwolić obsłużyć ponad 145 tys. polskich rodzin i powinny wystarczyć na wymianę 111 tys. źródeł ciepła oraz umożliwić przeprowadzenie termomodernizacji w około 100 tys. domów jednorodzinnych.

● **9 kwietnia**. Grupa ORLEN o ponad 30 proc. zwiększyła ilość przesyłanego do Polski gazu pochodzącego z własnego wydobycia w Norwegii, gdzie działa PGNiG Upstream Norway. W skali roku oznacza to dodatkowy miliard metrów sześciennych gazu – poinformował koncern, podając, że surowiec ten zapełnia już około połowy całej zarezerwowanej przez ORLEN przepustowości gazociągu *Baltic Pipe*.

● **8 kwietnia br.** Komisja Europejska opublikowała w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej pierwszą listę projektów PCI i PMI. Wybrane projekty pomogą osiągnąć ambitne cele energetyczno-klimatyczne Europejskiego Zielonego Ładu. 166 projektów znajdujących się na liście skorzysta z usprawnionego procesu wydawania zezwoleń i wsparcia regulacyjnego, dzięki czemu będą kwalifikować się do finansowania UE w ramach instrumentu „Łącząc Europę" (CEF). Spośród 166 wybranych projektów, będących przedmiotem wspólnego zainteresowania i PMI, ponad połowa (85) to projekty dotyczące energii elektrycznej, morskich i inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Na liście znajduje się 65 projektów związanych z wodorem i elektrolizerami, które mają pomóc w dekarbonizacji przemysłu UE. Wśród wybranych projektów jest też 14 projektów sieci CO_2 zgodnych z celami UE dotyczącymi stworzenia rynku wychwytywania i składowania dwutlenku węgla.

● **5 kwietnia br.** Z raportu „Biometan w Polsce. Rosnąca rola biometanu w transformacji energetycznej", przygotowanego przez firmę doradczą Strategy& (będącą częścią sieci PwC), wynika, że obecnie w Polsce biogaz produkowany jest w około 380 instalacjach o sumarycznej mocy elektrycznej około 280 MW, a największy udział w całości stanowią biogazownie komunalne.

● **5 kwietnia br.** – Polska ma przeskalowane inwestycje gazowe, nie będzie kolejnych nowych inwestycji gazowych w aktualizacji „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku" (PEP 2040) – poinformowała Urszula Zielińska, wiceminister klimatu i środowiska. MKiŚ zapowiedziało, że w tym roku przedstawi aktualizację tego dokumentu.

Czynniki warunkujące **rozwój przemysłu gazowniczego**

Maciej Chaczykowski, Andrzej Osiadacz

W najbliższych latach przewidujemy znaczące zmiany zachodzące w infrastrukturze energetycznej w Europie, w tym również w Polsce. Z jednej strony planowany jest znaczący rozwój energetyki wodorowej, m.in. rozwój wielkoskalowego magazynowania energii chemicznej i powstanie infrastruktury wodorowej, częściowo zastępującej lub uzupełniającej infrastrukturę gazowniczą. Z drugiej strony widoczna jest konwergencja sektorów energetyki i rynków energii, ponieważ potrzeby odbiorców energii będą zaspokajane za pomocą różnych nośników energii, zwiększając w ten sposób przepustowość i ogólną niezawodność projektowanej infrastruktury energetycznej. Zmiany te wymuszają „holistyczne" podejście do systemu energetycznego, w przeciwieństwie do dotychczas stosowanego, praktycznie wyłącznie, podejścia sektorowego[1] i będą powodowały rosnącą złożoność problemów projektowania i prowadzenia ruchu sieci mediów energetycznych, znanych w literaturze przedmiotu pod nazwą systemów multienergetycznych[2]. Na przykład planując rozbudowę lub prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego zasilanego ze źródeł opalanych gazem ziemnym, warto poszerzyć granice analizowanego układu o system gazowniczy, aby uwzględnić również dynamikę dostaw energii pierwotnej w postaci gazu ziemnego. Poszerzenie granic układu przyczynia się do zwiększenia ogólnej sprawności i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Analogicznie, planując rozbudowę lub zarządzając systemem ciepłowniczym zasilanym z gazowych układów kogeneracyjnych, również warto poszerzyć granice analizowanego układu o system gazowniczy. Jednocześnie, procesy akumulacji ciepła zarówno w sieci ciepłowniczej, jak i w zasobnikach ciepła zainstalowanych na sieci, znacząco wpływają na profile zapotrzebowania na gaz w układach kogeneracyjnych zasilających system ciepłowniczy, zatem możliwość uwzględnienia charakterystyki poboru gazu przez odbiorców z sektora ciepłowniczego znacznie usprawnia zarządzanie siecią gazową. Podane przykłady wzajemnego oddziaływania na siebie systemów wymagają odpowiednich narzędzi umożliwiających prowadzenie złożonych analiz wielu różnych wariantów prowadzenia ruchu sieci, które opisane są modelami o parametrach rozłożonych, z przepływami w stanach nieustalonych. Wykorzystanie tych narzędzi zapewnia elastyczność budowy i planowania ruchu sieci.

Przegląd literatury w zakresie modeli i metod obliczeniowych systemów multienergetycznych pokazuje liczne opracowania z zakresu analizy współpracy systemów elektroenergetycznych i gazowniczych, przede wszystkim w zakresie optymalizacji rozdziału obciążenia, a także dotyczących problemów magazynowania energii chemicznej w postaci zatłaczania wodoru do sieci gazowej[3]. Jednak w literaturze przedmiotu brakuje opracowań dotyczących współpracy systemów ciepłowniczych z gazowniczymi. Analiza dostępnych na rynku narzędzi softwarowych pokazuje, że nie pozwalają one na integrację infrastruktury, nadmiernie upraszczają modele przepływu gazu i ciepła w sieci, przy czym zdecydowana większość z nich nie spełnia kryterium otwartego oprogramowania. Na przykład w pracy[4] do opisu przepływu gazu i do opisu transportu ciepła stosuje się modele przepływu w stanach ustalonych. Modele te nie pozwalają na uwzględnienie procesów akumulacji masy gazu i akumulacji ciepła w sieciach. Ponadto, nie pozwalają na uwzględnienie opóźnień transportowych spowodowanych adwekcyjnym transportem masy i ciepła w tych systemach. Jednocześnie pominięto problemy określania zapasu przepustowości sieci gazowych, a w modelowaniu przepływów w systemach ciepłowniczych nie uwzględniono istotnego elementu, jakim są zasobniki ciepła.

Zatem wyzwaniem jest konieczność opracowania odpowiednich modeli cyfrowych współpracujących ze sobą systemów energetycznych, a na ich bazie algorytmów obliczeniowych. Pozwoli to na badania właściwości tych systemów na etapie projektowania, biorąc jednocześnie pod uwagę optymalizację prowadzenia ruchu, która powinna być kompromisem między określonym poziomem bezpieczeństwa eksploatacji a jej kosztami.

Cyfryzacja w sektorze gazowniczym

W sektorze gazowniczym w znacznie szerszym zakresie w stosunku do stanu obecnego powinna być wykorzystywana symulacja i optymalizacja komputerowa podstawowych procesów związanych z transportem gazu ziemnego. Dotyczy to zarówno fazy projektowania, jak i fazy eksploatacji.

Modelowanie cyfrowe powinno być katalizatorem innowacji w przemyśle gazowniczym. Łącząc dane w czasie rzeczywistym, pochodzące z obiektów fizycznych z zaawansowaną analityką i algorytmami uczenia maszynowego, można uzyskać cenne informacje dotyczące aktualnych parametrów pracy systemu, można też analizować przyszłe scenariusze rozbudowy czy eksploatacji.

Należy pamiętać, że systemy SCADA, szeroko wykorzystywane w przemyśle, zapewniają, iż proces lub sprzęt działają poprawnie, zgodnie z określonymi parametrami. W przeciwieństwie do modeli cyfrowych, system SCADA koncentruje się na monitorowaniu i kontroli w czasie rzeczywistym, a nie na analizowaniu przeszłych wyników i pomaganiu w przewidywaniu przyszłości.

Współpraca nauki z sektorem gazowniczym

Ważną rolę w rozwoju cyfryzacji gazownictwa powinny odegrać krajowe ośrodki naukowe. Istotnym elementem efektywnej współpracy sektora gazowniczego z nauką w zakresie cyfryzacji

jest jasne zdefiniowanie przez przemysł zakresu swoich potrzeb, zdefiniowanie celu/celów, opracowanie strategii realizacji zadań i harmonogramu realizacji. Przemysł powinien zwiększyć skłonność do inwestowania w projekty B+R, które z natury obarczone są podwyższonym ryzykiem ekonomicznym. Nowe rozwiązania techniczne i technologiczne to przecież ważny czynnik budowania konkurencyjności i pozycji rynkowej. Ośrodki naukowe zainteresowane współpracą powinny mieć odpowiednie doświadczenie w tym zakresie, a rezultatem współpracy powinny być wdrożenia spełniające wymagania zleceniodawców. Aby poszerzyć pole zainteresowania ośrodków naukowych, z których wiele angażuje się tylko w badania podstawowe (teoretyczne), a nie w prace dla przemysłu, należy udoskonalić mechanizmy komercjalizacji prac B+R.

Prof. dr hab. inż. Maciej Chaczykowski, prof. dr hab. inż. Andrzej Osiadacz, Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Politechnika Warszawska

[1] Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard, David Connolly, Brian Vad Mathiesen, *Smart energy and smart energy systems*, Energy 137, 2017, 556-565, https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.123.
[2] M. Chertkov and G. Andersson, *Multienergy Systems in Proceedings of the IEEE*, vol. 108, no. 9, pp. 1387-1391, Sept. 2020, doi: 10.1109/JPROC.2020.3015320.
[3] A. J. Osiadacz, M. Chaczykowski, *Modeling and Simulation of Gas Distribution Networks in a Multienergy System Environment in Proceedings of the IEEE,* vol. 108, no. 9, pp. 1580-1595, Sept. 2020, doi: 10.1109/JPROC.2020.2989114.
[4] D. Lohmeier, D. Cronbach, S. R. Drauz, M. Braun, T. M. Kneiske (2020), Sustainability 2020, 12(23), 9899; doi:10.3390/su12239899.

Zagadnienia transportu CO_2 w kontekście realizacji potencjalnych projektów CCS w Polsce

Stanisław Nagy, Tomasz Włodek

Ogólnoświatowy trend ograniczania antropogenicznej emisji dwutlenku węgla niesie za sobą wyzwania wprowadzenia rozwiązań technologicznych mających na celu redukcję emisji CO_2, będącego jednym z tzw. gazów cieplarnianych. Jedną z możliwości osiągnięcia tego celu jest wprowadzanie technologii wychwytu oraz geologicznego składowania CO_2 (CCS).

Ogniwem łańcucha technologii CCS jest rurociągowy transport dwutlenku węgla, ponieważ przesył dużych ilości wychwyconego CO_2 (powyżej 1 $MtCO_2$/rok) na znaczne odległości jest ekonomicznie uzasadniony jedynie z wykorzystaniem rurociągów w fazie ciekłej. Należy zwrócić uwagę, że genezą rurociągowego transportu dwutlenku w Stanach Zjednoczonych jest wykorzystanie go w technologii EOR, czyli zwiększenia współczynnika wydobycia ropy naftowej. W gospodarce w niektórych sektorach przemysłu nie jest możliwe wyeliminowanie lub zredukowanie emisji dwutlenku węgla w inny sposób niż przez jego wychwyt, następnie transport i geologiczne magazynowanie/składowanie. Wdrożenie technologii CCS w najbliższych latach spodziewane jest w przemyśle cementowym i wapienniczym, rafineryjnym, chemicznym oraz w hutnictwie – w branżach, w których eliminacja bądź ograniczenie emisji dwutlenku węgla w sposób inny niż poprzez jego wychwyt są technologicznie niemożliwe. Oddzielną sprawą jest stosowanie technologii usuwania w energetyce zawodowej i ciepłownictwie (dla bloków gazowych). Prawdopodobnie stosowanie tej technologii jest możliwe tylko w przypadku wysokich kosztów emisji ETS. Jeszcze innym zagadnieniem jest kwestia wytwarzania wodoru z gazu ziemnego w połączeniu z technologią CCS.

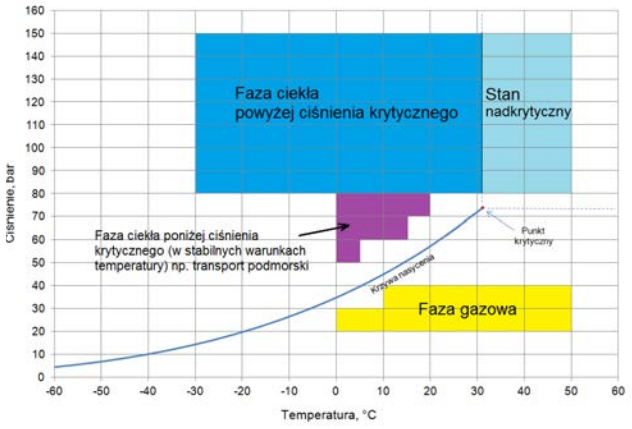
WŁAŚCIWOŚCI FIZYKOCHEMICZNE CO_2

Aspekty technologiczne rurociągowego transportu dwutlenku węgla są ściśle powiązane z jego właściwościami fizykochemicznymi. W warunkach otoczenia dwutlenek węgla jest bezwonnym, bezbarwnym, nietoksycznym oraz cięższym od powietrza gazem. CO_2 może występować także w stanie ciekłym, stałym o budowie krystalicznej oraz w fazie nadkrytycznej (tzw. gęsta faza gazowa). Stan skupienia zależny jest od warunków ciśnienia i temperatury. Diagram fazowy CO_2 pokazany jest na rysunku 1. Dla rurociągowego transportu dwutlenku węgla największe znaczenie mają dwa obszary: fazy ciekłej w warunkach ciśnienia nadkrytycznego oraz fazy nadkrytycznej*. Położenie punktu krytycznego (Tc = 304,2, K = 31,05°C, pc = 7,38 MPa przy gęstości 468 kg/m^3) sugeruje przesył dwutlenku węgla w zakresie ciśnień od 8 MPa do 15 MPa.

Dwutlenek węgla technicznie może być transportowany rurociągami w fazie gazowej poniżej ciśnienia krytycznego oraz w stanie nadkrytycznym.

Termodynamiczny obszar występowania fazy gazowej poniżej ciśnienia krytycznego jest bardzo ograniczony w odniesieniu do rurociągowego transportu CO_2. Pierwszym problemem, który pojawia się po przyjęciu modelu transportu CO_2 w fazie gazowej

Rysunek 1. Typowy zakres ciśnień i temperatur roboczych dla transportu rurociągowego dwutlenku węgla w zależności od fazy



jest ciśnienie robocze w rurociągu. Może ono osiągać maksymalnie około 3,5–4 MPa, a jest to związane z położeniem krzywej skraplania. Przekroczenie wartości ciśnienia, przy którym następuje wykroplenie ciekłego CO_2 w danej temperaturze, powoduje powstanie początkowo układu dwufazowego, a następnie jednolitej fazy ciekłej w rurociągu. Powstaje wtedy duże zagrożenie dla urządzeń i armatury, pracujących w warunkach dla transportu fazy gazowej, a oprócz tego nieoczyszczony i niedokładnie osuszony dwutlenek węgla może powodować powstawanie hydratów. Kolejnym problemem występującym przy transporcie CO_2 w fazie gazowej jest jego gęstość. Gaz ten jest ponad półtora raza cięższy od powietrza oraz ponad dwa i pół razy cięższy od typowego gazu ziemnego. Gęstość medium odgrywa szczególną rolę przy wyznaczeniu odległości przesyłu, czego przyczyną są duże spadki ciśnienia wzdłuż rurociągu. Dlatego transport CO_2 w fazie gazowej należy rozważać jedynie dla stosunkowo niewielkich wolumenów CO_2, przesyłanych na niewielkie odległości (maks. 50 km).

Przesył dwutlenku węgla powyżej ciśnienia nasycenia lub ciśnienia krytycznego (tzw. *dense phase*) jest bardziej efektywny. Charakterystycznymi właściwościami dwutlenku węgla w tym obszarze PVT jest gęstość porównywalna ze stanem ciekłym oraz lepkość i ściśliwość zbliżona do gęstości fazy gazowej. Ze względu na wysoką temperaturę krytyczną trudne jest utrzymanie stanu nadkrytycznego na całej długości rurociągu. Typowy zakres pracy rurociągu dla transportu CO_2 w fazie nadkrytycznej to ciśnienie 8–15 MPa oraz temperatura powyżej 31°C. Spadek temperatury poniżej temperatury krytycznej powoduje przejście dwutlenku węgla w fazę ciekłą przez stopniowe zwiększenie gęstości.

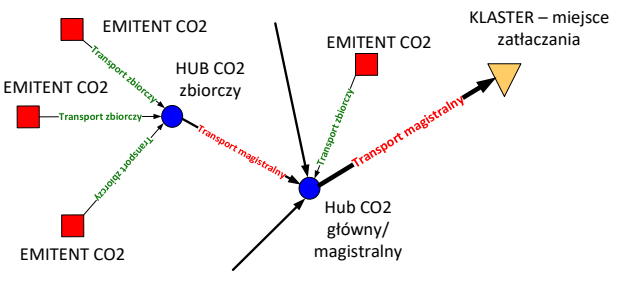
Analiza wykresu fazowego dwutlenku węgla wskazuje na szeroki zakres ciśnienia i temperatury dla fazy ciekłej tego związku. Dwutlenek węgla w fazie ciekłej ma nieznacznie większą gęstość niż w stanie nadkrytycznej. Fakt ten, wraz z niewielką ściśliwością ciekłego CO_2, jest dodatkową zaletą ze względu na niższe spadki ciśnienia w funkcji długości rurociągu. Dzięki temu można transportować duże strumienie CO_2 na stosunkowo duże odległości, przy zastosowaniu mniejszych niż w przypadku fazy gazowej lub stanu nadkrytycznego średnic rurociągu. Aby uzyskać dwutlenek węgla w fazie ciekłej, należy go sprężyć a następnie schłodzić. Problematycznym zagadnieniem związanym z rurociągowym transportem ciekłego CO_2 jest zapewnienie dokładnego oczyszczenia, a przede wszystkim osuszenia strumienia dwutlenku węgla. Obecna w strumieniu transportowanego CO_2 woda reaguje z dwutlenkiem węgla, tworząc nietrwały kwas węglowy, który ma działanie korozyjne na ścianki rurociągu oraz zamontowaną na nim armaturę. Technologiczny zakres parametrów roboczych transportu CO_2 dla ciśnienia wynosi 8–15 MPa, a dla temperatury poniżej 31°C. Istotne są też właściwości materiału rurociągu (m.in. określone przez temperaturę udarności stali).

Pomimo wyzwań związanych z dokładnym osuszaniem transportowanego CO_2, przesył ciekłego CO_2 z technicznego punktu widzenia jest najbardziej korzystny spośród przedstawionych w artykule sposobów przesyłu ze względu na parametry dwutlenku węgla.

PERSPEKTYWY TRANSPORTU RUROCIĄGOWEGO CO_2 W POLSCE

Determinantą rozwoju sieci transportowej w Polsce będzie wdrożenie projektów CCS. Sieć transportowa dwutlenku węgla nie powstanie w jednym czasie w swoim docelowym kształcie. Będzie powstawała stopniowo odcinkami od emitentów, którzy jako pierwsi zdecydują się na wdrożenie technologii CCS do struktur geologicznych zlokalizowanych w korzystnej dla emitenta lokalizacji, z uwzględnieniem wszelkich uwarunkowań: prawnych, ekonomicznych, technicznych i społecznych. Rozwój szkieletowej sieci transportowej dwutlenku węgla powinien być zaplanowany już na wczesnym etapie, m.in. należy wskazać prognozowane korytarze przebiegu dla tych rurociągów. Do rozwiązania tego problemu najlepiej zastosować metodę łączenia (agregacji) przepływów poprzez tworzenie tzw. hubów CO_2, w których dwutlenek węgla byłby zbierany od kilku emitentów zlokalizowanych w promieniu kilkudziesięciu kilometrów. Przykładem takiego hubu zbiorczego mogłoby być połączenie rurociągami transportowymi kilku zakładów cementowych lub wapienniczych, które zwykle zlokalizowane są w niewielkich od siebie odległościach. Następnie odcinkami rurociągów o większej średnicy CO_2 transportowany byłby do tzw. hubów magistralnych, gdzie łączyłyby się strumienie CO_2 z różnych hubów zbiorczych. Dwutlenek węgla transportowany byłby rurociągiem magistralnym (lub kilkoma równoległymi w zależności od prognozowanego przepływu) do docelowego miejsca zatłaczania do wytypowanych struktur geologicznych w ramach danego klastra (lub ewentualnie do terminalu eksportowego nad morzem lub połączenia z transgranicznym systemem rurociągowym). Schemat struktury „hubowej" przedstawiono na rysunku 2.

Rysunek 2. Idea transportu rurociągowego dwutlenku węgla w systemie hubów zbiorczych



Źródło: opracowanie własne.

W budowie sieci transportowej CO_2 niezwykle cenne są doświadczenia budowy sieci przesyłowej gazu ziemnego. Oczywiście, a jest to chociażby doświadczenie amerykańskie, że rurociągi do transportu dwutlenku węgla mogą być prowadzone i lokalizowane na znacznych odcinkach w korytarzach gazociągów wysokiego ciśnienia, po uprzednim ustaleniu znormalizowanych zasad równoległego funkcjonowania obydwu sieci i ich operatorów. Należy zwrócić uwagę, że sieć przesyłowa gazu ziemnego w Polsce jest rozwinięta i na wielu przykładowych odcinkach tras rurociągi dla transportu dwutlenku węgla mogłyby być prowadzone w korytarzach wyznaczonych właśnie przez gazociągi wysokiego ciśnienia. W przypadku rurociągowego przesyłu dwutlenku węgla istotnym aspektem trasowania rurociągu jest aspekt bezpieczeństwa. Wyznaczanie trasy rurociągu w terenie gęsto zaludnionym i silnie zurbanizowanym wymaga spełnienia dodatkowych wymogów bezpieczeństwa dla zminimalizowania ryzyka potencjalnej awarii rurociągu.

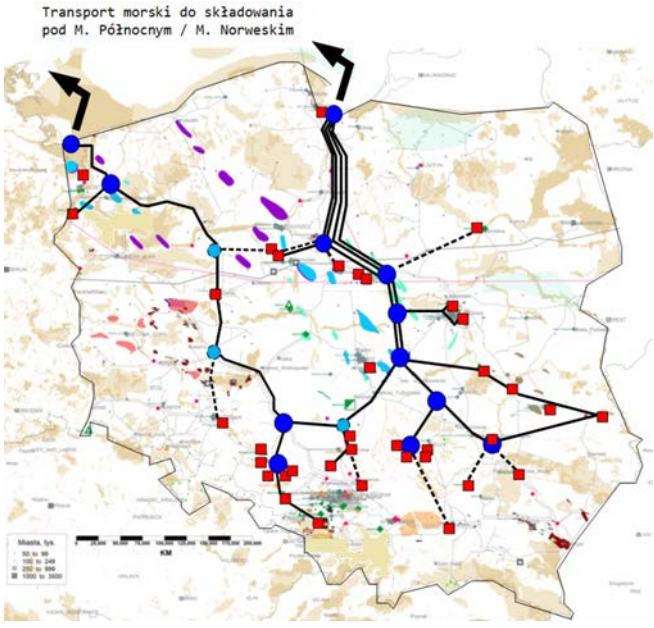
Nie należy również wykluczyć, że w przypadku początkowej fazy wdrożenia projektów CCS interesującą formą transportu dwutlenku węgla będzie transport drogowy i kolejowy, jednak wydaje się on efektywny wyłącznie dla niewielkich, w stosunku do całości emisji, wolumenów dwutlenku węgla.

POTENCJALNY ROZWÓJ SIECI TRANSPORTOWEJ CO_2 w POLSCE

Rurociągowy transport dwutlenku węgla jest ściśle powiązany z lokalizacjami emitentów. Głównymi gałęziami przemysłu, które będą wprowadzać technologię CCS są przemysł cementowy, rafineryjny i chemiczny, hutnictwo (w tym metali nieżelaznych) oraz przemysł wapienniczy. Nie wyklucza się włączenia energetyki (głównie dla nowych bloków energetycznych, głównie gazowych). W przypadku energetyki w kontekście technologii CCS wymienia się przede wszystkim nowe inwestycje w bloki gazowe Elektrowni Dolna Odra, Elektrowni Rybnik, Łagisza, Ostrołęka, Grudziądz oraz Kozienice. Istotnym elementem będzie też eliminacja CO_2 w branży ciepłowniczej, która w ramach transformacji zacznie przechodzić z węgla kamiennego na gaz ziemny. Tu należy wspomnieć przede wszystkim o największych blokach gazowych w ciepłownictwie (Żerań, Płock, Włocławek, Gdynia). Wdrożenia technologii CCS nie należy spodziewać się u największych obecnie emitentów CO_2 w sektorze energetyki – elektrowni opalanych węglem brunatnym i kamiennym. Większość bloków węglowych będzie wygaszana w perspektywie najbliższych 10–15 lat. W przypadku przemysłu rafineryjnego należy wymienić przede wszystkim rafinerie w Płocku i Gdańsku. Emitenci potencjalnie zainteresowani w przyszłości wdrożeniem technologii CCS to przemysł chemiczny, zwłaszcza najwięksi emitenci w tej branży – Zakłady Azotowe w Tarnowie, Puławach, Kędzierzynie czy zakłady chemiczne w Policach i Anwil we Włocławku. Przed koniecznością wprowadzenia technologii wychwytu CO_2 w związku z wprowadzeniem opłat za emisję dwutlenku węgla stoi cała branża cementowa i wapniowa, w których z procesu produkcji cementu i wapna nie jest możliwe usunięcie emisji dwutlenku węgla w inny sposób. Zakłady cementowe i wapiennicze położone są w podobnych lokalizacjach i są to przede wszystkim regiony: świętokrzyski (Sitkówka-Nowiny, Małogoszcz, Ożarów), opolski (Górażdże, Opole, Tarnów Opolski), częstochowski (Rudniki, Trębaczew), lubelski (Chełm) i Kujawy (Piechcin).

> Głównymi gałęziami przemysłu, które będą wprowadzać technologię CCS są przemysł cementowy, rafineryjny i chemiczny, hutnictwo (w tym metali nieżelaznych) oraz przemysł wapienniczy. Nie wyklucza się włączenia energetyki (głównie dla nowych bloków energetycznych, głównie gazowych).

Rysunek 3. Schemat możliwego rozwoju sieci transportowej dwutlenku węgla w wariancie składowania poza granicami kraju (na szelfie Morza Północnego lub Norweskiego)

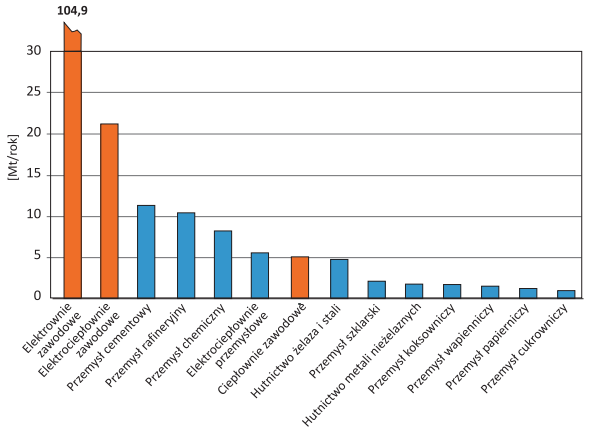


Źródło: opracowanie własne.

Transport CO_2 łączy ogniwa wychwytu i składowania. Pod kątem lokalizacji rozważane mogą być różne opcje geologicznego składowania dwutlenku węgla. W pierwszej wychwycony dwutlenek węgla zostałby przesłany rurociągami do terminali przeładunkowych w portach nadbałtyckich (Gdańsk, Świnoujście), w których zostałby przeładowany na statki, którymi przetransportowany byłby do miejsc składowania poza Polską. Przykładowy schemat sieci transportowej dwutlenku węgla z uwzględnieniem transportu morskiego z terminali przeładunkowych na polskim wybrzeżu przedstawiono na rysunku 3. Należy jednak zwrócić uwagę, że łączne wolumeny wychwyconego dwutlenku węgla z wyłączeniem energetyki zawodowej i ciepłownictwa mogą docelowo przekroczyć 40 mln ton CO_2/rok. Razem z energetyką i ciepłownictwem (bloki gazowe) wartość ta może zbliżyć się do 60 mln ton CO_2/rok. Tutaj należy rozważyć aspekty możliwości przeładunkowych terminali i planowaną wielkość dostępnej floty statków transportowych. Emisje dwutlenku węgla w 2022 roku z podziałem na sektory przemysłu przedstawiono na rysunku 4.

W drugim wariancie przy konsensusie prawnym i społecznym geologiczne składowanie dwutlenku węgla zostanie wdrożone na terenie kraju. W tym przypadku dwutlenek węgla byłby skła-

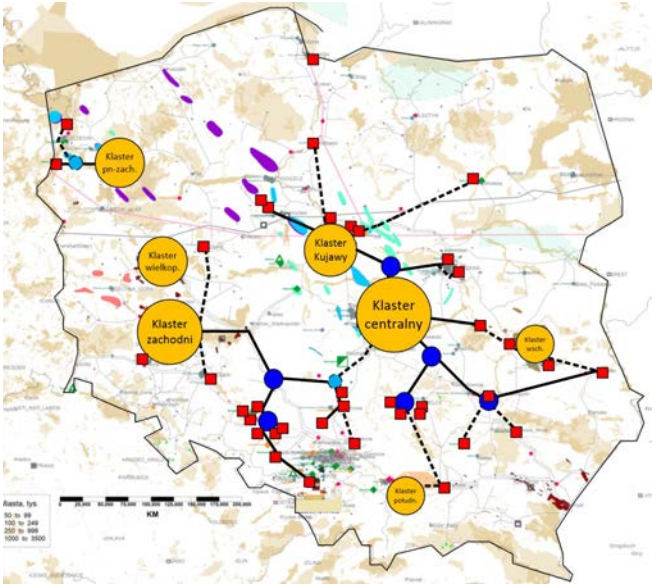
Rysunek 4. Emisje CO_2 w Polsce z podziałem na gałęzie przemysłu w 2022 roku [Mt/rok]



Źródło: dane KOBIZE.

dowany w dokładnie przebadanych strukturach geologicznych. W tej kwestii należy rozważyć głębokie struktury aquiferowe oraz wyeksploatowane złoża węglowodorów. Struktury aquiferowe występują głównie w centralnej Polsce oraz w północnej części, obejmując Kujawy aż po Pomorze Zachodnie. Z kolei główne perspektywiczne struktury w wyeksploatowanych złożach węglowodorów znajdują się w Wielkopolsce i lokalnie w Małopolsce. Występowanie poszczególnych struktur umożliwia zagregowanie ich w większe klastry. Możliwe jest wyróżnienie dla struktur aquiferowych: klastra centralnego, klastra Kujawy, klastra wschodniego (Lubelszczyzna), klastra północno-zachodniego (Pomorze Zachodnie), zaś dla wyeksploatowanych złóż węglowodorów klastrów zachodniego i wielkopolskiego (Wielkopolska). Układ najważniejszych klastrów, łączących perspektywiczne struktury dla geologicznego składowania CO_2, wraz z możliwym przebiegiem głównych rurociągów, przedstawiono na rysunku 5.

Rysunek 5. Schemat możliwego rozwoju sieci transportowej dwutlenku węgla w wariancie składowania w strukturach geologicznych w Polsce



Źródło: opracowanie własne.

* * *

Transport rurociągowy dwutlenku węgla został opracowany na potrzeby zwiększenia wydobycia ropy naftowej w procesach tzw. wtórnej eksploatacji złoża (przede wszystkim w USA). W najbliższych latach głównym katalizatorem rozwoju rurociągowego transportu CO_2 będzie wdrożenie technologii CCS, tj. wychwytu i geologicznego składowania w celu zmniejszenia emisji antropogenicznego CO_2 i ograniczenia związanych z jego wpływem zmian klimatycznych. W dokumencie *Net Zero Industry Act* Unia Europejska zdefiniowała konieczność potwierdzenia dostępności rocznej pojemności składowania na poziomie 50 Mt CO_2 do 2030 roku, z czego około 1,5–2 Mt CO_2 może przypadać na Polskę. Transport CO_2 jest etapem łączącym główne ogniwa technologii CCS (wychwyt i składowanie). W Polsce zidentyfikowano głównych emitentów dwutlenku węgla (poszczególne zakłady przemysłowe i całe gałęzie przemysłu) oraz przeprowadzono wstępne wytypowanie odpowiednich do składowania CO_2 struktur geologicznych. Na tej postawie możliwe jest stworzenie wstępnego schematu sieci transportowej dwutlenku węgla, wraz z zastosowaniem metody „hubów" zbiorczych CO_2, w których byłyby agregowane strumienie CO_2 od kilku emitentów, a następnie kierowane do rejonu wytypowanych struktur geologicznych, połączonych w klastry lub, alternatywnie, w kierunku nadmorskich terminali przeładunkowych. W przypadku tworzenia i rozbudowy sieci transportowej dwutlenku węgla należy i warto skorzystać z doświadczeń zarówno prawnych, jak i normalizacyjnych z procesu rozbudowy systemu przesyłowego gazu ziemnego. Jednak podstawowym warunkiem umożliwiającym rozwój technologii CCS i systemu sieci rurociągów do transportu CO_2 jest osiągnięcie w tej kwestii konsensusu prawnego, ekonomicznego, społecznego i normalizacyjnego.

Prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy, profesor zwyczajny, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie
Dr inż. Tomasz Włodek, adiunkt, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie

* Obszar ciekły powyżej ciśnienia nasycenia i część obszaru gazowego (nadkrytycznego) jest także definiowany jako *dense phase* (nie jest to definicja termodynamiczna)

Bibliografia:

S. T. McCoy, *The Economics of CO_2 Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs,* PhD Thesis, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, 2008.
Z. X. Zhang, G. X. Wang, P. Massarotto, V. Rudolph, *Optimization of Pipeline Transport for CO_2 Sequestration,* Elsevier Energy Conversion and Management 47, 2006.
A. Murray, M. Mohitpour, H. Golshan, *Pipeline Design and Construction. A practical approach*, ASME PRESS 2003.
V. Vandeginste, K. Piessens, *Pipeline design for a least-cost router application for CO_2 transport in the CO_2 sequestration cycle,* International Journal of Greenhouse gas Control 2 (2008), s. 571–581.
C. Rybicki, M. Łaciak, *Transport rurociągowy CO_2*, „Rurociągi" nr 4/54/2008.
H. Lu, X. Ma, K. Huang, L. Fu, M. Azimi, *Carbon dioxide transport via pipelines: A systematic review*, Journal of Cleaner Production 266 (2020) 121994.
S. Nagy, A. Olajossy, 2010, *Transport rurociągowy dwutlenku węgla oraz układu azot – dwutlenek wegla,* „Rynek Energii" nr 4, 63–67.

Rola wodoru w nowym pakiecie gazowym UE a możliwości wdrożenia zapisów w polskiej gospodarce

Jerzy Kaleta, Paweł Gąsior

11 kwietnia br. Parlament Europejski przyjął nową dyrektywę[1] (zwaną potocznie Pakietem Wodorowo-Gazowym), która ułatwi dekarbonizację sektora gazowego UE i wprowadzanie gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, w tym wodoru. Działania te mają też na celu zabezpieczenie dostaw energii zakłóconych napięciami geopolitycznymi, zwłaszcza agresją Rosji na Ukrainę. Dokument stanowi składowy element Europejskiego Zielonego Ładu i obejmuje rewizję dyrektywy gazowej UE z 2009 roku oraz uzupełnia pakiet *Fit for 55*. W nowej dyrektywie uznano odnawialny (zielony) wodór i inne zrównoważone paliwa za istotne elementy umożliwiające osiągnięcie celu, jakim jest neutralność klimatyczna UE do 2050 roku.

Kluczową rolę w procesie legislacyjnym odegrał prof. Jerzy Buzek, eurodeputowany i były polski premier, który stwierdził, że „nowe rozporządzenie przekształci obecny rynek energii w taki, który opiera się przede wszystkim na dwóch źródłach – zielonej energii elektrycznej i zielonych gazach". Współkierujący procesem niemiecki poseł, Jens Geier, stwierdził z kolei, iż przyjęta ustawa stwarza: „podstawy prawne europejskiego rynku wodoru, wyznaczając początek wycofywania się z gazu ziemnego".

Poniżej wyeksponowano znaczenie dyrektywy w zakresie roli wodoru w procesach transformacji energetycznej i surowcowej UE.

Kluczowe elementy pakietu

- Potwierdzono wcześniejsze zapisy ze strategii UE w zakresie wodoru (2020) oraz Planu REPowerEU (2022), iż produkcja zielonego wodoru zostanie zwiększona do 10 mln ton rocznie, a import wodoru osiągnie ten sam poziom do 2030 roku. Odnawialny wodór i inne zrównoważone paliwa zastępować będą sukcesywnie gaz ziemny i paliwa kopalne.
- Podkreślono, iż gaz ziemny stanowi obecnie 95% wykorzystywanych w UE paliw gazowych, które odpowiadają za 22% całkowitego zużycia energii (w tym do wytwarzania 20% energii elektrycznej i 39% energii cieplnej). Mimo niewielkiego udziału w obecnym koszyku, biogaz, biometan, wodór odnawialny i niskoemisyjny, a także metan syntetyczny do 2050 roku będą stanowiły 2/3 paliw gazowych. Udział kopalnych paliw gazowych w zużyciu energii wyniesie wówczas nadal 20%, co wymaga obniżenia ich emisyjności.
- Oczekuje się, że wprowadzanie gazów odnawialnych i niskoemisyjnych nastąpi w różnym tempie w poszczególnych państwach UE i będzie przebiegać równolegle, czyli:
  - infrastruktura przeznaczona dla wodoru będzie stopniowo uzupełniać sieć przeznaczoną dla gazu ziemnego,
  - w infrastrukturze gazowej gaz kopalny będzie stopniowo zastępowany metanem z innych źródeł.
- Nowa dyrektywa wymaga stworzenia krajowych planów rozwoju sieci zgodnie z unijnymi dziesięcioletnimi scenariuszami. Każde państwo UE może samodzielnie zdecydować, czy przedstawić dwa osobne plany czy wspólny, dotyczący gazu ziemnego i wodoru. Operatorzy obecnych sieci gazowych podadzą informacje o infrastrukturze, którą można wycofać z eksploatacji lub zmienić jej przeznaczenie.
- Powstanie Europejska Sieć Operatorów Sieci Wodorowych (*European Network of Network Operators for Hydrogen* – ENNOH), nowy niezależny podmiot obok istniejących już dla gazu ziemnego i energii elektrycznej.
- Wprowadzono różne regulacje dotyczące operatorów systemów przesyłowych wodoru (OSP) i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). W przypadku małych OSD przewidziano wyjątek *de minimis* i możliwość wspólnego zarządzania obu sieciami, o ile łączna liczba punktów przyłączenia gazu ziemnego i wodoru nie przekroczy stu tysięcy. Założono także konieczność oddzielenia produkcji wodoru od eksploatacji sieci wodorowej i wprowadzenia modelu niezależnego operatora przesyłu (*Independent Transmission Operator* – ITO).
- Niezbędne jest zapewnienie konsumentom rynku detalicznego faktycznego dostępu do paliw odnawialnych i niskoemisyjnych (zamiast paliw kopalnych) oraz łatwej zmiany

dostawcy. Nowe ramy legislacyjne ułatwią dostęp do istniejącej sieci dla gazów odnawialnych i niskoemisyjnych przez udzielanie obniżek stawek transgranicznych i stawek zatłaczania.

- Ponieważ UE jest importerem netto energii, powstaną nowe możliwości biznesowe dla stron spoza UE. W tym celu UE opracuje system aukcyjny oparty na przetargach na import wodoru. Dostawcy spoza UE muszą spełnić wymogi i standardy UE oraz akceptować limity ilościowe. W fazie przejściowej, przy imporcie produktów takich jak niebieski i szary wodór, stosowany będzie limit emisji CO_2, czyli wskaźnik CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*).
- Rozporządzenie utrwala mechanizm wspólnych zakupów gazu na poziomie UE i poszerza go o zakupy wodoru.
- Pakiet reguluje finansowanie budowy sieci wodorowych i ustalanie opłat sieciowych. W tym zakresie powinna obowiązywać zasada odrębnego finansowania sieci elektroenergetycznych, gazowych i wodorowych. Aby rozłożyć koszty inwestycji w sieci wodorowe pomiędzy ich pierwszych i przyszłych użytkowników, państwa UE mogą rozłożyć w czasie obciążenia z tytułu ich budowy.
- Wodór będzie wykorzystywany głównie w przypadkach, gdy elektryfikacja nie jest dobrym rozwiązaniem, w tym w przemyśle energochłonnym (np. rafinerie, produkcja nawozów i stali) oraz w niektórych sektorach transportu (morski, lotnictwo, długodystansowe trasy pojazdów ciężkich).
- W dyrektywie przewidziano preferencyjne poziomy opodatkowania odnawialnego i niskoemisyjnego wodoru wykorzystywanego jako paliwa:
  - silnikowego – w wysokości 0,15 euro/GJ (w porównaniu z 10,75 euro/GJ w przypadku paliw kopalnych),
  - do ogrzewania – w wysokości 0,15 euro/GJ (w porównaniu z 0,6 euro/GJ w przypadku gazu ziemnego).

Uznano za niezbędną zmianę dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii (dyrektywa RED II) i normy emisji CO_2 dla samochodów. Uwzględniono też zalecenia w zakresie zrównoważonych niskoemisyjnych i bezemisyjnych paliw alternatywnych w sektorze morskim i lotniczym (*FuelEU Maritime i ReFuelEU Aviation*).

Kontrowersje i kompromisy

Dyskusja nad nowym pakietem gazowym, rozpoczęta w 2021 roku, nie była wolna od kontrowersji. Poniżej jedynie dwa przykłady.

- Spór dotyczył np. sposobu finansowania inwestycji wodorowych i skali możliwego wsparcia ze środków publicznych. Zwrócono uwagę, iż brak rzetelnych danych na temat popytu na wodór podwyższa znacznie ryzyko finansowe bardzo kosztownych inwestycji infrastrukturalnych (np. rurociągów). Z drugiej strony, zakłada się, że najbardziej efektywne jest finansowanie infrastruktury z przychodów uzyskiwanych od użytkowników wodoru i unikanie subsydiowania krzyżowego (dopuszczalnego jednak w szczególnych przypadkach).
- Zdecydowano też, że zapis określający „wodór niskoemisyjny" zostanie wydany dopiero rok po wejściu w życie nowej dyrektywy (w pierwotnym wniosku przewidywano, że będzie to sześć miesięcy).

Wyzwania dla polskiej gospodarki

Na ile jesteśmy gotowi, by wdrożyć w Polsce zapisy nowego Pakietu Wodorowo-Gazowego UE? Cel, który powinien nam przyświecać trafnie i skrótowo ujął Ryszard Pawlik, doradca parlamentarny Jerzego Buzka: „jeśli jesteśmy trzecim w Europie producentem szarego wodoru, to możemy być też trzecim zielonego[2]". Czy to jednak cel realny? Niepokojących symptomów, że może to być trudne, jest wiele.

- W publicznej dyskusji dominuje opinia, że nasza strategia jest mało ambitna[3]. Na przykład za sześć lat zamierzamy zainstalować 2 GW mocy w elektrolizerach, podczas gdy w całej Unii Europejskiej ta moc wyniesie 40 GW. Uważa się również, iż 2023 rok generalnie był stracony dla rynku wodoru w Polsce[4]. Zagrożone są bowiem cele strategii wodorowej, a niezbędne działania nie nabrały tempa, głównie w zakresie legislacji i wsparcia dla firm inwestujących w wodór.
- Nieliczne przykłady wdrożonych projektów wodorowych w Polsce, takich jak dwie stacje tankowania, instalacja w Gaju Oławskim, lokomotywa PESY, osiedle w Śremie czy utworzenie spółki Hydro Sanok, to zbyt mało, gdy porównać to z działaniami u sąsiadów, w tym o mniejszym potencjale gospodarczym i ludnościowym.

> Według ostatnich wyliczeń Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Polska w 2030 roku będzie potrzebować ponad 300 tys. ton wodoru odnawialnego.

- Według ostatnich wyliczeń Ministerstwa Klimatu i Środowiska[5], Polska w 2030 roku będzie potrzebować ponad 300 tys. t wodoru odnawialnego. Szczegółowe aspekty dotyczące planów rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce (np. masowe magazynowanie wodoru, wytwarzanie paliw syntetycznych) w dokumencie ministerstwa poruszone są jednak jedynie hasłowo.
- O skali inwestycji w krajach z rozwiniętą gospodarką wodorową w zakresie paliw i surowców syntetycznych oraz braku takich przedsięwzięć w Polsce pisano w „Przeglądzie Gazowniczym" już wcześniej[6]. W debacie podnoszony jest też niekorzystny wpływ braku zielonego wodoru na rozwój OZE w Polsce[7,8].
- Nadziei upatruje się w roku bieżącym, cieszą też medialne deklaracje zmian. GAZ–SYSTEM zapowiada[9] budowę pierwszych wodorociągów, powstanie wodorowej mapy Polski oraz prace koncepcyjne nad nordycko-bałtyckim korytarzem wodorowym. Do końca obecnego półrocza w ZE PAK rozpocznie się produkcja zielonego wodoru[10]. Polenergia S.A. (największa polska prywatna grupa energetyczna) otrzymała decyzję notyfikacyjną Komisji Europejskiej[11], umożliwiającą otrzymanie 142,77 mln euro dofinansowania na realizację projektu H2Silesia (łączna wartość wynosi 218,36 mln euro). Celem projektu jest budowa wielkoskalowej fabryki zielonego wodoru o mocy 105 MW i produkcji 13 000 ton tego surowca rocznie.

- Niepokoi natomiast brak zainteresowania polskich podmiotów państwowych pozyskaniem środków unijnych na transformację z zastosowaniem technologii wodorowych. H2Silesia to jedyny polski projekt, który uzyskał dofinansowanie w ramach programu IPCEI Hy2Infra, bo starania dwóch kluczowych polskich spółek Skarbu Państwa zakończyły się niepowodzeniem. Dotacja Polenergii to zatem tylko 2% całego budżetu programu, który wyniósł 7 mld euro.
- Kolejnym przykładem niewykorzystanych szans jest ogłoszony 30 kwietnia br. przez Komisję Europejską, a zarządzany przez agencję CINEA, konkurs z budżetem 850 mln euro na realizację kluczowych projektów transgranicznych w zakresie infrastruktury. O finansowanie ubiegać się mogą przedsięwzięcia znajdujące się na liście projektów PCI i PMI[12]. Po raz pierwszy do wsparcia będą kwalifikować się takie kategorie jak morskie sieci elektroenergetyczne i projekty wodorowe. Problem w tym, że na tej liście udział projektów z Polski jest wręcz marginalny.

A co robią inni?

- Skala poczynań w wielu krajach jest znacząco większa. Rzućmy okiem na działania naszego zachodniego sąsiada. Rząd Niemiec zakończył właśnie rozpoczętą ponad dwa lata temu publiczną konsultację dotyczącą zasięgu i funkcji tzw. wodorowej sieci szkieletowej[13], która powstanie stopniowo w latach 2025–2032. Sieć ma połączyć duże centra przemysłowe, magazyny, elektrownie i korytarze importowe. Obejmie około 9700 km rurociągów (z tego 60% w ramach konwersji sieci gazu ziemnego na wodór). Moce wejściowe i wyjściowe planowanej sieci wyniosą odpowiednio 100 i 87 GW.
- Sieć spowoduje, iż wodór stanie się głównym paliwem wykorzystywanym w ciepłownictwie, transporcie lotniczym i żeglugowym, a w niektórych przypadkach posłuży także do wytwarzania energii elektrycznej. Stosowany będzie również w przemyśle stalowym, cementowym i chemicznym. W przeciwieństwie do energii elektrycznej, wodór można łatwo magazynować. Sieć uwzględnia plany służące integracji z europejskim systemem wodorowym i wskazuje miejsca połączeń granicznych, w tym dwa z Polską.

> Wodorowa sieć szkieletowa w Niemczech ma połączyć duże centra przemysłowe, magazyny, elektrownie i korytarze importowe. Obejmie około 9700 km rurociągów (z tego 60% w ramach konwersji sieci gazu ziemnego na wodór). Moce wejściowe i wyjściowe planowanej sieci wyniosą odpowiednio 100 i 87 GW.

- 12 kwietnia br. Bundestag uchwalił ustawę o finansowaniu sieci szkieletowej, której koszt szacuje się na 20 mld euro. Będzie to jeden z największych projektów infrastrukturalnych w Niemczech w nadchodzących latach[14]. Zasadniczo, sieć powinna być w całości finansowana przez sektor prywatny, co ułatwią federalne zachęty i co umożliwi pełne finansowanie z opłat użytkowników. Przewiduje się dodatkową ochronę finansową ze strony państwa na wypadek nieprzewidywalnych wydarzeń i sytuacji, w której bardzo wysokie opłaty zagrażałyby rozwojowi wodoru w okresie pierwszych kilku lat.

Mając na uwadze powyższe, należy podjąć pilne działania, aby polska gospodarka, zajmująca obecnie piątą lokatę w UE, miała adekwatną pozycję w zakresie transformacji energetycznej i surowcowej z udziałem technologii wodorowych.

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

[1] Rynki wewnętrzne gazów ze źródeł odnawialnych i gazu ziemnego i wodoru (wersja przekształcona) [COM(2021)0804 – C9-0470/2021 – 2021/0424(COD)].
[2] UE przygotowuje się do podziału rynku wodoru. Polska stoi przed dużą szansą, https://www.wnp.pl/gazownictwo/ue-przygotowuje-sie-do-podzialu-rynku-wodoru-polska-stoi-przed-duza-szansa,805730.html?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=wnp19-02-2024
[3] Polska straci wiodącą pozycję w wodorze. Mamy za małe ambicje, https://www.wnp.pl/energetyka/polska-straci-wiodaca-pozycje-w-wodorze-mamy-za-male-ambicje,832492.html
[4] Polski rynek wodoru na ostrym wirażu. Ten rok będzie kluczowy, https://www.wnp.pl/gazownictwo/polski-rynek-wodoru-na-ostrym-wirazu-ten-rok-bedzie-kluczowy,792879.html
[5] „Krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu do 2030 roku" (aktualizacja KPEiK z 2019 roku) – projekt z 29.02.2024 roku, wersja wstępna, https://commission.europa.eu/document/download/5118b15e-d380-49ae-b8bb-41cc81a28e15_pl?filename=PL_NECPupdate_Projekt_aKPEiK_tekst_ostateczny.pdf
[6] P. Gąsior, J. Kaleta, *E-paliwa – ważny trend w wykorzystaniu zielonego wodoru,* „Przegląd Gazowniczy" nr 1 (77), marzec 2023, s. 23–25.
[7] Polski program offshore bez zielonych paliw nie spełni oczekiwań, https://www.wnp.pl/energetyka/polski-program-offshore-bez-zielonych-paliw-nie-spelni-oczekiwan,835182.html?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=wnp17-05-2024
[8] Ograniczanie produkcji energii z OZE gwałtownie rośnie, https://wysokienapiecie.pl/101016-ograniczanie-produkcji-energii-z-oze-gwaltownie-rosnie/
[9] Wodór zacznie krążyć po Polsce. Prezes GAZ–SYSTEM mówi o ambitnym projekcie, https://www.wnp.pl/gazownictwo/wodor-zacznie-krazyc-po-polsce-prezes-gaz-systemu-mowi-o-ambitnym-projekcie,829470.html?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=wnp29-04-2024
[10] Zielony wodór popłynie z Elektrowni Konin – ZE PAK podał datę, https://www.wnp.pl/energetyka/zielony-wodor-poplynie-z-elektrowni-konin-ze-pak-podal-date,816179.html
[11] Polska fabryka zielonego wodoru dostała potężne dofinansowanie, https://www.wnp.pl/gazownictwo/polska-fabryka-zielonego-wodoru-dostala-potezne-dofinansowanie,807402.html
[12] Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2024/1041 z 28 listopada 2023 roku, zmieniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 w odniesieniu do unijnej listy projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania i projektów będących przedmiotem wzajemnego zainteresowania. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX:32024R1041
[13] Wasserstoff-Kernnetz, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html
[14] Bundestag beschließt Gesetz zur Finanzierung eines Wasserstoff-Kernnetzes, https://www.mdr.de/nachrichten/deutschland/politik/wasserstoff-kernnetz-bundestag-102.html

Wdrażanie wodoru jako paliwa w transporcie – szanse i wyzwania

Grzegorz Jóźwiak

Wodór, paliwo przyszłości, czy znajdzie zastosowanie jako paliwo w transporcie? Już dziś obserwujemy dynamiczny rozwój infrastruktury do tankowania tego paliwa w Europie i na świecie. Jednak należy z góry zaznaczyć, że bariera kosztowa wejścia jest bardzo duża i wymaga budowy łańcucha wartości paliwa wodorowego. Od jego wytwarzania w niskoemisyjnych technologiach, poprzez sprężanie i transport, aż po stacje tankowania wodoru. Nie można też zapominać, że to ultraczyste paliwo, o zanieczyszczeniach na poziomie jednych milionowych (ppb), które musi spełniać restrykcyjne wymagania w celu zastosowania w ogniwach paliwowych, zapisane w normie ISO 14687 Grade D. Zatem, jak rozwinie się infrastruktura i czy będzie można osiągnąć komfort podróżowania pojazdami napędzanymi wodorem, związany z dostępnością stacji tankowania wodoru?

Ważny wydaje się model biznesowy, w jakim infrastruktura jest rozwijana. Warto wyciągnąć wnioski z przeszłości i przyjrzeć się tym inwestycjom w stacje tankowania wodorem, realizowanym kilka lat temu w Kalifornii czy Niemczech, które obecnie są zamykane z uwagi na nieopłacalność. Należy podkreślić, że tam budowano stacje tankowania wodoru, myśląc o rynku wodoru w kategoriach „pojawi się sam", „flota pojazdów osobowych, taksówek przyjedzie na dany obiekt tankować regularnie wodór". Oczywiście, papier wszystko przyjmie, ale bez równoległego zaangażowania w budowę rynku odbiorców paliwa wodorowego trudno będzie osiągnąć efekt skali, dający pozytywne wyniki biznesowe.

Doświadczenie przy realizacji pierwszych tego typu projektów realizowanych przez ORLEN jasno wskazuje, że najlepszym modelem biznesowym jest taki, który od początku generuje duży popyt na paliwo wodorowe, co przekłada się na efekt skali i optymalizację kosztów produkcji i dystrybucji paliwa wodorowego. Doskonałym przykładem jest tu stacja tankowania wodoru w Poznaniu, która została zaprojektowana na tankowanie do 34 autobusów w 12 godzin. Od początku roku w Poznaniu tankowana jest flota 25 autobusów. Stacja jest wykorzystywana od pierwszego dnia funkcjonowania w ponad 70%. Taki scenariusz wdrożenia nowego produktu na rynek można nazwać modelowym i najbardziej bezpiecznym z punktu widzenia ryzyka braku zainteresowania rynku nowym paliwem wodorowym.

Rozwijając nowy model biznesowy związany z paliwem wodorowym, trzeba pamiętać nie tylko o samej infrastrukturze. Wdrażanie paliwa wodorowego wymaga wielowątkowego działania w całym łańcuchu wartości. Kluczowe są tu: odpowiedni model finansowania oparty na dostępnych programach wsparcia i grantach, działania równoległe do budowy infrastruktury, ukierunkowane na budowę rynku odbiorców paliwa wodorowego, kontrola jakości paliwa wodorowego i zgodność z regulacjami i przepisami.

Model finansowania infrastruktury wodorowej

Budowa infrastruktury i pozyskiwanie finansowania z grantów i funduszy dla pokonania tzw. bariery wejścia (dla paliw tradycyjnych też trzeba było tę barierę wejścia pokonać). ORLEN przygotował w tym celu projekty flagowe, takie jak *Clean Cities-Hydrogen mobility in Poland*. W kwietniu 2024 roku realizowany przez koncern projekt (faza 3) otrzymał bezzwrotne dofinansowanie w wysokości 62 mln euro. Unijne wsparcie dotyczy budowy 16 ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru, rozmieszczonych w różnych regionach Polski, a także budowy instalacji produkcji zielonego odnawialnego wodoru z elektrolizy wody zasilanej odnawialnymi źródłami energii.

Komisja Europejska opublikowała wyniki kolejnego naboru w ramach konkursu CEF *Alternative Fuels Infrastructure Facility,* ogłoszonego przez Europejską Agencję Wykonawczą ds. Klimatu, Środowiska i Infrastruktury (CINEA). 42 projekty otrzymały dotacje na łączną kwotę 424 mln euro. Projekty zakładające budowę infrastruktury tankowania wodoru otrzymały ponad 120 mln euro, z czego połowa to dofinansowanie dla projektu realizowanego przez ORLEN. Uzyskane przez koncern wsparcie to największy grant w historii instrumentu Łącząc Europę w obszarze wodoru. Unijne finansowanie zostało przyznane na realizację trzeciej fazy projektu *Clean Cities – Hydrogen mobility in Poland*. W ramach pierwszych dwóch etapów ORLEN realizuje budowę ośmiu stacji tankowania wodoru w całym kraju oraz instalacji produkcji wodoru jakości *automotive* we Włocławku. Inwestycje te już wcześniej otrzymały dofinansowanie w wysokości 70 mln zł z funduszu unijnego Łącząc Europę. W ramach tych środków ORLEN uruchomił między innymi dostawy paliwa wodorowego dla pojazdów komunikacji miejskiej w Poznaniu oraz prowadzi testy stacji tankowania wodoru w Katowicach. Kolejne stacje będą uruchamiane w Pile, Warszawie, Gorzowie Wielkopolskim,

Krakowie, Bielsku-Białej i Włocławku. Stacje tankowania wodorem będą ogólnodostępne, przeznaczone do zasilania autobusów miejskiej komunikacji publicznej, samochodów osobowych i pojazdów ciężarowych. W ramach trzeciego etapu projektu i przyznanych właśnie środków ORLEN planuje zbudować kolejnych 16 ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru, rozmieszczonych na sieci TEN-T (transeuropejskiej sieci transportowej) w różnych częściach kraju. Oprócz tego w Szczecinie koncern zbuduje instalację produkcji wodoru jakości *automotive* z elektrolizy wody zasilanej odnawialnymi źródłami energii. Model budowy infrastruktury wodorowej, wsparty w początkowym okresie bezzwrotnym dofinansowaniem do CAPEX, stwarza możliwość przekroczenia bariery wejścia, związanej z nakładami finansowymi w pierwszych latach budowy infrastruktury.

Budowa rynku odbiorców paliwa wodorowego

Równolegle do inwestycji i pozyskiwania finansowania na infrastrukturę stacji tankowania wodoru należy podjąć wysiłek do budowy rynku odbiorców wodoru. Od 2022 roku ORLEN prowadzi działania promocyjne i pilotażowe, oferując paliwo wodorowe wraz z infrastrukturą mobilną do tankowania pojazdów. Testy przeprowadzono z powodzeniem w Krakowie, Poznaniu, Płocku i Katowicach. Takie podejście pozwala na sprawdzenie możliwości dostaw tego paliwa do poszczególnych miast, na przetestowanie przez przewoźników autobusów wodorowych od różnych producentów. Istotne jest to, aby mieć pewność, że wszystkie elementy łańcucha wartości wodoru zadziałają bez problemu. Jeżeli natomiast pojawią się nowe wyzwania w trakcie takiego pilotażu, będzie czas, aby na nie odpowiedzieć przed rozpoczęciem komercyjnych dostaw.

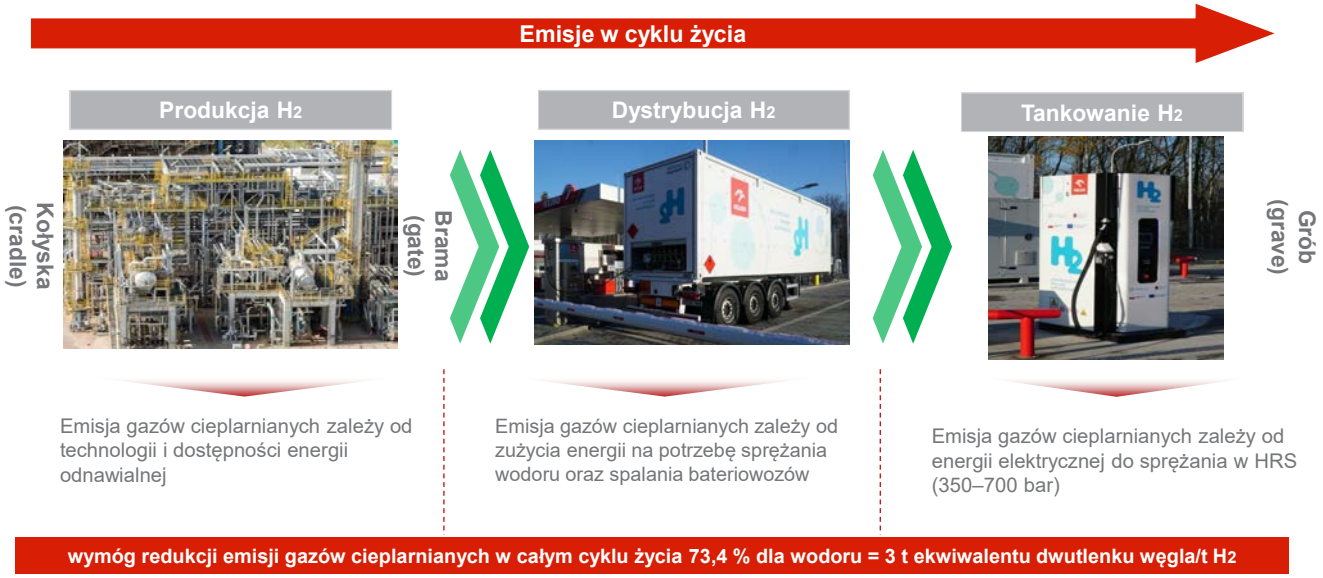
Kontrola jakości paliwa wodorowego

Jednym z takich wyzwań było zapewnienie kontroli jakości wodoru. Jeszcze 3 lata temu w Polsce nie było szans na badania jakości wymagane normą ISO 14687 dla paliwa wodorowego zasilającego ogniwa paliwowe. Jedyne laboratoria wykonujące takie badania zlokalizowane były w Wielkiej Brytanii i USA. ORLEN podjął decyzję o budowie własnych kompetencji i pracowni do badań jakości wodoru. W marcu 2024 roku pracownia w Trzebini, należąca do ORLEN Laboratorium, została pierwszą w Polsce i trzecią na świecie placówką z akredytacją zaawansowanych metod badawczych wodoru jakości *automotive*. Jeszcze w tym roku taki certyfikat otrzyma laboratorium we Włocławku. Od 1 stycznia 2025 roku każde laboratorium wodorowe, na potrzeby certyfikacji produktu, będzie zobligowane do uzyskania akredytacji na poszczególne metody badawcze parametrów jakościowych wodoru oraz akredytacji do pobierania próbek wodoru. Pozytywna ocena PCA (dla pracowni w Trzebini i Włocławku) prawie o rok wyprzedza regulacje prawne.

Zakończony sukcesem proces pozyskiwania akredytacji dla pracowni w Trzebini i Włocławku to efekt trwających trzy lata przygotowań, dzięki którym dziś są jedynymi takimi obiektami w Polsce. Kluczem była tu współpraca z National Physical Laboratory z Wielkiej Brytanii, czyli wiodącym instytutem zajmującym się badaniami wodoru jakości *automotive*. Warto zaznaczyć, że ORLEN Laboratorium stale rozwija swoje kompetencje i wiedzę w obszarze badania wodoru jakości *automotive*, m.in. uczestnicząc w Projekcie *HyQuality Europe – Clean Hydrogen Partnership*, realizowanym w latach 2023–2025. Celem projektu jest poprawa jakości działania stacji tankowania wodoru, co ma przekładać się na wzrost zaufania inwestorów, operatorów i konsumentów. Skupiające 12 partnerów konsorcjum HyQuality Europe składa się z badaczy ze środowisk akademickich i przemysłowych z 6 europejskich krajów. Jako uczestnik projektu, ORLEN Laboratorium stanie się beneficjentem wypracowanych w trakcie jego trwania rozwiązań, które pozytywnie wpłyną na rozwój produkcji wodoru w Grupie ORLEN.

Regulacje i przepisy

W tym przypadku ważne są zarówno te w zakresie funkcjonowania infrastruktury, ale przede wszystkim te z potwierdzeniem wymaganej redukcji emisji dwutlenku węgla. Polityka klimatyczna UE nastawiona jest na rozwój paliw odnawialnych w transporcie. Najważniejszymi regulacjami wpływającymi na wdrażanie paliwa wodorowego w transporcie są RED III, AFIR i TEN-T.



- **Dyrektywa RED III** – państwa członkowskie UE zobowiązane są do realizacji ambitnych celów w zakresie wykorzystania paliw RFNBO (*Renewable Fuels of Non Biological Origin*), czyli wodoru i paliw pochodnych w transporcie. Cel wskazany w dyrektywie RED III zakłada 1-procentowy udział paliw RFNBO w sektorze transportu od roku 2030 roku.
- **AFIR** – rozporządzenie w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych UE/2023/1804 (AFIR) zakłada, że do końca 2030 roku na terenach państw członkowskich UE zbudowane zostaną ogólnodostępne stacje tankowania wodoru o minimalnym ciśnieniu 700 bar, przepustowości 1 tony dziennie i będą rozmieszczone w odległości nie większej niż 200 km wzdłuż sieci bazowej TEN-T (transeuropejska sieć transportowa), a także w każdym węźle miejskim TEN-T.
- **TEN-T** – rozporządzenie w sprawie transeuropejskiej sieci transportowej ma bezpośredni wpływ na rozporządzenie AFIR, określając, w jakich lokalizacjach w UE rozmieszczona ma być infrastruktura do tankowania wodoru.

Warto zaznaczyć, że główny cel wdrażania wodoru w transporcie, czyli redukcja emisji CO_2, powinien być transparentnie obliczany w całym łańcuchu wartości – od źródła wytwarzania po odbiorcę końcowego. Nie wystarczy tu kolorowanie wodoru, które jest tylko umownym nazewnictwem i – moim zdaniem – nie powinno być nadużywane, szczególnie w odniesieniu do tzw. wodoru zielonego. Jeżeli mamy osiągać cele redukcji gazów cieplarnianych czy poprawy jakości powietrza w miastach, to nie można promować postawy związanej z tzw. preferencją technologiczną. Gdy stoimy u progu kryzysu klimatycznego, nie dopuszczajmy dyskryminacji technologii produkcji wodoru na rzecz wybranych i promowanych technologii. Warto zatem przejść na system liczenia redukcji emisji GHG, a nie kolorować. Obecnie trwają prace nad systemem certyfikacji wodoru typu RFNBO, lecz sam system nie został jeszcze przyjęty na poziomie Unii Europejskiej. Dlatego zespół wodorowy w ORLENIE w ostatnich miesiącach pracował nad opracowaniem zarządzania procesem obliczania śladu węglowego w cyklu życia dla produkcji wodoru zgodnie z metodologią liczenia redukcji emisji GHG w odniesieniu do wymogów Taksonomii Unii Europejskiej oraz aktów delegowanych do dyrektywy RED II. Zgodnie z normą ISO 14067, wymagane jest osiągnięcie w cyklu życia wodoru poniżej 3 kg CO_2/kg H_2, co odpowiada redukcji emisji o ponad 73,4%. Taki proces został zrealizowany z powodzeniem dla źródła wytwarzania wodoru Grupy ORLEN w Trzebini i Włocławku.

Podsumowując, wodór jako paliwo w transporcie ma bardzo duży potencjał w transporcie miejskim, ciężkim, kolejowym, czyli wszędzie tam, gdzie elektryfikacja bezpośrednia ma ograniczenia. Rozwój infrastruktury związanej z paliwami wodorowymi jest elementem strategii wodorowej Grupy ORLEN. To odpowiedź koncernu na wyzwania związane z transformacją energetyczną i szukaniem zielonych, ekologicznych rozwiązań. Wodór jako alternatywa dla paliw konwencjonalnych jest obecnie jednym z kluczowych elementów dekarbonizacji sektora transportu.

Do 2030 roku Grupa ORLEN zakłada budowę sieci ponad 100 stacji tankowania wodoru dla transportu indywidualnego, publicznego i cargo, drogowego oraz kolejowego w Polsce, Czechach i Słowacji. Wodór będzie dostarczany do nich dzięki wybudowaniu europejskiej sieci hubów wodorowych, zasilanych odnawialnymi źródłami energii oraz innowacyjnych instalacji przetwarzających odpady komunalne w zero- i niskoemisyjny wodór. Łączna zakładana moc elektrolizerów w Grupie ORLEN do 2030 roku wyniesie około 1 GW mocy, co w połączeniu z projektami typu *waste-to-hydrogen* umożliwi produkcję ponad 130 tysięcy ton rocznie odnawialnego wodoru na koniec obecnej dekady.

Grzegorz Jóźwiak, dyrektor Biura Technologii Wodorowych i Paliw Syntetycznych, ORLEN

Informacja o Zwyczajnym Walnym Zgromadzeniu Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa

21.05.2024 roku odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa, podczas którego zostały przedstawione m.in. sprawozdania z różnych obszarów działalności statutowej za 2023 rok, takie jak sprawozdanie z działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa, sprawozdanie finansowe, sprawozdanie z działalności Komisji Rewizyjnej oraz informacja o działalności standaryzacyjnej.

Zgromadzenie zatwierdziło rozpatrywane sprawozdania oraz udzieliło absolutorium wszystkim członkom zarządu i Komisji Rewizyjnej IGG za 2023 rok.

Istotnym punktem obrad ZWZC było podjęcie uchwały w sprawie zmiany statutu Izby Gospodarczej Gazownictwa, która m.in. wskazuje rzeczywisty zakres działalności IGG, obejmujący poza gazem ziemnym także inne paliwa gazowe, takie jak wodór, biometan, biogaz, amoniak, gaz syntezowy oraz dwutlenek węgla.

ZWZ podjęło decyzję o przyznaniu odznak honorowych IGG. Wszystkim odznaczonym serdecznie gratulujemy.

Zatwierdzony został zmieniony regulamin nadawania odznak honorowych Izby Gospodarczej Gazownictwa, w którym liczba przyznawanych corocznie odznak uzależniona jest od liczby firm członkowskich IGG. Uchwalone zostały zaktualizowane regulaminy wyboru przewodniczącego i sekretarza Walnego Zgromadzenia Członków IGG, zasady wyboru komisji mandatowej i komisji uchwał i wniosków na Walne Zgromadzenie Członków IGG.

W trakcie zgromadzenia odbyły się wybory do Zarządu i Komisji Rewizyjnej IGG na kolejną 3-letnią kadencję.

Prezesem zarządu wybrany został Wiesław Prugar, wiceprezes zarządu ds. Upstream ORLEN, funkcję wiceprezesów zarządu objęli Adam Bryszewski, wiceprezes GAZ–SYSTEM i Robert Więckowski, prezes PSG.

W skład Zarządu IGG weszli także: Tomasz Blacharski, dyrektor EuRoPol GAZ, Tomasz Bochenek, prezes Anticor, Dariusz Brzozowski, prezes EWE ENERGIA, Robert Czekaj, dyrektor ORLEN, Ewa Kukulska-Zając, zastępca dyrektora, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Henryk Orczykowski, prezes STALPROFIL, Ireneusz Sawicki, prezes w Grupie POLENERGIA, Józef Szpernol, dyrektor ELEKTROMETAL.

Komisja Rewizyjna IGG składa się z następujących osób: Jacek Jaworski, Instytutu Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, przewodniczący, Mariusz Makowski Armatech, sekretarz, Robert Kwiatkowski, Polska Spółka Gazownictwa, Marcin Przywara, Gascontrol Polska, Krzysztof Chudziak, KCP-PROCESS.

W imieniu środowiska gazowniczego oraz firm członkowskich gratulujemy członkom Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa IX kadencji oraz życzymy owocnej pracy i sukcesów w kierowaniu IGG w czasach transformacji energetycznej Europy i Polski.

Równocześnie dziękujemy członkom Zarządu IGG i Komisji Rewizyjnej poprzedniej kadencji za działalność na rzecz IGG oraz branży gazowniczej.

NATO a bezpieczeństwo energetyczne

Dominik P. Jankowski

Rosyjska agresja na Ukrainę w 2022 roku zmieniła NATO i sposób jego funkcjonowania, przywracając prymat obrony kolektywnej (*collective defence*) oraz wymiaru wojskowego sojuszu. Trwająca obecnie adaptacja dotyczy przede wszystkim polityki odstraszania i obrony (*deterrence and defence*), w tym obecności wojsk sojuszniczych na wschodniej flance NATO, a także relacji sojuszu z Ukrainą i Rosją. Atak Rosji na Ukrainę, z jednoczesnym wykorzystywaniem przez Moskwę instrumentów hybrydowych przeciwko państwom sojuszu, spowodował, że NATO musiało zaadaptować do nowego środowiska bezpieczeństwa także swoją aktywność w takich obszarach jak ochrona infrastruktury krytycznej czy bezpieczeństwo energetyczne.

NATO nie jest i nigdy nie będzie organizacją koncentrującą swoje wysiłki na kwestiach energetycznych. Niemniej jednak zmiany, jakie zaszły w tym obszarze po 2022 roku, spowodowały, że sojusz jest gotowy wspierać sojuszników i Ukrainę w większym niż dotychczas stopniu, zapewniając jedyną w swoim rodzaju transatlantycką platformę do koordynacji działań. Na szczycie NATO w Wilnie w 2023 roku sojusznicy zgodzili się, że „bezpieczeństwo energetyczne odgrywa ważną rolę w naszym wspólnym bezpieczeństwie. Kryzys energetyczny, spowodowany intencjonalnymi działaniami Rosji, uwypuklił znaczenie stabilnych dostaw energii, a także dywersyfikacji ich tras, dostawców i źródeł"[1].

Obecnie NATO koncentruje się na czterech kluczowych obszarach w ramach zwiększania bezpieczeństwa energetycznego sojuszników:

- wyciąganiu wniosków z agresji rosyjskiej na Ukrainę i jej wpływu na bezpieczeństwo energetyczne i dalsze wspieranie Ukrainy,
- ochronie podmorskiej infrastruktury krytycznej, w tym energetycznej,
- transformacji energetycznej w siłach zbrojnych,
- bezpieczeństwie dostaw paliw na potrzeby sił zbrojnych.

Wnioski z agresji rosyjskiej i wsparcie dla Ukrainy

W ramach pierwszego obszaru NATO koncentruje się na trzech elementach. Po pierwsze, zmasowane rosyjskie ataki na ukraińską infrastrukturę energetyczną, mające na celu doprowadzenie m.in. do ograniczenia wsparcia cywilnego dla działań wojskowych i zapaści ekonomicznej Ukrainy, spowodowały, że NATO zaczęło uważnie analizować rosyjskie działania. Celem analiz jest lepsze zrozumienie trendów w rosyjskich atakach rakietowych i cybernetycznych oraz wypracowanie modeli odpowiedzi, w tym przygotowania środków wojskowych do lepszego zabezpieczenia krytycznej infrastruktury energetycznej. Docelowo wypracowane rekomendacje w ramach modeli odpowiedzi powinny stać się elementem prac cywilno-wojskowych w poszczególnych państwach sojuszniczych.

Po drugie, agresja rosyjska uwidoczniła wciąż istniejącą zależność w niektórych państwach NATO od rosyjskich paliw, które wykorzystywane były w siłach zbrojnych. W 2023 roku sojusznicy uzgodnili rekomendacje mające na celu uniezależnienie się od tych dostaw. Częściowo problem rozwiązał się również wraz z przekazaniem przez sojuszników znacznej części postsowieckiego uzbrojenia Ukrainie.

Po trzecie, NATO kontynuuje wsparcie Ukrainy w sferze bezpieczeństwa energetycznego. Od 2022 roku Agencja Wsparcia i Zamówień NATO (*NATO Support and Procurement Agency,* NSPA) dostarcza ukraińskim siłom zbrojnym paliwo. Ponadto, sojusznicy uzgodnili również dodatkowe pakiety dla sektora energetycznego Ukrainy w ramach Kompleksowego Pakietu Wsparcia (*Comprehensive Assistance Package,* CAP). NATO, w bliskiej koordynacji z Polską i Stanami Zjednoczonymi, organizuje również specjalistyczne szkolenia dla przedstawicieli Ukrainy w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. Pierwsza edycja szkolenia odbyła się w dowództwie polsko-litewsko-ukraińskiej brygady (LITPOLUKRBRIG) w Lublinie. W 2024 roku szkolenie odbędzie się we współpracy z Centrum Doktryn i Szkolenia Sił Zbrojnych w Bydgoszczy. Docelowo szkolenia w zakresie bezpieczeństwa energetycznego będą mogły odbywać się regularnie w powstającym obecnie w Polsce Centrum NATO-Ukraina ds. Analiz, Szkoleń i Edukacji (*Joint Analysis, Training, and Education Center,* JATEC).

Podmorska infrastruktura energetyczna

Zniszczenie gazociągów Nord Stream 1 i Nord Stream 2, a także inne działania sabotażowe wymierzone w ostatnich miesiącach w podmorską infrastrukturę energetyczną sojuszników, zwłaszcza w regionie Morza Bałtyckiego, spowodowały, że NATO zintensyfikowało koordynację między sojusznikami w tym obszarze.

Na szczycie NATO w Wilnie sojusznicy zgodzili się, że celowe ataki na ich infrastrukturę krytyczną, w tym podmorską, spotkają się ze zdecydowaną odpowiedzią. Sojusznicy podkreślili, że nawet jeśli ochrona infrastruktury krytycznej pozostaje prerogatywą narodową, to NATO powinno być gotowe do wspierania wysiłków poszczególnych państw. Z perspektywy Polski ma to szczególne znaczenie dla zwiększenia ochrony gazociągu *Baltic Pipe* czy terminalu LNG w Świnoujściu. Ponadto, NATO zdecydowało się na ustanowienie Morskiego Centrum Bezpieczeństwa Podwodnej Infrastruktury Krytycznej w ramach Dowództwa Morskiego NATO (MARCOM). W 2024 roku powstała również sojusznicza sieć do wymiany informacji i doświadczeń (*Critical Undersea Infrastructure Network*), w skład której wchodzą przedstawiciele administracji państwowej, sił zbrojnych oraz sektora prywatnego, w tym operatorów infrastruktury.

Ochrona podmorskiej infrastruktury energetycznej jest także przedmiotem współpracy między NATO a Unią Europejską. W 2023 roku Zespół Zadaniowy NATO–UE ds. Odporności Infra-

struktury Krytycznej uzgodnił raport, który zawiera rekomendacje także w zakresie kwestii energetycznych i infrastruktury podmorskiej.[2]

Transformacja energetyczna w siłach zbrojnych

Na szczycie NATO w Wilnie sojusznicy uzgodnili nową inicjatywę w zakresie transformacji energetycznej w siłach zbrojnych – *Energy Transition by Design*. Celem inicjatywy ma być stworzenie ram politycznych dla sojuszników w celu koordynowania wysiłków narodowych, z jednoczesnym zachowaniem kluczowej dla polityki odstraszania i obrony interoperacyjności sił zbrojnych. Z perspektywy Polski *Energy Transition by Design* to ważny, długofalowy proces, który nie może jednak ograniczać zdolności NATO do prowadzenia operacji w ramach obrony kolektywnej.

W ramach prowadzonych w 2024 roku prac sojusznicy wykorzystywali inicjatywę *Energy Transition by Design* do rozmów na temat narodowych planów i strategii w zakresie transformacji energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem wymiaru wojskowego, lepszego zrozumienia perspektywy instytucji regulacyjnych i przemysłu, a także wymiaru technologicznego transformacji energetycznej, z uwzględnieniem roli akceleratora NATO DIANA (*Defence Innovation Accelerator for the North Atlantic*).

Sojusznicy zidentyfikowali najważniejsze wyzwania dla transformacji energetycznej w siłach zbrojnych, do których należą: zapewnienie interoperacyjności, koszty, bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej, istniejące zależności w ramach łańcuchów dostaw oraz zdolność do absorpcji nowoczesnych rozwiązań technologicznych. Z kolei szans upatruje się w zwiększeniu efektywności energetycznej, odporności oraz zmniejszaniu wpływu sił zbrojnych na środowisko.

Bezpieczeństwo dostaw paliw na potrzeby sił zbrojnych

Stabilny system logistyczno-paliwowy NATO oparty jest na podejściu wielomodalnym. Ważnym jego filarem jest system rurociągów NATO (NATO *Pipeline System*, NPS), które sojusz zaczął budować już w latach 50. XX wieku. W 1958 roku powstał Środkowoeuropejski System Rurociągów NATO (*Central Europe Pipeline System,* CEPS), który istnieje do dziś. CEPS ma 5279 km długości i jest zdolny magazynować paliwo lotnicze o pojemności 1,2 mln m^3. Rurociąg, który przebiega przez Francję, Luksemburg, Belgię, Holandię i Niemcy, połączony jest z dziewięcioma magazynami, 12 rafineriami i trzema cywilnymi systemami rurociągów produktowych. CEPS umożliwia transport ponad 12 mln m^3 paliwa lotniczego rocznie zarówno do celów wojskowych, jak i pozamilitarnych. Od 2023 roku CEPS zdolny jest również do transportu zrównoważonych paliw lotniczych (*Sustainable Aviation Fuel,* SAF). Najbardziej znany i najdłuższy CEPS jest zaledwie jednym z dziewięciu elementów całego NPS. Całkowita długość NPS to około 11 tys. km, przy jednoczesnej zdolności do magazynowania paliwa lotniczego na poziomie 4,2 mln m^3.

W obecnym środowisku bezpieczeństwa NPS odgrywa kluczową rolę dla stabilizacji systemu logistyczno-paliwowego co najmniej z trzech powodów. Po pierwsze, z perspektywy militarnej, NPS potwierdził wielokrotnie swoją skuteczność i niezawodność przy okazji operacji wojskowych NATO. Obecnie, w związku z rosyjską agresją na Ukrainę i powrotem do koncepcji wysuniętej obrony, sojusz potrzebuje wiarygodnego dostępu do paliw, na które stale będzie rosło zapotrzebowanie. Odpowiednio zaadaptowany NPS daje gwarancję wiarygodności także w sytuacji obrony kolektywnej. Oczywiście, wzmocnienie wschodniej flanki NATO będzie wymagało rozbudowy systemu rurociągów sojuszniczych także do państw tego regionu, w tym do Polski. Brak NPS na wschodniej flance może negatywnie rzutować na stabilność logistyczno-paliwową regionu, osłabiając zdolność wojsk sojuszniczych do przemieszczania się, a tym samym zapewnienia odpowiedniego poziomu odstraszania i obrony. Prace nad rozbudową NPS do Polski i innych państw wschodniej flanki toczą się od 2019 roku. Na szczycie NATO w Wilnie w 2023 roku zadecydowano, że prace będą kontynuowane, ze szczególnym uwzględnieniem wymiaru wojskowego i finansowego przedsięwzięcia ewentualnej rozbudowy, ze względu na znaczącą negatywną zmianę środowiska bezpieczeństwa i rosnące wyzwania logistyczne na wschodniej flance NATO.

Po drugie, z perspektywy ekonomicznej, NPS służy także rynkowi cywilnemu. W czasie pokoju CEPS dostarcza paliwo m.in. do lotnisk we Frankfurcie, Amsterdamie czy Brukseli. Komercyjne wykorzystanie systemu pomaga wypełnić wymogi dotyczące konserwacji i napraw, a także zapewnić lepiej wyszkolonych i kompetentnych operatorów systemu. Ponadto, wygenerowane przychody przyczyniają się do obniżenia kosztów operacyjnych. Oczywiście, NATO zachowuje klauzulę najwyższego uprzywilejowania w wykorzystaniu systemu w sytuacji kryzysu lub wojny.

Po trzecie, z perspektywy środowiskowej, transport paliw rurociągami jest bardziej ekologiczny niż wykorzystanie rozwiązań kolejowych, wodnych czy drogowych. Rurociągi zmniejszają emisję gazów cieplarnianych o 61–77% w porównaniu z transportem paliw drogą kolejową. Na przykład CEPS transportuje dziennie paliwo lotnicze stanowiące ekwiwalent 1100 cystern, które przejechałyby po drogach około 400 km. W praktyce oznacza to, że wykorzystanie NPS przyczynia się do redukcji emisji gazów cieplarnianych przez sojusz.

To wszystko przemawia za rozbudową NPS do Polski i innych państw wschodniej flanki. Stworzy to także okazję dla polskich podmiotów z branży logistyki i paliw, w tym PERN, do aktywnego tworzenia krajowej koncepcji budowy NPS. Będzie wiązało się to m.in. z koniecznością przygotowania kompleksowego projektu systemu cywilno-wojskowego na potrzeby dalszych prac w NATO, przyjęcia rozwiązań legislacyjnych umożliwiających bliską współpracę między branżą cywilną a siłami zbrojnymi oraz, docelowo, wyboru krajowego operatora systemu.

Artykuł przedstawia wyłącznie osobiste poglądy autora.

Dominik P. Jankowski, polski ekspert ds. polityki bezpieczeństwa, dyplomata, think-tanker. Obecnie zastępca stałego przedstawiciela RP przy NATO

[1] Vilnius Summit Communiqué, 11 lipca 2023, https://www.nato.int/cps/en/natohq/official_texts_217320.htm.

[2] NATO–EU *Task Force on the Resilience of Critical Infrastructure Final Assessment Report,* 29 czerwca 2022, https://www.nato.int/nato_static_fl2014/assets/pdf/2023/6/pdf/EU-NATO_Final_Assessment_Report_Digital.pdf.

[3] Pozostałe znajdują się w Grecji (*Greek Pipeline System,* GRPS, 783 km), Islandii (*Icelandic Pipeline System,* ICPS), we Włoszech (*Northern Italy Pipeline System*, NIPS, 797 km), w Norwegii (*Norwegian Pipeline System*, NOPS, 99 km), Portugalii (*Portuguese Pipeline System,* POPS, 123 km), Turcji (*Turkish Pipeline System,* TUPS, 3204 km; TUPS składa się z dwóch osobnych rurociągów we wschodniej i zachodniej Turcji) oraz Niemczech i Danii (*North European Pipeline System,* NEPS, 676 km).

Sztuczna inteligencja to prawdziwy przełom, ale nie zrobi za nas wszystkiego

Rafał Bałdys Rembowski

Szeroko znany jest mem, na którym prezes do swoich dyrektorów mówi: – *musimy pilnie stworzyć strategię AI!*, na co jeden z obecnych odpowiada: – *dobrze, żebyśmy najpierw mieli jakąkolwiek strategię cyfryzacji.* Ten żart najlepiej oddaje ambicje wielu szefów, do których dotarło, że sztuczna inteligencja osiągnęła poziom rozwoju, którego nie wolno ignorować. Ta obserwacja jest ze wszech miar słuszna, jednak wdrożenie rozwiązań AI do firmy ma szansę na sukces, jeżeli wcześniej w przedsiębiorstwie świadomie zaplanowano cyfrową transformację. Sztuczna inteligencja nie zastąpi planu transformacji, może ją wspomóc, ale to wymaga świadomej decyzji. Tymczasem – jak wynika z badań przeprowadzonych przez KPMG – świadomie o cyfrowym rozwoju myśli tylko niewielki procent firm działających na polskim rynku.

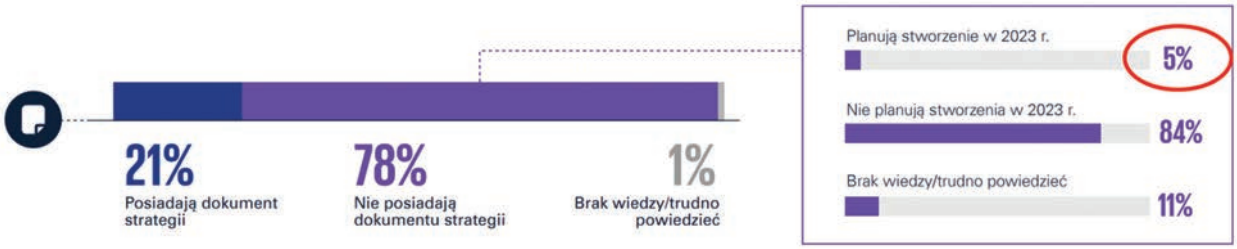
To dane uśrednione, bo na przykład w sektorze budownictwa już tylko 8% firm świadomie planuje rozwój w obszarze IT, czyli szeroko pojętych technik informacyjnych. Czy można rozwijać firmę, nawet średnią, bez strategii IT? Owszem można, ale trzeba być gotowym na to, że będzie to kosztowne, a kosztem może okazać się niższa konkurencyjność lub niższa jakość usług. Konkurencja świadomie planująca cyfrową transformację może zaskoczyć obniżeniem kosztów operacyjnych lub inną optymalizacją i być bardziej konkurencyjna na rynku. Nadrobienie zaległości w cyfrowej transformacji nie jest zadaniem na kwartał lub nawet pół roku. Dlatego badany przez KPMG wskaźnik „posiadania" dokumentu cyfrowej strategii należy ocenić jako kluczowy, który pozwala ocenić, czy firma dostrzega potrzebę zaplanowania działań w tym obszarze czy wciąż jest tego nieświadoma. Z mojego doświadczenia wynika, że taka strategia jest dla przedsiębiorstwa dokumentem kluczowym na drodze do cyfrowej dojrzałości, ponieważ jest dowodem na to, iż firma rozpoznała niedobory i zaplanowała świadomy rozwój.

AI i strategie cyfryzacji

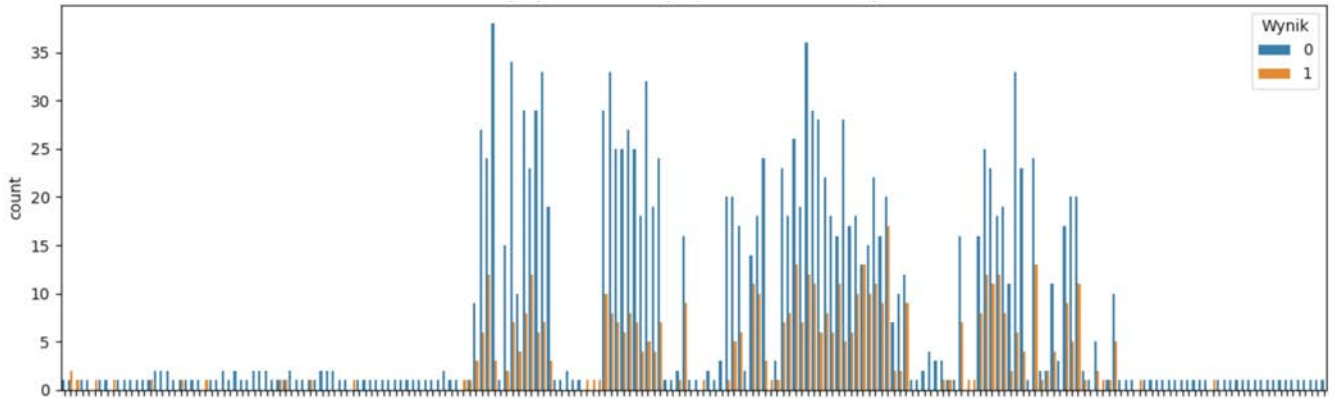
Jeszcze dwa lata temu planowanie cyfrowej transformacji w firmie zakładało wykorzystanie klasycznej metodyki, do której można zaliczyć badania, analizy i modelowanie procesów, aby na końcu zaplanować transformację w różnych domenach, takich jak procesy, analityka, komunikacja, współpraca, zarządzanie ryzykiem, zarządzanie wiedzą kompetencje itd. Choć już wtedy (w 2022 roku) wiele instytucji zakładało wdrożenie różnych rozwiązań opartych na AI, to jednak były to zastosowania dedykowane konkretnym potrzebom, jak optymalizacja jakiegoś procesu lub pogłębiona analiza danych z konkretnego obszaru. Sztuczna inteligencja była domeną wyspecjalizowanych firm i wąskiego grona ekspertów. Wszystko zmieniło się pod koniec 2022 roku wraz z publiczną premierą ChatGPT, czyli językowego modelu generatywnej sztucznej inteligencji, dostępnego dla prywatnego i komercyjnego użytkownika. Bardzo szybko okazało się, że wielkie modele językowe, które są podstawą tej technologii, mogą być bardzo pomocne w codziennej pracy i automatyzować procesy, wcześniej niepoddające się automatyzacji. Generatywna sztuczna inteligencja wzięła świat biznesu szturmem i choć ten trend nie jest jeszcze wyraźnie widoczny w Polsce, to coraz więcej firm na świecie włącza ją do działań operacyjnych. Dlatego trudno mówić o konieczności planowania oddzielnej strategii wdrożenia AI, a raczej uwzględnić AI jako technologię, która może wesprzeć strategię cyfrowej transformacji firmy.

AI pod postacią technologii generatywnych to nie cel sam w sobie, a narzędzie, które ma pomóc efektywniej osiągnąć założone cele. Warto przy tym uważać, żeby nie wpaść w pułapkę

KPMG – Monitor Transformacji Cyfrowej Biznesu – edycja 2023



Zależność między numerem wytopu elementu 1 a wynikiem badań



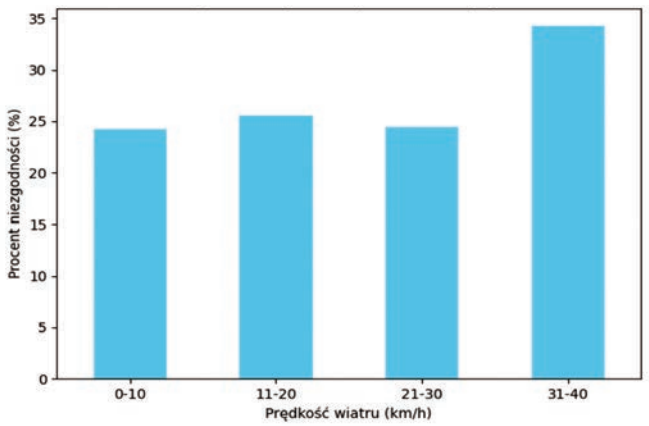
„magicznego myślenia", że skoro sztuczna inteligencja „wszystko potrafi", to niech opracuje nam taki czy inny dokument strategiczny dla działań firmy. AI nie zrobi tego „z marszu", tak samo jak nie potrafiłby zrobić tego nawet najlepszy konsultant, nie znając kontekstu. Warto myśleć o AI jako o wykwalifikowanym doradcy, który nigdy się nie męczy, jest zawsze uprzejmy i ma dla nas nieskończoną cierpliwość.

W czym AI może dziś pomóc firmie?

Przede wszystkim należy podkreślić, że rozważamy wyłącznie korzyści płynące z dostępnych komercyjnie dla firm narzędzi AI, takich jak ChatGPT, Calude, Microsoft Copilot, Groq czy Perplexity. Niedawno (13 maja) mieliśmy kolejną premierę technologii AI, z którą nie tylko można rozmawiać pisząc, ale można również rozmawiać jak z żywą osobą. Nie rozważamy dedykowanych rozwiązań, które tworzone są na zamówienie do realizacji specjalistycznych celów. Rozwiązania większości dostawców doskonale radzą sobie z polskim językiem, co ma ogromne znaczenie dla zastosowań biznesowych w naszym kraju. Dzięki temu możemy w łatwy sposób na przykład podsumować wielodniową wymianą maili między grupą osób jednym kliknięciem. Po prostu kopiujemy całą zawartość do okna programu i prosimy o streszczenie korespondencji, z podaniem głównych ustaleń, terminów, kosztów i odpowiedzialnych osób. W ten sam sposób możemy streszczać telekonferencyjne spotkania – w wielu aplikacjach taka funkcjonalność dostępna jest bez żadnych dodatkowych opłat czy skomplikowanych czynności. Po spotkaniu do uczestników telekonferencji rozsyłana jest notatka zawierająca główne ustalenia i fakty.

Z mojego doświadczenia wynika, że najczęściej pracownicy korzystają z tych rozwiązań do pisania pism i odpisywania na maile. Pisanie pism lub odpisywanie inwestorowi jest nieporównywalnie prostsze, ponieważ wrzucamy do okna czatu tylko główne ustalenia albo wątpliwości i prosimy o wygenerowanie eleganckiego pisma, zgodnego z kulturą kancelaryjną. To nie są trywialne zastosowania, ponieważ te czynności są przeważnie czasochłonne i nigdy przedtem nie było możliwości ich przyspieszenia.

Procent niezgodności spoin dla przedziałów prędkości wiatru



> Modele AI pomogą nam w rozwiązaniu problemu np. z programem do prezentacji, ale równie dobrze mogą zweryfikować, czy przygotowana przez zarząd strategia ekspansji na nowe rynki jest spójna i jak można ją poprawić.

Podnoszenie kompetencji

Wraz pojawieniem się modeli generatywnej sztucznej inteligencji zmieniają się także praktyki podnoszenia kompetencji przez pracowników. Dzięki dostępowi do czatu, np. Microsoft Copilot, użytkownik może rozwiązać dowolny problem dotyczący wykorzystania oprogramowania wprost z poziomu przeglądarki, zadając pytanie na temat konkretnego problemu (np. jakiegoś komunikatu o błędzie w Excelu). W podobny sposób pracownicy mogą rozwijać swoją wiedzę w sposób ciągły, tak jakby mieli dostęp do wykwalifikowanego eksperta z danej dziedziny. Proszę zwrócić uwagę, że to może być dowolna dziedzina wiedzy lub praktyki biznesowej. Modele AI pomogą nam w rozwiązaniu problemu np. z programem do prezentacji, ale równie dobrze mogą zweryfikować, czy przygotowana przez zarząd strategia ekspansji na nowe rynki jest spójna i jak można ją poprawić.

Kreatywność

Dla wielu może być zaskoczeniem, że AI jest bardzo pomocna w dyskusji i „burzy mózgów", gdzie może być wartościowym

partnerem. Oczywiście, pewnym ograniczeniem jest to, że ta dyskusja odbywa się za pośrednictwem klawiatury, ale niezwykła jakość ekspertyzy całkowicie rekompensuje tę uciążliwość. Oczywiście, aby móc w ten sposób korzystać z potencjału AI, trzeba poznać metody „rozmawiania" z modelami językowymi, bo AI, tak samo jak człowiek, żeby móc wypowiedzieć się na jakiś temat, musi poznać kontekst, historię czy specyfikę danej branży. Wykształciła się nawet specjalizacja – *prompt engineering* (inżynieria zapytania), która ma oznaczać metodę najbardziej efektywnego zadawania pytań sztucznej inteligencji w celu uzyskania żądanej odpowiedzi.

Ja używam narzędzi AI (głównie ChatGPT i *Google Gemini Advanced*) do konsultowania pomysłów czy metod realizacji poszczególnych procesów. Na przykład wspólnie z *Gemini Advanced* zaplanowaliśmy w firmie cały proces wyboru i wdrożenia oprogramowania do zarządzania projektami. W tym przypadku, i wielu innych, potęga AI polega na tym, że pomaga przy procesach, o których użytkownik może nie mieć dostatecznej wiedzy. Dzięki AI możesz zaplanować taki proces, nie popełniając typowych błędów nowicjusza; to tak, jakby mieć wsparcie wysokiej klasy eksperta z danej dziedziny.

Analityka i wsparcie eksperckie

Wszystkie opisane przykłady zastosowań możliwe są do uruchomienia praktycznie po pierwszym zalogowaniu się do systemu. Mimo iż bardzo pomocne modele językowe umożliwiają interakcję użytkownika bezpośrednio z modelem językowym, gdzie „role" są jednoznacznie przypisane do dwóch stron: pytający – ekspert. Taka architektura ma swoje ograniczenia, bo AI „wczuwa się" w postać danego eksperta i daje odpowiedzi niejako z jego perspektywy. Okazuje się, że zdecydowanie lepsze rezultaty osiąga się, kiedy AI może analizować dany problem z wielu perspektyw, „wcielając się" w różnych ekspertów. Taką architekturę nazywamy agentami AI i jest to trend w ostatnich miesiącach zyskujący na świecie popularność, ponieważ daje znakomite rezultaty.

Na przykład w firmie wykonawczej badamy możliwość zastosowania AI na kontrakcie budowy gazociągu. Wykorzystaliśmy AI do zbadania relacji pomiędzy niezgodnościami wykonanych spoin a wszystkimi możliwymi czynnikami, mogącymi mieć na to wpływ. Nasze zadanie opisaliśmy agentowi AI w postaci naszego problemu badawczego, dostępnych danych i oczekiwanych analiz.

Agent AI najpierw zaproponował metodykę badawczą, następnie wyczyścił plik z danymi, zawierający informację o wszystkich 2600 spoinach, rodzaju stopu, typach spoin, warunkach atmosferycznych (temperatura, wiatr itd.) do postaci, która możliwa jest do przetworzenia w języku programowania Python. Następnie agent AI stworzył serię programów w języku Python, które analizowały przygotowane wcześniej dane. W następnym kroku agent AI dokonał zaprogramowanych analiz, wyniki przedstawił na wykresie i stworzył opis z wnioskami.

Na osi X oznaczone są numery wytopów, jednym z zadań badawczych było znalezienie potencjalnej relacji między numerem wytopu a niezgodnością spoin (pod uwagę brane były tylko wytopy ze środkowej części wykresu). Badanie wykluczyło istnienie takich relacji. Agent AI w ramach badań znalazł relację między niezgodnością spoiny (wynik pozytywny badania niezgodności) a siłą wiatru na miejscu wykonania spawania, i to pomimo zastosowania środków zaradczych.

Choć te wnioski są zgodne z wiedzą praktyczną, to potwierdzenie ich w wyniku analizy wykonanej całkowicie z wykorzystaniem agenta AI na bazie faktycznych danych wykonawców są bardzo wymowne i obiecujące. Wykonawcy (nie tylko budujący gazociągi) uzyskali dostęp do wyrafinowanych narzędzi analitycznych i zaawansowanej wiedzy analitycznej, ponosząc minimalny koszt. Opisane analizy agent AI wykonał w czasie około czterech minut za 1 dolara. Znalezienie branżowego analityka, któremu moglibyśmy zlecić takie zadanie, byłoby bardzo czasochłonne, bardzo drogie i wymagałoby kilku dni pracy. Tymczasem, wspólnie z głównym spawalnikiem JT SA, Adamem Maciejewskim, poświęciliśmy na to kilka godzin, i to włączając czas potrzebny na nauczenie się obsługi programu do budowania agentów AI – AutoGen.

Na tym nie koniec. Wykorzystując agentów AI, obecnie eksperymentujemy z wykorzystaniem wielu agentów AI do analizy umów na realizację robót, wspierając tym samym zespół prawny. Analizy umów wykonane przez AI nie są jeszcze tak dobre jak wykonane przez wykwalifikowanego prawnika, jednak efekty są na tyle obiecujące, iż można mieć nadzieję, że również ten obszar działań przedsiębiorstw da się zautomatyzować, poprawiając jakość ekspertyz prawnych. Obserwując rozwój narzędzi AI, nie można definitywnie stwierdzić, do jakiego rodzaju zastosowań biznesowych przyda się najbardziej. Wydaje się, że praktycznie nie ma dziedziny, w której AI nie daje wartości dodanej. Niezależnie od tego, czy musisz napisać instrukcję, podsumować spotkanie, stworzyć strategię czy podsumować wyniki badań – AI wszędzie ma wiele do zaoferowania.

Okazuje się, że zdecydowanie lepsze rezultaty osiąga się, kiedy AI może analizować dany problem z wielu perspektyw, „wcielając się" w różnych ekspertów. Taką architekturę nazywamy agentami AI i jest to trend w ostatnich miesiącach zyskujący na świecie popularność, ponieważ daje znakomite rezultaty.

Czy warto zacząć przygodę z AI w organizacji?

Uważam, że ignorowanie tej technologii to odbieranie sobie szansy na rozwój, choć – w mojej ocenie – jest jeden warunek, który należy spełnić, zanim firma podejmie decyzję o świadomym inwestowaniu w AI. Tym warunkiem jest zbadanie własnej dojrzałości cyfrowej i zbudowanie cyfrowej strategii. Chodzi o to, żeby firma wiedziała, jak chce prowadzić swój biznes i najlepiej wykorzystać do tego technologie IT. Jak to zrobić? Najlepiej zapytać AI, wcześniej dobrze przygotowując się do takiej rozmowy – zupełnie tak samo, jakby to miało być spotkanie z prawdziwym analitykiem. Zapewniam, że wynik takiej porady będzie pouczający i wystarczy jedynie postępować zgodnie z sugestiami, aby zarząd firmy mógł świadomie podejmować dalsze decyzje.

Rafał Bałdys Rembowski, redaktor naczelny biuletynu „Konsultant", doradca zarządu JT SA ds. cyfryzacji, wykładowca Uczelni Łazarskiego

Wizyta w Japonii zorganizowana przez IGG

Wizyta studyjna „Japan hydrogen energy tour", zorganizowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i firmę Langas, odbyła się 16–23 marca 2024 roku. Jej celem było zapoznanie uczestników z japońskimi technologiami i rozwiązaniami w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych poprzez zastąpienie paliw kopalnych wodorem.

Od wielu lat Japonia realizuje programy wodorowe nadzorowane przez NEDO (*New Energy and Industrial Technology Development Organization*). Ich celem jest całkowite zastąpienie paliw kopalnych wodorem do 2050 roku. W 2017 roku Japonia przyjęła strategię wodorową, określającą wodór jako nowy nośnik energii. Wyznaczono cele, w tym koszt produkcji wodoru: 3 USD/kg do 2030 roku i 2 USD/kg do 2050 roku. Japonia planuje zastosowanie wodoru w przemyśle, transporcie, energetyce i gospodarstwach domowych. Do 2030 roku chce mieć 1000 stacji tankowania wodoru, 3 miliony stacjonarnych ogniw paliwowych oraz 800 tysięcy samochodów na wodór.

Relacja z odwiedzonych miejsc i zorganizowanych spotkań

Elektrownia Nakoso IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*)

- Właścicielem jest Mitsubishi, a mniejszymi udziałowcami Tokio Electric i Joban Joint Power. Nakoso IGCC Power LLC wykorzystuje technologię zgazowania węgla, co pozwala na wysoką efektywność energetyczną i redukcję emisji CO_2. Emisja wynosi 620 kg/MWh i jest to znacznie mniej niż w konwencjonalnych elektrowniach węglowych.
- Moc elektrowni wynosi 550 MW, a wydajność netto około 48%.
- Dzięki nowoczesnym technologiom oczyszczania spalin cechuje się niską emisją NO_x i SO_x.

Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R)

- To największa na świecie instalacja do produkcji wodoru z energii odnawialnej, korzystająca z farmy fotowoltaicznej o mocy 10 MW.
- Może produkować 1200 Nm^3 wodoru na godzinę. Planowane jest zwiększenie mocy elektrolizerów do 100 MW i wykorzystanie energii wiatrowej.
- Celem projektu jest opracowanie modelu biznesowego wykorzystania zielonego wodoru oraz optymalizacja systemu jego wytwarzania i wykorzystania.

Fukushima Natural Gas Power Plant

- Położona przy terminalu LNG SOMA, zarządzana przez Fukushima Gas Power Corporation.
- Wykorzystuje gaz ziemny w cyklu kombinowanym GTCC.

- Moc wyjściowa elektrowni to 1,18 GW (dwa bloki po 0,59 GW).
- Elektrownia charakteryzuje się wysoką wydajnością (61%) i niskimi emisjami NO_x i SO_x.

JH2A – Japan Hydrogen Association (Japońska Izba Wodorowa)

- Utworzona w kwietniu 2022 roku, liczy 413 członków, należą do niej m.in. takie firmy jak Toyota, Kawasaki, Toshiba i Mitsubishi.
- Promuje gospodarkę wodorową poprzez redukcję kosztów, poszukiwanie funduszy na projekty oraz tworzenie standardów i certyfikacji wyrobów z wodorem.
- Dąży do osiągnięcia emisji CO_2 w Japonii na poziomie 3,4 kg CO_2/kgH_2, czyli redukcji wodoru otrzymywanego z konwersji parowej dwutlenku węgla o 70%. Oznaczałoby to, że od 2020 do 2040 roku Japonia musi zwiększyć zapotrzebowanie na wodór o około 1 mln ton rocznie.

Chiyoda Corporation (instalacja pilotażowa MCH-T)

- Firma chemiczno-inżynierska specjalizująca się w rozwiązaniach bezpiecznego transportu wodoru w postaci chemicznej, bazując na reakcji: metylocykloheksan (MCH)® (transport

tankowcami)® → Toluen (TOL) + wodór. Czystość wodoru uzyskiwanego według tej metody transportu jest bardzo wysoka (<99,8%) i jest porównywalna z wodorem transportowanym w postaci ciekłej (metoda transportu w postaci ciekłej jest jednak bardzo niebezpieczna).

- Transportuje wodór z Królestwa Brunei do Japonii, przekształcając MCH w toluen i wodór.
- W przyszłości Chiyoda Corporation bierze pod uwagę możliwość transportu zielonego wodoru metodą MCH-TOL.

Uniwersytet w Yokohamie (YNU)

- Wykład prof. Mitsushima Shigenori na temat technologii wodorowych i ich roli w neutralności emisyjnej. Prof. Mitsushima Shigenori omówił wyzwania związane z magazynowaniem i transportem wodoru, porównując różne metody jego przechowywania. Podkreślił znaczenie technologii MCH jako przyszłościowego rozwiązania.

Ishikawa Labo Corporation (ILC)

- W Ishikawa Labo Corporation zaprezentowano technologię rozkładu CO_2 do wodoru, wykorzystującą specjalne reaktory.
- Eksperyment pokazał możliwość przekształcania CO_2 w wodór w warunkach plazmowych.
- ILC posiada patent dotyczący metody przetwarzania CO_2 do wodoru.

Muzeum wodorowe w Tokio

- Promuje gospodarkę wodorową poprzez edukację na temat wodoru, jego wytwarzania, magazynowania i wykorzystania.
- Zlokalizowane przy stacji tankowania wodoru, demonstruje praktyczne zastosowania wodoru w różnych dziedzinach.

Elektrownia węglowa JERA w Hekinan

- Jedna z największych elektrowni węglowych w Japonii, o mocy ponad 4 tys. MW.
- Budowana jest pilotażowa instalacja współspalania amoniaku z węglem, co może zredukować emisje CO_2 o 20%.

Wizyta studyjna „Japan hydrogen energy tour" dostarczyła uczestnikom wiedzy na temat zaawansowanych technologii wodorowych w Japonii. Programy i projekty realizowane w tym kraju pokazują, że wodór ma potencjał, aby stać się kluczowym elementem przyszłego systemu energetycznego, wspierając globalne działania na rzecz neutralności energetycznej. Japonia konsekwentnie dąży do stworzenia gospodarki wodorowej, której celem jest znaczące zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych i wprowadzenie zrównoważonych źródeł energii.

Opracowała
Julita Wróbel-Siemieniuk

Rosja może rozbijać jedność wewnątrzunijną

Rozmowa z **Agatą Łoskot-Strachotą,** koordynatorką projektu Energia w Europie w Ośrodku Studiów Wschodnich, członkinią Eksperckiej Rady ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu, a także *visiting fellow* w *think-tank Bruegel*

Bezpieczeństwo energetyczne Polski i Europy to temat niezwykle istotny w kontekście sektora gazowego. Jakie główne zagrożenia i wyzwania obecnie stoją przed gazownictwem?

Sytuacja jest trochę prostsza niż była jeszcze rok czy dwa lata temu, w czasie kryzysu gazowego, kiedy przed wybuchem wojny w Ukrainie, a potem w czasie jej trwania, występowały manipulacje dostawami gazu i nastąpił skokowy spadek dostaw z Rosji, co na rynku wywołało szok. Było to odczuwalne przede wszystkim na rynku gazowym, ale odbiło się również na innych rynkach energetycznych nie tylko w Europie, ale na całym świecie. W ubiegłym roku widzieliśmy już stopniowe stabilizowanie się sytuacji i poszukiwanie nowej równowagi na rynku. Europa i Polska poradziły sobie relatywnie dobrze z szokiem wywołanym skokowym zmniejszeniem dostaw. Jednak to, że Polska całkowicie odeszła od dostaw rosyjskiego gazu nie oznacza, iż sytuacja jest w pełni stabilna i nie ma zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw, ponieważ wojna w Ukrainie wciąż trwa, a wiąże się to z zagrożeniem dla przesyłu gazu przez Ukrainę. Kontynuowane są przecież dostawy rosyjskiego LNG oraz gazu przez TurkStream do Europy, a także współpraca gazowa z Turcją, której terytorium i infrastrukturę Moskwa chciałaby wykorzystać do zwiększenia eksportu, także do Europy.

Wojna w Ukrainie ma bardzo wyraźny kontekst wojny gospodarczej, wojny energetycznej Rosji z Zachodem, w tym z Europą. Poprzedziło ją niespodziewane ograniczanie dostaw gazu, potem mieliśmy sankcje i kontrsankcje, co pokazuje, że energetyka i gaz są instrumentami rosyjsko-zachodniej wojny gospodarczej, która się nie skończyła, więc nie możemy mówić, że ryzyka nie ma. Rosja może wciąż instrumentalizować surowce, w tym gaz, w relacjach z UE – ograniczyć dostawy do poszczególnych państw, ale z drugiej strony może też próbować grać z poszczególnymi europejskimi aktorami, starać się zwiększać dostawy, a wraz z tym nie tylko swoje dochody, ale i narzędzia wpływu. Przykładem są Węgry, które wciąż kupują rosyjski gaz, a to pokazuje, jak Rosja może rozbijać jedność wewnątrzunijną, co już odbija się nie tylko na rynku gazu, ale w ogóle na spójności całej Unii Europejskiej.

Konflikt w Ukrainie zmusił nas do zwrócenia się w kierunku dostaw LNG. Jednak te dostawy nie są całkiem stabilne ze względu na sytuację na morzach, wąskie gardła, zamrożenie przez prezydenta Bidena kontraktów eksportowych na LNG. Czy niepewność geopolityczna może być rzeczywistym zagrożeniem dla dostaw LNG?

Na pewno wojna rosyjsko-ukraińska, wojna gospodarcza Zachód–Rosja przyczyniły się do skokowego wzrostu znaczenia LNG w koszyku dostaw europejskich i w rezultacie LNG miało bardzo wysoki, bo ponad 40-procentowy udział w dostawach gazu w Europie w ubiegłym roku, a największym dostawcą gazu po Norwegii było USA. Dostawy LNG odgrywają olbrzymią rolę w stabilizacji rosyjskiego szoku na rynku europejskim i – abstrahując od wymienionych wcześniej ryzyk – całkowicie zmieniają sytuację. Trzeba pamiętać, że rosyjski gaz sprzedawany był głównie za pomocą kontraktów długoterminowych i przesyłany gazociągami. Tymczasem rynek energii jest rynkiem światowym, na którym występuje bardzo dużo – a w przypadku Europy one nawet dominują – kontraktów krótkoterminowych bądź dostaw spotowych, co wystawia Europę na konkurencję światową i wiąże rynek unijny z dynamiką i zmiennością mocno zliberalizowanego, globalnego rynku gazu skroplonego. W konsekwencji Europa jest dziś bardziej zależna od sytuacji światowej, konkurencji z rynkiem azjatyckim czy z innymi rynkami i od całej zmienności z tym związanej, także zmienności sezonowej. Sam europejski rynek gazowy stał się jeszcze bardziej zmienny i zależny od czynników nie do końca kontrolowanych przez Europejczyków. Ta zmienność wynika z globalizacji, z tego, że mamy więcej LNG w koszyku, ale też z tego, że zachodzi transformacja energetyczna. Źródła odnawialne charakteryzują się przecież zmiennością produkcji w zależności od warunków pogodowych. Poza tym na rynku LNG widzimy też wyzwania: nie wiemy, czy Rosja nie będzie próbowała instrumentalizować dostaw swojego LNG, który cały czas płynie do Europy. Mamy wreszcie konflikt na Bliskim Wschodzie, wojnę Izraela z Hamasem, a to wiąże się z wyzwaniami dla bezpieczeństwa i problemami logistyczno-transportowymi w obszarze Kanału Sueskiego. Transport części LNG do Europy jest więc bardziej skomplikowany i potencjalnie droższy. Paradoksalnie, nie widzimy, żeby ten konflikt wyraźnie odbijał się na cenach na giełdzie TTF w Holandii, mamy w dużym stopniu zapełnione magazyny, zima się kończy… Pokazuje to, jak dobrze w perspektywie tej zimy Europa poradziła sobie z ogólnie trudną i napiętą sytuacją na rynku gazowym.

Mimo to trwający konflikt na Bliskim Wschodzie stanowi wyzwanie dla rynku gazu i jeśli popyt wzrósłby skokowo, to moglibyśmy zobaczyć większą zmienność cen. Dodatkowo, rozlanie się tego konfliktu szerzej i np. potencjalnie możliwe zablokowanie przez Iran cieśniny Hormuz miałoby znacznie poważniejsze skutki, bo przez tę cieśninę przesyłany jest cały eksport LNG z Kataru.

Wspomniała pani o decyzji prezydenta Bidena, który ogłosił strategiczną pauzę, czyli tymczasową przerwę w wydawaniu zezwoleń na budowę nowych terminali eksportowych LNG w USA. To oznacza, że wstrzymane zostaną procedury wydawania zgód dla nowych projektów, ale pamiętajmy, że mnóstwo projektów amerykańskich już otrzymało takie zgody i że według wszelkich prognoz, mimo tej decyzji, w latach 2025–2026 powinno pojawić się wiele nowych, oddawanych do użytku w USA terminali eksportowych. Poza USA także m.in. w Katarze. Według szacunków, moce eksportowe LNG na świecie powinny w latach 2025–2027 wzrosnąć prawie dwukrotnie. Dla sytuacji na globalnym rynku, podobnie zresztą jak europejskim, językiem u wagi pozostaje popyt. Jeśli obecne tendencje popytowe się utrzymają i popyt na świecie nie zacznie silnie rosnąć, możemy nawet mieć sytuację nadpodaży LNG na świecie. Możliwe jest jednak odbicie popytu, niewykluczone również, że mimo celów Europejskiego Zielonego Ładu, w Europie, zwłaszcza w sezonie grzewczym, UE będzie odczuwać konkurencję o dostawy.

Czym zostanie wypełniona luka po odejściu od paliw kopalnych, przy uwarunkowaniach występujących w energetyce?

Przede wszystkim w Europie dążymy do elektryfikacji, z wykorzystaniem coraz bardziej zielonego miksu (który mają zapewnić coraz ambitniejsze cele ograniczania emisji). Poza tym widać też strategiczne dążenie do tego, aby wspierać rozwój rynku gazów niskoemisyjnych i zielonych. Mówimy tutaj o wodorze zarówno niskoemisyjnym, jak i zielonym, który jest droższy i trudniejszy w produkcji, a także o biometanie czy amoniaku. Poza tym rozwój tego rynku nie jest tak szybki jak zakładano i w związku z tym pojawia się pytanie: czym zastępować gaz ziemny i jak szybko, szczególnie w sektorach, których nie można prosto zelektryfikować? I jak działać, jeśli jednak nie da się tak szybko, jak zakładano, zbudować gospodarki wodorowej i produkować zielonego wodoru? Dlatego w UE pojawiło się zainteresowanie technologią składowania dwutlenku węgla i KE przygotowuje strategię CCS. W państwach, które chcą rozwijać rynek wodoru relatywnie dużo inwestycji powstaje w technologii *hydrogen ready,* czyli mają one być gotowe do przełączenia się na wodór wtedy, gdy wzrośnie jego dostępność. Jednak krytycy uważają, że służyć ma to umożliwieniu wykorzystywania gazu ziemnego dłużej niż zakładano. Zależeć to będzie od wielu czynników, także od opłacalności, tempa rozwoju i komercjalizacji nowych technologii. Cały czas pracuje się nad nowymi rozwiązaniami technologicznymi i nie możemy wykluczyć przełomów w tej dziedzinie.

Czy, biorąc pod uwagę wszystkie uwarunkowania, jesteśmy w stanie sprostać wymaganiom unijnym, jeśli chodzi o transformację energetyczną sektora gazowego?

Tej kwestii nie można rozpatrywać wyłącznie sektorowo, należy na nią patrzeć na poziomie całościowej strategii i transformacji energetyczno-klimatycznej Polski. Taką strategię niedługo powinniśmy poznać i ona wyznaczy nasze państwowe, strategiczne myślenie również o sektorze gazowym. Dopiero wówczas będzie można powiedzieć, czy branża jest w stanie i w jaki sposób oraz przy jakich kosztach sprostać celom unijnym. Kluczowym pytaniem w Polsce jest teraz pytanie o przyszłość węgla – kiedy i jak będziemy od niego odchodzić?

Osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku, przy jednoczesnych wyzwaniach gospodarczych oraz wynikających z niestabilności po pandemii koronawirusa i wojennej, która przekłada się też na poparcie dla bardziej skrajnych ugrupowań politycznych, rodzi kolejne pytania o przyszłość sektora energetycznego. O ceny energii, tempo i sposób dekarbonizacji sektora budynków (i ciepłownictwa), transportu, a także rolnictwa. To są pytania, które pojawiają się nie tylko w Polsce, ale też w innych państwach członkowskich, a w konsekwencji w instytucjach unijnych potencjalnie będą tematami dyskutowanymi przez przyszły Parlament Europejski. Warto o tym rozmawiać i szukać konstruktywnych rozwiązań, sprzyjających transformacji oraz wspieraniu konkurencyjności i rozwoju gospodarczego.

Jakie są perspektywy współpracy Polski i Niemiec w zakresie gazownictwa?

Polska i Niemcy powinny szukać obszarów, rozwiązań umożliwiających współpracę i ograniczających pole konfliktów i konkurencji. Jednym z takich obszarów może być gazownictwo.

Do czasu Nord Stream Polska i Niemcy miały konkurencyjne, w dużym stopniu sprzeczne wizje rozwoju swoich rynków gazu – jeden opierający się na rosnących dostawach z Rosji, a drugi odchodzący od importu z Rosji. Widać było też konkurencję na poziomie infrastrukturalnym, ponieważ Polska realizowała projekt Korytarza Północ–Południe, a Niemcy *de facto*, mając Nord Stream, budując Nord Stream 2 i mając lądowe odnogi, budowały z pomocą Gazpromu równolegle swój duży korytarz z północy do Europy Środkowej. To zostało obecnie wstrzymane, współpraca niemiecko-rosyjska ustała i mamy sytuację naddatku lądowej infrastruktury w Niemczech, ale i w Polsce, a jednocześnie szybkiego rozbudowywania mocy, w tym mocy pływających terminali na Bałtyku. I tu pojawia się pytanie: czy moglibyśmy na tym polu współpracować z korzyścią dla obu stron? Jednym z pomysłów jest zainteresowanie Niemców planowaną chyba wciąż drugą jednostką FSRU w okolicach Gdańska oraz mocami pustego obecnie gazociągu jamalskiego.

Wspólnym wyzwaniem dla Polski i Niemiec jest też bezprecedensowy wzrost ryzyka dla bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej w ogóle, a zwłaszcza na morzach.

Ilustrują to wybuchy na gazociągach Nord Stream 1 i 2, a także uszkodzenia interkonektorów i niespotykana wcześniej aktywność niezidentyfikowanych dronów nad infrastrukturą norweską czy wydobywczą w Finlandii. W tych okolicznościach o bezpieczeństwo krytycznej infrastruktury energetycznej na Bałtyku należy szczególnie zadbać i to też może być przestrzeń do współpracy polsko-niemieckiej albo w ogóle państw bałtyckich.

Jak wygląda współpraca Polski w obszarze gazownictwa z innymi sąsiadami?

Kryzys, wojna i zachodzące zmiany zmieniły sytuację wewnątrz Europy, także w sektorze gazowym. Przed wojną istniała dość duża spójność interesów i możliwość współpracy pomiędzy państwami Grupy Wyszehradzkiej. Obecnie ta współpraca się załamała, co najlepiej ilustruje przypadek Węgier, których interesy w obszarze gazu, w tym dotyczące relacji z Rosją, często są przeciwne do interesów Polski. Jest też polityczna niepewność co do przyszłości polityki gazowej Słowacji. Węgry, a także Słowacja i Czechy, wciąż importują rosyjski gaz ziemny. W związku z tym zmienia się możliwość tworzenia tymczasowych, doraźnych sojuszy Polski z państwami V4 w ramach UE. Nie należy jednak zapominać o – w niektórych przypadkach większym niż przed wojną – zbliżeniu stanowisk także dotyczących kwestii energetycznych z Czechami.

Te zmiany w relacjach z sąsiadami, oczywiście, są wyzwaniami, ale jednocześnie tworzą szanse. Pozostaje pytanie: czy i w jaki sposób wykorzystamy szansę na konstruktywny dialog z Niemcami, a także pytanie dotyczące strategicznych ram współpracy, również energetycznej, klimatycznej, w tym także gazowej, Polski z Ukrainą. To jest przestrzeń do dialogu i wypracowywania konkretnych rozwiązań, o czym warto byłoby myśleć już teraz.

Rozmawiała **Julita Wróbel-Siemieniuk**

Musimy radykalnie **przyspieszyć inwestycje energetyczne**

Leszek Kąsek, Michał Rubaszek

Chociaż w ubiegłym roku i na początku obecnego obserwujemy normalizację cen energii i uprawnień do emisji CO_2 w Europie, to jednak nadal są one wyższe (i wahają się) w porównaniu z okresem sprzed szoku energetycznego w 2022 roku.

Polska – na tle regionu Europy Środkowo-Wschodniej – ze względu na dominację węgla w miksie energetycznym i niedoinwestowanie w energetykę i sieci silnie odczuwa zmiany cen surowców energetycznych i cen praw do emisji CO_2 nie tylko w hurtowych cenach energii w kraju, lecz także w budżecie państwa, bilansie płatniczym (rachunek kapitałowy) i inflacji producenckiej czy konsumenckiej. Dlatego bez przyspieszenia inwestycji energetycznych narażona jest na utratę konkurencyjności. Odblokowanie finansowania unijnego (co już następuje) i coraz większa dostępność finansowania prywatnego (jesteśmy gotowi od lat) dają szansę na „ucieczkę" do przodu.

Miks energetyczny w krajach Europy Środkowej i Wschodniej: punkt wyjścia

W raporcie regionalnym Directional Economics: CEEMEA in 2024 porównujemy wrażliwość krajów Europy Środkowo-Wschodniej na presję kosztową, wynikającą z dużych zmian cen paliw kopalnych i uprawnień do emisji CO_2 w UE (EUA – EU *allowances*) w ostatnich latach. Presja ta wynika z cech strukturalnych krajów regionu. Ponieważ węgiel dominuje w miksie energetycznym w Polsce i ma duży udział w Czechach, te dwa kraje są bardziej narażone na zmiany cen węgla i uprawnień do emisji EUA, podczas gdy Węgry, Rumunia i Turcja w większym stopniu są wrażliwe na wahania cen gazu ziemnego.

Skutki makroekonomiczne zmian na rynku paliw i EUA dotyczą głównie Polski i Czech. Kraje te mają znaczny deficyt uprawnień do emisji (sięgający 1 proc. PKB w 2022 roku), co widać w ich bilansach płatniczych (4 mld euro na rachunku kapitałowym w Polsce i 2 mld euro w Czechach). W przypadku Węgier, Rumunii i Turcji zależność od gazu ziemnego w 2022 roku miała nieproporcjonalny wpływ zarówno na inflację producencką PPI, jak i konsumencką CPI.

Wysokie koszty operacyjne dla firm energetycznych i przemysłowych

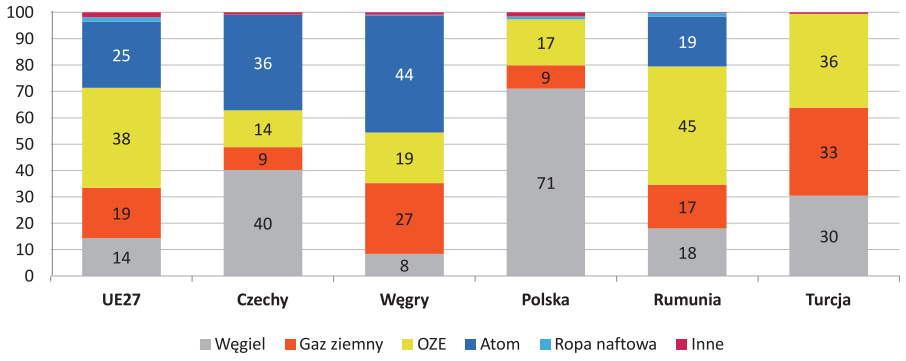
W 2023 roku powróciła normalna relacja cen węgla i gazu ziemnego. W ostatnich miesiącach to ceny węgla i uprawnień do emisji CO_2 tworzyły presję kosztową na hurtowych rynkach energii elektrycznej. Przy powolnej zmianie miksu energetycznego i najprawdopodobniej rosnących cenach uprawnień do emisji w UE w długim okresie ta presja kosztowa zostanie z nami na dłużej, stanowiąc ryzyko dla konkurencyjności. Choć ostatnie notowania EUA oscylują wokół 60–70 euro za tonę, to w kontekście ambitnej polityki klimatycznej UE w dochodzeniu do neutralności klimatycznej w 2050 roku i proponowanego przez Komisję Europejską celu redukcji 90 proc. do 2040 roku możliwe jest 100 euro za tonę w 2025 roku i 150 euro w 2030 roku. Do tego ryzyka *top-down* dochodzi ryzyko *bottom-up*, bo wiodące zagraniczne korporacje w dążeniu do redukcji emisji w całym łańcuchu dostaw produktów czy usług staranniej poszukują poddostawców i kooperantów, co wywiera presję na polskie firmy.

Konieczne jest radykalne przyspieszenie inwestycji w zeroemisyjną energetykę i sieci

Ucieczka do przodu przed skutkami drogiej i „brudnej" energii jest możliwa dzięki radykalnemu przyspieszeniu inwestycji zeroemisyjnych w elektroenergetyce (OZE i atom) oraz modernizacji sieci elektroenergetycznej w Polsce. Szacujemy, że te inwestycje powinny przynajmniej podwoić się w najbliższych latach i pozostać na podwyższonym poziomie do 2040 roku. To priorytet numer jeden, bo niskoemisyjna elektroenergetyka to nie tylko niższe emisje z tego sektora, ale pośrednio także w innych sektorach (dzięki elektryfikacji i substytucji paliw, dzięki energii elektrycznej w transporcie, budynkach i wielu branżach przemysłowych). W dekarbonizacji elektroenergetyki chodzi głównie o skalowanie nowoczesnych, ale istniejących i sprawdzonych technologii OZE czy atomowych, a nie o nowe technologie, które dziś jeszcze nie są stosowane.

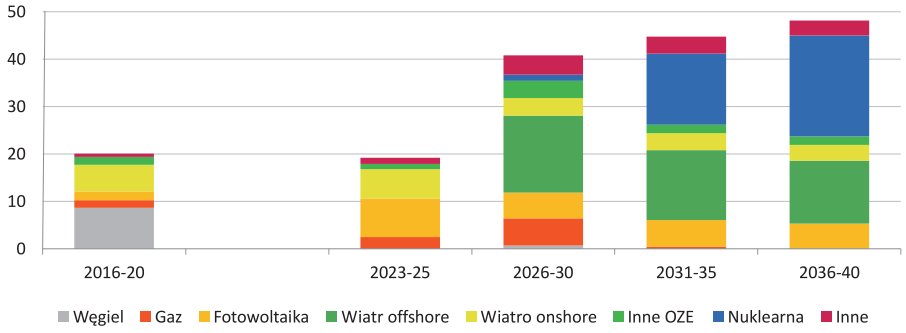
Ta ucieczka jest możliwa dzięki dostępowi do finansowania unijnego i prywatnego. Składają się na to środki unijne i finansowanie zewnętrzne (kapitałowe lub bankowe). Szacujemy, że na inwestycje związane z energią w tej dekadzie Polska będzie miała dostęp do prawie 50 mld euro z grantów (z KPO, tradycyjnej polityki spójności i innych funduszy) oraz do około 30 mld euro

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2021 roku [w %]



Źródło: Eurostat.

Inwestycje energetyczne w Polsce do 2040 roku [w mld zł, ceny stałe z 2020 roku]



Źródło: Szacunki ING na podstawie scenariusza Ministerstwa Klimatu z czerwca 2023 roku.

z preferencyjnych pożyczek z KPO. Ze względu na wysokie koszty kapitałowe i długi czas realizacji inwestycji energetycznych środki unijne/publiczne będą magnesem, a nie alternatywą dla finansowania prywatnego.

Czy leci z nami pilot?

Aby ta podróż w kierunku niskoemisyjnej przyszłości mogła się udać, potrzebna jest ambitna, długoterminowa strategia energetyczna i jej osadzenie w priorytetach rozwoju kraju. W energetyce (producenci i operatorzy sieci) dominującymi graczami są spółki Skarbu Państwa, więc polityka energetyczna ma bezpośrednie przełożenie na ich strategie korporacyjne i plany inwestycyjne. Polityka energetyczna wpływa również na zakres i opcje finansowania dla firm i gospodarstw domowych zainteresowanych inwestycjami we własne źródła energii i efektywność energetyczną. Program inwestycji energetycznych stwarza szansę na budowę potencjału produkcyjnego w powiązanych technologiach, co jest istotne w łagodzeniu presji na wzrost importu czy presji cenowej. Transformacja energetyczna może być jedną z dźwigni rozwoju kraju.

Transformacja energetyczna jako dźwignia rozwoju kraju

Inwestycje związane z transformacją energetyczną mogą stać się ważnym motorem wzrostu polskiej gospodarki w najbliższych latach, a nawet dekadach. Oczywiście, najpierw muszą wzrosnąć inwestycje zwiększające podaż energii, ale z czasem pojawi się potrzeba wydatków od strony popytowej – na pojazdy, urządzenia czy nowoczesne instalacje elektryczne w wielu sektorach.

W obszarze związanym z energią waży się też nasza konkurencyjność w handlu międzynarodowym czy przyciąganiu bezpośrednich inwestycji zagranicznych. Duże renomowane firmy, z ambitnymi celami redukcji emisji czy celami ESG, już dziś starannie dobierają poddostawców i chcą redukować emisje w swoich łańcuchach dostaw. Presja na przyspieszenie inwestycji energetycznych w Polsce jest olbrzymia – odgórna i oddolna.

Leszek Kąsek, Michał Rubaszek, Biuro Analiz Makroekonomicznych ING Banku Śląskiego

Nagroda na Targach EXPO-GAS, kwiecień 2023

Medal w kategorii: „Urządzenia i elementy do budowy sieci gazowych”

Producent: RADIATYM sp. z o.o.

Bezspoinowe kołnierzowe połączenia PE-STAL typ PSKBSG z kołnierzem płaskim bez spawania produkowane są w zakresie średnic: od Dn 25 (rury)/DN 20 (kołnierza) do Dn 90/DN 80. Natomiast bezspoinowe kołnierzowe połączenia PE-STAL typ PSKBSG z kołnierzem szyjkowym bez spawania są wytwarzane w przedziale średnic od Dn 110/Dn 1000 do Dn 250/DN 250.

Połączenie PE-STAL jest produkowane w SDR 11 i SDR 17,6 zgodnie z normą PE-EN 1555-2. Szeregi SDR 17,6 są wytwarzane poprzez podtoczenie swobodnej końcówki rury polietylenowej do wymaganej grubości.

Połączenia kołnierzowe zostały poddane badaniom w Instytucie Nafty i Gazu, a także wewnętrznym, restrykcyjnym badaniom, tj. sprawdzeniu odporności na działania sił osiowych oraz próbie hydrostatycznej zgodnie ze standardem technicznym ST-IGG-1101:2017.

Potwierdzeniem wysokiej jakości i przydatności w zastosowaniach jest wyeliminowanie procesu spawalniczego negatywnie oddziałującego na środowisko i generującego dodatkowe koszty związane z procesem spawania i koniecznością przeprowadzenia kosztownych badań spoin.

Jest to rozwiązanie lżejsze, o krótszej zabudowie, eliminujące zbędne koszty, a zatem bardziej ekonomiczne.

„Dekarbonizacja w gazownictwie”

Julita Wróbel-Siemieniuk

W okresie 10–12 czerwca 2024 roku w Hotelu Andel’s w Łodzi odbył się IX Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, którego przewodnim tematem była dekarbonizacja w gazownictwie. Wydarzenie zgromadziło najważniejszych przedstawicieli branży gazowniczej, administracji państwowej, ekspertów oraz świata nauki, którzy wspólnie debatowali nad wyzwaniami i kierunkami rozwoju sektora w obliczu dekarbonizacji.

Kongres otworzył **Wiesław Prugar, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa,** członek zarządu ORLEN ds. upstream. – *Mamy w pełni zdywersyfikowany system pozyskiwania gazu z importu, mamy też własne wydobycie, które w perspektywie końca bieżącej dekady zamierzamy zwiększyć do 12 mld m sześc. rocznie. Staliśmy się odporni na kryzys nawet tak wielkich rozmiarów, jak wywołany działaniami Rosji* – powiedział Wiesław Prugar.

Wskazał, że przed branżą gazowniczą stoi największe wyzwanie, którym jest przeprowadzenie odpowiedzialnej transformacji energetycznej. – *Realizacja tego zadania jest naszą powinnością i zarazem odpowiedzialnością przed następnymi pokoleniami. Dlatego zadanie to musimy wykonać wspólnie, jako przedstawiciele branży gazowniczej, naftowej i energetycznej, współdziałając z administracją publiczną i korzystając z dorobku środowisk naukowych i stowarzyszeń naukowo-technicznych* – podsumował Wiesław Prugar. Podkreślił, że gaz pozostanie paliwem rezerwowym transformacji energetycznej w Europie, gdy „kapryśne warunki atmosferyczne” będą ograniczać podaż mocy ze źródeł odnawialnych.

W imieniu **Pauliny Hennig-Kloski, minister klimatu i środowiska,** list skierowany do uczestników kongresu odczytał Piotr Szczepański, szef gabinetu politycznego MKiŚ. „W związku z transformacją energetyczną w najbliższych latach chcemy, aby wysokiej dynamice rozwoju odnawialnych źródeł energii towarzyszyło przejściowe zwiększenie roli gazu ziemnego przede wszystkim z uwagi na jego rolę w bilansowaniu systemu energetycznego, w którym potrzebne będzie zapewnienie odpowiednich mocy dyspozycyjnych. Wzrostowi wykorzystania gazu w elektroenergetyce towarzyszyć będzie łączenie sektorów elektroenergetycznego i gazowego oraz wynikająca z tego ścisła współpraca operatorów obu sektorów, a zależności pomiędzy systemami będą się zwiększać. Chcemy, aby gaz funkcjonował jako stabilne i bezpieczne paliwo do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła” – napisała pani minister. Jej zdaniem wykorzystanie gazu ziemnego i gazów zdekarbonizowanych nie wyklucza się, lecz jest komplementarne. „Właściwa strategia w tym zakresie musi zatem obejmować działania dwutorowe, tak aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne państwa, do czego dziś potrzebujemy gazu ziemnego. Jednocześnie musimy stopniowo zwiększać udział gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych. Nie powinniśmy się tego obawiać, ponieważ nowe źródła energii otwierają przed nami nowe drogi rozwoju” – zwróciła się w liście do uczestników kongresu Paulina Hennig-Kloska.

Pierwsza sesja, moderowana przez **dr. hab. Mariusza Sworę z kancelarii Swora Legal,** skupiała się na aktualnej polityce UE w zakresie gazownictwa. W referacie wprowadzającym Mariusz Swora omówił wyzwania stojące przed polską branżą gazowniczą, zwracając uwagę na przyszłą rolę gazu ziemnego i wynikającą z tego konieczność przewartościowania celów strategicznych. W opinii prelegenta kluczową kwestią jest określenie optymalnej roli paliw gazowych w przyszłym miksie energetycznym, skuteczne wdrażanie nowych regulacji prawnych, które zrównoważą interesy dostawców i odbiorców oraz wsparcie finansowe inwestycji.

W panelu dyskusyjnym poruszano m.in. przyszłą rolę gazu ziemnego, wpływ legislacyjnego Pakietu Wodorowo-Gazowego na gospodarkę paliwami gazowymi, kierunki strategiczne w dokumentach krajowych, takich jak PEP 2040 i KPEIK, oraz konieczne zmiany w krajowym prawie gospodarczym. Uczestnicy debaty zaznaczyli rolę Polski w kształtowaniu unijnego prawodawstwa w zakresie energetyki, co pomogło w walce z kryzysem energetycznym wywołanym działaniami Rosji. Podkreślano kluczową rolą paliw gazowych w przyszłym miksie energetycznym, dyskutowano też o tym, jak realizować wdrażanie nowych pakietów regulacyjnych do krajowego systemu prawnego, tak aby zrównoważyć interesy dostawców i odbiorców. – *Zadaniem ustawodawstwa polskiego jest pokazanie, jakie najlepsze rozwiązania możemy przyjąć na poziomie krajowym, żeby z jednej strony zapewnić proces dekarbonizacji, a z drugiej – energię i paliwa po cenie akceptowalnej dla naszych odbiorców* – powiedział **Jakub Ruszel, dyrektor wykonawczy ds. zarządzania ryzykiem i zgodnością ORLEN S.A.** Natomiast **Ryszard Pawlik, doradca parlamentarny Jerzego Buzka,** zwrócił uwagę na konieczność zastosowania neutralności technologicznej w realizacji celów transformacji, która jest obecnie pierwszym postulatem do nowej Komisji Europejskiej.

Paneliści wskazywali na ogromną szansę, jaką dla branży gazowniczej stanowi CCS, podkreślając, że jest to uwarunkowane przygotowaniem optymalnych regulacji prawnych sprzyjających rozwojowi tej przyszłościowej technologii.

W panelu udział wzięli: Ryszard Pawlik, doradca parlamentarny Jerzego Buzka, posła do Parlamentu Europejskiego, prof. Mariusz Ruszel z Politechniki Rzeszowskiej, prezes Instytutu Polityki Energetycznej im. I. Łukasiewicza, prof. dr hab. Krzysztof Szamałek, dyrektor, Państwowego Instytutu Geologicznego – PIB, Jakub Ruszel, dyrektor wykonawczy ds. zarządzania ryzykiem i zgodnością ORLEN S.A., Aneta Wilmańska, Deputy Director of Representative Office in Brussels ORLEN S.A. PGNiG Central Branch, prof. Przemysław Drapała, JDP Drapała & Partners.

Moderatorem drugiej sesji pt. „Bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych" był **Wojciech Jakóbik, redaktor naczelny BiznesAlert.pl.** Referat wprowadzający wygłosił moderator, omawiając determinanty dostaw paliw gazowych i transformację sektora gazowniczego w Polsce. Prelegent zwrócił uwagę na to, że mimo ustabilizowania sytuacji na rynku nie można jeszcze ogłosić końca kryzysu energetycznego. Podkreślił także, że na skutek prowadzonych inwestycji sektor gazowy, który uległ zasadniczej transformacji, musi liczyć się ze wzrostem wykorzystania gazów odnawialnych. Zaznaczył, że gaz ziemny będzie odgrywał znaczącą rolę w ciepłownictwie.

Podczas panelu dyskusyjnego skoncentrowano się na uwarunkowaniach międzynarodowych, w jakich działa globalny rynek gazu. Wskazywano, że jeśli wystąpią napięcia w relacjach międzynarodowych – mogą spowodować zagrożenia na rynku gazu. – *Podobne zdarzenia do tych, jakie wystąpiły w latach 2021–2022 mogą zaistnieć ponownie, może znowu nastąpić skoncentrowanie złych zdarzeń, kolejna presja polityczno-militarna, która wywoła niepokój i będzie rodziła poważne przeszkody w płynności handlu międzynarodowego gazem. Obecnie jesteśmy w fazie uspokojenia nastrojów i przyzwyczajenia uczestników rynku do sytuacji w Europie, która wydaje się opanowana. Jednak w tych okolicznościach akcentowałbym zwrócenie większej uwagi na bezpieczeństwo gazowej infrastruktury krytycznej i zagrożenia w cyberprzestrzeni* – powiedział **Marcin Sienkiewicz, doradca zarządu ds. rynków gazu Towarowej Giełdy Energii.**

W dalszej części debaty dyskutowano na temat stabilności dostaw oraz polityki regulacyjnej i cenowej rynku paliw gazowych. – *Jeżeli chodzi o infrastrukturę krytyczną dostarczającą gaz do Polski, cały czas stoimy na dwóch fundamentach: gazociągu Baltic Pipe i terminalu LNG, które zapewniają około 80 proc. dostaw gazu do Polski. Te dwa filary muszą podlegać ochronie, tak aby można było powiedzieć, że będziemy bezpieczni przed zimą. One odpowiadają również za napełnianie magazynów gazu. Aby system przesyłowy mógł pracować bezpiecznie, powinny być chronione najważniejsze węzły systemu przesyłowego* – wskazywał **dr inż. Tomasz Krzysztof Włodek z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.**

Uczestnicy zastanawiali się także nad tym, w jakich kierunkach należy rozwijać zabezpieczenie dostaw oraz jak budować model rynku, aby ograniczyć interwencję państwa i zapewnić konkurencyjność gospodarki. – *Obecnie około 30 mld m^3 gazu ziemnego jesteśmy w stanie sprowadzić spoza kierunków rosyjskich i wschodnich. To jest podstawowa zmiana, która powoduje, że mamy prawo czuć się dużo bardziej bezpieczni niż przed laty. GAZ–SYSTEM podjął decyzję o kontynuacji rozbudowy systemu poprzez zamówienie i zapewnienie infrastruktury, która pozwoli obsłużyć jednostkę regazyfikacyjną. Jest ona zakontraktowana na 2027 rok i planujemy, aby w pełni zaczęła funkcjonować od 2028 roku* – poinformował **Adam Bryszewski, wiceprezes zarządu OGP GAZ–SYSTEM.** Dodał, że GAZ–SYSTEM chce aktywnie uczestniczyć w transformacji. – *Bierzemy udział w zmianach legislacyjnych i prowadzimy badania związane z wodorem, popytem, podażą na ten gaz i analizujemy, gdzie będzie potencjał do przesyłu. Gaz ziemny będziemy sukcesywnie uzupełniali innymi paliwami – biometanem czy wodorem. W całej Europie na razie nie ma jednak konsensusu, jaki będzie finalny kształt rynku energetyki* – dodał prelegent.

Część debaty poświęcono innowacjom technologicznym, głównie „piaskownicom regulacyjnym", które służą wprowadzaniu innowacji technologicznych i nowych form współpracy z klientami i podmiotami. – *Sama piaskownica regulacyjna to środowisko prawne, które ma służyć wyłączeniu pewnych przepisów, aby ułatwić wprowadzenie nowych rozwiązań. W naszym prawie energetycznym przyjęto rozwiązanie, że tego typu wyłączenia zostaną zastosowane na wniosek podmiotu, który chce nowe rozwiązanie przetestować. Dotyczy np. wyłączenia z obowiązku uzyskania koncesji w danym zakresie, obowiązku zatwierdzenia instrukcji ruchu, zatwierdzenia taryfy czy uzgodnienia projektu planu rozwoju. To bardzo interesujący instrument, który może być wykorzystany do wprowadzania i testowania nowych rozwiązań pod pewną ochroną prawną* – podsumował **Jacek Loret, dyrektor departamentu rynku paliw gazowych Urzędu Regulacji Energetyki.**

Paneliści omawiali również możliwości finansowania inwestycji przez banki komercyjne i fundusze unijne, podkreślając niezbędną pomoc państwa w tym zakresie. – *Udzielamy dotacji na działalność innowacyjną i pieniędzy, które mają służyć zazielenieniu i cyfryzacji jest bardzo dużo, ponieważ obecnie są to priorytety. Po raz trzeci został uruchomiony konkurs w ramach funduszy europejskich dla gospodarki i są to środki, które można wykorzystać na technologie przyszłości, opracowanie technologii w projektach badawczo-rozwojowych, a także na wdrożenie tych technologii – to bardzo istotna zmiana w stosunku do tego, co oferowaliśmy poprzednio* – poinformował **Kamil Grotnik, zastępca dyrektora działu dotacji krajowych i funduszy UE Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.**

Uczestnikami dyskusji byli: Adam Bryszewski, wiceprezes zarządu OGP GAZ–SYSTEM, Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, Grzegorz Bujnowski, dyrektor biura handlu gazem ORLEN, Jacek Loret, dyrektor departamentu rynku paliw gazowych Urzędu Regulacji Energetyki, Tomasz Tomasiak, dyrektor biura transformacji energetycznej ARP, dr inż. Tomasz Krzysztof Włodek z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Kamil Grotnik, zastępca dyrektora działu dotacji krajowych i funduszy UE Narodowego Centrum Badań i Rozwoju oraz Marcin Sienkiewicz, doradca zarządu ds. rynków gazu Towarowej Giełdy Energii.

Drugi dzień kongresu rozpoczął się od sesji poświęconej Pakietowi Wodorowo-Gazowemu. Moderatorem sesji był **prof. Jerzy Kaleta z Politechniki Wrocławskiej.** W referacie wprowadzającym omawiał kierunkowe szanse i wyzwania związ-

zane z rozwojem gospodarki wodorowej w Polsce. – *Decyzja Bidena o utworzeniu programu IRA (Inflation Reduction Act) z budżetem na transformację sektora energetycznego powoduje, że firmy europejskie eksportujące do USA przenoszą tam swoją produkcję, mając zapewnioną łatwiejszą legislację i łatwiejszy dostęp do środków. Zauważono to w Europie i 11 kwietnia br. przyjęto dyrektywę wodorowo-gazową. Po raz pierwszy w tym dokumencie jawnie mówi się o biometanie i wodorze* – powiedział Jerzy Kaleta. Prelegent zaznaczył, że rozwój gospodarki wodorowej w kraju wymaga zarówno nakładów inwestycyjnych, jak i zbudowania kompetencji technologicznych i biznesowych, a także inwestycji w kapitał ludzki.

W panelu dyskusyjnym poruszono kwestie związane z wdrożeniem Pakietu Wodorowo-Gazowego w Polsce, skalą wyzwań inwestycyjnych oraz emisją metanu z obiektów gazowniczych. Paneliści rozmawiali o przyszłości technologii CCUS (wychwytywanie, transport, wykorzystanie i magazynowanie CO_2). Mówiono o możliwości wykorzystania sieci do przesyłu mieszanki gazu ziemnego i wodoru. Zastanawiano się także nad traktowaniem CO_2 nie tylko jako odpadu, ale też jako potencjalnego wartościowego surowca, nad czym intensywnie pracują Niemcy.

Dyskusja toczyła się wokół dostępnych dla Polski możliwości wielkoskalowego magazynowania energii z OZE i gazów odnawialnych. – *1/3 powierzchni magazynowych w Polsce to kawerny solne. I to jest naturalne środowisko dla magazynowania wodoru. Rosnącą generację energii elektrycznej z OZE cechuje nierównomierność: mamy bardzo duże nadwyżki, powstające w dni słoneczne i wietrzne, latem, gdy nie używamy tej energii. Te nadwyżki powodują, że w 2022 roku straty energii z OZE wynosiły} 8 GWh, w 2023 były to już 74 GWh, a w 2024 r (maj) – 333 GWh straconej energii, która nie mieści się w systemie, nie ma na nią zapotrzebowania. Możemy przyjąć, że do końca roku te straty się podwoją. Rozwiązaniem jest magazynowanie tej energii przede wszystkim w kawernach solnych, a także technologia Power to Gas, Gas to Power. Budowę nowych kawern należałoby już rozpocząć, ponieważ będą one przeznaczone dla wodoru* – wskazał **prof. Jacek Blicharski z AGH.**

Prelegenci podkreślali znaczenie wodorowej mapy Polski dla powstawania nowych gazociągów oraz rozwoju wodorowych projektów transgranicznych. Zastanawiano się nad przyszłym zapotrzebowaniem na wodór.

O japońskiej strategii wodorowej do 2030 roku mówił **Yu Kashiwagi,** gość z Japonii **z Japan Hydrogen Association (JH2A)**. Powiedział, że japoński rząd dąży do zwiększenia wykorzystania wodoru i amoniaku do wytwarzania energii w kogeneracji i zakłada udział wodoru i amoniaku na poziomie 1 proc. w miksie energetycznym w 2030 roku. Prelegent przedstawił także przykłady instalacji wykorzystujących wodór w Japonii.

W panelu uczestniczyli: prof. Jacek Blicharski z AGH, dr inż. Łukasz Klimkowski z AGH, Michał Grzybowski, kierownik zespołu analiz ekonomicznych i biznesowych ORLEN, Mariusz Konieczny, dyrektor oddziału gazowniczego we Wrocławiu Polskiej Spółki Gazownictwa, Agnieszka Ozga, dyrektor pionu transformacji energetycznej OGP GAZ–SYSTEM, Henryk Kubiczek, dyrektor departamentu korporacyjnego strategii i rozwoju Grupy Azoty, Yu Kashiwagi z Japan Hydrogen Association (JH2A).

Moderatorem sesji poświęconej gospodarce zeroemisyjnej był **prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat z Politechniki Gdańskiej.** W referacie wprowadzającym omawiał działania ukierunkowane na transformację gospodarki UE w kierunku bardziej zrównoważonej i niskoemisyjnej. Podkreślił wyzwania stojące przed sektorem paliw gazowych, związane z wykorzystaniem gazów odnawialnych, w tym zielonego wodoru. Mówił o nieuchronnych zmianach, które wpłyną na żywotne interesy branży gazowniczej i na zachowanie przez nią dotychczasowego znaczenia.

W tym panelu skupiono się na transformacji branży ciepłowniczej w kontekście zmian legislacyjnych, technologicznych oraz akceptacji społecznej, a także na rosnącym wykorzystaniu gazu w ciepłownictwie. – *Już 20 proc. systemów spełnia warunek efektywnego systemu ciepłowniczego. W tych przedsiębiorstwach następuje efekt synergii z sektorem gazowniczym. Ale nawet w tych, które nie spełniają tego warunku, w większości istnieją już przygotowane programy inwestycyjne i rozeznane technologie do zastosowania. Natomiast, aby w pełni uruchomić potencjał, potrzebne są możliwości finansowania tego typu inwestycji* – powiedział **Jacek Szymczak, prezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.**

Podczas panelu mówiono o rozwoju i roli technologii w zakresie produkcji i wykorzystania wodoru w transporcie i innych sektorach gospodarki. Wskazano na perspektywę dla Polski pełnienia roli hubu logistycznego w zakresie wodoru. Dyskutowano o finansowym aspekcie planu wodoryzacji Polski. Przedstawiono perspektywy rozwoju rynku bioCNG i bioLNG. – *Jako PGNiG OD prowadzimy około 40 stacji CNG, 2 stacje wydające zarówno LNG, jak i CNG. W latach 2017–2021 ponaddwukrotnie wzrósł w nich wolumen sprzedaży. Mimo kryzysu energetycznego obserwujemy duże zainteresowanie, powoli odbudowujemy wolumeny. Wodór jest już obecny wśród naszych klientów, którzy nauczyli się CNG. W naszej ocenie rynek transportu publicznego będzie wybierał różne paliwa: będzie miejsce na CNG, wodór i autobusy elektryczne. Przyszłość to również bioLNG i bioCNG* – podsumował **Paweł Samerek, zastępca dyrektora departamentu CNG i LNG, PGNiG OD**.

W panelu udział wzięli: prof. dr hab. inż. Jakub Kupecki, dyrektor Instytutu Energetyki – PIB, Jacek Szymczak, prezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, dr hab. inż. Małgorzata Kwestarz z Politechniki Warszawskiej, Jakub Lubiński, dyrektor działu technologii wodorowych ORLEN, dr hab. inż. Andrzej Szałek, przedstawiciel Toyota Motor Poland i Toyota Central Europe Toyota, Paweł Samerek, zastępca dyrektora departamentu CNG i LNG, PGNiG OD.

Kolejną sesję, poświęconą determinantom rozwoju przemysłu gazowniczego, poprowadził **prof. dr hab. inż. Andrzej Osiadacz z Politechniki Warszawskiej.** W referacie wprowadzającym podkreślił znaczenie innowacji w przemyśle gazowniczym, które stają się nieodłącznym elementem nowoczesnej gospodarki. Wskazał na konieczność ścisłej współpracy różnych sektorów energetyki, na przyszłe zaspokajanie potrzeb odbiorców za pomocą różnych nośników energii, co spowoduje powstanie systemów multienergetycznych. To pociągnie za sobą większą złożoność problemów związanych zarówno z projektowaniem, jak i zarządzaniem takim systemem. – *W przemyśle gazowniczym w szerszym zakresie powinna być wykorzystana symulacja i optymalizacja zmniejszająca koszty zarządzania systemami multienergetycznymi. Dotyczy to magazynowania gazu, fazy projektowania i fazy eksploatacji. Bardzo ważną rolę odegrać tu powinno modelowanie cyfrowe jako*

katalizator innowacji w przemyśle gazowniczym. – powiedział prof. Andrzej Osiadacz. Wskazał, że w przyszłości modele będą bardziej złożone zarówno strukturalnie, jak i obliczeniowo i trzeba będzie do nich zastosować nowoczesne metody wykorzystujące sztuczną inteligencję i uczenie maszynowe.

W panelu poruszono takie tematy jak cyfryzacja w branży gazowniczej, cyberbezpieczeństwo oraz potrzeby branży w zakresie nowych technologii. Omawiano zagadnienia standaryzacji danych i cyfrowego planowania inwestycji. Uczestnicy debaty mówili o modelowaniu systemów multienergetycznych, zaznaczając, że już dziś jest to w zasięgu ręki ekspertów. W tym kontekście **prof. Jacek Jaworski z INiG – PIB** wskazał na bliskość sektorów gazowego i elektroenergetycznego. – *Obiekt, który mógłby łączyć te dwa sektory, to magazyn wodoru. Moglibyśmy w strukturach geologicznych magazynować wodór, a w odpowiednich momentach konwertować go do energii elektrycznej, która stabilizowałaby pracę systemów elektroenergetycznych. Modelowanie jest niezbędne, aby system elektroenergetyczny mógł funkcjonować i aby gazownictwo mogło przejść w kolejną fazę rozwoju* – powiedział prof. Jacek Jaworski.

Wiele miejsca w dyskusji panelowej poświęcono bliźniakom cyfrowym. – *Koncepcja bliźniaków cyfrowych polega na budowaniu wyjściowego cyfrowego modelu z projektu – byłby to system, który pozwalałby na podgląd danych z aktualnego systemu, mapując współzależności pomiędzy różnymi, pozornie rozłącznymi systemami, a z drugiej strony pozwalałby na sterowanie nim. Wysoki poziom analityki i monitoringu w branży gazowniczej umożliwia podniesienie tego poziomu do pułapu bliźniaków cyfrowych* – powiedział **dr inż. Jacek Magiera z Politechniki Krakowskiej.**

Dalszą część dyskusji poświęcono współpracy świata naukowego z sektorem gazowym, wskazując między innymi na trudności w znalezieniu środków finansowych na projekty badawcze i pozyskaniu niezbędnych danych.

W panelu uczestniczyli: dr hab. inż. Jacek Jaworski, prof. INiG – PIB, dyrektor Instytut Nafty i Gazu – PIB, prof. dr hab. inż. Maciej Chaczykowski z Politechniki Warszawskiej, dr inż. Jacek Magiera z Politechniki Krakowskiej, Rafał Bałdys-Rembowski, redaktor naczelny biuletynu „Konsultant" ze Stowarzyszenia Inżynierów Doradców i Rzeczoznawców, Paweł Mucha, ekspert ORLEN z oddziału geologii i eksploatacji PGNiG w Warszawie, Piotr Franciszek Niemczyk, ekspert z zakresu bezpieczeństwa, Paweł Stańczak, doradcza Operatora Ukraińskiej Sieci Przesyłu Gazu oraz dr inż. Tomasz Krzysztof Włodek z AGH.

Tematem ostatniej sesji były szanse i bariery rozwoju branży gazowniczej. Moderatorem był **prof. Grzegorz Tchorek z Instytutu Energetyki – PIB.** Wygłosił referat wprowadzający na temat rynkowych szans dla firm gazowniczych w kontekście transformacji energetycznej. Prelegent zwrócił uwagę na konieczność zdefiniowania spójnej, łączącej wiele sektorów strategii transformacji, uwzględniającej zastosowanie wiele rodzajów niskoi zeroemisyjnych technologii. Jego zdaniem, sposób przeprowadzenia transformacji energetycznej zadecyduje o wielu aspektach naszej rzeczywistości, na przykład jaki przemysł będziemy rozwijać, ile miejsc pracy utworzymy czy jakie technologie będziemy wdrażali. Zwrócił uwagę na to, że w Polsce udało się zbudować dojrzałą infrastrukturę gazową, co uzasadnia powstanie wokół niej lokalnego hubu wielopaliwowego. Postulował, żeby nie mówić o gazie jak o paliwie przejściowym, ponieważ jeśli będzie gazem zdekarbonizowanym, to będzie pełnił istotną rolę w miksach energetycznych różnych krajów, zapewniając systemowi elastyczność. Zwrócił uwagę na niską dostępność technologii niezbędnych do osiągnięcia zeroemisyjności w 2050 roku, ponieważ większość istniejących jest jeszcze nieskomercjalizowana.

W panelu poruszono kwestie związane ze wzrostem cen materiałów i usług w branży gazowniczej, wywołanym wojną w Ukrainie, oraz z mechanizmami prawnymi pozwalającymi zniwelować ten wzrost. Omówiono zmiany regulacyjne, które określają ambitne cele dla paliw zeroemisyjnych, m.in. wodoru RFNBO, a także przepisy prawne ograniczające wykorzystywanie gazu ziemnego w transformacji. – *Rośnie presja na szybsze odchodzenie od gazu ziemnego. Od 2027 roku wchodzi w życie nowa odnoga systemu ETS, tzw. ETS 2, który obciąża koniecznością wykupienia uprawnień do emisji i umorzenia tych uprawnień podmioty, które dostarczają paliwa spalane u odbiorców końcowych. W przypadku sektora gazowniczego chodzi o spółki obrotu. W efekcie będziemy mieli do czynienia z dodatkowym obciążeniem kosztami gazu ziemnego* – tłumaczył **Tomasz Brzeziński z Kancelarii Wawrzynowicz i Wspólnicy.** Mecenas Brzeziński wskazał także na brak polskiej strategii biometanowej i postulował konieczność jej utworzenia.

Paneliści mówili również o normalizacji, która może być wykorzystywana jako narzędzie wspierające prawodawstwo, ułatwiające pozytywne przemiany środowiskowe, społeczne i gospodarcze. Dyskutowano również o perspektywach utworzenia hubu gazowego w Polsce i o tym, czy jesteśmy w stanie konkurencyjnie rywalizować w tym zakresie z Niemcami, Finlandią i Litwą.

W panelu uczestniczyli: Marta Krejpowicz, dyrektor wydziału prac normalizacyjnych Polskiego Komitetu Normalizacyjnego, dr Kamil Lipiński, kierownik działu klimatu i energii Polskiego Instytutu Ekonomicznego, dr inż. Tomasz Krzysztof Włodek z AGH, Konrad Gortad z JDP Drapała & Partners oraz Tomasz Brzeziński z Kancelarii Wawrzynowicz i Wspólnicy.

IX Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego zakończył się przyjęciem uchwały z postulatami do administracji państwowej i branży. Uchwała dostępna jest na stronie internetowej Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Kongres stał się platformą do dyskusji na temat przyszłości gazownictwa w kontekście globalnych wyzwań klimatycznych, pokazując jednocześnie, że polska branża gazownicza jest gotowa na podjęcie tych wyzwań i adaptację do nowych realiów rynkowych. Uczestnicy kongresu wyrazili zaangażowanie w dążeniu do realizacji celów związanych z dekarbonizacją oraz podkreślili znaczenie wspólnych działań na rzecz ochrony środowiska i zrównoważonego rozwoju.

IX Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego pokazał, że przyszłość gazownictwa w Polsce jest pełna wyzwań, ale również możliwości. Współpraca, innowacje oraz inwestycje w nowe technologie będą kluczowe dla osiągnięcia celów dekarbonizacji i zapewnienia stabilnego, zrównoważonego rozwoju sektora gazowniczego w nadchodzących latach.

Julita Wróbel-Siemieniuk

IX Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego

W czerwcu 2024 roku (10–12.06) w Hotelu Andel's w Łodzi odbył się IX Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, poświęcony dekarbonizacji w sektorze gazowniczym. Wydarzenie zgromadziło najważniejszych przedstawicieli branży, administracji państwowej, ekspertów oraz naukowców. Uczestnicy kongresu dyskutowali nad wyzwaniami i kierunkami rozwoju gazownictwa w kontekście dekarbonizacji.

Kongres otworzył Wiesław Prugar, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, członek zarządu ORLEN ds. upstream, który wskazał, że przeprowadzenie odpowiedzialnej transformacji energetycznej to największe wyzwanie stojące przed branżą gazowniczą.

W imieniu Pauliny Hennig-Kloski, minister klimatu i środowiska, list skierowany do uczestników kongresu odczytał Piotr Szczepański, szef gabinetu politycznego MKiŚ. Zdaniem Pauliny Hennig-Kloski, wykorzystanie gazu ziemnego i gazów zdekarbonizowanych nie wyklucza się, lecz jest komplementarne.

I sesja „Aktualna polityka wobec gazownictwa"

Sesja dotyczyła przyszłej roli gazu ziemnego, wpływu legislacji i strategii krajowych na sektor gazowy. Uczestnicy podkreślali znaczenie Polski w kształtowaniu unijnego prawa energetycznego. Omówiono kluczową rolę paliw gazowych w miksie energetycznym oraz wdrażanie nowych regulacji. Paneliści zwracali uwagę na szanse związane z technologią CCS, wymagającą odpowiednich regulacji prawnych.

II sesja „Bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych"

W panelu dyskutowano o międzynarodowych uwarunkowaniach i zagrożeniach związanych z napięciami politycznymi.

Debatowano o stabilności dostaw, polityce regulacyjnej i cenowej rynku gazowego. Rozważano kierunki rozwoju zabezpieczenia dostaw oraz model rynku minimalizujący interwencję państwa. Omawiano innowacje technologiczne, w tym „piaskownice regulacyjne", oraz możliwości finansowania inwestycji.

III sesja „Pakiet Wodorowo-Gazowy"

Dyskusja skupiła się na wdrożeniu Pakietu Wodorowo-Gazowego w Polsce i wyzwaniach inwestycyjnych. Poruszono kwestie emisji metanu, technologii CCUS i przesyłu mieszanki gazu ziemnego z wodorem. Omówiono magazynowanie energii z OZE i gazów odnawialnych oraz znaczenie wodorowej mapy Polski. Podkreślono potrzebę rozwijania wodorowych projektów transgranicznych.

IV sesja „Gospodarka zeroemisyjna"

Paneliści dyskutowali o transformacji branży ciepłowniczej w kontekście zmian legislacyjnych, technologicznych i akceptacji społecznej. Debatowano o rosnącym wykorzystaniu gazu w ciepłownictwie oraz produkcji i zastosowaniu wodoru w transporcie i innych sektorach. Podkreślono potencjał Polski jako hubu logistycznego w zakresie wodoru i omówiono perspektywy rozwoju rynku bioCNG i bioLNG.

V sesja „Determinanty rozwoju przemysłu gazowniczego"

Dyskusja dotyczyła cyfryzacji w branży gazowniczej, cyberbezpieczeństwa oraz potrzeb związanych z nowymi technologiami. Uczestnicy omawiali standaryzację danych i cyfrowe planowanie inwestycji, podkreślając dostępność narzędzi do modelowania

systemów multienergetycznych. Ważnym tematem były także cyfrowe bliźniaki i współpraca świata naukowego z sektorem gazowym, z uwzględnieniem wyzwań finansowych.

VI sesja „Szanse i bariery rozwoju branży gazowniczej"

W panelu skoncentrowano się na wzroście cen materiałów i usług w branży gazowniczej, spowodowanym wojną w Ukrainie, oraz na mechanizmach prawnych łagodzących te skutki. Omówiono zmiany regulacyjne dotyczące paliw zeroemisyjnych, w tym wodoru RFNBO, oraz ograniczenia w wykorzystywaniu gazu ziemnego. Dyskutowano również o normalizacji jako narzędziu wspierającym prawodawstwo i perspektywach utworzenia gazowego hubu w Polsce.

IX Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego stał się platformą do dyskusji o przyszłości gazownictwa w obliczu dekarbonizacji i globalnych wyzwań klimatycznych, ukazując gotowość polskiej branży do adaptacji. Uczestnicy wyrazili swoją determinację i zaangażowanie w realizację celów dekarbonizacji. Kongres wykazał, że przyszłość gazownictwa w Polsce pełna jest wyzwań, ale także możliwości, a współpraca, innowacje i inwestycje w nowe technologie będą kluczowe dla zrównoważonego rozwoju sektora.

Wyzwania i szanse rynkowe w transformacji energetycznej

Anita Ostasz-Babicz, Przemysław Wardęga

W lipcu 2021 roku Komisja Europejska (KE) przyjęła pakiet legislacyjny *Fit for 55*, którego głównym założeniem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej Unii Europejskiej do 2050 roku oraz redukcja emisji gazów cieplarnianych. Pakiet nakłada obowiązek wdrażania działań transformacyjnych na kluczowe sektory gospodarki. Grupa Kapitałowa ORLEN, jako wielosegmentowy koncern energetyczny, działający na terenie Unii Europejskiej, także podlega zmieniającym się regulacjom i jest zobowiązana dostosować swoje aktywności w taki sposób, aby były one zgodne z wyznaczonymi celami.

Kluczowymi regulacjami z perspektywy branży energetycznej, które oddziałują na działalność GK ORLEN, są m.in. rozporządzenie w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym, rozporządzenie w sprawie przemysłu neutralnego technologicznie, Pakiet Gazowo-Wodorowy oraz dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.

Rozporządzenie w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym

Celem rozporządzenia w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym jest obniżenie emisji metanu z obszaru *upstream* (poszukiwanie i produkcja gazu i ropy, przetwarzanie i gromadzenie gazu), infrastruktury *midstream* (przesył i dystrybucja gazu, magazyny gazu oraz instalacje LNG), odwiertów nieaktywnych oraz obrotu w zakresie importu gazu i ropy do UE.

Rozporządzenie nakłada na producentów, dostawców i importerów paliw kopalnych do UE obowiązki, które realizowane mają być przy użyciu dwóch kategorii narzędzi – mechanizmu monitorowania emisji oraz redukcji emisji metanu.

Monitorowanie emisji będzie realizowane poprzez przedkładanie przez operatorów raportów do właściwego organu. W początkowej fazie realizowane będzie w formule uproszczonej – emisje metanu na poziomie poszczególnych komponentów poprzez kwantyfikację (tj. pomiar uzupełniany metodą ekspercką). Model docelowy zakłada rozszerzenie procesu o pomiar emisji z całego obiektu. Dane dotyczące emisji raportowane będą właściwym organom, a następnie agregowane przez KE i udostępniane obserwatorium emisji metanu. Mechanizm gromadzenia danych o emisjach będzie z czasem coraz bardziej szczegółowy, a od 1 stycznia 2027 roku analogiczne mechanizmy w zakresie monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji będą wymagane przez importerów od producentów węglowodorów z państw trzecich.

W ramach mechanizmu redukcji emisji metanu zaproponowano bardziej zaawansowane obowiązki. Mowa o wykrywaniu i likwidacji wycieków (ang. *leak detection and repair,* LDAR), zakazie rutynowego spalania w pochodniach, znaczącym ograniczeniu nierutynowego spalania i uwalniania metanu do atmosfery oraz działaniach podejmowanych wobec odwiertów nieaktywnych.

Procedura LDAR prowadzona ma być na podstawie minimalnych progów detekcji, odnoszących się do dokładności używanych urządzeń oraz progów emisji, które w przypadku przekroczenia uruchomią obowiązek naprawy lub wymiany nieszczelnych komponentów. LDAR ma być prowadzony w dwóch krokach – pierwszy przy mniejszej dokładności wykrywania, a drugi bardziej rygorystyczny. Nieszczelności mają zostać usunięte natychmiast lub tak szybko, jak to możliwe, zgodnie z określonymi wytycznymi.

Ograniczenie spalania w pochodni oraz uwalniania do atmosfery będzie realizowane przy wykorzystaniu matrycy, jaką stanowi sekwencja *venting&flaring*. Zakłada ona preferencyjne podejście wobec ponownego zagospodarowania metanu, dopiero na dalszych etapach sekwencji, lokując możliwość nierutynowego spalania metanu lub uwalniania go do atmosfery.

Trzeci obowiązek dotyczy nieaktywnych odwiertów. Stanowi on o monitorowaniu emisji metanu, a w przypadku ich wystąpienia o podejmowaniu działań mających na celu remediację, rekultywację i trwałe zamknięcie nieaktywnych odwiertów.

Realizacja wymogów rozporządzenia będzie wymagająca pod kątem finansowym i organizacyjnym oraz w zakresie odpowiedniej współpracy z właściwymi organami, jednak niezbędna dla dalszego, niezakłóconego funkcjonowania sektora, z naciskiem na krajowe wydobycie. Mimo to rozporządzenie nie musi być rozpatrywane jedynie w kategorii ryzyk. Może stanowić szansę dla dalszego funkcjonowania sektora gazu ziemnego, wpisując się w trendy dekarbonizacyjne. Jego implementacja będzie skutkowała poprawą bezpieczeństwa prowadzonej działalności, wpłynie pozytywnie na środowisko i pozwoli na bardziej efektywną eksploatację posiadanych zasobów oraz ich lepsze wykorzystanie w kolejnych dekadach.

Redukcja emisji metanu z sektora ma podstawowe znaczenie dla ograniczenia efektu cieplarnianego oraz utrzymania roli gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w transformacji energetycznej. Sprostanie wymogom rozporządzenia umożliwi kontynuację prowadzenia poszukiwań i produkcji oraz importu gazu ziemnego, co pozwoli na znaczne redukcje emisji gazów cieplarnianych, szczególnie

w polskiej energetyce, w znacznym stopniu opartej na węglu. Zgodnie z szacunkami zawartymi w „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku" (PEP), zapotrzebowanie na gaz ziemny ma nadal rosnąć, przede wszystkim ze względu na jego relatywnie niską emisyjność, a także wysoką dostępność technologii gazowych oraz ich cenową przystępność. Wykorzystanie istniejącej infrastruktury, zgodnej z wymogami rozporządzenia, będzie kolejnym krokiem w kierunku ograniczenia emisyjności polskiego sektora energetycznego.

Rozporządzenie w sprawie przemysłu neutralnego technologicznie

Równie istotnym dla dekarbonizacji gospodarki elementem unijnej legislacji jest rozporządzenie w sprawie przemysłu neutralnego technologicznie (NZIA), przyjęte w maju 2024 roku. Głównym obowiązkiem wynikającym z tej regulacji jest wprowadzenie unijnego celu w zakresie rocznej mocy zatłaczania CO_2 w podziemnych składowiskach na poziomie 50 mln ton w perspektywie 2030 roku. Obowiązek ten ma być realizowany przez producentów gazu ziemnego i ropy naftowej proporcjonalnie do udziału w unijnej produkcji tych paliw z okresu od 1 stycznia 2020 roku do 31 grudnia 2023 roku.

Chociaż cel jest ambitny, rozporządzenie może zapewnić skuteczną dekarbonizację unijnej gospodarki. Wychwytywanie i zatłaczanie CO_2 (CCS) umożliwi natychmiastowe i skuteczne zmniejszenie śladu węglowego, szczególnie w sektorach energochłonnych, takich jak m.in. hutnictwo, przemysł cementowy czy chemiczny. Tym samym CCS może odegrać istotną rolę w utrzymaniu konkurencyjności i wydajności przemysłu UE. Rozwój CCS związany nie tylko z zatłaczaniem, ale również z wykorzystaniem CO_2 ma nastąpić po 2030 roku i może przyczynić się do utworzenia do 2050 roku 150 tysięcy bezpośrednich i pośrednich miejsc pracy.

W celu rozwoju rynku CO_2 KE ogłosiła też strategię w sprawie przemysłowego zarządzania jego emisjami. Strategia określa działania sprzyjające stworzeniu środowiska dla inwestycji w CCS. Ponadto, zgodnie ze strategią, aby zrealizować cel klimatyczny UE na 2040 rok oraz neutralność klimatyczną do 2050 roku, prognozuje się, że do 2040 roku trzeba będzie wychwycić w UE 280 mln ton CO_2 oraz około 450 mln ton do 2050 roku.

Pakiet Gazowo-Wodorowy

Kluczową regulacją z punktu widzenia GK ORLEN jest także Pakiet Gazowo-Wodorowy. Ma on zasadniczy wpływ na działalność GK ORLEN, ponieważ stanowi regulację modelującą funkcjonowanie rynku gazu ziemnego w UE i jego rozwoju w kierunku większego wykorzystania niskoemisyjnych i odnawialnych gazów. W znowelizowanym pakiecie przyjęty został model, który zakłada istnienie dwóch systemów:

– konwencjonalnego rynku gazu ziemnego, uzupełnianego domieszkami gazów odnawialnych i niskoemisyjnych (w tym biometanu i wodoru),
– całkowicie wyodrębnionego systemu wodorowego.

Postanowienia pakietu będą więc znaczącym kołem napędowym dla rozwoju rynku gazów niskoemisyjnych i odnawialnych. Zgodnie z założeniami przyjętymi w PEP, w 2030 roku zdolność transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej gazy zdekarbonizowane ma osiągnąć około 10%. Natomiast do czasu, w którym nowe gazy będą stanowiły bardziej istotną część rynku, gaz ziemny nadal będzie odgrywał znaczącą rolę, a zatem jedna z obecnie podstawowych działalności GK ORLEN nadal będzie funkcjonować na niezmienionych warunkach.

Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków

Kolejną istotną regulacją, która została zmieniona w ostatnim czasie jest dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD).Głównym celem nowelizacji EPBD jest dekarbonizacja wszystkich zasobów budowlanych w państwach członkowskich UE poprzez konieczność ich przekształcenia do 2050 roku w budynki bezemisyjne. Nadal powinna jednak istnieć możliwość wykorzystania pieców gazowych obsługujących paliwa odnawialne i niskoemisyjne, także przy wychwycie dwutlenku węgla.

Pierwsza faza procesu dekarbonizacji budynków zostanie zainicjowana 1 stycznia 2030 roku, od kiedy nowe budynki będą projektowane jako bezemisyjne (od 1 stycznia 2028 roku nowe budynki będące własnością instytucji publicznych).

EPBD reguluje także ścieżkę przechodzenia z kotłów zasilanych wyłącznie paliwami kopalnymi na gazy zero- i niskoemisyjne. Zgodnie jednak z postanowieniem dyrektywy, KE wyda wytyczne dotyczące tego, co uznaje się za kocioł zasilany paliwami kopalnymi, dlatego należy poczekać na ostateczne ustalenia w tym zakresie. Z pewnością uwarunkuje to, jakie systemy ogrzewania nadal będą mogły być instalowane, m.in. hybrydowe lub gotowe do zasilania paliwami zeroemisyjnymi.

Wszystkie założenia w znowelizowanej EPBD stanowią wyzwanie dla GK ORLEN. Istotne jest jednak podkreślenie, że brak na razie informacji, w jaki sposób dyrektywa zostanie finalnie transponowana do polskiego porządku prawnego i jaka będzie rola gazu ziemnego w budownictwie, a także jak duży udział będą miały w tym sektorze gazy niskoemisyjne lub odnawialne oraz inne odnawialne źródła energii.

Opisane powyżej regulacje stanowią wyzwania dla funkcjonowania GK ORLEN. Są jednak również szansą rozwoju nowych, przyszłościowych segmentów związanych z obszarem gazów niskoemisyjnych i odnawialnych. Znowelizowane przepisy nie oznaczają ponadto konieczności natychmiastowej rezygnacji z działalności w obszarach związanych z gazem ziemnym, który pozostaje paliwem przejściowym. Dopiero w kolejnych dekadach można spodziewać się stopniowo rosnącego udziału niskoemisyjnych gazów na rynku. Kluczowe w tym kontekście będą także priorytety nadane przez nową KE, która utworzy się najbliższej jesieni.

Anita Ostasz-Babicz, Przemysław Wardęga, Dział Regulacji Unii Europejskiej i Spraw Międzynarodowych ORLEN S.A.

BioCNG i bioLNG – potencjał stacji paliw PGNiG

Maciej Szymański, Kamil Koralewski

W dobie transformacji energetycznej, ochrony klimatu i zmniejszenia emisji CO_2 paliwem przyszłości staje się biometan. Gaz ten może odegrać kluczową rolę w uniezależnieniu się od paliw kopalnych pochodzących z Rosji.

Biometan jest paliwem przyszłości, szczególnie w dobie transformacji energetycznej w Unii Europejskiej, a także w związku z regulacjami Europejskiego Zielonego Ładu. Mają one na celu zarówno ochronę klimatu, zmniejszenie emisji CO_2 i innych gazów w atmosferze, jak i wsparcie w planach uniezależnienia się od paliw kopalnych pochodzących Rosji.

Biometan to metan powstający w procesie beztlenowej fermentacji różnorodnych biodegradowalnych surowców biomasowych. Tak przygotowany biogaz, z wykorzystaniem dostępnych technologii uzdatniania, podlega konwersji do parametrów biometanu. Składa się głównie z czystego metanu (przynajmniej 98,5%) i śladowych ilości innych gazów, m.in. tlenu, wodoru i azotu.

W świetle polskiego prawa biometan to „gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, poddany procesowi oczyszczania, wprowadzany do sieci gazowej lub transportowany w postaci sprężonej albo skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe, lub wykorzystany do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu"*.

Ekologiczny i łatwy w transporcie

Biometan ma taką samą jakość i właściwości jak gaz wysokometanowy, więc może być wtłaczany do sieci, skroplony do postaci bioLNG oraz sprężony do bioCNG. Odbiorcy końcowi nie odczują żadnej różnicy w działaniu urządzeń zasilanych biometanem, czyli paliwem odnawialnym w stosunku do tradycyjnego gazu. Pod względem chemicznym biometan i metan to ta sama substancja. Oczywiście, różnią się pochodzeniem i poziomem emisji netto gazów cieplarnianych. W rzeczywistości skroplony biometan jest nie tylko łatwiejszy w transporcie do miejsca jego wykorzystania, ale – dzięki trzykrotnie większej gęstości niż w przypadku sprężonego gazu ziemnego – jest bardziej wydajny w zastosowaniu jako paliwo. Dzięki tym właściwościom paliwa, zarówno sprężony, jak i skroplony gaz ziemny w wersji bio może być najbardziej odpowiednim, efektywnym i niskoemisyjnym nośnikiem energii do napędzania transportu.

Biometan w strefach czystego transportu

Biometan doskonale nadaje się do wykorzystania w branży transportowej, która odpowiada za 24 proc. całkowitej emisji gazów cieplarnianych (GHG) w Unii Europejskiej, w tym zwłaszcza w autobusach miejskich, samochodach ciężarowych o dużej ładowności, a także w żegludze morskiej i śródlądowej. Wykorzystanie biometanu może pozwolić na ograniczenie emisji CO_2 w sektorze transportu oraz redukcję zanieczyszczeń, ponieważ w przypadku biometanu właściwie nie występują emisje tlenków azotu (NO_x). Biometan może zatem sprzyjać realizacji celów niedawno przyjętego pakietu na rzecz mobilności ekologicznej (*Clean Mobility Package)*.

Paliwa bioCNG i bioLNG mają bardzo duży potencjał związany z wypełnieniem założeń ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, która jest motorem napędowym popytu na pojazdy niskoemisyjne. W najbliższym czasie w wielu polskich miastach zostaną wprowadzone strefy czystego transportu i dlatego warto już teraz zwrócić uwagę na związane z tym ograniczenia i wybrać pojazd spełniający wymagania tej strefy. Decydując się na pojazdy o napędzie na CNG/bioCNG, a także LNG/bioLNG możemy zapewnić sobie i firmie możliwość poruszania się i prowadzenia działalności w tej strefie.

Wykorzystanie w Europie

Europa pokłada duże nadzieje w biometanie, a za przykład może służyć Dania, w której pokrywa on 34 proc. zapotrzebowania na błękitne paliwo. W tym skandynawskim państwie działają aż 54 instalacje biometanowe, a kolejnych 70 jest w przygotowaniu. Dania ma bardzo ambitne plany pokrycia biometanem 100 proc. krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny już w 2030 roku. Kolejnymi przykładami europejskich państw, które zdecydowały się na inwestycje w biometan są Niemcy, Włochy i Estonia, które w znacznej części swój potencjał w tej dziedzinie wykorzystują na napędzanie transportu poprzez bioCNG i bioLNG.

Według planów regulacyjnych Unii Europejskiej ciekłe biopaliwa, takie jak bioCNG i bioLNG, prawdopodobnie będą opodatkowane korzystniej niż paliwa kopalne (obec-

nie opodatkowanie biopaliw w przeliczeniu na euro/GJ jest nieproporcjonalnie wysokie). Zmiany te pozytywnie wpłyną na potencjał produkcji i wykorzystania biometanu zarówno w Polsce, jak i Europie.

Stacje tankowania w największych miastach

PGNiG Obrót Detaliczny posiada rozbudowaną bazę infrastrukturalną w postaci 39 ogólnodostępnych stacji tankowania CNG w Polsce, w tym dwóch dwupaliwowych, oferujących CNG i LNG. Klienci mają możliwość tankowania sprężonego i skroplonego gazu ziemnego na terenie wszystkich województw. W najbliższym czasie zaplanowane jest otwarcie stacji w Białymstoku.

Mapa stacji CNG i LNG

Stacje paliw należące do PGNiG Obrót Detaliczny znajdują się na terenie całego kraju, w pobliżu najważniejszych sieci drogowych kluczowych miast w Polsce. Ich zaplecze infrastrukturalne jest w pełni dostosowane i gotowe do strategicznej zmiany w kierunku bioCNG i bioLNG, a paliwo oferowane przez spółkę może pochodzić z polskich biometanowni. Również pojazdy napędzane CNG lub LNG są przystosowane do tankowania biometanem.

Potencjał biometanu nad Wisłą

Dostrzegając potencjał biogazu i biometanu Grupa ORLEN S.A. ruszyła z budową instalacji do produkcji biometanu w Głąbowie w województwie warmińsko-mazurskim. Docelowo ma produkować 7 milionów m^3 biogazu rocznie, który później zostanie przekształcony w biometan wykorzystywany m.in. do napędzania transportu. Ponadto, zakupiono trzy biogazownie w miejscowościach Konopnica (województwo łódzkie), Wojny-Wawrzeńce (województwo podlaskie) oraz Buczek (województwo kujawsko-pomorskie), które – według zamierzeń – zostaną zamienione w biometanownie.

Polska dysponuje dużym potencjałem w zakresie produkcji bioCNG i bioLNG. Obecnie, przy wykorzystaniu polskiego potencjału bioodpadów, można liczyć na produkcję nawet 4 miliardów m^3 biometanu rocznie. Wymaga to jednak znacznej roli ustawodawcy w zakresie regulacji związanych w produkcją i wykorzystaniem tego niskoemisyjnego paliwa. Plany PGNiG Obrót Detaliczny w dziedzinie oferowania możliwości tankowania na swoich stacjach bardzo dobrze wpisują się zarówno w zmiany związane z transformacją energetyczną, jak i w światowe trendy na rynku paliw alternatywnych.

Maciej Szymański, kierownik działu sprzedaży CNG, PGNiG Obrót Detaliczny
Kamil Koralewski, doradca klienta ds. Paliw Alternatywnych

* Ustawa z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015, poz. 478).

Wodór – **klucz do zrównoważonej transformacji energetycznej**

Paweł Firlej, Piotr Narloch

Polska Spółka Gazownictwa aktywnie uczestniczyła w H2Poland & NetZero Forum, które odbyło się 24–26 kwietnia na terenie Międzynarodowych Targów Poznańskich. Jest to największe wydarzenie w Polsce i Europie Środkowo-Wschodniej, poświęcone technologiom wodorowym i dekarbonizacyjnym, oferujące możliwość wymiany wiedzy i nawiązania współpracy na rzecz rozwoju polskiej gospodarki wodorowej.

H2Poland & NetZero Forum było okazją do wymiany wiedzy eksperckiej oraz nawiązania współpracy między przedsiębiorcami, światem nauki, samorządami oraz organizacjami pozarządowymi na rzecz propagowania i rozwoju polskiej gospodarki wodorowej. Patronat honorowy nad wydarzeniem objęło Ministerstwo Klimatu i Środowiska.

Naturalny wodór – nowy trend w rozwoju gospodarki wodorowej w Europie i na świecie

W panelu dyskusyjnym dotyczącym naturalnego wodoru uczestniczył Paweł Firlej, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego (OZG) w Krakowie, który podkreślił, że naturalny wodór występuje jako paliwo, jednak obecnie w ilościach niepozwalających na jego szerokie zastosowanie. Rozmowa dotyczyła także tzw. białego wodoru, występującego w przyrodzie, znajdującego się w podziemnych złożach i powstającego w wyniku szczelinowania. Dyrektor Paweł Firlej powiedział o możliwości przesyłu gazu z domieszką wodoru, w tym białego, istniejącymi gazociągami. Z kolei dr inż. Anna Twaróg z AGH mówiła o możliwych miejscach posadowienia złoża białego wodoru w Polsce, głównie na Lubelszczyźnie. Poruszono też kwestię lokalizacji złóż wodoru na świecie oraz omówiono regulacje unijne opisujące wodór jako paliwo, a nie złoże. – *Obecnie nie ma wdrożonych strategii wykorzystania białego wodoru, dlatego w celu szerszego zastosowania tego paliwa w gospodarce istnieje konieczność pozyskania wodoru z innych źródeł. Istotne jest posiadanie odpowiednich kompetencji w zakresie pozyskiwania i wykorzystywania wodoru niezależnie od źródeł jego pochodzenia. Polska Spółka Gazownictwa od wielu lat przesyła sieciami gazowymi gaz koksowniczy zawierający ponad 50 proc. wodoru. Te cenne doświadczenia zamierzamy wykorzystać w dobie zachodzącej transformacji energetycznej i zazielenienia sieci gazowej* – powiedział **Paweł Firlej**.

Uczestnicy panelu naturalny wodór. Od lewej: Szymon Płoński, Agencja Rozwoju Przemysłu, dr Tomasz Bednarek, Dolnośląska Dolina Wodorowa, Paweł Firlej, Polska Spółka Gazownictwa, Hans Rasmusson, ERIG, dr inż. Anna Twaróg, Akademia Górniczo-Hutnicza.

Dystrybucja wodoru

W debacie dotyczącej dekarbonizacji wodoru omawiano zalety transportu wodoru istniejącymi i dedykowanymi rurociągami. – *Rolą operatora systemu dystrybucyjnego jest zaoferowanie klientom dostępu do zdekarbonizowanych źródeł energii, zwłaszcza klientom biznesowym, aby ich technologie i produkty były konkurencyjne i mogły sprostać unijnym regulacjom dotyczącym emisji CO_2 i aby przedsiębiorcy mogli ubiegać się o dofinansowanie. Zadaniem PSG jest więc zabezpieczenie zarówno infrastruktury liniowej, jak i źródła gazu wytworzonego z OZE. Z uwagi na unikalne parametry wodór jest związkiem, który należy transportować w specjalnie dostosowanych do tego układach sieciowych. Jednocześnie trzeba minimalizować straty wodoru podczas transportu, aby zapewnić efektywność jego przepływu na wysokim poziomie* – tłumaczył Paweł Firlej.

Podczas dyskusji poruszono też kwestie dotyczące materiałoznawstwa oraz norm, jakie powinny zostać spełnione, aby rurociągi mogły być dopuszczone do przesyłu wodoru bądź jego domieszki. – *Gazociągi wykonane są z rur stalowych, polietylenu i kompozytów. W zależności od oczekiwań i parametrów ciśnieniowych każdy z tych materiałów ma zalety, wady i szczegółowe wytyczne dotyczące zastosowania. Obecnie, podejmując decyzje o szerokim wykorzystaniu technologii wodorowych, PSG działa zgodnie z wiedzą branżową i systemami certyfikacji, w tym m.in. na podstawie wytycznych technicznych Izby Gospodarczej Gazownictwa „Infrastruktura do transportu*

paliw gazowych z domieszką H_2", w których opracowanie zaangażowani byli eksperci Polskiej Spółki Gazownictwa, rozwijający swoje kompetencje wodorowe zarówno w praktyce, jak i poprzez współpracę z instytucjami naukowymi oraz uczelniami technicznymi. Wytyczne te dają pewność, że budowana infrastruktura spełnia kryteria bezpieczeństwa i eksploatacji – dodał Paweł Firlej.

Innowacyjne projekty Polskiej Spółki Gazownictwa

W trakcie debaty wymieniono przedsięwzięcia wodorowe, w które zaangażowana jest Polska Spółka Gazownictwa. Jednym z nich jest badanie gazomierzy ultradźwiękowych do zastosowań domowych, pozwalających na rozliczanie mieszanin gazu ziemnego z wodorem oraz czystego wodoru. Kolejnym jest badanie mikrostruktury i właściwości mechanicznych wycinków rurociągów w celu ustalenia ich przydatności do transportu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem. Panel dyskusyjny był też okazją do rozmów na temat dostosowania wymagań materiałowych dla rur stalowych wykorzystywanych do budowy gazociągów wysokiego ciśnienia, np. w projekcie strategicznym na odcinku Siołkowa–Nowy Sącz. Celem

Uczestnicy panelu dystrybucja wodoru. Od lewej: Aleksander Gołąbek, TÜV SÜD Polska, Michał Przybyszewski, Messer Polska, Andreas Golombek, Go&Management, Paweł Firlej, Polska Spółka Gazownictwa, Marek Elert, GAZ–SYSTEM.

tych działań jest poprawa odporności na niekorzystne zjawiska wynikające z oddziaływania wodoru, aby w przyszłości zapewnić możliwość transportu siecią dystrybucyjną mieszaniny gazów zdekarbonizowanych. PSG podjęła też prace badawcze na rzeczywistej sieci dystrybucyjnej w Odolanowie, aby sprawdzić gotowość technologiczną istniejącej sieci do przesyłu mieszaniny gazu ziemnego z wodorem.

W celu dalszego rozwijania kompetencji oraz współpracy na poziomie lokalnym Polska Spółka Gazownictwa dołączyła do Mazowieckiej Doliny Wodorowej, Stowarzyszenia Śląsko-Małopolska Dolina Wodorowa oraz Dolnośląskiej Doliny Wodorowej. Rozwijana jest współpraca z jednostkami samorządowymi. W lutym 2024 roku zostało podpisane porozumienie o współpracy pomiędzy PSG a Urzędem Miasta i Gminy Czarny Dunajec m.in. w zakresie prowadzenia prac rozwojowych i inwestycyjnych oraz realizacji wdrożeń technologii związanych z zastosowaniem gazów odnawialnych, niskoemisyjnych, w tym wodoru.

Polska Spółka Gazownictwa jest też pierwszym w kraju podmiotem posiadającym „Świadectwo oceny technicznej sieci gazowej w zakresie przesyłu gazu ziemnego z domieszkami wodoru". Certyfikat pozyskany z Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego otrzymał nowo wybudowany gazociąg średniego ciśnienia DN400 relacji Jelenia Góra–Piechowice.

Wyzwania finansowe i technologiczne

Oczywiście, nie zostały pominięte kwestie dotyczące nakładów finansowych, które należy ponieść, aby wodór przesyłać w sposób bezpieczny i efektywny. Poza aspektami związanymi z przesyłem wodoru eksperci mówili również o wykorzystaniu infrastruktury gazowej do transportu amoniaku, metanolu, LOHC*. – *Podejmując się wyzwań związanych z szerokim zastosowaniem gazów zdekarbonizowanych w sieci dystrybucyjnej, ważne jest rozwijanie kompetencji i stworzenie rozwiązań dotyczących m.in. wyznaczania ciepła spalania mieszaniny gazów dla lokalizacji zasilanych z kilku źródeł gazu o różnym cieple spalania. Metodyka ta będzie uwzględniała pozyskanie danych z systemów GIS i SAP i będzie wykorzystywana w programie symulacyjnym SimNet* – powiedział Paweł Firlej.

Na targach zaprezentowano najnowsze technologie wodorowe, co pozwoliło uczestnikom zapoznać się z nowoczesnymi rozwiązaniami i aktualnym stanem polskiego sektora wodorowego.

Potrzeba działań w zakresie rozwoju wodoru

Prezentacje i debaty wykazały istotną rolę wodoru w transformacji energetycznej oraz potrzebę dalszych działań w zakresie jego rozwoju i wdrażania. Wydarzenie dostarczyło aktualnej wiedzy dotyczącej poziomu za-

Aparatura do pomiaru stężenia wodoru.

awansowania branży wodorowej w Polsce i na świecie. Ukazało jej potencjał oraz stojące przed nią wyzwania – wodór może odegrać kluczową rolę w transformacji energetycznej, jednocześnie przyczyniając się do zrównowa-

Uczestnicy H2Poland & NetZero Forum.

żonego rozwoju. Liczne prelekcje i debaty były zaczątkiem kuluarowych rozmów, w których dzielono się doświadczeniami i oczekiwaniami wobec podejmowanych przez branżę działań.

Paweł Firlej, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Krakowie
Piotr Narloch, kierownik Sekcji Symulacji i Bilansowania Sieci w PSG

Zdjęcia: Aleksandra Bukowiec, Kinga Pająk, H2Poland

* Technologia oparta na związkach organicznych mających zdolność do absorbowania, a następnie uwalniania wodoru w wyniku zastosowanych reakcji chemicznych.

PSG i gmina Czarny Dunajec rozpoczynają **współpracę w zakresie wodoru**

Grzegorz Cendrowski

Polska Spółka Gazownictwa oraz miasto i gmina Czarny Dunajec podpisały porozumienie o współpracy. Jego celem jest długoterminowe partnerstwo w dziedzinie rozwoju technologii związanych z paliwami alternatywnymi, ze szczególnym uwzględnieniem wodoru.

– Bardzo się cieszymy, że to właśnie Polska Spółka Gazownictwa będzie partnerem, który pomoże miastu i gminie Czarny Dunajec wykorzystywać wodór jako źródło energii na dużą skalę. Jako spółka od kilku lat systematycznie podnosimy nasze kompetencje, aby w przyszłości być największym operatorem systemu dystrybucyjnego wodoru w Polsce – powiedział **Robert Więckowski, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa.**

W ramach współpracy obie strony zobowiązały się do realizacji wielu inicjatyw przyczyniających się do poprawy jakości powietrza oraz ograniczenia emisji szkodliwych substancji.

Główne punkty umowy:

- wdrożenie technologii związanych z paliwami alternatywnymi, zwłaszcza dotyczących wodoru oraz innych gazów odnawialnych i niskoemisyjnych,
- prowadzenie prac rozwojowych i inwestycyjnych na terenie gminy Czarny Dunajec w zakresie paliw gazowych,
- realizacja wspólnych projektów badawczo-rozwojowych w obszarze niskoemisyjnych paliw alternatywnych,
- wdrożenie innowacyjnych technologii w ramach wspólnych projektów.

– Dążymy do tego, aby nasze miasto stało się uzdrowiskiem i liderem w zakresie wykorzystania nowoczesnych technologii energetycznych. Partnerstwo z Polską Spółką Gazownictwa otwiera przed nami nowe możliwości i przyspieszy realizację naszych ambitnych planów rozwojowych. Chcemy być pierwszą w Polsce gminą wykorzystującą wyłącznie wodór jako źródło energii – dodał **Marcin Ratułowski, burmistrz miasta i gminy Czarny Dunajec.**

– Umowa o współpracy pomiędzy PSG a miastem i gminą Czarny Dunajec jest znaczącym krokiem w kierunku realizacji innowacyjnych na skalę całego kraju rozwiązań energetycznych. Ta partnerska inicjatywa nie tylko przyniesie korzyści środowiskowe dla mieszkańców i turystów, ale jest także przykładem synergii największego w Polsce operatora systemu dystrybucyjnego gazu ziemnego

z jednostką samorządu terytorialnego, stanowiąc inspirację dla innych miast i gmin do podejmowania podobnych działań – podsumował **Paweł Firlej, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Krakowie.**

Polska Spółka Gazownictwa w marcu br. zrobiła duży krok w kierunku dystrybucji wodoru. Jest pierwszym w Polsce podmiotem posiadającym „Świadectwo oceny technicznej sieci gazowej w zakresie przesyłu gazu ziemnego z domieszkami wodoru". Taki certyfikat od Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego otrzymał nowo wybudowany na Dolnym Śląsku gazociąg relacji Jelenia Góra–Piechowice. Również w pierwszym kwartale tego roku PSG rozpoczęła współpracę z niemieckim operatorem dystrybucji gazu Gasnetz Hamburg. Jej celem jest rozwój w spółce kompetencji związanych z budową wodorociągów.

Grzegorz Cendrowski, rzecznik prasowy PSG

Poprawa chłonności sieci PSG szansą na rozwój rynku biometanu

Grzegorz Cendrowski

Biometan w strategii rozwoju polskiego gazownictwa oraz jego rola w kontekście gospodarki neutralnej klimatycznie i bezpieczeństwa energetycznego Polski to główne tematy panelu otwierającego drugi dzień 27. Konferencji Gazterm. W wydarzeniu udział wziął m.in. Marian Żołyniak, członek zarządu ds. technicznych PSG.

Wydaje się, że biometan obecnie jest jedynym realnym kierunkiem zazielenienia polskich sieci gazowych. Unia Europejska postawiła sobie za cel jego produkcję w 2030 roku w wysokości 35 mld m^3. Aby Polska mogła dołożyć swoją „cegiełkę" do rozwoju tego sektora, niezbędne są aktualizacja krajowej strategii rozwoju biometanu oraz środki finansowe, które pozwolą pobudzić ten rynek w naszym kraju.

– *Obecnie do Polskiej Spółki Gazownictwa wpłynęło około 460 wniosków o przyłączenie podmiotów chcących produkować biogaz lub biometan, a także zapytań o taką możliwość. W związku z ograniczoną chłonnością naszej sieci gazowej, aby można było przyłączyć wszystkie potencjalnie zainteresowane biogazownie niezbędne są inwestycje w jej rozbudowę. Szacujemy, że konieczna jest realizacja 68 inwestycji, tzw. spinek systemowych za łączną kwotę około 206 mln zł. Ich realizacja pozwoli na zwiększenie chłonności naszej sieci o około 51 tys. m^3/h. To w praktyce wyeliminuje występowanie problemów z ograniczoną chłonnością na obszarach z największą liczbą wniosków i o największym potencjale substratowym* – powiedział **Marian Żołyniak.**

Potencjał biogazu w Polsce szacuje się na ok. 8 mld m^3 rocznie, co stanowi równowartość około 4,8 mld m^3 biometanu. Z jednej strony wykorzystanie tego potencjału może w znaczący sposób poprawić bezpieczeństwo energetyczne kraju i umożliwić uzyskanie celów unijnych w zakresie dekarbonizacji, a z drugiej strony jest także ogromną szansą dla sektora rolniczego w Polsce, który dzięki produkcji biometanu może generować dodatkowe dochody.

Uczestnicy panelu transformacja polskiego gazownictwa: od gazu ziemnego do biometanu. Od lewej: dr inż. Agata Romanowska, Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, dr Katarzyna Harpak, European Climate Foundation, dr inż. Andrzej Lewicki, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, Sabine Dujacquier, Polska Grupa Biogazowa, Przemysław Wilkiewicz, Bank Gospodarstwa Krajowego, Marian Żołyniak, Polska Spółka Gazownictwa, Sławomir Piwowarski, PGNiG Bioevolution, Michał Tarka, Polska Organizacja Biometanu.

Zmiany legislacyjne w obszarze eksploatacyjnym sieci przesyłowej

Mirosław Małek, Łukasz Piwoda

Zmiany te są niezbędne dla wprowadzenia dodatku wodoru do gazu ziemnego lub transportu samego wodoru w sieci przesyłowej

Wodór od dawna obecny jest w wielu gałęziach przemysłu, występuje bowiem jako substrat w procesach produkcyjnych lub jako czynnik mający określone właściwości lub zastosowania technologiczne. Instalacje i rurociągi technologiczne wodorowe dedykowane dla tych zastosowań są projektowane zgodnie z obowiązującymi przepisami, opierającymi się na wymaganiach dyrektywy ciśnieniowej PED (*Pressure Equipment Directive*), obowiązującej w państwach członkowskich Unii Europejskiej i wdrożonej do stosowania na obszarze Polski rozporządzeniem ministra rozwoju z 11 lipca 2016 roku w sprawie wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (Dz.U. 2016, poz. 1036). GAZ–SYSTEM – zgodnie z przyjętą strategią na lata 2023–2033, zakładającą przygotowanie i wdrożenie rozwiązań technicznych niezbędnych dla postępujących procesów

transformacji energetycznej Polski i Europy – prowadzi analizy związane z wykorzystaniem wodoru jako nośnika energii i, co się z tym wiąże, możliwością wprowadzenia dodatku wodoru do gazu ziemnego transportowanego w sieci przesyłowej lub transportu w tej sieci wyłącznie wodoru. Odnosząc się do potrzeby zastosowania wyższych wymagań technicznych dla wodoru niż dla gazu ziemnego, GAZ–SYSTEM rozważa potrzebę pełnej lub częściowej (uzupełniającej) adaptacji przepisów technicznych wynikających z dyrektywy ciśnieniowej PED dla projektowania i budowy sieci przesyłowych przystosowanych do transportu wodoru. Same urządzenia ciśnieniowe zainstalowane w obiektach sieci przesyłowej są natomiast certyfikowane zgodnie z wymaganiami dyrektywy PED i na tej podstawie objęte są pełnym dozorem technicznym na etapie ich wytwarzania i eksploatacji. W dalszej części artykułu poddano analizie właściwość obowiązujących przepisów związanych z eksploatacją infrastruktury przesyłowej oraz zidentyfikowano zmiany formalne potrzebne w celu użytkowania sieci przesyłowej transportującej paliwo gazowe, przy założeniu wprowadzenia dodatku wodoru do gazu ziemnego lub przejścia na transport samego wodoru.

> Stosowane przepisy są adekwatne dla wodoru jako substancji chemicznej niebędącej paliwem gazowym przeznaczonym do wytwarzania energii. W odniesieniu do paliwa gazowego obowiązują inne regulacje.

W zakładach przemysłowych posiadających instalacje i rurociągi technologiczne wodoru obok przepisów dozoru technicznego stosuje się także wymagania rozporządzenia ministra pracy i polityki socjalnej z 26 września 1997 roku w sprawie ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy (Dz.U. 2003 nr 169, poz. 1650). Stosowane przepisy są zatem adekwatne dla wodoru jako substancji chemicznej niebędącej paliwem gazowym przeznaczonym do wytwarzania energii. W odniesieniu do paliwa gazowego obowiązują inne regulacje. Kwestie bezpieczeństwa eksploatacji sieci przesyłowej uregulowane w procedurach i instrukcjach obowiązujących w GAZ–SYSTEM wynikają z wymagań rozporządzenia ministra gospodarki z 28 grudnia 2009 roku w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy budowie i eksploatacji sieci gazowych oraz uruchamianiu instalacji gazowych gazu ziemne-

go (Dz.U. 2010 nr 2, poz. 6 z późn. zm.), rozporządzenia ministra energii z 28 sierpnia 2019 roku w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach energetycznych (Dz.U. 2021, poz. 1210) i rozporządzenia ministra pracy i polityki socjalnej z 26 września 1997 roku w sprawie ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy (Dz.U. 2003 nr 169, poz. 1650). W zakresie szczegółowych wytycznych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy przy wykonywaniu prac przy urządzeniach, instalacjach i sieciach gazowych, zgodnie z opinią ministra klimatu i środowiska, wydaną na potrzeby GAZ–SYSTEM, zastosowanie mają przede wszystkim przepisy rozporządzenia ministra gospodarki, natomiast przepisy rozporządzenia ministra energii stosuje się w pozostałych przypadkach, nieuregulowanych przepisami rozporządzenia ministra gospodarki.

Opierając się na aktualnych zapisach rozporządzenia ministra klimatu i środowiska z 6 sierpnia 2022 roku, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2022, poz. 1899), które dopuszcza zawartość wodoru w paliwach gazowych inną niż określona w ust. 1 pkt 12, ale nie wyższą niż 10% (mol/mol), należałoby uznać, że obecnie stosowane przez GAZ–SYSTEM procedury eksploatacyjne mogą być stosowane w wypadku transportu mieszaniny gazu ziemnego i wodoru do ww. limitu. Dla samego wodoru, zakładając że wodór będzie kwalifikowany jako paliwo gazowe, konieczne są zmiany rozporządzenia ministra gospodarki, rozszerzające jego stosowanie. Obecnie to rozporządzenie ma zastosowanie ograniczone do gazu ziemnego, czyli gazu palnego wydobywanego ze złóż podziemnych, którego głównym składnikiem palnym jest metan. Zastosowanie dla transportu rurociągowego wodoru wymagań wynikających z rozporządzenia ministra energii uznaje się w obecnym kształcie tego rozporządzenia za niewłaściwe, ponieważ wymagania tego rozporządzenia są dedykowane dla urządzeń elektroenergetycznych, ciepłowniczych i hydrotechnicznych. W środowisku gazowniczym obecnie postulowane są więc zmiany, skutkujące ustanowieniem jednoznacznej wykładni w zakresie wzajemnych relacji pomiędzy rozporządzeniami ministra gospodarki i ministra energii, wydanymi na tej samej podstawie prawnej, tj. upoważnienia zawartego w art. 237^{15} § 2 ustawy z 26 czerwca 1974 roku „Kodeks pracy" (Dz.U. 2023, poz. 1465).

Kolejną kwestią, która wymaga podkreślenia, są niezbędne kwalifikacje zawodowe, udokumentowane posiadaniem stosownych świadectw kwalifikacyjnych wymaganych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń energetycznych. Świadectwa kwalifikacyjne grupy III mają zastosowanie dla osób zajmujących się eksploatacją gazociągów przesyłowych, stacji redukcyjnych, tłoczni gazu, gazociągów rozdzielczych, kotłów opalanych gazem, aparatury kontrolno-pomiarowej i instalacji gazowych na stanowiskach dozoru i/lub eksploatacji. Zgodnie z definicją art. 3 ust. 3a ustawy z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne"(Dz.U. 2024, poz. 266), paliwa gazowe to gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biometan i biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia. Wodór kwalifikuje się jako „inne rodzaje gazu palnego", ale nie jest dostarczany za pomocą sieci gazowej. Na tej podstawie stwierdza się potrzebę zmian legislacyjnych obowiązującego prawa energetycznego, które powinny poprzedzać ewentualne decyzje zezwalające na transport wodoru rurociągami. Przedmiotowe zmiany powinny ustalać zakres wymaganych uprawnień dla osób zajmujących się eksploatacją instalacji i sieci, w których będzie obecny wodór jako paliwo gazowe.

W wymiarze praktycznym implementacja wodoru, gdy już zostaną zidentyfikowane i wdrożone wymagania techniczne eliminujące niepożądane skutki jego oddziaływania na materiały, które mają kontakt z wodorem pod ciśnieniem, nie powinna stanowić dużego wyzwania. Obecne wyposażenie brygad eksploatacyjnych w sprzęt techniczny i środki ochrony indywidualnej ocenia się jako wystarczające dla eksploatacji instalacji i rurociągów wodoru. Niezbędne jest doposażenie obiektów i brygad w dodatkowe urządzenia typu detektory wodoru, kamery wykrywające płomień wodoru itp. Ponadto, niezbędna jest także weryfikacja rozmiarów stref zagrożenia wybuchem i metod ich wyznaczania w obiektach, z uwzględnieniem mieszaniny gazu ziemnego i wodoru jako procentowego dodatku lub wyłącznie wodoru. W tym zakresie prowadzone są niezbędne analizy. Stosowane w GAZ–SYSTEM procedury ustalające standardy bezpieczeństwa i instrukcje wykonywania prac eksploatacyjnych, naprawczych i remontowych na obecnym etapie ocenia się jako w dużej mierze wystarczające dla eksploatacji instalacji i rurociągów wodorowych z uwzględnieniem potrzeb wprowadzenia zmian formalnoprawnych opisywanych powyżej.

> Dla samego wodoru, zakładając że wodór będzie kwalifikowany jako paliwo gazowe, konieczne są zmiany rozporządzenia ministra gospodarki, rozszerzające jego stosowanie. Obecnie to rozporządzenie ma zastosowanie ograniczone do gazu ziemnego, czyli gazu palnego wydobywanego ze złóż podziemnych, którego głównym składnikiem palnym jest metan.

Mirosław Małek, główny inżynier, Pion Eksploatacji GAZ–SYSTEM
Łukasz Piwoda, ekspert, Pion Badań i Certyfikacji GAZ–SYSTEM

„Zagrzewamy do nauki” – PGNiG TERMIKA SA inwestuje w przyszłe kadry

Wojciech Dorobiński

Od lat twierdzimy, że największym zasobem spółki PGNiG TERMIKA są ludzie, którzy zasilają firmę w energię, unikatową wiedzę oraz różnorodne doświadczenia. Dlatego poszukiwania naszych pracowników rozpoczynamy już na etapie szkół średnich. Od 2009 roku prowadzimy projekt stypendialny, w ramach którego współpracujemy z placówkami o profilu technicznym, działającymi w Warszawie, Radomiu i Siedlcach.

Uczestników gali powitali mentorzy.

Sukces transformacji zachodzącej w branży energetycznej i ciepłowniczej uwarunkowany jest także jakością kadry, której zadaniem będzie wdrażanie nowych technologii i rozwiązań. W dużej mierze jej trzon stanowić będą przyszli absolwenci szkół średnich i wyższych o profilach związanych z energetyką i ciepłownictwem. Dlatego już dziś szukamy najzdolniejszej młodzieży, którą chcemy zainteresować możliwością związania zawodowej przyszłości z warszawskim systemem ciepłowniczym.

Są to uczniowie trzech placówek :

- Zespołu Szkół nr 40 im. Stefana Starzyńskiego w Warszawie,
- Zespołu Szkół Technicznych im. Tadeusza Kościuszki w Radomiu,
- Zespołu Szkół Ponadpodstawowych nr 1 im. Stanisława Staszica w Siedlcach.

Współpracując z sektorem edukacji, PGNiG TERMIKA SA zaznajamia uczniów z lokalnym rynkiem pracy, a także wspie-

W czasie realizacji projektu zorganizowaliśmy ponad 250 spotkań warsztatowych, dzieląc się wiedzą i doświadczeniem pracy w energetyce. Dotychczas w warsztaty z młodzieżą zaangażowanych było 38 mentorów – pracowników spółki, a praktyki w naszych zakładach odbyło ponad 400 uczniów. Przy okazji wyposażyliśmy i wyremontowaliśmy w szkołach partnerskich 5 pracowni energetycznych.

ra u nich rozwój kompetencji niezbędnych z punktu widzenia przyszłego pracodawcy. Dzięki współpracy firmy ze szkołami partnerskimi, w ramach programu „Zagrzewamy do nauki", realizowanego z Fundacją im. Ignacego Łukasiewicza, uczniowie tych szkół mają na co dzień możliwość korzystania ze sprzętu dydaktycznego zakupionego w ramach programu, a także z bogatej oferty edukacyjnej.

Dotychczas działaniami programu objęto ok. 1600 uczestników, z których 283 odebrało stypendia zawodowe dla najzdolniejszych uczniów naszych szkół partnerskich. Wielu z nich było wyróżnianych za osiągnięcia więcej niż raz. Okazją do corocznego podsumowania projektu jest uroczysta gala, podczas której najzdolniejszym uczniom wręczane są stypendia. W kwietniu br. spotkaliśmy się w gościnnej siedzibie Muzeum Gazowni Warszawskiej, w której już po raz 15. wyróżniliśmy najzdolniejszych uczestników programu edukacyjnego PGNiG TERMIKA S.A. Do rąk 25 przyszłych techników energetyków, w tym – co warto podkreślić – jednej pani, trafiły czeki o łącznej wartości 38 500 zł.

Wręczając nagrody, Elżbieta Bugaj, prezes zarządu PGNiG TERMIKA S.A., podkreśliła, że ich głównym celem jest uhonorowanie dotychczasowych osiągnięć i motywacja do dalszej pracy i osobistego rozwoju laureatów.

Tradycyjnie już gala jest okazją do spotkań z osobami, które są współtwórcami albo uczestnikami nowatorskich projektów wdrażanych w spółce lub koncernie. Tym razem wśród zaproszonych gości byli: Grzegorz Jóźwiak, dyrektor w Biurze Technologii Wodorowych i Paliw Syntetycznych, współtwórca strategii wodorowej w Grupie ORLEN oraz pierwszej w Polsce Akademii Wodorowej dla studentów, i Karolina Molska, uczestniczka pierwszej edycji Akademii Wodorowej. Ich wystąpienia uświadomiły młodym fanom energetyki, jak ważna jest dziś rola poszukiwania alternatywnych rozwiązań i wykorzystania paliw odnawialnych.

Refleksją o swoim zawodowym rozwoju i spotkaniu z PGNiG TERMIKA podzielił się Paweł Trawiński, jeden z 25 mentorów opiekujących się uczestnikami programu stypendialnego podczas bieżącej edycji. Jest on także autorem jednego z realizowanych w spółce doktoratów wdrożeniowych, poświęconego nowym technologiom w ciepłownictwie.

Kluczowym założeniem programu edukacyjnego jest zatrudnienie w naszych zakładach młodych pracowników, którzy nie tylko znają specyfikę pracy w branży energetycznej, ale również w sposób świadomy i przemyślany wybierają ścieżkę kariery zawodowej. Zajęcia prowadzone przez mentorów przybliżają ich do świata energetyki, a praktyki zawodowe pozwalają poznać realia pracy w zakładzie produkcyjnym.

W PGNiG TERMIKA zatrudnienie znalazło już 83 absolwentów programu „Zagrzewamy do nauki", a 36 z nich to nasi stypendyści. Stanowią oni aż 20% osób zatrudnionych na stanowiskach produkcyjnych w okresie ostatnich 11 lat! Ważne jest to, że uczestnicy poprzednich edycji programu, którzy są już naszymi pracownikami, teraz aktywnie angażują się w podejmowane działania w ramach programu „Zagrzewamy do nauki" i przekazują wiedzę swoim młodszym kolegom.

Oprócz mentorów bezpośrednio zaangażowanych w pracę z młodzieżą, bardzo ważna jest także rola dyrektorów warszawskich zakładów TERMIKI oraz Pionu Eksploatacji i Departamentu Personalnego. Zaangażowanie młodzieży, ich szkolnych opiekunów i pracowników TERMIKI, w kontekście mijającego piętnastolecia realizacji programu, pozwala nam z nadzieją patrzeć na kolejne edycje pod kątem rekrutacji kadr dobrze przygotowanych do zmian zachodzących w polskim ciepłownictwie.

Laureaci stypendium z Zespołu Szkół Ponadpodstawowych nr 1 im. Stanisława Staszica w Siedlcach.

Laureaci z Zespołu Szkół Technicznych im. Tadeusza Kościuszki w Radomiu.

Wśród wyróżnionych w br. znalazła się przyszła pani energetyk, Aleksandra Tkaczyk z Zespołu Szkół nr 40 im. Stefana Starzyńskiego w Warszawie.

Wojciech Dorobiński, główny specjalista ds. komunikacji, Zespół ds. Komunikacji Korporacyjnej, biuro komunikacji, PGNiG TERMIKA, Grupa ORLEN

REMIT II – nowe obowiązki uczestników rynku energii

Piotr Seklecki

7 maja br. weszły w życie postanowienia rozporządzenia REMIT II[1]. Obowiązujące od 2011 roku rozporządzenie w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT I)[2] jest bardzo skutecznym narzędziem walki z nadużyciami[3] na rynkach energii w UE.

REMIT po raz pierwszy wprowadził spójne ramy dla całej UE w zakresie:

a) zdefiniowania nadużyć na hurtowych rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego w postaci manipulacji, próby manipulacji oraz nieuprawnionego wykorzystywania informacji wewnętrznej,
b) wyraźnego zakazu manipulacji na hurtowych rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego, próby manipulacji oraz nieuprawnionego wykorzystywania informacji wewnętrznej,
c) ustanowienia nowych ram monitorowania hurtowych rynków energii w celu wykrycia i powstrzymania manipulacji oraz nieuprawnionego wykorzystywania informacji wewnętrznych,
d) nieuprawnionego wykorzystywania informacji wewnętrznych,
e) egzekwowania zakazów i sankcji za nadużycia na rynku.

Rejestrację uczestników polskiego rynku energii prowadzi prezes URE za pośrednictwem Scentralizowanego Europejskiego Rejestru Uczestników Rynku Energii (CEREMP)[4], przygotowanego przez ACER[5]. Na koniec 2023 roku w systemie CEREMP zarejestrowanych było 17 481 uczestników rynku, w tym 998 z Polski.

Z kolei raportowanie danych do ACER odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. RRM[6]. Na koniec 2023 roku w całej UE zarejestrowanych było 105 takich podmiotów, w tym trzy z Polski, tj. TGE SA, OGP GAZ–SYSTEM SA oraz PSE SA.

Katalog[7] najistotniejszych zmian wprowadzonych nowymi przepisami obejmuje:

- rozszerzenie zakresu zastosowania rozporządzenia REMIT II także o obrót produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym, które są instrumentami finansowymi,
- dostosowanie definicji zawartych w rozporządzeniu do obowiązujących w regulacjach dotyczących rynku finansowego, jak na prykład MiFID II[8]/MiFIR[9] i MAR[10], w tym:
  a) rozszerzenie definicji informacji wewnętrznej o etapy pośrednie rozciągniętego w czasie procesu,
  b) rozszerzenie definicji manipulacji na rynku o wszelkie zachowania związane z produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym, m.in. takimi, które generują lub mogłyby generować fałszywe lub wprowadzające w błąd sygnały dotyczące ich podaży, popytu lub ceny,
- wskazanie, że manipulacja na rynku może oznaczać zachowanie osoby prawnej lub – zgodnie z prawem UE lub prawem krajowym – osoby fizycznej, która bierze udział w podejmowaniu decyzji o prowadzeniu działalności na rachunek danej osoby prawnej,
- rozszerzenie definicji produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym o:
  a) kontrakty na dostawy energii elektrycznej, które mogą skutkować dostawą w UE w wyniku jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego,
  b) instrumenty pochodne dotyczące energii elektrycznej, które mogą skutkować dostawą w UE w wyniku jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego,
  c) kontrakty dotyczące magazynowania energii elektrycznej lub gazu ziemnego w UE,
  d) instrumenty pochodne dotyczące magazynowania energii elektrycznej lub gazu ziemnego w UE,
- wskazanie wprost, jako uczestników rynku podlegających rozporządzeniu, operatorów systemów dystrybucyjnych, operatorów systemu magazynowania i operatorów systemu LNG,
- wprowadzenie definicji osoby zawodowo pośredniczącej w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizującej transakcje (PPAET)[11], z zastrzeżeniem w motywie 18 preambuły do rozporządzenia REMIT II, że dostawcy bezpośredniego dostępu elektronicznego i dostawcy arkusza zleceń są uznawani za osoby zawodowo pośredniczące w zawieraniu transakcji,
- zmianę definicji zorganizowanej platformy obrotu (OMP)[12],wcześniej zawartej w rozporządzeniu wykonawczym 1348/2014, która – zgodnie z REMIT II – oznacza giełdę energii, brokera energetycznego, platformę zdolności energetycznych lub inny system lub mechanizm, w ramach którego dochodzi do interakcji wielu deklaracji gotowości stron trzecich do zakupu lub sprzedaży produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym w sposób, który może skutkować transakcją,
- wprowadzenie definicji uczestnika rynku LNG – osoby fizycznej lub prawnej – niezależnie od jej siedziby lub miejsca zamieszkania, która zajmuje się obrotem LNG,
- doprecyzowanie pojęcia niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej,
- zwiększenie obowiązków informacyjnych wobec zorganizowanych platform obrotu,
- wprowadzenie obowiązku ujawniania informacji wewnętrznych za pośrednictwem platform informacji wewnętrznych (IIP)[13],
- uszczegółowienie obowiązków informacyjnych uczestników rynku w zakresie przekazywania ACER danych dotyczących rynku LNG,
- rozszerzenie obowiązków uczestników rynku w zakresie przekazywania ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych

rynkach energii o informacje na temat swoich ekspozycji w podziale na produkty,

- nałożenie na uczestników rynku mających siedzibę poza UE, którzy zawierają transakcje objęte obowiązkiem zgłaszania do ACER w ramach rozporządzenia REMIT II, obowiązku wyznaczenia przedstawiciela w państwie członkowskim, w którym prowadzą działalność, oraz rejestracji w krajowym organie regulacyjnym tego państwa członkowskiego,
- wprowadzenie obowiązku powiadomienia ACER i krajowego organu regulacyjnego państwa członkowskiego, w którym uczestnik rynku jest zarejestrowany na podstawie art. 9 ust. 1 rozporządzenia REMIT II, o prowadzeniu przez uczestnika rynku handlu algorytmicznego,
- wprowadzenie obowiązku powiadomienia ACER i krajowego organu regulacyjnego państwa członkowskiego, w którym uczestnik rynku jest zarejestrowany na podstawie art. 9 ust. 1 rozporządzenia REMIT II, o zapewnieniu bezpośredniego dostępu elektronicznego do zorganizowanej platformy obrotu,
- rozszerzenie obowiązków osób zawodowo pośredniczących w zawieraniu transakcji (PPATs)[14] o powiadamianie ACER i krajowych organów regulacyjnych o podejrzeniu naruszenia obowiązku publikowania informacji wewnętrznych,
- nałożenie obowiązków na osoby zawodowo realizujące transakcje objęte art. 16 rozporządzenia MAR, które ponadto realizują transakcje dotyczące produktów energetycznych niebędących instrumentami finansowymi, do powiadamiania ACER i krajowych organów regulacyjnych o podejrzeniu naruszenia zakazu niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych i zakazu manipulacji na rynku oraz naruszenia obowiązku publikowania informacji wewnętrznych,
- zwiększenie kompetencji ACER m.in. w zakresie:
  a) prowadzenia dochodzeń w sprawach REMIT o charakterze transgranicznym (obejmujących co najmniej dwa kraje członkowskie UE) we współpracy z krajowymi organami regulacyjnymi,
  b) przeprowadzania kontroli w siedzibach i innych obiektach uczestników rynku podejrzanych o naruszenie rozporządzenia REMIT,
  c) wzywania podmiotów kontrolowanych do udzielenia informacji,
  d) nakładania okresowych kar pieniężnych na podmioty kontrolowane w przypadku braku przekazania żądanych przez ACER informacji,
  e) przygotowywania sprawozdania z dochodzeń dla krajowych organów regulacyjnych, zawierającego wstępne ustalenia ACER wraz z zebranymi dowodami,
  f) udzielania i wycofywania zezwoleń platformom informacji wewnętrznych (IIP) i prowadzenia nadzoru nad tymi platformami,
  g) udzielania i wycofywania zezwoleń dla zarejestrowanych mechanizmów sprawozdawczych (RRM) oraz prowadzenia nadzoru nad tymi podmiotami,
- zwiększenie obowiązków krajowych organów regulacyjnych w zakresie nadzoru nad hurtowym rynkiem energii, współpracy z ACER i innymi krajowymi organami regulacji energetyki, organami nadzoru finansowego oraz Europejskim Urzędem Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA), organami ds. ochrony konkurencji, organami podatkowymi oraz EUROFISC[15], a także innymi instytucjami na poziomie krajowym,
- ujednolicenie we wszystkich krajach członkowskich UE podejścia do sankcji i środków administracyjnych przewidzianych za naruszenia rozporządzenia REMIT II, w tym nałożenie na nie obowiązku zapewnienia, aby krajowe organy regulacyjne były uprawnione do nakładania co najmniej jednej ze wskazanych w rozporządzeniu kar administracyjnych lub zastosowania co najmniej jednego z innych środków administracyjnych.

Konkludując, należy podkreślić, że każde przedsiębiorstwo zawierające transakcje dotyczące energii elektrycznej i gazu powinno szczegółowo przeanalizować postanowienia REMIT II oraz, w razie potrzeby, wdrożyć stosowne działania dostosowawcze, aby uniknąć poważnych sankcji, które mogą być nakładane zarówno na przedsiębiorstwo, jak i na jego poszczególnych pracowników.

Piotr Seklecki, główny specjalista, koordynator ds. regulacji w EuRoPol GAZ s.a.

[1] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1106 z 11 kwietnia 2024 roku w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w odniesieniu do poprawy ochrony UE przed manipulacjami na hurtowym rynku energii, opublikowane 17 kwietnia 2024 roku w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.

[2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z 25 października 2011 roku w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT) nakłada na uczestników hurtowych rynków energii elektrycznej i gazu ziemnego obowiązek polegający na tym, że każdy uczestnik rynku przed zawarciem pierwszego kontraktu podlegającego zgłoszeniu zobowiązany jest do zarejestrowania się w rejestrze uczestników rynku, utworzonym przez krajowy organ regulacyjny. 17 grudnia 2014 roku Komisja Europejska przyjęła akty wykonawcze do REMIT, tj. rozporządzenie KE nr 1348/2014 w sprawie przekazywania danych, wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii. Rozporządzenie zostało opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej 18 grudnia 2014 roku i weszło w życie 7 stycznia 2015 roku.

[3] W 2023 roku w Danii doszło do pierwszego w historii zatrzymania i aresztowania osób podejrzewanych o niedozwolone manipulowanie rynkiem. Z kolei prezes URE prowadził dziesięć postępowań dotyczących potencjalnego naruszenia przepisów REMIT. Postępowanie prowadzone w 2022 roku zakończyło się złożeniem na początku 2023 roku zawiadomienia do prokuratury o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji na rynku.

[4] Ang. *Centralised European Registry for Energy Market Participant.*

[5] Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

[6] *Registered Reporting Mechanism* – strony przekazujące informacje, zwane również zarejestrowanymi mechanizmami sprawozdawczymi, to uczestnicy rynku lub podmioty przekazujące informacje w ich imieniu, które spełniają wymogi techniczne i organizacyjne w celu zapewnienia sprawnej, skutecznej i bezpiecznej wymiany informacji i przetwarzania informacji na potrzeby obsługi informacji zgodnie z art. 8 rozporządzenia REMIT i rozporządzeniem wykonawczym (UE) nr 1348/2014.

[7] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/11915,7-maja-wchodzi-w-zycie-rozporzadzenie-REMIT-II.html

[8] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z 15 maja 2014 roku w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE.

[9] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 600/2014 z 15 maja 2014 roku w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniające rozporządzenie (EU) nr 648/2012.

[10] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 596/2014 z 16 kwietnia 2014 roku w sprawie nadużyć na rynku oraz uchylające dyrektywę 2003/6/WE PE i Rady i dyrektywy Komisji 2003/124/WE, 2003/125/WE i 2004/72/WE.

[11] Ang. P*erson professionally arranging or executing transactions.*

[12] Ang. *Organised marketplace.*

[13] Ang. *Inside information platform.*

[14] Ang. *Persons professionally arranging transactions.*

[15] Sieć służąca sprawnej wymianie, przetwarzaniu i analizie między państwami członkowskimi ukierunkowanych informacji na temat oszustw transgranicznych, a także koordynacji wszelkich działań następczych w zakresie zwalczania oszustw w dziedzinie VAT, ustanowiona na mocy rozdziału X rozporządzenia Rady (UE) nr 904/2010 z 7 października 2010 roku w sprawie współpracy administracyjnej oraz zwalczania oszustw w dziedzinie podatku od wartości dodanej.

Istota monitoringu **elementów wyposażenia wgłębnego komór magazynowych**

Dominik Maksiński

Podziemne magazyny gazu ziemnego są kluczowym elementem systemu gazowniczego. Zapewniają bezpieczeństwo energetyczne kraju, co w perspektywie nieprzewidywalnego scenariusza rozwoju sytuacji geopolitycznej jest argumentem przemawiającym za ich użytkowaniem i rozbudową.

Konsekwentnie prowadzona krajowa polityka dywersyfikacyjna kierunków dostaw gazu ziemnego pozwala na niezależność energetyczną, ale – z uwagi na zmienność składu gazu w zależności od kierunku dostaw – obliguje służby zakładu górniczego do starannego monitoringu elementów wyposażenia wgłębnego komór magazynowych.

W celu oceny stanu technicznego kolumny rur eksploatacyjnych wyposażenia wgłębnego oraz obrysu szyi komory magazynowej realizowane są cykliczne pomiary przy użyciu wgłębnej kamery otworowej na wybranych odwiertach komór magazynowych, w ramach których wprowadzono kompleksowe pomiary ewaluacyjne przy użyciu wieloramiennego kalipra otworowego oraz sondy magnetycznej (zdjęcie obok). Uzyskane dane pomiarowe i ich interpretację zdefiniowano jako pomiar referencyjny, pozwalający na budowę bazy danych geofizycznych. Na podstawie otrzymanych wyników możliwe będzie podjęcie działań prewencyjnych w postaci przeciwdziałania niekorzystnym zjawiskom zachodzącym w obrębie wgłębnego wyposażenia komory magazynowej w całym zakładanym okresie eksploatacji.

Przygotowanie do pomiarów geofizycznych – montaż śluzy ciśnieniowej.

Sondy geofizyczne – opis, sposób pomiaru, osprzęt peryferyjny

Do realizacji zadania użyto dedykowanych zestawów sond geofizycznych (sondy magnetycznej i średnicomierza wieloramiennego) z rejestracją parametrów odczytywanych danych do pamięci wewnętrznej oraz możliwością podglądu w trybie *live view*.

Sonda magnetyczna umożliwia badanie defektoskopowe kolumny rur wydobywczych, bazując na skupionym strumieniu magnetycznym na rurze wydobywczej przy użyciu magnesu samarowo-kobaltowego (SmCo5).

Sonda pozwala zlokalizować ubytki czy anomalie wynikające z zakłócenia strumienia magnetycznego działającego na powierzchnię badanej rury wydobywczej. Strumień magnetyczny jest mierzony za pomocą aktywnego układu czujników zgodnie z efektem Halla. Sonda magnetyczna wykrywa i wskazuje anomalie rur wydobywczych, bazując na zaawansowanej technologii sensorowej. Wysokorozdzielczy krok próbkowania, wykorzystujący matrycę czujników rozmieszczonych obwodowo, pozwala na lokalizację i zobrazowanie geometrii defektów oraz detekcję anomalii w okolicy połączeń gwintowych. Pomiar odbywa się z wykorzystaniem 12 oddzielnych padów pomiarowych, zespolonych z sondą za pomocą ruchomych ramion dostosowujących swą średnicę do kształtu badanych rur.

Średnicomierz wieloramienny to narzędzie o wysokiej rozdzielczości, umożliwiające precyzyjny pomiar wewnętrznego profilu wgłębnego wyposażenia odwiertu komory magazynowej za pomocą niezależnie od siebie rejestrujących promieniowo ramion, uprzednio skalibrowanych przed pomiarami z krokiem próbkowania 400 próbek na metr.

Dodatkowo rozmieszczone inklinometry, przy wykorzystaniu algorytmu korekcji, umożliwiają analizę deformacji i trajektorii. Pomiar w czasie rzeczywistym pozwala na powtórzeniowe sprawdzenie wykrytych miejsc anomalii w badanym profilu w celu ich potwierdzenia i dokładniejszej weryfikacji.

Zestawienie danych uzyskanych z obu sond pozwala na pełną ewaluację stanu technicznego badanych rur wydobywczych.

Zestawy pomiarowe służą do określenia geometrii wewnętrznej i zewnętrznej ubytków rur, monitoringu postępu korozji, lokalizacji spękań, narostów, deformacji wyposażenia wgłębnego od-

wiertów komór magazynowych i zaplanowania z wyprzedzeniem działań naprawczych.

Uzyskane dane podczas prac akwizycyjnych są poddawane interpretacji, której wynikiem jest raport tabelaryczny obejmujący analizę połączeń, calizny rur, pozostałych elementów wyposażenia wgłębnego wraz z dodatkowym oprogramowaniem pozwalającym na podgląd 3D każdego elementu wyposażenia wgłębnego komory magazynowej.

Do prac pomiarowych wykorzystano geofizyczną śluzę ciśnieniową o średnicy 4,06″, obsługiwaną przez moduł kontrolno-sterujący. Geofizyczna śluza ciśnieniowa pozwala na bezpieczne połączenie i uszczelnienie z głowicą otworową i późniejsze zapuszczenie zestawów pomiarowych do odwiertu i wykonanie pomiaru.

Akwizycję danych pomiarowych umożliwiła aparatura kontrolno-pomiarowa wykonawcy, zainstalowana na specjalistycznej zabudowie na podwoziu samochodowym, przeznaczonej do pomiarów geofizycznych, w tym również prowadzenia monitoringu poprzez pomiary w otworach wiertniczych i kawernach solnych do magazynowania gazu ziemnego, wodoru i innych paliw gazowych i płynnych. Zewnętrzne moduły paneli systemu akwizycji i zasilania, wykorzystywane przez wykonawcę, zostały na czas wykonania pomiarów zamontowane w przedziale sterowania i akwizycji danych. Dane transmitowane były za pomocą nawiniętego kabla karotażowego. Samochód, zbudowany zgodnie ze specyfikacją opracowaną przez specjalistów Gas Storage Poland stanowi własność spółki.

Przebieg prac pomiarowych i interpretacja danych pomiarowych

Pomiary ewaluacyjne kolumn rur okładzinowych w odwiertach komór magazynowych na ośrodku grupowym A Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo (KPMG Kosakowo) przeprowadzono jesienią 2023 roku. Przed zapuszczeniem do odwiertów zestawy zostały sprawdzone i poprawnie skalibrowane. Pomiary oparto na dwóch kompletach marszy kaliprem wieloramiennym, a następnie sondą magnetyczną:

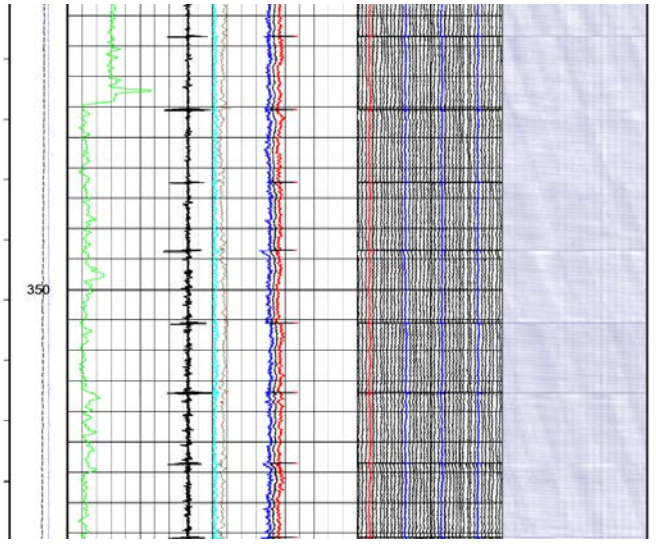
1) pomiar kontrolny (*repeat pass*) w obrębie uzbrojenia wgłębnego na spodzie w celu korelacji głębokości, sprawdzenia powtarzalności i poprawności rejestrowanych danych,
2) pomiar główny w całym interwale długości kolumny rur 7″.

W wyniku prac pomiarowych otrzymano serie danych w postaci zapisu polowego. Zarejestrowane dane na pomiarze zasadniczym i kontrolnym charakteryzowały się wysoką jakością i powtarzalnością. Ilościową analizę danych uzyskanych z pomiaru średnicomierzem wieloramiennym i sondą magnetyczną przeprowadzono w programie Technolog. W ilościowej analizie dane ze średnicomierza wieloramiennego z poszczególnych ramion w postaci pojedynczych zarejestrowanych promieni (rysunek 1) zostały porównane z wartościami nominalnymi i przedstawione jako procentowy ubytek grubości ścianki. Dane z sondy magnetycznej (rysunek 2) naniesiono na model bazowy uwzględniający ciężar i klasy rur, a wynikiem zestawienia jest wygenerowanie raportu defektów o drobnym stopniu ubytku w skali procentowej.

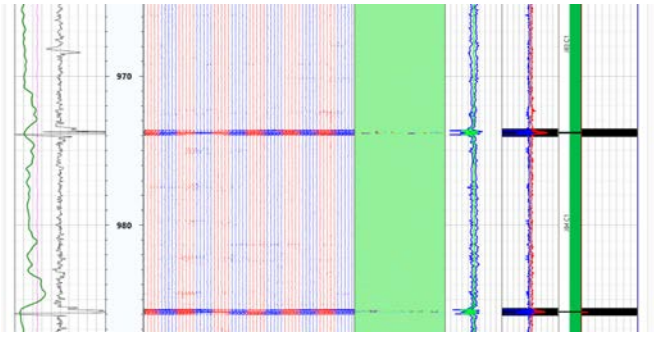
Ocenę stanu technicznego kolumny 7" odwzorowano za pomocą klasyfikacji, w której zalicza się:

– klasa 1 – rury o odchyłkach od średnic nominalnych (pomiar średnicomierzem wieloramiennym) lub wzorcowego nasycenia strumienia magnetycznego (sonda magnetyczna) w przedziale 0–20%,
– klasa 2 – 20–40%,
– klasa 3 – 40–60%,
– klasa 4 – 60–80%,
– klasa 5 – 80–100%.

Rysunek 1. Fragment rzeczywistego zestawienia danych polowych zarejestrowanych przez średnicomierz wieloramienny



Rysunek 2. Fragment rzeczywistego zestawienia danych polowych zarejestrowanych przez sondę magnetyczną



Podsumowanie otrzymanych wyników pomiarów

Przeprowadzona analiza wyodrębnionych odcinków rur służy określeniu ich kondycji oraz właściwej klasyfikacji. Przeprowadzona ewaluacja na kolumnach rur 7" dwóch wybranych odwiertów komór magazynowych pozwoliła na uzyskanie wyników, na podstawie których można ocenić stan kolumny rur produkcyjnych oraz traktować je jako pomiar (0). W przedmiotowym badaniu stwierdzono bardzo dobrą kondycję wyodrębnionych odcinków rur, które zakwalifikowano do klasy 1. Przyszłościowo wyniki przeprowadzonej ewaluacji stanowić będą wyjściowy materiał korelacyjny dla określenia tempa postępu korozji, umożliwiając stworzenie prognoz w celu ewentualnego wprowadzenia działań zaradczych i przeprowadzenia prac interwencyjnych.

Dominik Maksiński, główny specjalista ds. górniczych w KPMG Kosakowo, Gas Storage Poland sp. z o.o.

Integracja jednostek gazowo-parowych

Optymalne rozwiązania dla sieci energetycznych od Transition Technologies – Systems!

Mirosław Dyrda

Strategia transformacji energetycznej zakłada dążenie do zrównoważonej, niskoemisyjnej i bezpiecznej energetyki, uwzględniającej rozwój OZE, zwiększanie efektywności energetycznej oraz stopniowe uniezależnienie się od paliw kopalnych. W polskich realiach, z uwagi na znaczący udział węgla w produkcji energii, stanowi to trudne wyzwanie.

Istotną rolę w procesie dekarbonizacji będą pełnić budowane morskie farmy wiatrowe, energetyka wiatrowa na lądzie, instalacje fotowoltaiczne, a w dalszej przyszłości energetyka jądrowa. Sukcesywne zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym wymaga działań zwiększających stabilność i bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, w tym inwestycje w wielkoskalowe magazyny energii oraz sterowalne źródła energii elektrycznej, które zastępować będą wygaszane stopniowo bloki węglowe.

Gaz ziemny jako tzw. paliwo przejściowe, będzie odgrywać bardzo ważną rolę w polskiej transformacji energetycznej, stanowiąc pomost między energetyką opartą w dużej mierze na węglu kamiennym i brunatnym a źródłami zeroemisyjnymi. To właśnie nowe jednostki wytwórcze zasilane gazem będą stabilizować pracę sieci i odpowiadać dynamicznie na zmieniające się zapotrzebowanie na energię elektryczną. Na „mapie drogowej" transformacji energetycznej w Polsce znajdziemy obecnie kilka istotnych projektów związanych z budową i uruchomieniem jednostek gazowo-parowych (CCGT – *Combined Cycle Gas Turbine*): m.in. w Grupie PGE (Dolna Odra i Rybnik), w Grupie Orlen (Ostrołęka, Grudziądz, Gdańsk) czy ZE PAK (Adamów).

Aby projektowane bloki gazowo-parowe o wysokiej elastyczności mogły skutecznie współpracować z odnawialnymi źródłami energii, przyczyniając się do ograniczenia emisji CO_2 i gwarantując stabilne dostawy prądu dla odbiorców końcowych, wymagane jest wyprowadzenie generowanej mocy do sieci elektroenergetycznej. Jest to newralgiczny proces, który umożliwia przekazanie energii elektrycznej wytworzonej przez źródło (np. elektrownię) do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

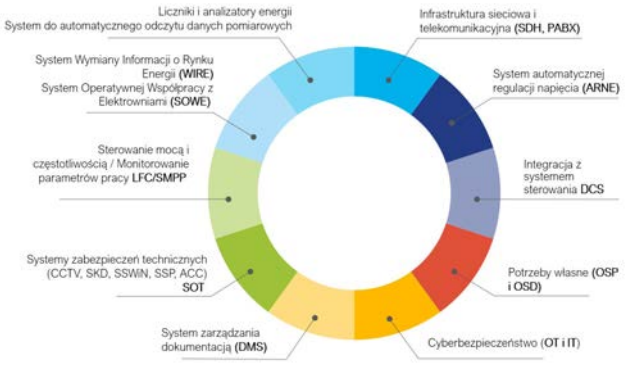
Wyprowadzenie mocy obejmuje zarówno budowę infrastruktury elektroenergetycznej między nowo budowanym blokiem/elektrownią a stacją elektroenergetyczną, jak i dostarczenie odpowiednich systemów IT i telekomunikacyjnych, w tym budowę sieci szkieletowej, które umożliwiają realizację działań biznesowych oraz uczestnictwo w rynku energii. Istotna jest przy tym odpowiednia koordynacja, wspierana przez systemy teleinformatyczne, zapewniające bezpieczeństwo procesu, monitorowanie jego przebiegu oraz efektywną komunikację z operatorem sieci.

Transition Technologies – Systems jest integratorem nowo budowanych jednostek wytwórczych z siecią przesyłową lub dystrybucyjną, realizującym w formule „pod klucz" (zaprojektuj i wybuduj) pełen zakres wymaganych dostaw związanych z przyłączaniem jednostek do sieci. Zakres prac jest ściśle uzależniony od wydanych przez operatora sieci warunków przyłączenia. Zwykle obejmuje:

- opracowanie koncepcji projektowej połączenia nowych jednostek z OSP/OSD,
- projektowanie i budowę pól (połączeń) liniowych w celu wyprowadzenia mocy z elektrowni i wprowadzenia jej do stacji elektroenergetycznych OSP i OSD,
- projektowanie i budowę linii kablowych i światłowodowych,
- integrację systemów zabezpieczeń i regulacji typu APKO, ARST, ARNE,
- wdrażanie i integrację systemów: WIRE, SOWE, LFC, SMPP, systemów pomiarowych, szafy pomiaru energii, systemu telefonii PABX oraz sieci szkieletowej.

Nowe bloki gazowo-parowe, z uwagi na ich istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, są uznane za infrastrukturę kluczową w świetle ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa. W ramach realizowanych projektów niezbędne jest odpowiednie zabezpieczenie zarówno infrastruktury technicznej, jak i systemów teleinformatycznych przed zagrożeniami cybernetycznymi. Transition Technologies – Systems realizuje ten zakres, począwszy od analizy ryzyka, poprzez przygotowanie i zatwierdzenie projektu rozwiązania, wdrożenie zabezpieczeń cybernetycznych w zakresie systemów OT i IT po dokumentację i szkolenia dla służb bezpieczeństwa inwestora.

Zakres systemów i usług teleinformatycznych wspierających proces przyłączania bloków gazowo-parowych do sieci i ich eksploatację



Proces przyłączania nowych jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej to skomplikowane i złożone zadanie, wymagające szerokich kompetencji z wielu dyscyplin, począwszy od elektroenergetyki, poprzez IT, telekomunikację i wdrożenia dziedzinowych systemów informatycznych, a kończąc na zabezpieczeniach cybernetycznych. Transition Technologies – Systems, dzięki ponad trzydziestoletniemu doświadczeniu w zakresie wdrażania nowoczesnych technologii w energetyce jest w stanie koordynować ten proces, zapewniając kompleksową dostawę całego zakresu prac i pełniąc funkcję inżyniera kontraktu czy inspektora nadzoru inwestorskiego.

Realizowane przez nas projekty stanowią istotny kamień milowy w procesie polskiej transformacji energetycznej.

Mirosław Dyrda, Business Development Manager w Transition Technologies – Systems sp. z o.o.

Rola systemów wykrywania nieszczelności w przemyśle – Transition Technologies – Control Solutions

Marcin Widanka

Wycieki gazu, płynów i przepływów wielofazowych w rurociągach wiążą się z wieloma poważnymi zagrożeniami. Oprócz strat ekonomicznych dla przedsiębiorstwa stanowią bezpośrednie ryzyko dla zdrowia i życia ludzi, powodują emisję metanu do atmosfery, potęgując zjawisko globalnego ocieplenia. Sprawna identyfikacja i lokalizacja nieszczelności są kluczowe dla minimalizacji ryzyka i bezpieczeństwa.

W Komisji Europejskiej trwają obecnie prace nad rozporządzeniem w sprawie redukcji emisji metanu. Zgodnie z konsultacjami publicznymi, stowarzyszenia branżowe z sektorów ropy naftowej i gazu wyraziły poparcie, aby Unia Europejska nałożyła obowiązek na przedsiębiorstwa w zakresie wykrywania nieszczelności. Główną rolę odgrywają tutaj zautomatyzowane rozwiązania detekcji wycieku, które są filarem prewencji i ochrony.

Metody wykrywania nieszczelności

Obecnie na rynku dostępnych jest kilka metod wykrywania wycieku:

- bilans masowy przepływu: polega na porównaniu kompensacji przepływu wejściowego i wyjściowego, sygnalizując istnienie nieszczelności poprzez różnice w bilansach,
- światłowodowa detekcja wycieku: wykorzystuje system światłowodowy do monitorowania i wykrywania nieszczelności poprzez identyfikację drgań i zmian temperatury,
- akustyczna metoda wykrywania nieszczelności: opiera się na czujnikach akustycznych wykrywających przejściową falę akustyczną powstającą w momencie wycieku i rozchodzącą się z prędkością dźwięku w rurociągu.

Na straży bezpieczeństwa: akustyczny system detekcji wycieku – ALDS

W przemyśle, gdzie często dochodzi do pracy z niebezpiecznymi substancjami, kluczowe znaczenie ma bezpieczeństwo pracowników i środowiska naturalnego, dlatego systemy detekcji wycieku są istotnym elementem infrastruktury przemysłowej. Rosnąca świadomość ryzyka związanego z niekontrolowanymi wyciekami gazów i substancji niebezpiecznych sprawia, iż firmy są coraz bardziej otwarte na stosowanie tego typu systemów. O końcowym wyborze często decydują takie cechy jak czułość, niezawodność, niski koszt eksploatacji czy prostota obsługi. Z taką pomocą może przyjść system ALDS, który wyróżnia się:

Zastosowanie akustycznego systemu detekcji wycieku ALDS.

- szybką odpowiedzią: czas detekcji wycieku wynosi od 15 do 60 sekund,
- niską częstotliwością fałszywych alarmów: system ALDS jest bardzo precyzyjny i minimalizuje ryzyko błędnych wskazań, wysoką niezawodnością i niskimi kosztami utrzymania: system nie wymaga okresowej kalibracji, a jego konstrukcja zapewnia bezawaryjną pracę nawet w przypadku braku przepływu, łatwością instalacji – montaż systemu ALDS możliwy jest na istniejących rurociągach.

Wybór systemu detekcji zależy od rodzaju substancji niebezpiecznej, która ma być monitorowana, wielkości i złożoności instalacji, budżetu i wymagań dotyczących wydajności. Ważne, aby zawsze skonsultować potrzeby z wykwalifikowaną jednostką w celu dobrania odpowiedniego rozwiązania.

Marcin Widanka, dyrektor ds. projektów strategicznych w spółce Transition Technologies – Control Solutions (dystrybutor systemów ALDS firmy Acoustic Systems Incorporated)

Gaz płynie, a Gazprom pod kreską?
Kryzys gazowy w UE dwa lata po rosyjskiej inwazji

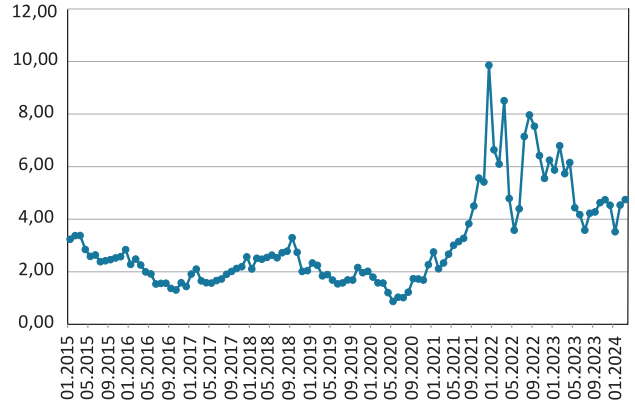
Kamil Lipiński

Czy europejski kryzys gazowy jest już za nami? Z pewnością sytuacja jest inna niż w marcu 2022 roku, gdy Polski Instytut Ekonomiczny w raporcie „UE niezależna od Rosji? Alternatywne źródła dostaw surowców energetycznych", wzywał do ograniczenia importu surowców energetycznych. Ponieważ jednak kryzys oznacza sytuację wyjątkową, która uzasadnia kosztowne i trudne działania o charakterze specjalnym – regulacje, dodatkowe obowiązki, zamrażanie cen, pakiety pomocowe – warto zastanowić się, z perspektywy gospodarczej, nad sposobami wyjścia z kryzysu – jeżeli w ogóle jest to możliwe, w wymiarze dostępności cenowej, konkurencyjności gospodarki, bezpieczeństwa i dywersyfikacji dostaw, sytuacji w Rosji i perspektywy prawnej.

Ceny *futures* gazu w holenderskim TTF w pierwszym kwartale 2024 roku wyniosły 27,6 euro/MWh. To niemal dwukrotnie mniej niż w analogicznym okresie 2023 roku, 4-krotnie mniej niż w I kwartale 2022 roku i najniższy wynik od czasów pandemii. Na polskim rynku gazu na podobną, choć osłabioną różnicami kursowymi, tendencję wskazuje URE. Ceny gazu kupowanego z zagranicy przez polskie przedsiębiorstwa gazowe w pierwszym kwartale 2024 roku (165 zł/MWh dla gazu z UE i EFTA) były prawie 2-krotnie niższe niż w 2023 roku i 3-krotnie niższe niż w 2022 roku. Sceptycy z kolei zwracają uwagę, że wciąż nam daleko do niemal dwukrotnie niższego średniego poziomu lat 2018–2021.

O ile jednak skrajnie wysokie ceny gazu były rzeczą bezdyskusyjną, podnoszoną zarówno w prasie, jak i państwowych i unijnych dokumentach, o tyle obecnie sen z powiek decydentów może spędzać raczej konkurencyjność korzystającego z gazu i energii elektrycznej przemysłu energochłonnego. Ponad 5-krotna redukcja rosyjskich dostaw gazociągami, możliwa dzięki zwiększonej roli LNG, powiązała UE i USA, które dostarczają już (według Eurostat) ponad 50% gazu skroplonego importowanego przez UE. Niestety, reorientacja Europy na rynki gazu skroplonego nie cofnęła utraty konkurencyjności względem USA. W I kwartale 2024 roku – pomimo łagodnej zimy, dywersyfikacji dostaw, rozwoju OZE i rekordowych zapasów magazynowych – różnica w cenach pomiędzy USA a UE jest aż 4-krotna, a za gaz europejskie przedsiębiorstwa na rynku hurtowym płacą średnio o 21 euro/MWh więcej niż amerykańscy konkurenci. Za cenami gazu, niestety, idą – jak wskazuje Międzynarodowa Agencja Energetyczna – wyższe ceny prądu i certyfikatów do emisji CO_2, takich jak EU ETS. Oczywiście, przewaga USA, największego globalnie producenta gazu ziemnego, nad UE istniała już przed rosyjską inwazją. W poprzedzających pandemię latach 2015–2019 gaz na Henry Hubie był średnio dwukrotnie tańszy niż na TTF, a różnica pomiędzy nimi kształtowała się na poziomie 10–15 euro/MWh. Dwukrotny wzrost amerykańsko-europejskiego spreadu cen gazu to jedno z wielkich wyzwań, któremu sprostać będzie musiał zarówno przemysł, jak i regulatorzy – wskazuje w przygotowanym dla KE raporcie o przyszłości jednolitego rynku Enrico Letta – „Much more than a market". Niższe ceny gazu nie muszą więc oznaczać odzyskania konkurencyjności.

Wykres 1. Ceny gazu ziemnego w Europie (TTF *futures*) jako krotność cen gazu w USA (*Henry Hub futures*)



Źródło: obliczenia PIE na podstawie danych investing.com

Długi marsz w kierunku kryzysu

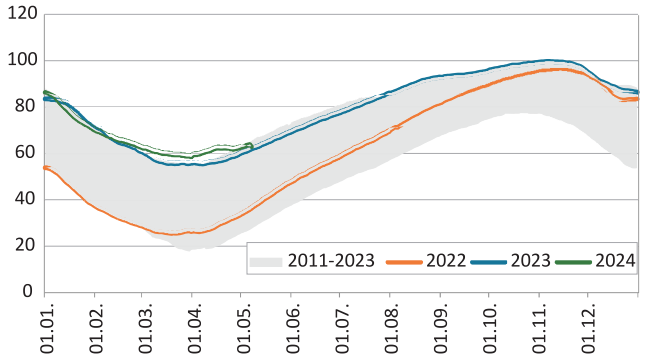
Już w 2014 roku, 8 lat przez putinowskim „dekretem rublowym", większość zagrożeń była znana na poziomie europejskim. Rosja w latach 1992–2014 wielokrotnie wstrzymywała dostawy gazu, m.in. do Ukrainy, Gruzji, Estonii, Mołdawii, Słowacji i Polski. Eksperci Baker Institute zidentyfikowali 17 takich działań w latach 1990–2014. Komisja Europejska, świadoma ryzyka ogra-

niczenia rosyjskich dostaw gazu, w odpowiedzi na unijne sankcje po bezprawnej aneksji Krymu, w 2014 roku zleciła ENTSOG analizę wpływu wstrzymania przez Rosję dostaw gazu na bezpieczeństwo dostaw UE. Jej wyniki były alarmujące: w 2014 roku, nawet w przypadku solidarnej współpracy państw unijnych, wstrzymanie dostaw przez Rosję uderzyłoby w 17 państw UE-27. W siedmiu z nich oznaczałoby to konieczność ograniczenia zużycia gazu o ponad 20 proc., w przypadku Finlandii – ponad 80 proc. i o 10–20 proc. w kolejnych ośmiu, w tym w Polsce. Niestety, tylko niektóre państwa, takie jak Polska, wykorzystały tę lekcję do konsekwentnego podnoszenia poziomu bezpieczeństwa dostaw.

Wiele działań państw „gazowej siódemki" w latach 2014–2021 można określić jako niewystarczające w stosunku do wzrostu konsumpcji gazu (+19 proc.), zwłaszcza w sektorze elektroenergetycznym (+39 proc.) i gospodarstwach domowych (+30 proc.). Co gorsza, po wypadku w elektrowni jądrowej w Fukushimie w wielu państwach UE pochopnie wygaszano tę gałąź energetyki. Gdyby takich niewłaściwych decyzji nie podjęto, wzrost zużycia gazu w sektorze energetycznym byłby ponad 4-krotnie niższy. Jednocześnie wydobycie gazu w UE spadało (-50 proc.). W rezultacie, pomimo rozbudowy magazynów (+20 proc.) i terminali LNG (+23 proc.) wzrosła zależność UE od dostaw z Rosji i importu rosyjskiego gazu (+37 proc.), a bezpieczeństwo dostaw spadło. Rosyjskim przedsiębiorstwom udało się także utrzymać w tym okresie kontrolę nad europejskimi magazynami gazu. Przed inwazją Gazprom był zaangażowany w około 15 proc. europejskich pojemności magazynów gazu. Efektu takich błędów strategicznych nie mogły odwrócić działania o charakterze prawnym, takie jak przyjęcie tzw. rozporządzenia SoS (2017/1938) oraz korzystne rozstrzygnięcie sprawy OPAL, wskazujące solidarność jako fundamentalną zasadę prawa UE w energetyce (sprawa C-848/19 P Niemcy przeciwko Polsce).

Biorąc pod uwagę zakres tych błędów, UE poradziła sobie w kryzysie zaskakująco dobrze. Wysokie ceny gazu, działania

Wykres 2. Poziom zapełnienia magazynów gazu w UE w latach 2011–2024 [w proc.]



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych agsi.gie.eu

podjęte przez państwa członkowskie, zachęcające do oszczędzania gazu i lekkie zimy, a także wezwanie KE do dobrowolnej redukcji, doprowadziły do 18-procentowej redukcji popytu w okresie sierpień 2022 – styczeń 2024 roku. Wraz z wymaganiami zatłaczania magazynów, wprowadzonymi rozporządzeniem 2022/1032, przełożyło się to na wyższy poziom zapasów gazu. W rezultacie, w marcu i kwietniu 2024 roku średni poziom zatłoczenia europejskich magazynów gazu przekraczał 60 proc. i był to najwyższy wynik w tych miesiącach od co najmniej 14 lat. W maju 2024 roku dostawy rosyjskie stanowiły jedynie 12 proc. dostaw do UE (około 17 proc., biorąc poprawkę na rosyjskie LNG), czyli ponad 2-krotnie mniej niż przed inwazją na Ukrainę. Na podstawie wyników ENTSOG można zaryzykować stwierdzenie, że obecna skala rosyjskich dostaw, choć wciąż finansuje bezprawną agresję na Ukrainę, przy obecnym poziomie zapasów, wydaje się niewystarczająca do wykorzystywania gazu jako broni czy formy nacisku na UE.

W analizach PIE w połowie 2023 roku w raporcie „Bezpieczeństwo dostaw gazu w UE. Od kryzysu do niezależności"

Wpływ poszczególnych państw „gazowej siódemki" na bezpieczeństwo dostaw gazu w UE w latach 2013–2021 [w proc.]

Państwo	Wzrost konsumpcji gazu	Zmiana zużycia gazu na potrzeby elektroenergetyki i ciepłownictwa	Zmiana ilości produkowanego gazu, w tym biogazu	Zmiana ilości importu gazu z Rosji	Wzrost przepustowości terminali LNG	Zmiana pojemności magawynowych	Nowa infrastruktura do dywersyfikacji dostaw spoza UE
Niemcy	+19	+41	-32	+35	Brak terminali LNG	+28	Bez zmian
Włochy	+23	+45	-53	Wzrost min. +7 (powyżej 40 proc. konsumpcji)	Bez zmian	+14	+6 Transmed (DZ), +23 Green Stream
Francja	+13	+104	Poniżej 1 proc. konsumpcji	Spadek do ok. 15–20 proc. konsumpcji	+68	-5	Dunkerque LNG
Holandia	+4	-3	-70	Wzrost (do ok. 17 proc. konsumpcji)	Bez zmian	+39	Bez zmian
Hiszpania	+24	+57	Poniżej 1 proc. konsumpcji	Wzrost (do ok. 20 proc. konsumpcji)	Bez zmian	+18	Medgas +27, MEG +25
Polska	+35	+99	-10	-14	Nowy TLNG (59 TWh)	+28	*Baltic Pipe*, TLNG, Świnoujście Interkonektor PL-LT
Belgia	+21	+6	Poniżej 1 proc. konsumpcji	Wzrost (do ok. 30–60 proc. konsumpcji)	+22	+2	Dunkerque LNG
UE	+19	+39	-50	ok. +37	+23	+20	

Źródło: Raport PIE „Bezpieczeństwo dostaw gazu w UE. Od kryzysu do niezależności".

wskazaliśmy, że przy skoordynowanej współpracy siedmiu największych gazowych konsumentów UE: Niemiec, Włoch, Francji, Holandii, Hiszpanii, Polski i Belgii, hipotetyczny rosyjski szantaż gazowy zimą 2023/24 państwa przetrwałyby przy redukcji konsumpcji na poziomie 9 proc. w porównaniu z konsumpcją z 2021 roku, a więc niższej niż rekomendowane ograniczenia przez KE (15 proc.) i dwukrotnie niższej od rzeczywistej redukcji (18 proc.). Od tego czasu możliwości importu LNG zwiększyły się (według ALSI GIE o około 10 proc.), co powinno stawiać Europę w stosunkowo bezpiecznej sytuacji. Oczywiście, takie obliczenia nie biorą pod uwagę zagrożeń o charakterze hybrydowym ze strony Federacji Rosyjskiej, takich jak uszkadzanie podmorskiej infrastruktury przesyłowej – na to ryzyko wskazują w swoich raportach Norweska Służba Wywiadu, holenderska Główna Służba Wywiadu i Bezpieczeństwa oraz Służby Wywiadu Wojskowego i Bezpieczeństwa Holandii.

Rosyjska inwazja a struktura zależności na globalnym rynku gazu

Kryzys zmienił nie tylko kierunki importu i przepływu gazu w UE, sprawiając że w 2022 i 2023 roku, co prawda, gaz płynął, ale w wielu regionach w drugą stronę niż w poprzednich latach. Przekształceniu uległy także dotychczasowe relacje pomiędzy obszarami rynkowymi. Te przekształcenia mogą być najtrwalszym dziedzictwem kryzysu.

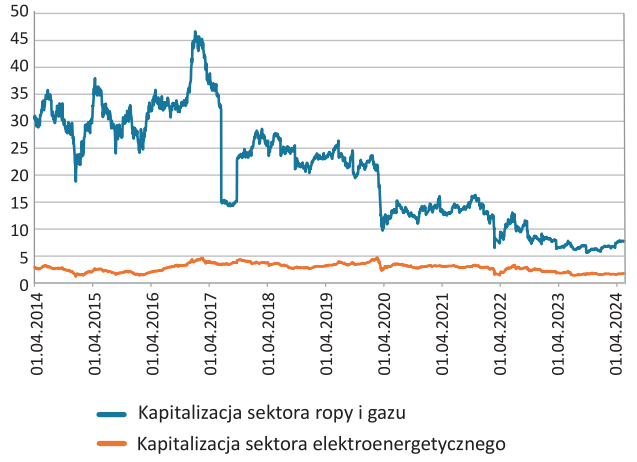
Kryzys zmniejszył powiązania pomiędzy europejskimi rynkami gazu (obszary TTF, THE, PVB,PEG, PSV i inne) a benchmarkami rosyjskimi (Nadym i Łokosowo). Polskie TGE w tej strukturze przesunęło się na zachód – jesteśmy bardziej powiązani z europejskimi benchmarkami niż w przeszłości, a rola różnic kursowych euro–zł jest niższa. Dla całej UE wzrosła siła zależności pomiędzy Europą a USA, obserwowana we wzmocnieniu korelacji cen z amerykańskim Henry Hub, oraz siła powiązań z azjatyckim benchmarkiem Japan Korea Marker. To ostatnie stało się widoczne zwłaszcza w 2023 roku podczas strajków w australijskim sektorze LNG – chociaż kraj ten dostarcza niewielkie (poniżej 1 proc.) ilości gazu do UE, rynki zareagowały także w Europie. Globalny rynek gazu będzie miał równie globalne podatności.

Gazprom pod kreską. Kto traci więcej?

Mówiąc o kryzysie, warto pamiętać o drugiej stronie – rosyjskim sektorze gazu. W maju 2024 roku grupa Gazprom po raz pierwszy od 2000 roku zdecydowała się opublikować sprawozdanie wykazujące stratę w roku poprzednim. Ujemny wynik około 583 mld rubli, czyli równowartość 6,4 mld euro w 2023 roku to tylko wierzchołek góry lodowej. 2,5-krotnie spadła wartość zagraniczna sprzedaży gazu. Złośliwi mogliby nawet stwierdzić, że czas na zmianę nazwy na Nieftprom – gazowy gigant po raz pierwszy w historii miał wyższe przychody ze sprzedaży ropy i produktów ropopochodnych (45,04 mld euro) niż gazu (44,94 mld euro).

„Nie chcę być milionerem, nie chcę być miliarderem, chcę być akcjonariuszem Gazpromu" – w 2012 roku śpiewał Siemion Sliepakow, rosyjski satyryk, wyśmiewając ostentacyjne bogactwo związanych z grupą członków rosyjskiej elity władzy. Wykorzystywany do szantaży gazowych państwowy monopolista, wraz

Wykres 3. Kapitalizacja rosyjskich spółek sektora ropy i gazu oraz sektora elektroenergetycznego na MOEX w latach 2014–2024 [w mld euro]



Źródło: opracowanie PIE na podstawie danych MOEX i investing.com

z groteskowo monumentalną siedzibą, wieżowcem Łachta Centr, którego budowę wtedy rozpoczęto (koszt 1,8 mld USD, czas budowy 6 lat), była symbolem zarówno brutalnej siły, jak i patologii putinowskiego systemu władzy. W 2024 roku, opiewany przez satyryka akcjonariusz Gazpromu byłby o 60 proc. biedniejszy niż w 2012 roku – z 4 do 1,6 euro/akcję spadła wartość papierów wartościowych spółki.

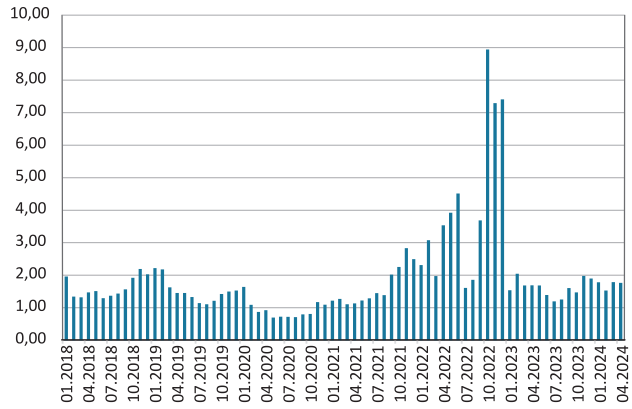
Kłopoty Gazpromu to wierzchołek problemów rosyjskiego sektora ropy i gazu. Od początku rosyjskiej inwazji na Ukrainę kapitalizacja spółek sektora ropy i gazu spadła o 22 proc. (dane na 16.05.2024). Wartość 13 notowanych na Moskiewskiej Giełdzie (MOEX) spółek branży O&G w pierwszym kwartale wynosiła średnio 6,8 mld euro i był to najniższy w historii indeks, 13 proc. niższy niż w analogicznym okresie 2023 roku i o 63 proc. niższy niż w pierwszym kwartale pandemicznego, 2021 roku. Tym samym 15-krotna różnica w wycenie rosyjskiego sektora ropy i gazu oraz sektora elektroenergetycznego (1Q2015) w perspektywie długookresowej zmniejsza się do poziomu jedynie 4-krotnej różnicy (1Q2024).

Dochody z ropy i gazu to fundament rosyjskiego budżetu, ich udział w 2023 roku wyniósł 31 proc., a nawet w pandemii był wyższy niż 28 proc. Choć od lat władze zapowiadały dywersyfikację gospodarki i odejście od gospodarki „na naftowej igle", wojna i sankcje UE i G7 szybko pokazały, że „igła naftowa" jest bezpieczniejsza od „igły wojennej" – wskazywanej przez rosyjskich analityków zależności państwa od prowadzenia wojny i wydatków zbrojeniowych. Rosja zamiast odchodzić od kopalin, planuje podwyższenie ich udziału w budżecie do 33 proc. w 2024 roku i 35 proc. w 2025 roku. Tym samym istotnym obszarem działania organów Federacji Rosyjskiej staje się zwiększenie dochodów z ropy i gazu, zarówno wartości (planowany wzrost o 30 proc.), jak i ich budżetowego znaczenia.

O ile w wypadku ropy można mówić o częściowym sukcesie przekierowania dostaw na rynki chińskie i indyjskie (dochody z ropy o 52 proc. wyższe w 1Q2024, q/q), z gazem jest Rosji trudniej. Rozwój eksportu gazu do Chin, mającemu zastąpić eksport do Europy, zmaga się z wieloma ograniczeniami finansowymi, infrastrukturalnymi, organizacyjnymi i strategicznymi z obu

stron, co podnosi rosyjski państwowy *think-tank* Rosyjska Rada ds. Międzynarodowych. Względnie akceptowalne wyniki to po części wynik działań władz Rosji, która coraz dokładniej „strzyże" podatkami własne gazowe spółki. Dodatkowym, istotnym obciążeniem dla rosyjskiego rynku gazu, oprócz zależności infrastrukturalnej od eksportu na rynek europejski, jest konieczność rozbudowy deficytowego rynku wewnętrznego, dyktowana względami polityczno-wizerunkowymi.

Wykres 4. Dochody budżetowe Federacji Rosyjskiej z gazu [w mld euro]



Źródło: opracowanie PIE na podstawie danych Ministerstwa Finansów Federacji Rosyjskiej i investing.com. Dochody z podatku wydobywczego i cła eksportowego.

Rosyjski rynek gazu staje się dla inwestorów coraz mniej atrakcyjny. Wolumen obrotu gazem na Międzynarodowej Giełdzie Surowcowo-Towarowej w Petersburgu (СПБМТСБ) był 2-krotnie niższy w I kwartale 2024 roku niż rok wcześniej i 8-krotnie niższy niż w 2022 roku. Chociaż to Gazprom straszył Europejczyków we wrześniu 2022 roku „wielką zimą", dystrybuując na serwisach społecznościowych filmy o marznącej, marzącej o gazie Europie, szantaż dotknął rosyjski sektor gazu. „Gazowy karnawał" lat 2022–2023, z rekordowymi zyskami zasilającymi rosyjski Fundusz Narodowego Dobrobytu (ФНБ) przeminął, jak się wydaje, na dobre. Część rosyjskich analityków, w tym Instytut Energetyki i Finansów, proponuje nawet powrót do tzw. planu Grefa, czyli podział Gazpromu i zwiększenie konkurencji na rosyjskim rynku gazu. Choć to zaskoczyłoby analityków, takie deklaracje oddają atmosferę sprzeciwu, narastającą w rosyjskim sektorze gazowym.

Rosyjski rynek gazu staje się dla inwestorów coraz mniej atrakcyjny. Wolumen obrotu gazem na Międzynarodowej Giełdzie Surowcowo-Towarowej w Petersburgu był 2-krotnie niższy w I kwartale 2024 roku niż rok wcześniej i 8-krotnie niższy niż w 2022 roku. Chociaż to Gazprom straszył Europejczyków we wrześniu 2022 roku „wielką zimą", dystrybuując na serwisach społecznościowych filmy o marznącej, marzącej o gazie Europie, szantaż dotknął rosyjski sektor gazu.

Kryzys gazowy – niekończąca się opowieść czy rozdział zamknięty?

Czy kryzys już za nami? Jeżeli nie, to kiedy będzie i jak to stwierdzić? W ciekawy sposób ten problem pokazuje sprawa spółki Enmacc GmbH przed sądem pierwszej instancji UE (sprawa Enmacc T-1/23). Sąd, zastanawiając się, czy sytuacja na rynku gazu uzasadniała odejście od części standardowych elementów postępowania przetargowego przy wyborze operatora unijnej platformy zakupu energii, musiał określić, czy i kiedy takie działania można uzasadniać kryzysem gazowym. Stwierdzając, że „trwały kryzys energetyczny, który nastąpił w wyniku rosyjskiej inwazji na Ukrainę, stanowił przykład zdarzenia nie do przewidzenia", wskazał w swojej wykładni 3 główne aspekty gazowego kryzysu.

Pierwszy, wskazany przez sąd pierwszej instancji UE, aspekt gazowego kryzysu dotyczy bezpieczeństwa: nagłe, znaczące zakłócenie dostaw gazu, wymuszające pilne działania w dywersyfikacji dostaw gazu. Drugim aspektem kryzysu są nadmiernie wysokie ceny gazu, szkodliwe dla konsumentów i przedsiębiorstw. Trzecim aspektem jest kwestia kontekstu gospodarczego, trwałości kryzysu i konieczność publicznej interwencji – niektóre kryzysy bardziej dotkną gospodarstwa domowe i małe przedsiębiorstwa, ale duże przedsiębiorstwa sobie z nimi poradzą (sprawa C-226/16 Eni SpA). Inne dotkną tylko te państwa, które są uzależnione od importu i nie są samowystarczalne energetycznie (opinia w sprawie C-601/22 WWF Oesterreich).

Można więc mówić o kilku perspektywach końca gazowego kryzysu. Pakiet unijnych rozwiązań prawnych przyjętych po inwazji i wzrost świadomości dają nadzieję, że kryzys w wymiarze ciągłości działania to przede wszystkim sprawa lat 2021–2022. Działania w obszarze dywersyfikacji i ograniczeń konsumpcji LNG, w wyniku zaniedbań lat 2014–2021 to już perspektywa dłuższa, sięgająca 2028 roku. W rezultacie ceny europejskiego gazu wciąż pozostają zbyt wysokie w porównaniu z przeszłością, co odbija się na konkurencyjności przemysłu UE i wyższych cenach EU ETS – tutaj Międzynarodowy Fundusz Walutowy w swoich analizach mówi o dekadzie konsekwencji gospodarczych. Ostatnim aspektem pozostaje kontekst rosyjski. Wydaje się, że chociaż Rosja na sankcjach traci więcej niż Europa, polityczna linia putinizmu utrzyma zarówno agresję wobec Ukrainy, jak i „dekret rublowy" w mocy. Z perspektywy UE, do dawnego *status quo*, którego symbolem może być projekt Nord Stream 2, nie powinno być mowy, a obecne sankcje powinny być rozszerzone nie tylko na reeksport rosyjskiego LNG, ale na import gazu rosyjskiego w ogóle. W tym sensie kryzys, jako wyzwania to nasza nowa normalność. Taka normalność, świadoma i ucząca się na błędach przeszłości, może być jednak szansą dla państw członkowskich do budowy wspólnej, solidarnej i przemyślanej strategii gazowej i energetycznej Europy.

Dr Kamil Lipiński, kierownik Zespołu Klimatu i Energii, Polski Instytut Ekonomiczny

Wyzwania stojące przed normalizacją – rola norm w kontekście zrównoważonego rozwoju i polityki konkurencyjności

Marta Krejpowicz

Rok 2024 jest szczególny dla Polskiego Komitetu Normalizacyjnego (PKN). To 100-lecie powołania krajowej jednostki normalizacyjnej (KJN) w Polsce, 30-lecie wprowadzenia dobrowolnego systemu normalizacyjnego w naszym kraju oraz 20-lecie członkostwa PKN w Europejskim Komitecie Normalizacyjnym CEN oraz Europejskim Komitecie Normalizacyjnym Elektrotechniki CENELEC.

Od stu lat polska normalizacja nieprzerwanie się rozwija, obejmuje coraz więcej obszarów tematycznych, wciąż udoskonala istniejące rozwiązania. Cele normalizacji z lat 20. XX wieku nadal są aktualne – to korzystanie z uznanych reguł technicznych i najnowocześniejszych rozwiązań organizacyjnych, które mają pozytywnie wpływać na przemiany społeczne, środowiskowe i gospodarcze. Normalizacja to m.in. lepsze wyniki uzyskiwane w krótszym czasie i mniejszym nakładem kosztów, a także tworzenie podstaw porozumiewania się stron przez określanie terminów, definicji, oznaczeń i symboli.

Obecnie, na szczeblu krajowym, prace prowadzi ponad 300 organów technicznych (OT), w których działa ponad 1000 podmiotów. Zbiór Polskich Norm (PN) to ponad 80 000 dokumentów normalizacyjnych. Znaczna część PN to wdrożenia norm europejskich i międzynarodowych.

Na prace normalizacyjne prowadzone w OT patrzymy więc globalnie – eksperci współpracujący w ramach organów technicznych wypracowują treść projektów norm, które będą przyjęte na szczeblu krajowym, europejskim i międzynarodowym i które będą wspomagały politykę konkurencyjności i właściwe funkcjonowanie rynku. Normy to także przydatne narzędzia dla rządów państw, organizacji międzynarodowych, organizacji pozarządowych, sektorów nauki i biznesu, a także obywateli w drodze do osiągnięcia zrównoważonego rozwoju.

O roli normalizacji w kontekście polityki konkurencyjności i zrównoważonego rozwoju dyskutowano w międzynarodowym gronie podczas panelu prowadzonego w ramach obchodów 100-lecia PKN. Spotkanie odbyło się 9 maja 2024 roku w gmachu Ministerstwa Rozwoju i Technologii.

Liderzy polskich podmiotów biorących udział w pracach normalizacyjnych oraz europejskich i międzynarodowych organizacji normalizacyjnych wskazywali, że normalizacja musi podążać za aktualnymi trendami przez obejmowanie pracami tych obszarów działalności człowieka, które są najważniejsze ze względów społecznych, środowiskowych i gospodarczych. To, nad czym będziemy pracowali teraz, będzie miało przełożenie także na naszą przyszłość.

Wskazano, że jednym z kluczowych aspektów normalizacji, na który trzeba zwracać uwagę w procesie opracowywania norm, jest jej rola wspomagająca w rozwoju ekonomicznym. Korzystanie z norm i dokumentów normalizacyjnych ma dawać impuls do wzrostu produktywności oraz ułatwiać wymianę handlową, a tym samym wspomagać budowanie silnej gospodarki nieobarczonej chociażby barierami technicznymi.

Ewa Zielińska, prezes PKN, Teresa Sosnowska, zastępca prezesa PKN ds. normalizacji.

Podkreślano, że normalizacja, prowadzona na zasadach partnerskich przez wszystkich uczestników prac, stanowi kluczowy instrument wolnego, dynamicznego i sprawnie funkcjonującego rynku oraz przyczynia się do dobrobytu gospodarczego. Właściwie opracowane normy pozwalają przedsiębiorstwom na konkurowanie na równych warunkach, jednocześnie wspomagając je w dążeniu do oferowania konsumentom jak najlepszych produktów po jak najniższych cenach.

Wielokrotnie wybrzmiało, że normalizacja jest potężną dźwignią ekonomiczną, która zwiększa wydajność, napędza innowacje, ułatwia dostęp do rynku, buduje zaufanie konsumentów, zmniejsza koszty transakcji i promuje zrównoważony rozwój. Aby było to możliwe, normy nie mogą być opracowywane w wąskim gronie ekspertów, ważne jest zaangażowanie osób reprezentujących różne środowiska. Istotne jest aktywne uczestnictwo

w pracach normalizacyjnych, ma ono bowiem kluczowe znaczenie dla przyszłych użytkowników norm – eksperci z różnych krajów, posiadający różne doświadczenia i wiedzę, reprezentujący zróżnicowane środowiska, potrafią stworzyć szerokie porozumienie i wspólnie wypracować zapisy, które będą miały uniwersalny charakter.

Uczestnicy panelu zachęcali, by wzmocnić i zwiększyć wysiłki na rzecz promowania uczestniczenia w pracach normalizacyjnych na poziomie krajowym, europejskim i międzynarodowym, bowiem to właśnie w gronie ekspertów, którzy od podstaw tworzą normy i dokumenty normalizacyjne, można budować konsens obejmujący różne strony zainteresowane, a tym samym otrzymywać dokumenty odpowiadające na potrzeby różnych środowisk.

Wskazano także, że istotną rolę odgrywa edukacja. Wiedza normalizacyjna przekazywana młodemu pokoleniu na poszczególnych szczeblach edukacji jest jednym z filarów budowania bezpiecznego, rozwiniętego technologicznie społeczeństwa, które jednocześnie jest świadome konieczności uwzględnienia w swoich działaniach wzrostu gospodarczego, inkluzji społecznej i ochrony środowiska, czyli elementów zrównoważonego rozwoju.

Cele zrównoważonego rozwoju (warto przypomnieć, że w ramach przyjętej w 2015 roku przez Organizację Narodów Zjednoczonych rezolucji „Przekształcamy nasz świat: Agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030" uwzględniono 17 celów strategicznych i 169 celów szczegółowych oraz 230 wskaźników) stanowią istotne wytyczne dla całego świata do podejmowania takich działań, aby rozwój służył zarówno obecnemu, jak i przyszłym pokoleniom.

Uczestnicy debaty podkreślali potencjał norm i dokumentów normalizacyjnych, którymi można posługiwać się w dążeniu do osiągnięcia zrównoważonego rozwoju, na przykład krajowe

Uczestnicy panelu dyskusyjnego dotyczącego wyzwań stojących przed normalizacją w kontekście „zielonej" Europy oraz wspierania celów zrównoważonego rozwoju: Luis Jorge Romero, dyrektor generalny Europejskiego Instytutu Norm Telekomunikacyjnych ETSI, Wolfgang Niedziella, prezydent Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego Elektrotechniki CENELEC, Stefano Calzolari, prezydent Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego CEN.

organy decyzyjne przy tworzeniu polityki publicznej mogą wykorzystywać normy jako element wspomagający budowanie bezpiecznego społeczeństwa, z naciskiem na poszanowanie praw człowieka, ochronę zdrowia publicznego czy zapewnienie dostępu do czystej wody. Angażując szeroki wachlarz zainteresowanych środowisk (co zawsze przyświeca normalizacji i do czego

Zdjęcia: Polski Komitet Normalizacyjny.

Uczestnicy panelu dyskusyjnego dotyczącego wyzwań stojących przed normalizacją w kontekście „zielonej" Europy oraz wspierania celów zrównoważonego rozwoju: dr hab. inż. Marek Roszak, prof. Politechniki Śląskiej, prezes Klubu Polskie Forum ISO 9000, Philippe Metzger, sekretarz generalny Międzynarodowej Komisji Elektrotechnicznej IEC, Sergio Mujica, sekretarz generalny Międzynarodowej Organizacji Normalizacyjnej ISO.

nieustannie się dąży), możliwe jest opracowanie dokumentów, które będą wspierały między innymi rządy państwa w realizacji ich krajowych i międzynarodowych zobowiązań w obszarze zrównoważonego rozwoju gospodarczego, prywatne przedsiębiorstwa poprzez ułatwianie handlu międzynarodowego i wspieranie zrównoważonych praktyk biznesowych czy społeczeństwo poprzez poprawę na przykład krajowej infrastruktury drogowej.

> Wiedza normalizacyjna przekazywana młodemu pokoleniu na poszczególnych szczeblach edukacji jest jednym z filarów budowania bezpiecznego, rozwiniętego technologicznie społeczeństwa, które jednocześnie jest świadome konieczności uwzględnienia w swoich działaniach wzrostu gospodarczego, inkluzji społecznej i ochrony środowiska, czyli elementów zrównoważonego rozwoju.

Jako jedną z konkluzji przeprowadzonej debaty można wskazać, że dzisiaj nie tylko świat biznesu, ale także polityki postrzega normalizację jako kamień węgielny zrównoważonego rozwoju, oferując ustrukturyzowane podejście do osiągnięcia zrównoważonego rozwoju środowiskowego, społecznego i gospodarczego. Normalizacja ustanawia jasne i spójne wytyczne, normy pomagają organizacjom minimalizować ich wpływ na środowisko, promować odpowiedzialność społeczną, zapewniać odporność gospodarczą, ułatwiać zrównoważony handel i przyspieszać innowacje.

Pomimo kluczowej roli normalizacji w dążeniu do osiągnięcia zrównoważonego rozwoju i promowania uczciwej konkurencji, wysiłki włożone w opracowywanie norm i dokumentów normalizacyjnych napotykają liczne wyzwania związane z zaangażowaniem interesariuszy, barierami ekonomicznymi i złożonością wdrażania. Sprostanie tym wyzwaniom wymaga wspólnych wysiłków, globalnej koordynacji, odpowiednich zasobów i ciągłego udoskonalania. Tylko takie działania zapewnią, że normy dadzą odpowiednie, skuteczne i spójne rozwiązania. Czy jest to możliwe? Jak powiedzieli uczestnicy debaty – to zależy tylko od nas samych.

Marta Krejpowicz, p.o. dyrektora Wydziału Prac Normalizacyjnych, Polski Komitet Normalizacyjny

Digital Twin w infrastrukturze gazowniczej a technologia BIM – część 1.

Jacek Magiera

W artykule omówiono koncepcję cyfrowych bliźniaków, ich typy i dostarczane funkcjonalności oraz przeanalizowano pokrótce stan rozwoju tej technologii w branży gazowniczej, traktując systemy typu PIMS/EPMS (*Pipeline Information Management System/Enterprise Pipeline Management System*) jako praktyczne wcielenie tej koncepcji w życie. W części 1. omówiono zasadnicze cechy charakterystyczne tych technologii i poddano je kontrastywnej analizie pod kątem dzisiejszego rozumienia technologii cyfrowych bliźniaków poza branżą gazowniczą, w części 2. omówiona będzie bliżej koncepcja technologii cyfrowych bliźniaków dla gazownictwa, rozszerzonych o podejście openBIM i koncepcję otwartych ontologii dla branży gazowniczej, pozwalających na nowy poziom eksploracji tej koncepcji w gazownictwie, budowy cyfrowych bliźniaków w otwartej architekturze inteligentnej infrastruktury SI (ang. *smart infrastructure*) i ich włączenia w systemy cyfrowych bliźniaków poziomu narodowego (ang. *national digital twin*).

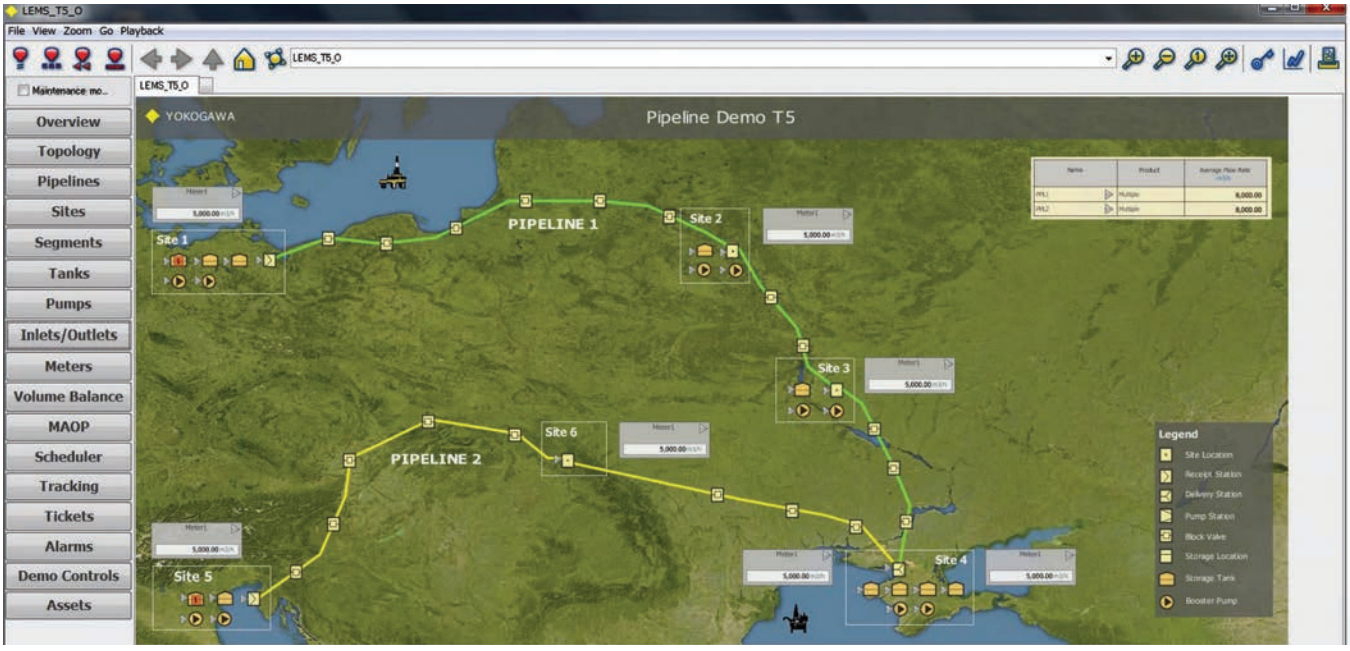
Technologia cyfrowych bliźniaków DT (ang. *digital twins*) teoretycznie ma już długą historię, za początki tej koncepcji uznaje się bowiem program kosmiczny Apollo [1] NASA, w którym podjęto próbę stworzenia wirtualnego środowiska księżycowego i operacji modułów *Lunar Module* i lądownika *Eagle* na Ziemi, choć w literaturze formalnie koncepcja ta wybrzmiała po raz pierwszy w 1991 roku w książce Davida Gelerntera pt. „Mirror worlds" [2]. W praktyce przemysłowej pojawiła się dopiero dekadę później, w 2002 roku, a sam termin *digital twin* pojawił się w literaturze jeszcze później, bo dopiero w 2010 roku. Autorstwo tego terminu przypisuje się Johnowi Vickersowi z NASA [1].

Definicja cyfrowego bliźniaka nie jest ściśle ustalona, najczęściej pod tym terminem rozumiany jest system cyberfizyczny, replikujący i integrujący w wirtualnym środowisku informatycznym cechy i zachowania realnego obiektu możliwie w jak najszerszym kontekście jego cyklu życia, pozwalający gromadzić i analizować dane z realnego świata w systemie informatycznym i przekazywać je z systemu informatycznego do realnego obiektu i nim sterować [1]. Cyfrowe bliźniaki mogą być tworzone dla poszczególnych jednostek systemu (np. silnika samolotu odrzutowego – *component/part twin*), a także replikować zachowania aktywów (np. całego samolotu – to tzw. *asset twins*). Na wyższym poziomie będzie to reprezentacja jednostek całych systemów aktywów (np. stan operacji lotniczych danego przewoźnika – *system twins*). Najbardziej ogólny poziom w tej taksonomii to cyfrowy bliźniak procesów (stan operacji lotniczych w danym kraju czy ogólniej na świecie – *process twin*). Gwoli terminologicznej ścisłości dodajmy, że równolegle funkcjonuje jeszcze pokrewne pojęcie: *digital shadow* – cyfrowy cień. Tak nazywany jest system replikujący w systemie informatycznym zachowania obiektu rzeczywistego, jednak bez zwrotnej interakcji do tego systemu. W wielu przypadkach pojęcia te są używane zamiennie, bez specjalnej staranności o zapewnienie dwukierunkowego przepływu informacji/impulsów zmiany między systemami fizycznymi i ich reprezentantami w cyberprzestrzeni.

Spójrzmy na te cztery poziomy cyfrowych bliźniaków z punktu widzenia ich roli czy wartości dla ich twórców i operatorów na przykładzie branży gazowniczej. Otóż, poziom pierwszy, *component/part twin** pozwala na wgląd w poprawność funkcjonowania danego komponentu i ewentualne sterowanie jego pracą. W branży gazowniczej może to być np. inteligentny zawór sterowany systemem SCADA, z raportowaniem statusu i możliwą zdalną interakcją/interwencją operatora. Poziom *asset twin* pozwala na analizę interakcji między bazowymi komponentami danej jednostki aktywów. Taka analiza pozwala na bardziej całościowe zrozumienie działania danej jednostki i ich wzajemnych zależności. Powiązanie w systemie komputerowym reprezentacji np. pompy i manometru tworzy bazowy *asset twin*. Możliwe w takim przypadku jest już mapowanie zależności między tymi komponentami, wnioskowanie łączne o ich pracy i wzajemny wpływ na siebie. Na przykład jeśli pompa pracuje z normalną wydajnością, a mamy niższe niż spodziewane ciśnienie na urządzeniu pomiarowym połączonym na rurociągu z pompą, to dzięki tym danym, zgromadzonym w cyfrowym bliźniaku typu *asset twins*, mamy podstawy do wnioskowania o anormalnej sytuacji, np. z nieszczelnością rurociągu. Kolejny poziom, *system twin*, to poziom cyfrowego bliźniaka na przykład dla całego rurociągu. Cyfrowy bliźniak tego poziomu pozwala nie tylko na bieżące monitorowanie czy zarządzanie infrastrukturą systemu, ale pozwala też na poszerzoną analitykę danych, wykrywanie – za pomocą narzędzi analitycznych inteligencji biznesowej (BI) czy sztucznej inteligencji (AI) – ukrytych wzorów

zachowań czy powiązań w takim systemie, a w konsekwencji lepsze zrozumienie zarządzanej infrastruktury i udoskonalenie jej funkcjonowania. Wreszcie poziom czwarty, *process twin*, to poziom mapowania całych i często różnorodnych systemów, ich wzajemnych współzależności (ang. *interdependencies*), a nawet powiązań z innymi elementami rzeczywistości, np. oddziaływań środowiskowych, politycznych czy społecznych. To poziom, na którym plasowane są systemy typu cyfrowego bliźniaka poziomu narodowego (ang. *national digital twin* – NDT) [3], mapujące w zamyśle całość infrastruktury danego kraju w systemach cyberfizycznych, pozwalające zarządzać, optymalizować czy prognozować zachowania nie tylko poszczególnych systemów, ale i ich wzajemny wpływ, a w razie sytuacji kryzowych przedsięwziąć optymalne środki zaradcze. Ujęcie w cyfrowych bliźniakach typu NDT infrastruktury krytycznej ma szczególne znaczenie, stanowi bowiem o fundamencie bezpieczeństwa kraju, zarówno w sensie obronności, jak i ekonomicznym, środowiskowym i społecznym. Rola tych systemów będzie rosła, a drogą dojścia do poziomu NDT jest integracja cząstkowych systemów w coraz bardziej rozbudowane systemy SI. Jest to możliwe tylko na bazie otwartych technologii informatycznych.

Rysunek 1. System typu EPMS na bazie systemu GIS [https://www.yokogawa.com/ca/solutions/products-and-services/control/control-and-safety-system/collaborative-information-server/enterprise-pipeline-management-suite-epms/ – dostęp maj 2024]



Systemy cyfrowych bliźniaków w branży gazowniczej

Analiza stanu cyfryzacji w branży gazowniczej pozwala stwierdzić, że jest ona jedną z wiodących branż przemysłowych, jeśli chodzi o stopień cyfryzacji i nasycenia techniką cyfrową. Eksploatowane w gazownictwie systemy projektowania, analityki, monitoringu, sterowania i zarządzania należą do jednych z najbardziej rozwiniętych, i to we wszystkich trzech segmentach tego przemysłu: wydobywczym (*upstream*), przesyłowym (*midstream*) i przetwórczym czy dystrybucyjnym (*downstream*). Praktycznie na porządku dziennym w tej branży są pomieszczenia centrów sterowania, zarządzania i monitoringu, nasycone terminalami komputerowymi, ekranami pokazującymi bieżący stan operacji wydobywczych, przesyłowych czy przetwarzania paliw. Infrastruktura nasycona jest inteligentnymi rozwiązaniami, sterownikami, czujnikami, detektorami itp., a nawet najprostsze elementy mają wbudowaną logikę PLC czy SCADA, panele HMI pozwalające na bieżący monitoring i interakcję z nadzorowanymi systemami, w tle zaś działają potężne środowiska serwerowe i bazodanowe. Nad poziomem monitoringu poszczególnych komponentów czy aktywów w branży gazowniczej eksploatuje się systemy klasy PIMS (*Pipeline Information Management System*) lub EPMS (*Enterprise Pipeline Management System*), które mapują w systemach informatycznych najczęściej całe systemy infrastruktury gazowniczej, oferują m.in. bieżący monitoring stanu pracy rurociągów, przepompowni i innych elementów systemów przesyłowych, procesowania i dystrybucyjnych, analitykę i prognozowanie, ocenę stanu infrastruktury typu SHA (ang. *structural health analysis*). Systemy te zbierają dane zarówno z systemów logiki typu SCADA/PLC, jak i z czujników mechanicznych (np. tensometrów, czujników ciśnienia, drgań, temperatury i wszelkich innych istotnych parametrów pracy sieci), nalotów dronami i urządzeń IoT (ang. *Internet of Things*). Na porządku dziennym jest też wykorzystywanie systemów PIMS/EPMS, łącznie z systemami informacji geograficznej GIS, pozwalającej mapować infrastrukturę gazowniczą w terenie za pomocą elementów grafiki wektorowej (linie, łuki, symbole graficzne) i pokazywać realny przebieg rurociągów w terenie. Technologia GIS pozwala także na wzbogacanie obiektów graficznych o warstwę informacyjną (atrybuty obiektów geometrycznych, dane linkowane z innych plików/zasobów), dzięki czemu po kliknięciu na przykład w linię obrazującą przebieg rurociągu czy symbol stacji pomp, możemy odczytać dane o średnicy rurociągu, tłoczonym medium, dacie ostatniego przeglądu czy całkowitej ilości gazu przesłanego w danym okresie – rysunek 1.

Technologia PIMS/EPMS a koncepcja cyfrowego bliźniaka w budownictwie

Systemy PIMS/EPMS dostarczają funkcjonalności związane z monitoringiem, analityką, predykcją i bieżącym zarządzaniem infrastrukturą przesyłową/dystrybucyjną, podpadające bez wątpienia pod definicję cyfrowego bliźniaka czy cyfrowego cienia, jednak jeśli spojrzymy na nie od strony stopnia zaawansowania reprezentacji rzeczywistego obiektu w systemach informatycznych, to trudno nie zauważyć sporych ograniczeń aktualnej technologii DT w branży gazowniczej. O ile bowiem systemy te służą bieżącym i standardowym zadaniom mapowania infrastruktury gazowniczej w systemach cyberfizycznych, o tyle sytuacje niestandardowe mogą być trudne do zmapowania i zarządzania. Na przykład schematyczna reprezentacja urządzeń stacji pomp w postaci diagramów (rysunek 2) pozwala zrozumieć działanie, monitorować i zarządzać bieżącymi operacjami, jednak nie nadaje się dla zastępów straży pożarnej uczestniczących w gaszeniu hipotetycznego pożaru w takiej stacji pomp, w której potrzebny byłby rozkład fizycznych pomieszczeń i systemów ppoż., krytyczność działania poszczególnych urządzeń czy skala zagrożenia pochodząca od nich w czasie pożaru, instrukcja co i w jakiej kolejności wyłączać albo jaki efekt na inne elementy systemu będzie miało wyłączenie danego komponentu. Systemy te nie mapują lokalizacji tryskaczy, systemów oddymiania itp., a nawet jeśliby je schematycznie pokazywały, mogą być mało przydatne w akcji gaśniczej. Nikt nie ustali na ich podstawie długości drogi ewakuacji ani położenia w pomieszczeniu zaworu krytycznego, który należy zamknąć jako pierwszy.

Analiza technologii DT w branży gazowniczej pozwala też dostrzec inne, bardzo duże jej ograniczenie i ją skrytykować: w większości przypadków technologia ta jest zamknięta, ograniczona licencjami i prawami własności, rzadko możliwa jest integracja z innymi systemami, rzadko też dostarczana jest informacja o wewnętrznej architekturze takich systemów czy udostępniane są interfejsy API (ang. *application programming interface*) dla programistów. W tej sytuacji jedyną szansą na rozszerzenie posiadanych systemów o nowe cechy jest wykorzystanie technologii danej firmy dostarczającej platformy PIMS/EPMS, zwykle związane z dodatkowymi kosztami. Takie technologiczne zamknięcie

Rysunek 2. Typowe, schematyczne przedstawienie infrastruktury gazowniczej w oprogramowaniu typu PIMS [https://pgjonline.com/magazine/2014/august-2014-vol-241-no-8/features/characterizing-performance-of-enterprise-pipeline-scada-systems - dostęp maj 2024]

może być postrzegane wręcz jako element zagrożenia, zwłaszcza że w przypadku braku stosowania technologii i standardów otwartych możliwości budowy dodatkowych warstw zabezpieczeń może być problematyczne (brak wiedzy/dokumentacji technicznej niskiego poziomu). A wiadomo, że dzisiejsze systemy cyfrowego zarządzania infrastrukturą krytyczną i systemy DT są „łasym kąskiem" dla hakerów i fundamentem koncepcji wojny hybrydowej. Włamanie do systemów EPMS i przejęcie kontroli nad infrastrukturą krytyczną jest pewnym elementem strategii wrogich działań. Znamy przykłady z ostatnich dwóch lat przejęcia kontroli nad infrastrukturą krytyczną, np. izraelski atak na ośrodek atomowy Natanz w Iranie [4] czy atak grupy Anonymous na sterowniki SCADA rosyjskiej firmy gazowniczej Tvingo

> Budowa systemów NDT poziomu narodowego może odbywać się tylko na otwartych standardach, inaczej integracja „cząstkowych" cyfrowych bliźniaków (dla poszczególnych rodzajów infrastruktury) nie byłaby możliwa.

Telecom [5]. Z sukcesem przeprowadzony atak cybernetyczny zakończył się wyłączeniem elementów infrastruktury krytycznej, wirówek uranu w przypadku ośrodka Natanz czy przesyłu gazu w Rosji.

I kolejny, jeszcze poważniejszy zarzut wobec eksploatowanych w branży gazowniczej systemów cyfrowych bliźniaków: budowa systemów NDT poziomu narodowego może odbywać się tylko na otwartych standardach, inaczej integracja „cząstkowych" cyfrowych bliźniaków (dla poszczególnych rodzajów infrastruktury) nie byłaby możliwa. Takimi otwartymi platformami budowy cyfrowych bliźniaków są otwarte standardy BIM i GIS, technologie webowe integracji danych *data linking* i otwarta semantyka danych oparta na ontologiach. Zastosowanie tych technologii w cyfrowych bliźniakach dla branży gazowniczej może być nowym rozdziałem w ich historii.

Koncepcje zastosowania tych technologii w branży gazowniczej przedstawione zastaną w drugiej części artykułu.

Dr inż. Jacek Magiera, Katedra Technologii Informatycznych w Inżynierii, Wydział Inżynierii Lądowej, Politechnika Krakowska

* Z racji nieustalonej jeszcze terminologii w języku polskim przytoczone są nazwy angielskie.

Bibliografia

1. https://www.ibm.com/topics/what-is-a-digital-twin#:~:text=Michael%20Grieves%20(then%20on%20faculty,digital%20twin%E2%80%9D%E2%80%94in%202010 [dostęp maj 2024].
2. D. Gelernter, Mirror Worlds: or the Day Software Puts the Universe in a Shoebox... How It Will Happen and What It Will Mean. Oxford University Press, 1992.
3. National Digital Twin Programme. University of Cambridge, Centre for Digital Built Britain, https://www.cdbb.cam.ac.uk/what-we-did/national-digital-twin-programme [dostęp maj 2024].
4. https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/18325-6-mosad-przeprowadzil-cyberatak-na-iranski-osrodek-nuklearny-natanz [dostęp maj 2024].
5. https://www.komputerswiat.pl/aktualnosci/bezpieczenstwo/anonymous-twierdza-ze-wylaczyli-czesc-dostaw-gazu-jednej-z-firm-w-rosji/l7hlyyf [dostęp maj 2024.]

WARSZTATY KST IGG W OSTROWIE WIELKOPOLSKIM, 18–19 czerwca 2024 roku

DEKARBONIZACJA SYSTEMU GAZOWEGO

Pierwszego dnia warsztatów Robert Mikulski (BRILLAW) wprowadził uczestników w tematykę dekarbonizacji systemu gazowego, przedstawiając wymagania krajowe i Unii Europejskiej dla gazów odnawialnych, zwracając uwagę na ostatnią nowelizację ustawy o OZE oraz na przyjęty w kwietniu 2024 roku Pakiet Wodorowo-Gazowy.

W pierwszej części warsztatów prelegenci odnosili się do zastosowania wodoru w procesie dekarbonizacji. R. Kwiatkowski (PSG) i T. Jarmicki (ORLEN) nawiązali do wyzwań towarzyszących technologii *Power to Gas*, między innymi do odporności sieci dystrybucyjnej i zarządzania wykorzystaniem energii odnawialnej w procesach biznesowych. A. Korda-Burza (GAZ–SYSTEM) w nawiązaniu do wytycznych WT-IGG-4501:2023 zwróciła uwagę na wiele obszarów infrastruktury, w których konieczne są dalsze badania, jak na przykład wpływ zawartości wodoru na pracę turbin gazowych. J. Grodowski (za B. Schmitta z Picarro) odniósł się do gotowości sieci dystrybucyjnej do H_2 także w kontekście emisji. Profesor A. Kaźmierczak (Politechnika Wrocławska) opowiedział o dekarbonizacji gospodarki w Japonii – stopniowej, bez rezygnowania z elektrowni węglowych i gazowych.

Po przerwie P. Filanowski (Bioan) – zdalnie – opowiedział o będących w opracowaniu wytycznych WT-IGG-3502, dotyczących infrastruktury do przyłączania biometanowni. Zwrócił uwagę na rozwiązania stosowane w przypadku braku chłonności sieci. O problemach firm budujących biometanownie mówił M. Nocoń (Verbio). W Polsce nie ma na razie żadnej, a obowiązujące przepisy oraz nieuzgodnione stanowiska wytwórców biometanu i operatorów nie sprzyjają ich powstawaniu. J. Michałek (Gascontrol) wskazał, że biometanownie powstały na Słowacji (1) i w Czechach (9) i dostarczają biometan do sieci. M. Mazurek (ORLEN) stwierdził, że biometan stanowi kompleksowe rozwiązanie potrzeb dekarbonizacyjnych oraz opowiedział o systemie certyfikacji. A. Dąbrowska-Niepytalska (ORLEN) wskazała na niejednoznaczny status biometanu na gruncie prawa krajowego i na kondycjonowanie biometanu propanem.

W podsumowaniu G. Rosłonek, przewodniczący KST, stwierdził, że sądząc po zainteresowaniu uczestników – w warsztatach udział wzięły 82 osoby – kwestie dekarbonizacji gazownictwa są ważne dla branży, a wiele kwestii nadal nie jest rozstrzygniętych.

Drugiego dnia uczestnicy warsztatów mieli możliwość obejrzenia jedynego w Polsce doświadczalnego stanowiska ORLEN w Odolanowie do wytwarzania, magazynowania i wykorzystywania H_2 do badań elementów infrastruktury gazowej, a także urządzeń spalających gaz z wodorem. Stanowisko jest na etapie uruchamiania.

Dr inż. Eliza Dyakowska,
kierownik Sekretariatu Komitetu Standardu Technicznego

Fit for 55 i Pakiet Wodorowo-Gazowy. Nowy krajobraz regulacyjny dla rynków wodoru, biometanu i gazu ziemnego

Tomasz Brzeziński

W grudniu 2024 roku minie 5 lat od opublikowania Europejskiego Zielonego Ładu, zakładającego redukcję do 2030 roku emisji gazów cieplarnianych (GHG) przez UE o 55% w porównaniu z poziomem z 1990 roku i pełną neutralność klimatyczną gospodarki UE do 2050 roku (cele te usankcjonowano prawnie w rozporządzeniu Europejskie Prawo o Klimacie). Obecnie finalizowany jest proces legislacyjny dotyczący dwóch kluczowych pakietów, tj. *Fit for 55* i Pakietu Wodorowo-Gazowego, które mają realizować ww. cele.

Europejski Zielony Ład już w 2019 roku stanowił znaczące podniesienie poziomu planowanej redukcji emisji GHG w porównaniu z celem wskazanym w decyzji Rady UE z 5 października 2016 roku w sprawie zawarcia porozumienia paryskiego (zakładał 40% redukcji GHG do 2030 roku). Transformacja energetyczna była wówczas postrzegana głównie jako narzędzie przeciwdziałania globalnemu ociepleniu. Wkrótce nabrała jednak nowego znaczenia. W 2020 roku wybuchła pandemia oraz związany z nią kryzys gospodarczy i okazało się, że zielone technologie mają stanowić dźwignię odbudowy gospodarczej po pandemii (główny cel KPO). Jeszcze w trakcie trwania pandemii, za sprawą kryzysów energetycznych wywołanych przez Rosję (jesień/zima 2000/2021), a ostatecznie w następstwie jej napaści na Ukrainę 24 lutego 2022 roku, transformacja energetyczna stała się kluczowym narzędziem budowania bezpieczeństwa energetycznego i niezależności od paliw kopalnych ze wschodu, głównie poprzez produkcję energii z OZE opartą na własnych zasobach. Po raz pierwszy doszło do tak dużych synergii między celami klimatycznymi i celami w zakresie bezpieczeństwa energetycznego UE.

REPowerEU i nowy poziom celów OZE w RED III

W takim kontekście geopolitycznym Komisja Europejska w maju 2022 roku przedstawiła plan REPowerEU, obejmujący zestaw działań mających umożliwić szybkie uniezależnienie się UE od importu paliw kopalnych z Rosji. REPowerEU i towarzyszący mu dokument roboczy KE przewidują m.in.:

- przyspieszenie wykorzystania wodoru odnawialnego jako przyszłego zamiennika gazu ziemnego poprzez osiągnięcie 10 mln ton rodzimej produkcji i 10 mln ton przywozu wodoru odnawialnego (w tym 4 mln ton zielonego amoniaku) do 2030 roku,
- zwiększenie zrównoważonej unijnej produkcji biometanu do 35 mld m^3 do 2030 roku,
- pozyskanie alternatywnych dostawców oraz uruchomienie unijnej platformy energetycznej na rzecz dobrowolnych wspólnych zakupów gazu, LNG i wodoru,
- ograniczenie zapotrzebowania na gaz ziemny o dodatkowe 35 mld m^3 gazu ziemnego do 2030 roku (ponad to, co założono w ramach pakietu *Fit for 55*),
- dalsze podniesienie unijnego celu wykorzystania energii z OZE w całkowitym zużyciu (z 40 do 45%),
- zwiększenie celu unijnego w dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (do 13%).

W czasie prac nad pakietami *Fit for 55* i Pakietem Wodorowo-Gazowym doszło zatem do kolejnej istotnej korekty w górę wysokości celów OZE, w tym również do podniesienia oczekiwań dotyczących tempa odchodzenia w sektorze gazowym od gazu ziemnego na rzecz odnawialnych paliw gazowych produkowanych z biomasy oraz paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO).

Dyrektywa RED III z 18 października 2023 roku, zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001 (dyrektywa OZE) zwiększyła unijny cel udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 roku do co najmniej 42,5% (poprzedni cel wynosił 32%), przy czym państwa członkowskie mają wspólnie dążyć do zwiększenia tego udziału w 2030 roku do 45% (art. 3). Po raz pierwszy w dyrektywie OZE określono orientacyjny roczny wzrost wykorzystania energii z OZE w przemyśle średnio o co najmniej 1,6% rocznie do 2030 roku. RED III przewiduje również zmniejszenie o 14,5% intensywności emisji GHG pochodzących z paliw transportowych lub osiągnięcie ogólnego poziomu 29% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii we wszystkich sektorach transportu (wobec udziału 14% zakładanego w RED II). W ciepłownictwie i chłodnictwie określono ścieżkę stopniowego zwiększania udziału OZE w ogrzewaniu i chłodzeniu o co najmniej 0,8 punktu procentowego rocznie do 2025 roku oraz o co najmniej 1,1 punktu procentowego w latach 2026–2030.

Wodór odnawialny RFNBO

RED III wyznacza cel unijny wykorzystania wodoru RFNBO w przemyśle. Zgodnie z nowym art. 22a dyrektywy o OZE, wśród paliw RFNBO stosowanych do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne wodór ma stanowić przynajmniej 42% do 2030 roku i 60% do 2035 roku. Sposób zredagowania tego przepisu może budzić pewne wątpliwości interpretacyjne, natomiast na podstawie informacji publikowanych przez KE i stanowisk MKiŚ, przedstawionych m.in. w projekcie aktualizacji KPEiK, uzasadnione wydaje się podejście, zgodnie z którym wodór RFNBO ma stanowić 42% do 2030 roku i 60%

do 2035 roku w całkowitym wykorzystaniu wodoru w przemyśle do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne. Ponadto, państwa członkowskie zobowiązane są do nałożenia na dostawców paliw transportowych obowiązku zapewnienia, że łączny udział zaawansowanych biopaliw i biogazu oraz RFNBO w energii dostarczonej do sektora transportu wyniesie co najmniej 1% w 2025 roku i 5,5% w 2030 roku, w tym że udział RFNBO wyniesie co najmniej 1% w 2030 roku.

Dodatkowo, RED III po raz pierwszy w historii ustala orientacyjny cel udziału energii z OZE w transporcie morskim, stanowiąc, że państwa członkowskie posiadające porty morskie dążą do tego, aby od 2030 roku udział RFNBO w całkowitej ilości energii dostarczanej do sektora transportu morskiego wynosił co najmniej 1,2% (art. 25 dyrektywy OZE).

Zgodnie z rozporządzeniem AFIR z 13 września 2023 roku (w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych) państwa członkowskie zobowiązane są do uruchomienia do 31 grudnia 2030 roku minimalnej liczby ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru wzdłuż bazowej sieci TEN-T, w odległości nie większej niż co 200 km (art. 6) a także, aby w każdym węźle miejskim oddano do użytku co najmniej jedną ogólnodostępną stację tankowania wodoru (MKiŚ zaproponowało już wstępną lokalizację 37 stacji tankowania wodoru wzdłuż głównych dróg w Polsce).

Przekształcona dyrektywa gazowa wchodząca w skład Pakietu Wodorowo-Gazowego, zatwierdzonego przez Radę UE 21 maja 2024 roku, wprowadza m.in. odrębne definicje i przepisy dla infrastruktury wodoru i operatorów infrastruktury wodorowej, a także plany rozwoju sieci oparte na wspólnych scenariuszach obejmujących energię elektryczną, gaz i wodór. Nowe rozporządzenie gazowe, stanowiące drugi element ww. pakietu, przewiduje z kolei m.in. rabaty taryfowe dla gazów odnawialnych oraz obowiązek operatorów gazowych dopuszczania wprowadzania do systemów gazowych paliw gazowych z udziałem wodoru nieprzekraczającym 2%.

Co istotne, RED III i rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 z 10 lutego 2023 roku w sprawie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji RFNBO wprowadzają tzw. zasadę dodatkowości, w świetle której producenci wodoru RFNBO będą mogli uznać wytworzony wodór za wytworzony z odnawialnej energii elektrycznej, jeżeli instalacja wytwarzająca odnawialną energię elektryczną rozpoczęła działanie nie wcześniej niż 36 miesięcy przed instalacją produkującą wodór odnawialny. A zatem, jeżeli wodór elektrolityczny ma być kwalifikowany jako odnawialny i służyć do realizacji celów OZE, to musi zostać wyprodukowany z energii elektrycznej wytwarzanej w nowych źródłach OZE, co oznacza konieczność budowania nowej infrastruktury wytwórczej OZE (fotowoltaika, farmy wiatrowe).

W komunikacie dotyczącym Europejskiego Banku Wodoru [(COM(2023) 156 final] Komisja Europejska oszacowała, że w perspektywie 2030 roku całkowite potrzeby inwestycyjne w zakresie produkcji, transportu i zużycia 10 mln ton wodoru odnawialnego to około 335–471 mld euro. W międzynarodowych łańcuchach wartości potrzebne będzie dodatkowe 500 mld euro inwestycji, aby umożliwić import 10 mln ton wodoru odnawialnego, w tym w formie jego pochodnych.

Komisja zakłada, że większość inwestycji w sektorze wodoru będzie musiała zostać pokryta z kapitału prywatnego, przy wsparciu z właściwych funduszy UE. Istotnym elementem rozwoju infrastruktury dla wodoru będzie realizacja transgranicznych projektów wodorowych o statusie PCI, takich jak projekt budowy Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego do transportu wodoru z Finlandii, przez państwa bałtyckie, do Polski i Niemiec, w którym uczestniczy m.in. OGP GAZ–SYSTEM. Ponadto, w ramach tzw. Europejskiego Banku Wodoru przewidziano dwa mechanizmy finansowania projektów wodorowych z Funduszu Innowacyjnego, wspierające produkcję wodoru odnawialnego w UE i import wodoru odnawialnego do UE w ramach aukcji z premią ekologiczną w postaci dopłaty określonej kwoty do każdego wytworzonego/sprowadzonego kilograma wodoru odnawialnego. Premia ekologiczna odpowiada wyższym kosztom ponoszonym przez tych odbiorców, którzy skłonni są wybrać wodór zamiast paliw kopalnych. Jej wielkość szacuje się na około 90–115 mld euro w odniesieniu do zsumowanych wielkości produkcji i importu wodoru RFNBO, zaplanowanych na 20 mln ton.

Przegląd pakietów legislacyjnych *Fit for 55* oraz Pakietu Wodorowo-Gazowego prowadzi do wniosku, że wodór RFNBO jest obecnie najmocniej promowanym odnawialnym paliwem gazowym. Zakładane poziomy nowych celów wodorowych i potrzeby inwestycyjne związane ze zwiększeniem udziału wodoru odnawialnego RFNBO w gospodarce unijnej są jednak olbrzymie.

29 grudnia 2022 roku Komisja Europejska opublikowała zawiadomienie w sprawie wytycznych dla państw członkowskich dotyczących aktualizacji krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021–2030 (2022/C 495/02). Zgodnie z zawiadomieniem, zaktualizowane KPEiK powinny odzwierciedlać wprowadzanie niezbędnej infrastruktury i zachęt zgodnie z wyznaczonym w planie REPowerEU celem na poziomie 10 mln ton wewnętrznej produkcji wodoru odnawialnego do 2030 roku. W aktualizacji KPEiK należy określić ścieżkę zastąpienia ropopochodnych paliw transportowych poprzez elektryfikację i wykorzystanie odnawialnego wodoru w transporcie drogowym. Zgodnie z celem przywozu 10 mln ton wodoru odnawialnego do 2030 roku, w zaktualizowanych krajowych planach należy uwzględnić także inicjatywy lub działania mające na celu ułatwianie przywozu wodoru odnawialnego.

W przypadku Polski skala wyzwań związana z budową nowej części gospodarki opartej na wodorze odnawialnym jest również ogromna. Obecnie trwają prace nad dostosowaniem polskiej strategii wodorowej oraz kluczowych krajowych polityk energetycznych (PEP 2040 i KPEiK) do zmienionych celów dotyczących wodoru. Zgodnie z projektem aktualizacji KPEiK z 29 lutego 2024 roku MKiŚ szacuje, że Polska w 2030 roku będzie potrzebowała ponad 300 tys. ton wodoru RFNBO, który będzie wykorzystywany w przemyśle i transporcie. Szacuje się, że możliwa do osiągnięcia w 2030 roku jest budowa mocy wytwórczej z niskoemisyjnych źródeł i procesów na poziomie około 2 GW (zgodnie z „Polską strategią wodorową do 2030 roku, z perspektywą do 2040 roku"), co umożliwi produkcję 193,5 tys. ton wodoru odnawialnego rocznie. Wolumen ten nie pokryje całości zapotrzebowania na wodór niskoemisyjny i odnawialny w Polsce w 2030 roku, dlatego pokrycie brakujących wartości wymaga importu surowca. Ponadto, w ramach aktualizacji KPEiK założono konieczność rozwoju infrastruktury do transportu i magazynowania wodoru.

Prace nad ww. dokumentami rządowymi i regulacjami prawnymi wdrażającymi podstawy regulacyjne rynku wodoru w Polsce trwają. Mając na uwadze brak infrastruktury transportowej dla wodoru, zakładaną ogromną kapitałochłonność projektów wodorowych, wspomnianą lukę finansową i wczesny etap rozwoju zielonych technologii wodorowych, które obecnie są w Polsce w zasadzie na etapie B+R, wykonalność celów dotyczących udziału wodoru RFNBO w gospodarce budzi uzasadnione wątpliwości, w związku z czym cele te mogą wyma-

gać urealnienia na poziomie krajowym, a być może także na poziomie orientacyjnych celów unijnych.

Biometan

Zgodnie z REPowerEU i towarzyszącym jego wydaniu dokumentem roboczym, produkcja biometanu w UE ma osiągnąć łącznie 35 mld m^3 w 2030 roku, tj. o 17 mld m^3 więcej niż pierwotnie zakładano w ramach prac nad pakietem *Fit for 55*. Poziom inwestycji niezbędnych dla osiągnięcia powiększonego celu szacowany jest na około 37 mld euro. W związku z tym w ramach prac nad Pakietem Wodorowo-Gazowym Parlament Europejski zaproponował wprowadzenie wiążącego celu unijnego produkcji biometanu do 2030 roku na poziomie 35 mld m^3. Ostatecznie, w toku trilogów zrezygnowano z tej koncepcji i wprowadzono zapisy dotyczące tego celu jedynie do preambuły nowego rozporządzenia gazowego.

Jak wynika z motywów preambuły nowego rozporządzenia gazowego, zatwierdzonego przez Radę UE 21 maja 2024 roku, celem rozporządzenia jest wspieranie w UE produkcji zrównoważonego biometanu. W treści ww. motywu powołano się na wynikające z REPowerEU zwiększenie produkcji zrównoważonego biometanu w UE do 35 mld m^3 rocznie do 2030 roku. Ponadto, państwa członkowskie, które ustaliły krajowe trajektorie dla biogazu i biometanu, powinny określić w swoich krajowych planach w zakresie energii i klimatu polityki i środki służące ich rozwojowi, takie jak przyjęcie krajowych strategii w sprawie zrównoważonego biogazu i biometanu lub ustalenie krajowych celów w zakresie rocznej produkcji lub zużycia biometanu, wyrażone w ilościach bezwzględnych albo jako procent objętości gazu ziemnego zużywanego przez odbiorców podłączonych do sieci gazu ziemnego.

29 grudnia 2022 roku KE opublikowała wytyczne dotyczące aktualizacji KPEiK, wskazując, że powinny one odzwierciedlać wprowadzanie niezbędnej infrastruktury i zachęt zgodnie z podwyższonym w planie REPowerEU celem zrównoważonej produkcji 35 mld m^3 biometanu do 2030 roku. W zawiadomieniu zachęca się państwa członkowskie, aby włączyły do swoich KPEiK cel zrównoważonej produkcji i wykorzystania biogazu oraz biometanu, z uwzględnieniem krajowego potencjału i kierunków działania, umożliwiających jego osiągnięcie do 2030 i 2050 roku.

Warto w tym kontekście wskazać, że PEP 2040 przewiduje osiągnięcie do 2030 roku zdolności transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej około 10% gazów zdekarbonizowanych (biometan, wodór), nie formułuje jednak konkretnych celów ilościowych w zakresie produkcji biometanu ani w zakresie udziału biometanu w paliwach gazowych, transportowanych sieciami gazowymi, czy w paliwach transportowych.

Należy przy tym zauważyć, że publiczna dyskusja o potencjale i zamiarach wykorzystania biogazu i biometanu na potrzeby przeprowadzenia transformacji energetycznej toczy się w Polsce od wielu lat (co najmniej od 2008 roku, kiedy opracowany został rządowy program „Innowacyjna energetyka – rolnictwo energetyczne", zakładający, że do 2020 roku w każdej polskiej gminie powstanie przynajmniej jeden zakład produkujący energię z biomasy). Mimo upływu lat w Polsce nadal nie została uruchomiona ani jedna biometanownia. W tym czasie niektórym państwom europejskim, które równocześnie z Polską rozpoczęły dyskusję o biometanie, udało się rozwinąć rynek biometanu. Na przykład zgodnie z danymi opublikowanymi przez francuskiego operatora systemu przesyłowego (GRTgaz) w 2024 roku we Francji będą działały już 652 zakłady przyłączone do sieci gazowych i produkujące biogaz w postaci biometanu zatłaczanego do sieci gazowych, z czego 80 obiektów przyłączonych jest do sieci przesyłowej. Ich łączna zdolność wytwórcza w 2024 roku osiągnie poziom 11 TWh/rok (ponad 1 mld m^3), co stanowi 2,5% zużycia gazu ziemnego we Francji. Celem wyznaczonym we francuskiej ustawie o transformacji energetycznej (LTECV) z 2015 roku jest osiągnięcie produkcji biometanu w wysokości od 39 do 42 TWh do 2030 roku, co stanowić będzie 10% krajowego zużycia gazu (https://www.grtgaz.com/en/new-gas/anaerobic-digestion-technology).

W Polsce w ostatnich latach przeprowadzono kilka ważnych inicjatyw legislacyjnych zmierzających do uwolnienia potencjału biometanu, w tym m.in. uchwalono nowelizację ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych z lipca 2019 roku, dopuszczającą m.in. wykorzystanie do realizacji NCW biowodoru wytworzonego z biometanu, w 2022 roku wprowadzono przepisy uwzględniające parametry biometanu w rozporządzeniu systemowym, w 2023 roku przyjęto ustawę o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu, wdrożono też system wsparcia operacyjnego dla biometanu w postaci dopłat do ceny rynkowej biometanu dla wytwórcy, który wprowadził biometan do sieci gazowej (nowelizacja ustawy o OZE z sierpnia 2023 roku). Ponadto – zgodnie z informacjami publikowanymi przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. – do połowy maja 2024 roku wpłynęło do tej spółki około 460 wniosków o przyłączenie podmiotów chcących produkować biogaz lub biometan lub zapytań o taką możliwość. PSG szacuje też, że potrzebne jest zrealizowanie 68 inwestycji, tzw. spinek systemowych, co pozwoli na zwiększenie ograniczonej obecnie chłonności sieci dystrybucyjnej PSG. Potencjał biogazu w Polsce PSG szacuje na około 8 mld m^3 rocznie, co stanowi równowartość około 4,8 mld m^3 biometanu (https://www.psgaz.pl/aktualnosci).

Niezależnie od powyższego pilnie potrzebne są kolejne inicjatywy legislacyjne (takie jak np. dostosowanie zasad kształtowania taryf dystrybucyjnych gazowych do zdecentralizowanego zasilania sieci gazowych z biometanowni, uchwalenie opublikowanego w ostatnim czasie w RCL rządowego projektu nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych – UC28, która uzupełnia katalog paliw, którymi można realizować NCW m.in. o biopaliwa gazowe oraz biokomponenty zaawansowane oraz wyraźnie wskazuje biometan zaawansowany jako biopaliwo gazowe umożliwiające realizację NCW. Ponadto, zasadne i konieczne wydaje się również postulowane przez uczestników rynku gazu opracowanie przez rząd spójnej strategii dla biometanu, w tym zaprojektowanie modelu uruchomienia i funkcjonowania w Polsce rynku biometanu, w ramach którego zostałyby właściwie zidentyfikowane i określone interesy uczestników rynku biometanu, najważniejsze czynniki generujące zapotrzebowanie na biometan oraz stanowiące zachętę do zwiększania podaży biometanu na rynku, i jasno określone cele ilościowe i jakościowe w zakresie wykorzystania biometanu w gospodarce.

Uwzględniając fakt, że na gruncie przepisów dyrektywy OZE biometan (paliwo z biomasy) jest kwalifikowane jako paliwo odnawialne oraz że biometan to substancja o chemicznym składzie takim samym jak gaz ziemny wysokometanowy, a także biorąc pod uwagę relatywnie niewielkie potrzeby w inwestycjach dostosowujących infrastrukturę gazu ziemnego do transportu biometanu (zwłaszcza w zestawieniu z ogromnymi potrzebami w zakresie inwestycji w infrastrukturę wodoru odnawialnego), należy przyjąć, że biometan – przy założeniu opracowania

rzetelnej rządowej strategii biometanowej, wyznaczenia konkretnych celów dla biometanu oraz usunięcia w ramach procesu legislacyjnego pozostałych zidentyfikowanych barier regulacyjnych – nadal jest w polskich warunkach realną ścieżką dekarbonizacji sektora gazowego na dużą skalę.

Gaz ziemny

Na podstawie prognoz spółki OGP GAZ–SYSTEM S.A., dotyczących przyszłego zapotrzebowania na usługę przesyłania, należy przyjąć, że mimo polityki skierowanej na odchodzenie od paliw kopalnych zapotrzebowanie na gaz ziemny w Polsce będzie rosło i w 2030 roku wyniesie 23–27 mld m^3.

Zgodnie z dokumentem towarzyszącym REPowerEU, pełna realizacja pakietu *Fit for 55* powinna obniżyć zużycie gazu ziemnego w UE o 30%, tj. o 116 mld m^3 do 2030 roku. W celu uniezależnienia się od dostaw gazu ziemnego do UE z Rosji plan REPowerEU zakłada ograniczenie zapotrzebowania na gaz ziemny o dalsze 35 mld m^3 gazu ziemnego do 2030 roku. Łączny efekt propozycji *Fit for 55*, środków ogłoszonych w REPowerEU, wyższych cen gazu ziemnego, wygaszenia części wydobycia gazu ziemnego zwłaszcza w Europie Zachodniej, dywersyfikacji LNG i rurociągów może – zgodnie z szacunkami KE – doprowadzić do zmniejszenia skumulowanego zapotrzebowania na gaz ziemny o 310 mld m^3 do 2030 roku w porównaniu z 2020 rokiem. Dla porównania: wielkość importu rosyjskiego gazu ziemnego do UE w 2021 roku wyniosła połowę ww. celu, tj. około 155 mld m^3, podczas gdy łączne zużycie gazu ziemnego w UE w 2021 roku to około 570 mld m^3. Ambicje UE dotyczące redukcji zapotrzebowania na gaz ziemny wykraczają zatem zdecydowanie poza samo uniezależnienie się od rosyjskiego gazu.

Jedną z ważniejszych dla przyszłości gazu ziemnego regulacji, przyjętych w ramach pakietu *Fit for 55,* jest nowelizacja dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków, przyjęta przez Parlament Europejski 12 marca 2024 roku. W dyrektywie zawarto przepisy, które mają doprowadzić do wyeliminowania możliwości wykorzystania gazu ziemnego w ciepłownictwie indywidualnym i systemowym. Od 1 stycznia 2025 roku będzie obowiązywał zakaz udzielania subsydiów, które miałyby finansować zakup pieców (bojlerów) wykorzystujących paliwa kopalne, w tym gaz ziemny, w ciepłownictwie indywidualnym (dopuszczalne będzie jedynie subsydiowanie rozwiązań kombinowanych z dużym udziałem OZE). Od 1 stycznia 2028 roku wszystkie budynki publiczne, a od 1 stycznia 2030 roku wszystkie nowe budynki muszą być zeroemisyjne, co w praktyce eliminuje wykorzystanie w nich gazu ziemnego do zaopatrzenia w ciepło.

Istotne znaczenie dla przyszłości rynku gazu ziemnego ma także dyrektywa z 10 maja 2023 roku nr 2023/959, zmieniająca dyrektywę ETS. Wprowadza ona nowy system handlu uprawnieniami (tzw. ETS2), funkcjonujący odrębnie od dotychczasowego systemu ETS. ETS2 zostanie uruchomiony w 2027 roku, a jego celem będzie ograniczenie emisji z sektora budowlanego i sektora transportu drogowego oraz spalania paliw w przemyśle nieobjętym istniejącym systemem ETS. Wykorzystanie paliw kopalnych w tych sektorach będzie obciążone kosztem uprawnień do emisji CO_2. Inaczej jednak niż w systemie ETS ciężar finansowy poniosą bezpośrednio nie emitenci (odbiorcy końcowi, konsumenci), ale podmioty dostarczające paliwo do odbiorców końcowych zużywających je w mieszkaniach (na cele opałowe) lub w transporcie (dostawcy paliw dla sektora budowlanego i sektora transportu). Oczywiście, ostatecznie koszt ten zostanie przeniesiony na odbiorców końcowych. W związku z tym jest to rodzaj opodatkowania pośredniego emisji, związanych przede wszystkim z zużyciem paliw silnikowych w sektorze transportu i na cele opałowe w budynkach. Jeżeli cena uprawnień w ETS2 przekroczy 45 euro za tonę CO_2 i utrzyma się powyżej tego pułapu przez określony czas, na rynek zostaną wypuszczone dodatkowe uprawnienia, aby obniżyć cenę. Powyższe zmiany mogą okazać się bardzo istotne dla przedsiębiorstw energetycznych dostarczających paliwa gazowe do odbiorców końcowych jako pośredniczące podmioty gazowe (źródło: GO250, NO. 04/2023, KOBiZE, s.41–53).

Mimo zaostrzenia kursu wobec gazu ziemnego trzeba zauważyć, że – zgodnie z REPowerEU – w celu wyeliminowania importu gazu ziemnego z Rosji oraz przez czas niezbędny do rozwinięcia niskoemisyjnego i zeroemisyjnego systemu energetycznego zakłada się, że niezbędne będzie importowanie adekwatnych ilości gazu ziemnego z nowych kierunków (około 60 mld m^3 do 2030 roku). Nowe szlaki importu gazu będą wymagały nowej infrastruktury, o zakładanej wartości 10 mld euro do 2030 roku. Nowa infrastruktura gazu ziemnego ma być budowana przy założeniu unikania powstania aktywów osieroconych i przy zapewnieniu możliwości zmiany jej przeznaczenia na potrzeby transportu zielonego wodoru i amoniaku.

Niewątpliwie jednak Pakiet *Fit for 55*, Pakiet Wodorowo-Gazowy i plan REPowerEU stawiają pod znakiem zapytania preferowaną m.in. przez Polskę ścieżkę traktowania gazu ziemnego jako najbardziej dostępnego paliwa przejściowego. Bez wątpienia, w przypadku Polski, która nadal jest na etapie odchodzenia od gospodarki opartej na węglu kamiennym i brunatnym (zgodnie z danymi publikowanymi przez PSE na koniec 2023 roku elektrownie węglowe stanowiły prawie 50% mocy zainstalowanej w KSE) i której dzięki ambitnym projektom dywersyfikacyjnym udało się z końcem listopada 2022 roku zdywersyfikować źródła dostaw gazu ziemnego i faktycznie uniezależnić się od dostaw rosyjskiego gazu (*Baltic Pipe* uzyskał wówczas pełną przepustowość 10 mld m^3/rok), wiele racjonalnych argumentów przemawia za konsekwentnym traktowaniem jeszcze przez długi czas gazu ziemnego jako paliwa transformacyjnego, zapewniającego w polskich warunkach wymierne efekty w procesie redukcji emisji GHG.

Spójne z takim podejściem są założenia do aktualizacji PEP 2040, przewidujące kontynuację dywersyfikacji źródeł, kierunków i dróg dostaw gazu ziemnego (FSRU w Zatoce Gdańskiej), z jednoczesnym dążeniem do stopniowego zastępowania popytu na gaz ziemny gazami zdekarbonizowanymi oraz innymi sprawdzonymi paliwami, m.in. poprzez rozwój technologii bazujących na wodorze oraz poprzez dostosowanie infrastruktury gazowej do przesyłania gazów zdekarbonizowanych. Warto zauważyć, że założenia do aktualizacji PEP 2040 przewidują, iż Polska będzie podejmować wysiłki negocjacyjne w celu reformy mechanizmów polityki klimatycznej Unii Europejskiej, tak aby możliwe było przeprowadzanie niskoemisyjnej i ambitnej transformacji, kontrybuując do realizacji celów UE, przy uwzględnieniu czasowego zwiększonego wykorzystania konwencjonalnych mocy wytwórczych, bez ponoszenia nadmiernych kosztów wynikających z polityki klimatycznej. Uwzględniając wszystkie wcześniejsze uwagi, należy przyjąć, że takie podejście ma usprawiedliwione racjonalne podstawy.

Tomasz Brzeziński, radca prawny, wspólnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

WYDOBYCIE GAZU ZIEMNEGO TO FUNDAMENT **BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI**

Eksploatacja własnych zasobów gazu w kraju i za granicą oraz rozbudowa podziemnych magazynów gazu **to gwarancja nieprzerwanych dostaw błękitnego paliwa do milionów polskich odbiorców**. Celem Grupy ORLEN do 2030 roku jest niemal dwukrotne zwiększenie poziomu wydobycia gazu z posiadanych i nowych złóż.

Wyższe wydobycie to **więcej korzyści finansowych dla polskich gmin i mieszkańców, rozwój polskiej gospodarki** oraz **wzmocnienie pozycji koncernu multienergetycznego na globalnym rynku**.