

grudzień 2022

Przegląd Gazowniczy

nr 4 (76)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA





„GAZOWNICTWO W DOBIE ZMIAN”

Zakopane, 13–15 stycznia 2023 r.

Piątek, 13 STYCZNIA 2023 r.

14.00	Przyjazd i rejestracja gości
16.00–16.30	Otwarcie sympozjum i powitanie gości: (prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa) Wystąpienia gości: przedstawiciele: MKiŚ, MAP, PKN Orlen S.A., PKN Orlen Oddział Centralny PGNiG
SESJA I	Wieloaspektowe działania gazownictwa w nowych warunkach gospodarczych
16.30 –17.45	<ol style="list-style-type: none">1. Założenia aktualizacji polityki energetycznej Polski 20402. Racjonalność w planowaniu projektów gazowych w obecnych czasach3. Krajowa polityka gospodarcza w dobie zmian4. Kierunki aktualizacji KPEiK/PEP 2050 w świetle zmian geopolitycznych oraz polityki klimatycznej i ochrony środowiska UE
SESJA II	Kierunki reformy gazownictwa w dobie zmian
18.30–19.30	<ol style="list-style-type: none">1. REPowerEU – nowe propozycje celów2. Wpływ nowych uwarunkowań na rolę gazu ziemnego w transformacji, w tym pakiet FF55 oraz gazowy3. Nowa legislacja unijna (kryzysowa) – ich zakres i wpływ na rynek energii, w tym m.in. magazynowa w sprawie redukcji zużycia gazu i energii4. Zastąpienie dostaw z Rosji innymi źródłami dostaw5. Stan prac legislacyjnych dotyczących regulacji krajowych, w tym m.in. OZE, biometan, wodór oraz wpływ regulacji unijnych na politykę klimatyczną
20.00	Spotkanie plenerowe

Sobota, 14 STYCZNIA 2023 r.

SESJA III	Przyszłość dla multienergetyki
10.00–11.15	Część I <ol style="list-style-type: none">1. Transformacja energetyczna – trendy światowe2. Miks energetyczny – prąd i gaz zazieleniony, biometan, wodór, OZE3. Megatrendy w energetyce4. Strategie wodorowe5. Odpowiedzialny transport i zrównoważone miasta6. Gazy odnawialne jako remedium na kryzys energetyczny7. Innowacje w sektorze rafineryjnym8. Infrastruktura przesyłowa i wpływ wodoru na materiały konstrukcyjne
11.30–13.00	Część II <ol style="list-style-type: none">9. Gospodarka nisko- i zeroemisyjna w optyce branży gazowniczej
20.30	Wieczór regionalny

Tradycyjnie przed świętami Bożego Narodzenia oczekujemy życzliwości i serdeczności, poszukujemy nastroju rodzinnych spotkań, a sprawy przyziemne zostawiamy na później. Ale nie w tym roku.

Rok 2022 wykreował nową rzeczywistość i wymusił rewizję strategii i polityk skierowanych na szeroko rozumiane bezpieczeństwo, w tym bezpieczeństwo energetyczne. Sytuacja zmusiła nas do zmiany sposobu myślenia i działania oraz zredefiniowała na nowo pojęcie bezpieczeństwa, ustalając nowe priorytety. Wszystko to dzieje się w dobie niepokojących i bardzo szybko postępujących zmian klimatu, a co za tym idzie – środowiska, a to jeszcze mocniej uwypukliło nam konieczność utrzymania tempa procesu dekarbonizacji, który musi być realizowany w sposób zrównoważony i dostosowany do możliwości poszczególnych gospodarek świata. Wspierać go powinny odpowiednie programy finansowania i dotacje ze środków publicznych, a inwestycje gazowe są w tym procesie niezbędne, a co ważniejsze – muszą być spójne z dotychczasowym kierunkiem rozwoju systemu gazowniczego. Nadzwyczajne okoliczności, stworzone przez rosyjską agresję w Ukrainie, budzą niepokój o to, że nowe realia na rynku gazu mogą spowolnić tempo transformacji. IGG zwracała uwagę, iż konieczna jest stabilizacja pozycji paliwa gazowego w polskiej gospodarce, bo w strategiach długoterminowych, związanych ze zmianami w kierunku OZE i gospodarki wodorowej, to paliwo jest niezbędne.

Z uwagą obserwujemy prace Rady UE, które przebiegają z dużą intensywnością, z udziałem doradczym spółek gazowych, które mają zapobiec kryzysowi na europejskim rynku gazu. Z zadowoleniem obserwujemy aktywność polskiej administracji w zakresie transformacji energetycznej w kierunku „zielonego ładu”. Do końca roku rząd planuje przeprowadzić rewizję „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”, od kilku miesięcy Polska, wspólnie z grupą kilkunastu państw, apeluje do Komisji Europejskiej o podjęcie działań, które pozytywnie wpłyną na obniżenie cen gazu w UE. Ostatnie zmiany legislacyjne i propozycje projektów aktów prawnych, w tym prawa energetycznego, napawają optymizmem w tworzeniu warunków regulacyjnych dla szybszego rozwoju segmentu odnawialnych paliw gazowych w Polsce.

Co najważniejsze, rynek energii staje się obszarem aktywności obywatelskiej. Organizacje przedsiębiorców, w tym IGG, samorządowcy, włączają się w prace administracji rządowej nad realizacją porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej i biometanowej. Ważnym sojusznikiem rozwijania nowych technologii związanych z „zielonym ładem” są środowiska naukowe, uczestniczące w realizacji konkretnych projektów wspieranych skutecznie przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Sektor gazowniczy wypracował nowe strategie, aby stać się operatorem gazów zdekarbonizowanych. W bieżącym numerze obszernie piszemy o potencjale polskiego gazownictwa. Tylko od nas zależy, w którym miejscu nowej, zielonej gospodarki się znajdziemy. Przed nami kontynuacja analiz i dyskusji o tym, jakie będzie „Gazownictwo w dobie zmian”, które odbędą się na sympozjum w Zakopanem w styczniu 2023 roku. Spodziewamy się ważnej debaty, bo zmiany na rynku paliwowym są dla naszego środowiska kluczowym problemem. Na wyzwania związane z transformacją energetyczną patrzymy jak na szansę dla polskiego gazownictwa.



Dr Robert Perkowski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

Aby święta Bożego Narodzenia były czasem życzliwości
i serdeczności,
a Nowy Rok dobrym, pomyślnym czasem
naszym Czytelnikom i Współpracownikom
życzą
Izba Gospodarcza Gazownictwa,
Rada Programowa
i redakcja „Przeglądu Gazowniczego”

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)

Jacek Brzozowski (PGNiG GRUPA ORLEN)

Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ–SYSTEM S.A.)

Anna Krupa-Cristescu (PGNiG GRUPA ORLEN)

Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)

Magdalena Wiciak (PSG sp. z o.o.)

Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)

Ewa Kukulska-Zajęc (INiG-PIB)

Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)

Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN)

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

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 Europejski Zielony Ład a obecne wyzwania – jaka rola dla gazu ziemnego? – Aneta Wilmańska
- 12 Wieloaspektowe działania PKN ORLEN w nowych warunkach gospodarczych – Arkadiusz Sekściński
- 13 Transformacja energetyki – trendy światowe – prof. Andrzej Szablewski
- 14 Rok trzech interkonektorów – Tomasz Stępień
- 15 Chcemy sprężyć i przewozić biometan – Robert Więckowski
- 16 Proponowane kierunki zmian polityki energetycznej Polski do 2050 roku oraz aktualizacji krajowego planu na rzecz energii i klimatu do 2030 roku – Andrzej Kassenberg
- 19 Czy gaz może znowu wyeliminować węgiel? – Konrad Świrski
- 20 Gaz w Polsce w dobie kryzysu energetycznego – Leszek Kąsek
- 23 Nowy system billingowy w PGNiG Obrót Detaliczny – Jacek Cegła
- 24 Nowe przepisy dla gazów odnawialnych – ocena proponowanych zmian – Adam Wawrzynowicz, Kamil Iwicki, Marcel Krzanowski
- 27 Rynek wodoru w Polsce. Stoimy przed historyczną szansą – Aleksander Naumann
- 29 Kierunki aktualizacji PEP 2040 w świetle zmian geopolitycznych oraz polityki klimatycznej UE – Monika Morawiecka



NASZ WYWIAD

- 31 Musimy równoważyć interesy wszystkich uczestników sektora energii.
Rozmowa z Rafałem Gawinem, prezesem Urzędu Regulacji Energetyki

31

REPORTAŻ

- 34 *Baltic Pipe* zbudowany!

PGNiG GRUPA ORLEN

- 36 Mikrokogeneracja H₂ – Filip Paczkowski, Paola Kurczyńska, Dorota Gałązkiewicz, Marek Skrzypkiewicz, Anna Niemczyk, Agnieszka Kamińska, Katsiaryna Martsinchyk, Paweł Boguszewicz
- 40 W cyberbezpieczeństwie najsłabszy jest zawsze człowiek.
Rozmowa z Tomaszem Grudzińskim, dyrektorem Biura Cyberbezpieczeństwa w PGNiG OD



POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 42 PSG na EuroPOWER & OZE POWER
- 43 PSG zakończyła ważną inwestycję dla Warszawy
- 44 PSG – firma przyjazna rodzinie
- 45 Muzeum Gazownictwa najlepszym produktem turystycznym Opolszczyzny
- 45 PSG uruchamia jeden numer kontaktowy

34

PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

- 46 3,1 mld zł na czystą Warszawę

EuRoPol GAZ s.a.

- 48 Plany ochrony według umowy ADR jako obowiązki nadawców i odbiorców towarów niebezpiecznych – Sebastian Chwalibogowski

GAS STORAGE POLAND

- 50 Specjalistyczny samochód Gas Storage Poland

TECHNOLOGIE

- 53 Połączenie metod sterowania optymalnego i sztucznej inteligencji oraz dobrych praktyk w zarządzaniu podziemnymi magazynami gazu – Robert Perkowski, Krzysztof Potera, Jerzy Stopa, Edyta Kuk
- 59 Wodór – zielone złoto. Infrastruktura przesyłowa i wpływ wodoru na materiały konstrukcyjne – Sebastian Kozikowski, Krzysztof Szymlek
- 64 Bezpieczeństwo budowania przyłączy gazowych – nadchodzi nowa era? – Marcin Kapuściński, Robert Zaremba

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Kolejny raz jesteśmy w przededniu Nowego Roku, czyli w okresie podsumowań i finalizacji tegorocznych planów. W IV kwartale 2022 roku, przed okresem świąteczno-barbórkowym IGG zorganizowała wiele wydarzeń, a jej przedstawiciele wzięli udział w działaniach i spotkaniach poświęconych branży gazowniczej.

Przygotowaliśmy dwa interesujące i cieszące się wysoką frekwencją warsztaty techniczne. Jeden z nich pt. „Dlaczego wodór? oraz dokumenty standaryzacyjne IGG” odbył się w Krakowie i piszemy o nim więcej na str. 67.

W Warszawie 23.11.2022 roku przeprowadzone zostały bezpłatne warsztaty poświęcone nowym technologiom przy budowie sieci gazowej, w których udział wzięło 46 osób. Wykłady połączono z częścią praktyczną, podczas której każdy uczestnik mógł zapoznać się z nową technologią budowy przyłączy gazowych za pomocą kształtek łączonych mechanicznie, bez konieczności zgrzewania.

IGG, we współpracy z innymi podmiotami, zorganizowała dla firm członkowskich cztery webinaria.

- Jak przygotować się na 20. stopień zasilania – regulacje dotyczące ograniczeń poboru mocy – we współpracy z kancelarią WKB.
- Pozew o rzeczywistą wartość opóźnionej płatności – we współpracy z kancelarią JDP.
- Istotne zmiany dla zarządów i RN spółek akcyjnych – we współpracy z kancelarią JDP oraz Polskim Centrum Brokerskim.
- Regulacje prawne i rozliczenia dotyczące prosumentów, zorganizowane wspólnie z Kancelarią Wawrzynowicz&Wspólnicy.

Zapraszamy na kolejne webinaria IGG, w których przedstawicielom firm członkowskich zapewniamy bezpłatny udział.

Kolejnym ważnym wydarzeniem, zorganizowanym przez IGG na początku 2023 roku będzie sympozjum w Zakopanem pt. „Gazownictwo w dobie zmian. Zaproszenie znajduje się na str. 2 (na wewnętrznej stronie okładki).

W IV kwartale 2022 roku trwały prace zespołów roboczych przy MKiŚ, powołanych w ramach „Porozumienia wodorowego” oraz „Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”, w których udział wzięły osoby zgłoszone przez IGG.

Przedstawiciele IGG wzięli również udział w spotkaniach zorganizowanych przez MKiŚ, podczas których podsumowano działalność ww. zespołów roboczych oraz rad koordynacyjnych nadzorujących realizację wspomnianych porozumień.

Izba objęła patronatem następujące wydarzenia:

- VII Konferencję Techniczno-Naukową ENERGAS 2023, która odbędzie się 25–27 stycznia 2023 roku w Andrychowie,
- śniadanie doradcze „Jak skutecznie zwiększyć wynagrodzenie w kontraktach publicznych w dobie nadzwyczajnych wzrostów cen”,
- Europejski Kongres Małych i Średnich Przedsiębiorstw „Face the Challenge. Biznes w obliczu wielkich wyzwań”.

W ramach współpracy z innymi organizacjami IGG wzięła udział w następujących wydarzeniach:

- XI Meetingu Gospodarczym Krajowej Izby Gospodarczej,
- konferencji „Kryzys energetyczny a wzrost znaczenia wodoru”,
- konferencji „Energetyka jądrowa – rozwiązania dla Polski”.

W 2022 roku aktywnie działał Zespół IGG ds. Pozyskiwania Środków Unijnych, koncentrując się na programie FEnIKS w obszarze infrastruktury energetycznej, a szczególnie na kryteriach horyzontalnych oraz projekcie kryteriów szczegółowych. 23.11.2022 roku IGG zorganizowała spotkanie członków zespołu i przedstawicieli firm członkowskich z przedstawicielami MKiŚ w celu jak najlepszego przygotowania przez branżę projektów, które będą mogły być finansowane ze środków

z nowej perspektywy budżetowej w latach 2021–2027. Podczas tego spotkania przygotowano i przekazano do ministerstwa propozycje zmian i uwagi do kryteriów szczegółowych dla projektów gazowniczych oraz wstępną listę projektów, które będą ubiegały się o dofinansowanie z programu FEnIKS.

Pod względem legislacyjnym IV kwartał upływa pod znakiem prac nad zmianami w prawie energetycznym, dotyczącymi zagadnień związanych z wodorem. 21 października 2022 roku na stronie „Biuletynu Informacji Publicznej” Rządowego Centrum Legislacji opublikowany został projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw, który zakłada wprowadzenie do porządku prawnego m.in.:

- pojęć konwersji elektrolitycznej i instalacji konwersji elektrolitycznej,
 - zmienionej definicji magazynowania energii, obejmującej również przetworzenie energii elektrycznej na wodór, przechowania energii w postaci wodoru oraz jej wykorzystanie w tej postaci (bez obligatoryjnego dokonania zwrotnego przetworzenia wodoru na energię elektryczną),
 - dopuszczenie podejmowania przez operatorów systemów gazowych przesyłowego i dystrybucyjnego działalności związanej z konwersją energii czy pełnieniem funkcji operatora systemu wodorowego,
 - rozszerzenie przepisów tzw. specustawy terminalowej o elementy infrastruktury wodorowej, w tym poprzez włączenie ich do definicji „terminalu”, „infrastruktury do obsługi” czy uwzględnienie w ramach inwestycji towarzyszących inwestycjom w zakresie terminalu.
- Izba uczestniczyła w procesie konsultacji ww. projektu, w którym zgłosiła wiele uwag i postulatów.

Kolejnym, istotnym dla branży aktem prawnym, opiniowanym w ostatnim kwartale 2022 roku, był projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo budowlane” oraz niektórych innych ustaw.

Łącznie w IV kwartale 2022 roku (do zamknięcia tego wydania PG) IGG wysłała do firm członkowskich komunikaty dotyczące możliwości włączenia się w proces opiniowania dziesięciu aktów prawnych.

Zarząd IGG powołał **Marcina Gargasa**, radcę prawnego, eksperta ds. prawa gospodarczego na przewodniczącego Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG.

Ważnym dla IGG wydarzeniem jest zmiana zakresu działalności prezesa IGG, który został członkiem zarządu PKN Orlen, jest też w składzie Rady Dyrektorów PKN Orlen Oddział Centralny PGNiG w Warszawie.



Wojciech Kietliński

Biuro IGG

W gronie firm członkowskich Izby Gospodarczej Gazownictwa witamy **Politechnikę Krakowską**.

Wszystkim Czytelnikom „Przeglądu Gazowniczego”
życzymy radosnych świąt Bożego Narodzenia,
odpoczynku w gronie rodziny
oraz wielu sukcesów i pomyślności w Nowym Roku.

● **12 grudnia br.** – Wysłałam do Rady Ministrów nowelizację projektu ustawy wiatrakowej; zaktualizowana trafi do Sejmu – poinformowała Anna Moskwa, minister klimatu i środowiska. – Naszą intencją jest, aby jak najszybciej ta ustawa była procedowana. To jest ustawa, do której jesteśmy przekonani – zarówno do samej ustawy, jak i do zawartych w niej rozwiązań. Ona jest pomiędzy 500 metrów a 10 H – dodała.

● **12 grudnia br.** PKN podał, że PGNiG Norway wraz z partnerami: Aker BP ASA, Aker BP, Equinor oraz Wintershal DEA podjęli ostateczną decyzję inwestycyjną co do zagospodarowania złóż ropy naftowej i gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Chodzi o złoża Fenris; udział PGNiG Norway wynosi 22,2 proc., PGNiG Norway 40 proc., a Alve Nord, na którym udział ma PGNiG Norway, wynosi 11,9 proc. PKN poinformował, że również Lotos Norge i PGNiG Norway – spółki PKN Orlen – wraz ze swymi partnerami: Aker BP ASA, Aker BP oraz Equinor Energy AS, Equinor podjęli ostateczną decyzję inwestycyjną w zakresie zagospodarowania pakietu złóż ropy naftowej i gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Chodzi o złoża North of Alvheim oraz Fulla w ramach projektu NOAKA. Jak wyjaśnił koncern, udział Lotos Norge w tym pakiecie wynosi 12,3 proc, a operatorem na tych złożach jest Aker BP.

● **9 grudnia br.** Komisja Europejska w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (ang. *Connecting Europe Facility* – CEF) przyznała projektowi LNG Gdańsk dofinansowanie na opracowanie specyfikacji technicznej i przeprowadzenie prac projektowych. Maksymalna wysokość przyznanego wsparcia wynosi około 19,6 mln euro. W kontekście rosyjskiej inwazji na Ukrainę decyzja ta podkreśla istotne znaczenie projektu dla wzmocnienia bezpieczeństwa dostaw i niezależnienia się od rosyjskiego gazu oraz zwiększenia dostępności LNG dla Polski i regionu. Decyzja Komisji Europejskiej o przyznaniu GAZ–SYSTEM pomocy finansowej dla projektu LNG Gdańsk na działanie pod nazwą: „Prace przedinwestycyjne do uzyskania pozwolenia na budowę dla morskiej części PCI 6.27 LNG Gdańsk (PL)”, została zaakceptowana przez państwa członkowskie UE 7 grudnia 2022 roku.

● **6 grudnia br.** Norweska spółka zależna PKN ORLEN, wraz z partnerami koncesyjnymi, złożyła wniosek o zatwierdzenie planu zagospodarowania i eksploatacji złoża Verdande na Morzu Norweskim. Wydobyte ma ruszyć w IV kwartale 2025 roku. Verdande to złożo ropno-gazowe, którego zasoby wydobywalne szacowane są na 36,3 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Zgodnie z planem złożonym w norweskim Ministerstwie Ropy Naftowej i Energii, wiercenia mają ruszyć pod koniec 2024 roku, a wydobyte rozpocznie się rok później. Docelowo produkcja będzie prowadzona w ramach trzech odwiertów. Verdande położone jest w pobliżu innych aktywów PGNiG Upstream Norway, m.in. eksploatowanych już złóż Skarv oraz AERfugl, a także przygotowywanych do zagospodarowania Shrek i Alve Nord.

● **6 grudnia br.** Globalny kryzys energetyczny napędza inwestycje w odnawialne źródła energii – stwierdzono w raporcie Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE). Agencja oszacowała, że w latach 2022–2027 globalna moc energii odnawialnej wzrośnie o 2400 gigawatów, czyli o tyle, ile wynosi cała dzisiejsza moc energetyczna Chin. Zgodnie z analizą oznacza to, że w okresie najbliższych pięciu lat na świecie przybędzie tyle energii odnawialnej, ile w ostatnich

dwudziestu latach. Zdaniem MAE, szybszy rozwój farm wiatrowych i słonecznych w Europie mógłby zostać osiągnięty, gdyby kraje UE usprawniły i skróciły termin wydawania pozwoleń na elektrownie, a także ulepszyły system zachęt w celu wsparcia instalacji paneli fotowoltaicznych na dachach. – Jest to wyraźny przykład na to, że obecny kryzys energetyczny może stać się punktem zwrotnym w kierunku czystszej i bezpieczniejszego systemu energetycznego. Dalsze przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii ma kluczowe znaczenie dla ograniczenia globalnego ocieplenia do 1,5° C – stwierdził cytowany w raporcie Fatih Birol dyrektor wykonawczy MAE.

● **5 grudnia br.** UE i Japonia podpisały porozumienie w dziedzinie stymulowania innowacji i rozwoju międzynarodowego rynku wodoru. Unia i Japonia zobowiązały się dokładać starań, aby produkcja, transport, magazynowanie, dystrybucja i wykorzystanie odnawialnego i niskoemisyjnego wodoru oraz handel tym surowcem były zrównoważone i opłacalne. – Dzisiejsze porozumienie potwierdza zaangażowanie UE i Japonii na rzecz współpracy w dziedzinie wodoru, który ma kluczowe znaczenie zarówno dla naszych celów klimatycznych, jak i bezpieczeństwa energetycznego. To porozumienie o współpracy stanowi ważny krok w kierunku pogłębienia współpracy UE z Japonią w dziedzinie energii, która opiera się na wspólnych wartościach i interesach. Z niecierpliwością oczekujemy pierwszych konkretnych wyników tej współpracy w nadchodzących miesiącach i latach – oświadczyła Kadri Simson, komisarz UE ds. energii. Współpraca ma przyczynić się do ustanowienia opartego na zasadach i przejrzystego światowego rynku wodoru, bez zakłóceń w handlu i inwestycjach. Porozumienie o współpracy zostało podpisane w Tokio przez Kadri Simson oraz Yasutoshi Nishimurę, japońskiego ministra gospodarki, handlu i przemysłu.

● **5 grudnia br.** W marcu 2023 roku w ramach Grupy Orlen rozpocznie działalność pierwsza w Polsce Akademia Wodorowa dla studentów. Celem programu jest edukacja inżynierów realizujących zadania związane z rozwojem i zarządzaniem łańcuchem wartości technologii wodorowych – poinformował PKN Orlen. Podkreślono, że Akademia Wodorowa – Akademia H₂ to inicjatywa, która powstała w ramach Mazowieckiej Doliny Wodorowej, powołanej w kwietniu przez 37 podmiotów, instytucji i uczelni z liderem, którym został PKN Orlen. Według koncernu, do 2030 roku Grupa Orlen na inwestycje w wodór przeznaczy około 7,4 mld zł.

● **5 grudnia br.** Szkoła ESG to inicjatywa Krajowej Izby Gospodarczej, która powstała we współpracy z firmą ADN Akademia. Szkolenia, zorganizowane pod opieką merytoryczną ekspertów Komitetu ds. ESG Krajowej Izby Gospodarczej, mają służyć zwiększeniu wiedzy przedsiębiorców na temat transformacji klimatycznej, w tym wyzwań i wymagań, które już ich dotyczą bądź będą ich dotyczyć w przyszłości w związku z nowymi regulacjami Komisji Europejskiej oraz nowelizacją ustaw na poziomie krajowym. Dostosowanie się do wymagań związanych z zieloną transformacją jest kluczowe, aby polskie firmy mogły zachować konkurencyjność na rynku europejskim.

● **1 grudnia br.** PKN ORLEN odebrał dwusetny ładunek skroplonego gazu ziemnego w terminalu w Świnoujściu. Ostatnia dostawa 75 tys. ton LNG trafiła do gazoportu z USA. Do tej pory

z wykorzystaniem infrastruktury w Świnoujściu do kraju dostarczono już łącznie około 21 mld m³ gazu ziemnego. Taka ilość paliwa wystarczałaby, żeby zapewnić gaz wszystkim gospodarstwom domowym w Polsce przez ponad 4 lata.

● **1 grudnia br.** Niewielka firma z Wielkopolski opracowała prototypowy bioreaktor pozwalający na przekształcanie mało wartościowych odpadów pochodzących z przemysłu rolno-spożywczego w wysokiej jakości białko. Technologia opracowana przez HiProMine angażuje *Hermetię illucens* – owada potocznie nazywanego „czarnym żołnierzem” w przetwórstwo, które zrewolucjonizuje produkcję białka. – *Dzięki szczególnym cechom gatunku Hermetia illucens oraz zastosowaniu autorskiej, zaawansowanej i niepowtarzalnej w skali całego świata technologii produkcja owadziego białka jest nieporównanie bardziej ekologiczna niż wytworzenie tego typu produktów z tradycyjnych zwierząt gospodarskich. Ciągła optymalizacja procesów prowadzi do minimalizacji już i tak niskiego śladu węglowego, redukcji zużycia wody oraz zapotrzebowania na przestrzeń agrarną. To bardzo wydajny biokonwerter, który stwarza nowe perspektywy dla całej branży petfood, czyli karmienia zwierząt domowych* – powiedział Michał Pokorski, prezes zarządu HiProMine.

● **30 listopada br.** Gazociąg podmorski uzyskał docelową moc przesyłową w kierunku Polski, czyli 10 mld m³ rocznie. Energinet, duński operator systemu przesyłowego, zakończył proces podłączenia tłoczni w Zeeland do infrastruktury *Baltic Pipe*. – *Baltic Pipe od 30 listopada osiąga pełną przepustowość. Dzięki tej infrastrukturze możemy sprowadzać do Polski nawet 10 mld m³ gazu w skali roku, co pokrywa ponad 60 procent rocznego krajowego zapotrzebowania na ten surowiec. Od stycznia br. zwiększyliśmy przepustowość terminalu LNG w Świnoujściu. W tym roku uruchomiliśmy również gazociągi na Litwie i Słowację. Możemy śmiało powiedzieć, że zadanie związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Polski, postawione przed GAZ–SYSTEM, zostało zrealizowane* – powiedział Tomasz Stępień, prezes GAZ–SYSTEM.

● **20 listopada br.** W egipskim Szarm el-Szejk odbył się szczyt klimatyczny COP 27. *United Nations Climate Change* (agenda ONZ zajmująca się zmianami klimatu) wydała dokument mający stanowić podstawę do ostatecznych negocjacji i zobowiązań, których mają podjąć się poszczególne państwa na koniec COP 27. Dokument wyraża głębokie ubolewanie, że państwa, które mają najwięcej środków i możliwości, aby zmniejszać emisje – a więc kraje rozwinięte – emitują najwięcej i nie redukują emisji wystarczająco szybko, podkreślając jednocześnie, że najbliższa dekada jest decydująca dla powodzenia dekarbonizacji. Jednym z kluczowych punktów dyskusji był mechanizm *loss and damage*, dzięki któremu ma zostać stworzony specjalny fundusz na pomoc państwom rozwijającym się w walce ze zmianami klimatu. Nie podjęto jednak żadnej decyzji na temat zwiększenia wysiłków na rzecz ograniczenia emisji. Porozumienie w sprawie tego mechanizmu z pewnością jest dużym przełomem, nawet mimo że nie ustalono jak ten mechanizm miałby działać. Większość kwestii dotyczących tego kto miałby płacić i jak fundusz powołany na ten cel miałby funkcjonować odłożono na przyszły rok. W ostatecznej wersji deklaracji podsumowującej szczyt nie znalazły się natomiast żadne rozwiązania dotyczące rezygnacji z paliw kopalnych.

● **15 listopada br.** GAZ–SYSTEM podpisał umowę z firmą Rambøll Danmark A/S na opracowanie projektu budowlanego dla infrastruktury morskiej związanej z budową pływającego terminalu FSRU. Przedmiotem kontraktu jest zaprojektowanie stanowiska postojowego dla pływającego terminalu FSRU wraz z odcinkiem podmorskim gazociągu, który będzie zlokalizowany na dnie Zatoki Gdańskiej. – *Podpisanie umowy na wykonanie dokumentacji projektowej to ważny kamień milowy, który przybliży nas do uzyskania pozwolenia na budowę dla części morskiej tego projektu* – powiedział Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ–SYSTEM. W ramach umowy firma Rambøll wykona niezbędne badania dna morskiego, inwentaryzację środowiskową, projekt FEED (*Front End Engineering Design*), projekt budowlany i wykonawczy oraz uzyska niezbędne decyzje i pozwolenia administracyjne, z pozwoleniem na budowę włącznie. Inwestycja zakłada umiejscowienie w Zatoce Gdańskiej pływającej jednostki FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*) oraz stworzenie infrastruktury (stanowiska postojowego, wraz z niezbędnym wyposażeniem, oraz rurociągu podmorskiego), która umożliwi odbiór dostarczanego drogą morską skroplonego gazu ziemnego, jego regazyfikację oraz wprowadzenie do Krajowego Systemu Przesyłowego. Terminal FSRU będzie przystosowany do regazyfikacji na poziomie odpowiadającym około 6,1 mld m³ paliwa gazowego rocznie. Dodatkowo zakładana jest możliwość zwiększenia mocy regazyfikacyjnych w zależności od rozwoju rynku oraz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju i w regionie.

● **14 listopada br.** Nie ma jednoznacznych dowodów na to, że dźwięki elektrowni wiatrowych, w tym infradźwięki, wywierają negatywny wpływ na zdrowie lub samopoczucie człowieka – wynika z najnowszej publikacji Komitetu Inżynierii Środowiska PAN pt. „Elektrownie wiatrowe w środowisku człowieka”. Jak czytamy w analizie, w odległości 500 m od elektrowni wiatrowej poziom hałasu wynosi poniżej 40 dB, a taki poziom nie powoduje negatywnych skutków zdrowotnych.

● **10 listopada br.** GAZ–SYSTEM S.A. i eustream a.s. informują, że połączenie międzysystemowe Polska–Słowacja jest gotowe do rozpoczęcia komercyjnej eksploatacji. Interkonektor Polska–Słowacja umożliwi przesył gazu na poziomie 5,7 mld m³ (w skali roku) w kierunku Polski oraz 4,7 mld m³ (w skali roku) w kierunku Słowacji.

● **7 listopada br.** Do końca roku rząd planuje przeprowadzić rewizję „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” – oświadczył premier Mateusz Morawiecki 7 listopada podczas posiedzenia Rady Dialogu Społecznego.

● **27 października br.** Sukcesem zakończyły się poszukiwania prowadzone przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w powiecie średzkim i kościańskim w województwie wielkopolskim. Spółka odkryła nowe zasoby gazu ziemnego o łącznym wolumenie około 600 mln m sześciennych.

● **27 października br.** Naukowcy z AGH stworzyli przełomowe moduły termoelektryczne o mocy dziesięciokrotnie wyższej od ogniw fotowoltaicznych. Istniejące technologie pozwalają na przekształcanie odpadowej energii cieplnej w energię elektryczną. Problem polega na tym, że są one drogie i nieoptymalne. Jednak

dokończenie na str. 66

Europejski Zielony Ład a obecne wyzwania – jaka rola dla gazu ziemnego?

Aneta Wilmańska

Po publikacji przez Komisję Europejską w połowie lipca 2021 roku pakietu wniosków legislacyjnych pod nazwą *Fit for 55* (FF55) interesariusze zasiedli do analizy kilku tysięcy stron projektów regulacji oraz ocen ich skutków dla poszczególnych sektorów.

Przyjęcie przez Komisję Europejską (KE) komunikatu COM(2019)640 w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu (EZŁ) w grudniu 2020 roku wskazało wyraźnie na kierunek rozwoju unijnej gospodarki – ku neutralności klimatycznej do 2050 roku. Cel ten został przyjęty w czerwcu 2021 roku w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego (PE) i Rady (UE) 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej (Europejskie Prawo o Klimacie) wraz z celem pośrednim – redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG) o co najmniej 55% w stosunku do 1990 roku.

Szybko okazało się, że to niezmiernie ambitny plan działań ukierunkowanych do 2030 roku na:

- silną **redukcję śladu węglowego** unijnej gospodarki (o co najmniej 55% w stosunku do 1990 roku),
- **zmniejszenie zużycia energii** o 36% w przypadku końcowego zużycia energii i 39% w przypadku zużycia energii pierwotnej, które PE w swoim stanowisku chce zwiększyć odpowiednio do 40% i 42,5% oraz
- **promocję odnawialnych źródeł energii** (OZE) z ogólnym celem 40% udziału OZE w unijnym miksie energetycznym. Celowi ogólnemu będą towarzyszyć cele wyznaczone dla wybranych sektorów, w tym wytwarzania energii elektrycznej, ciepłownictwa czy przemysłu.

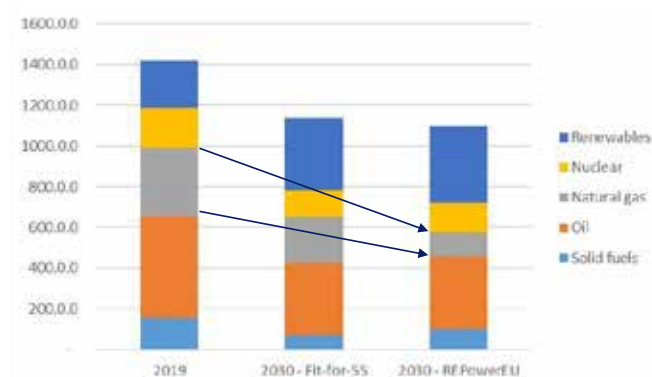
Osiągnięcie wymienionych powyżej celów wiąże się z **realizacją inwestycji o niespotykanej dotychczas wartości w stosunkowo krótkim czasie**.

Prace nad większością stanowisk w Radzie UE oraz PE wobec poszczególnych wniosków KE trwały ponad rok. Stanowiska te są punktem wyjścia do negocjacji międzyinstytucjonalnych (czyli trilogów między KE, Radą UE i PE). Spodziewaliśmy się finalizacji negocjacji w trilogach nad częścią regulacji pakietu FF55 przed końcem obecnego roku (m.in. w zakresie RED, EED, CBAM), pozostałych zaś w przyszłym roku. Jednakże przebieg końcowych trilogów – z uwagi na wciąż duże rozbieżności stanowisk w kluczowych kwestiach – wskazuje na możliwe opóźnienie w ich przyjęciu wobec planów czeskiej prezydencji. Niebagatelny wpływ na stanowiska Rady UE i PE ma zarówno obecna sytuacja na unijnym rynku energii, będąca wynikiem zarówno działań Gazpromu, podjętych już w 2021 roku (nieuzupełnianie magazynów w UE będących

pod kontrolą spółek powiązanych z Federacją Rosyjską oraz świadome wycofanie wolumenów gazu ziemnego z unijnego rynku spotowego), jak i agresji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę w lutym 2022 roku.

Jednocześnie, od publikacji wniosków Pakietu FF55 do publikacji komunikatów związanych z kryzysem na rynku energii, w tym REPowerEU Plan KE zmniejszyła w swoich prognozach **znaczenie roli gazu ziemnego w procesie transformacji unijnej gospodarki** ku neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Rysunek 1. Projekcje zużycia poszczególnych paliw w latach 2019 i 2030 (założenia do *Fit for 55* oraz REPowerEU) w Mtoe



Źródło: Commission Staff Working Document Implementing the REPower EU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Achieving the Bio-methane Targets, 18.05.2022.

Z punktu widzenia sektora gazowego istotnym uzupełnieniem Pakietu FF55 są przyjęte przez KE w grudniu 2021 roku komplementarne wnioski legislacyjne mające na celu osiągnięcie celów EZŁ, w tym:

- pakiet dotyczący rynku gazu ziemnego, gazów odnawialnych i niskoemisyjnych oraz wodoru,
- rozporządzenie w sprawie ograniczania emisji metanu w sektorze energetycznym,
- dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej budynków.

W Radzie UE oraz PE prace nad stanowiskami wobec tych projektów są w toku, a finalizacja trilogów powinna nastąpić w 2023 roku. Jednakże należy się spodziewać, że zakres regulacji będzie brał pod uwagę dynamiczną sytuację na rynku energii, obserwo-

waną od drugiej połowy 2021 roku, w tym treść przyjętych regulacji kryzysowych.

W pierwszej połowie tego roku – gdy klimat wokół gazu ziemnego wyraźnie się pogarszał z uwagi na ograniczenia dostaw ze strony Gazpromu i rosnące ceny gazu – w KE trwały prace nad uzupełniającym aktem delegowanym do rozporządzenia w sprawie **taksonomii (UE) 2020/852, mającym objąć sektory gazu i energetyki jądrowej**. Ostatecznie, przy ogromnym wysiłku ze strony progazowych państw członkowskich oraz stowarzyszeń reprezentujących szeroko rozumiany sektor gazowy, prace zakończyły się uzgodnieniem w Komisji Europejskiej, z poparciem ze strony PE, wyśrubowanych kryteriów wobec inwestycji z wykorzystaniem gazu ziemnego (w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, kogeneracji ciepła/chłodu i energii elektrycznej oraz wytwarzania ciepła/chłodu na potrzeby efektywnych systemów ciepłownictwa i chłodnictwa), których spełnienie pozwala uznać je przejściowo za zrównoważone. Przyjęciu aktu towarzyszyły ostre sprzeciwy części interesariuszy, w tym NGOs i wybranych państw członkowskich, wśród których jest Austria, która już zaskarżyła KE do Sądu UE, a NGOs wezwały KE do zmiany treści przyjętego aktu.

Równolegle, w odpowiedzi na agresję Rosji na Ukrainę (w lutym 2022 roku) KE w marcu 2022 roku opublikowała komunikat COM(2022)108 pt. **REPowerEU**: „Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie”, a w maju 2022 roku plan jego realizacji COM(2022)230. Dokumenty te nakreśliły kierunki modyfikacji wybranych priorytetów. W obszarze modelowania rynku gazu zmiana skoncentruje się na:

- 1) **zabezpieczeniu (na najbliższe lata) dostaw gazu do UE** w celu pokrycia brakujących wolumenów wcześniej płynących z kierunku wschodniego,
- 2) **ograniczeniu cen gazu ziemnego w UE**. Jednocześnie w ramach Planu REPowerEU odpowiedzią KE na agresję oraz jej konsekwencje jest **szybsze odejście od paliw kopalnych oraz przyspieszenie i zwiększenie inwestycji w OZE w Unii Europejskiej**.

W perspektywie 2030 roku KE zaproponowała:

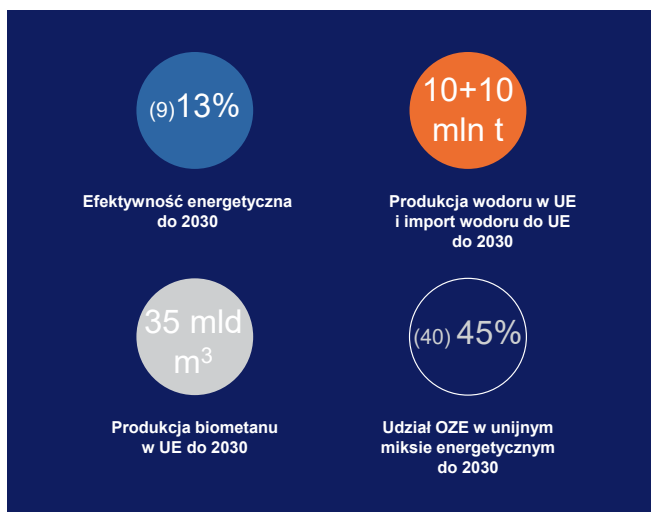
- jeszcze **ambitniejszy cel OZE – z 40 do 45% w unijnym miksie energetycznym**, koncentrację środków wsparcia na OZE,
- większe **oszczędności energii – z 9 do 13%**,
- **zwiększenie produkcji zrównoważonego biometanu w UE** do 35 bcm oraz usunięcie barier jego integracji z wewnętrznym rynkiem gazu,
- **przyspieszenie produkcji (10 mln ton) i importu (10 mln ton) wodoru z elektrolizy**,
- **działania wspierające absorpcję wodoru i elektryfikację w sektorach przemysłowych**.

Ponadto Plan REPowerEU przewiduje wybudowanie 320 GW instalacji fotowoltaicznych do 2025 roku i prawie 600 GW do 2030 roku, a także podwojenie obecnego tempa instalacji indywidualnych pomp ciepła.

W zakresie zwiększania odporności na zakłócenia w dostawach gazu Plan REPowerEU wzywa państwa członkowskie do aktualizacji planów na wypadek sytuacji nadzwyczajnej oraz zawierania umów solidarnościowych między sąsiadującymi państwami.

W obliczu odcinania przez Gazprom dostaw gazu ziemnego gazociągami do państw członkowskich oraz zgody w Radzie Europejskiej co do możliwie szybkiego odejścia od dostaw gazu

Rysunek 2. Wybrane elementy REPowerEU Plan w porównaniu z ich wielkością w wybranych wnioskach legislacyjnych pakietu FF55 z lipca 2021 roku



ziemnego z Federacji Rosyjskiej, KE – na poziomie dyplomatycznym – oraz państwa członkowskie podjęły działania mające na celu pozyskanie brakujących wolumenów gazu ziemnego, w tym LNG z kierunków bezpiecznych – Norwegii, Stanów Zjednoczonych, Algierii, Azerbejdżanu i Kataru.

Ponadto, utworzono **EU Energy Platform**, mającą na celu opracowanie ram dla wspólnych zakupów gazu ziemnego, LNG i – w przyszłości – wodoru. Prace w ramach UE Energy Platform oraz powołanej przez KE **Industrial Advisory Group**, w której z głosem doradczym pracują spółki gazowe, w tym PKN Orlen S.A., oraz odbiorcy gazu, przebiegają z dużą intensywnością. Ambicją KE jest dokonanie wspólnego zakupu gazu w pierwszych miesiącach 2023 roku.

Warto podkreślić, że po raz pierwszy od dłuższego czasu Rada Europejska potwierdziła w konkluzjach z maja 2022 roku potrzebę kontynuowania krajowej produkcji gazu ziemnego w państwach członkowskich. Jednakże dotychczas nie wprowadzono żadnych instrumentów ułatwiających poszukiwania i wydobycie ropy i gazu ziemnego na terenie UE, mimo że z uwagi na przejściowo ograniczoną podaż gazu na rynku globalnym występują trudności w pełnym zastąpieniu gazu rosyjskiego dostawami z innych, bezpiecznych kierunków na potrzeby gospodarki unijnej. Należy jednak odnotować, że w wytycznych KE dotyczących KPO w kontekście REPowerEU państwa członkowskie są zachęcane do realizacji dodatkowych projektów gazowych dotyczących transgranicznego przesyłu energii, wodoru ze źródeł odnawialnych oraz dostaw surowców krytycznych. Inwestycje te powinny dotyczyć:

- infrastruktury (przystosowanej do wykorzystania wodoru), umożliwiającej dywersyfikację dostaw gazu w państwach członkowskich, w tym terminale LNG, gazociągi i magazyny,
- zwiększania zdolności do produkcji biometanu oraz wodoru ze źródeł odnawialnych lub niekopalnych,
- dążenia do zmniejszenia zużycia energii i paliw kopalnych,
- przyspieszenia upowszechniania wodoru ze źródeł odnawialnych lub niekopalnych w sektorach, w których obniżenie emisyjności jest trudne na skutek przestawienia technologii na opartej na wodorze,

Rysunek 3. Wybrane elementy rozporządzenia magazynowego (UE 2022/1032) oraz poziomy napełnienia magazynów na koniec października 2022 roku w Polsce oraz Unii Europejskiej



■ rozwoju Infrastruktury wodorowej, w tym rurociągi, magazyny i terminale.

Pierwszą z tzw. unijnych kryzysowych regulacji było przyjęte przez Radę UE i PE **tzw. rozporządzenie magazynowe (UE) 2022/1032, określające minimalne progi napełnienia instalacji magazynowych** przed najbliższymi okresami zimowymi (na 1 listopada – 80% w 2022 roku oraz 90% w latach 2023–2025). Regulacja wprowadziła również obowiązek certyfikacji OSM. Ponadto umożliwia zastosowanie do końca 2025 roku **rabatu w wysokości do 100% w odniesieniu do taryf przesyłowych i dystrybucyjnych** opartych na zdolności w punktach wejścia z i punktach wyjścia do podziemnych magazynów gazu i instalacji LNG. Zawarte w regulacji cele napełnienia instalacji magazynowych na sezon zimowy 2022/2023 zostały zrealizowane przed terminem wynikającym z regulacji.

Rysunek 4. Wybrane elementy rozporządzenia Rady UE (UE 2022/1369) w sprawie skoordynowanych środków w zakresie ograniczania zapotrzebowania na gaz



Wraz z pogarszającą się sytuacją na rynku gazu, w tym rosnącymi do nieobserwowanych dotąd poziomów cen gazu i ogromnymi ich wahaniami, Komisja Europejska postanowiła wykorzystać **szybszą ścieżkę przyjmowania kolejnych regulacji kryzysowych**, tj. na podstawie art. 122 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE), z pominięciem PE, za zgodą **większości kwalifikowanej w Radzie UE**.

W lipcu 2022 roku Rada UE przyjęła **rozporządzenie (UE) 2022/1369 w sprawie skoordynowanych środków w zakresie ograniczania zapotrzebowania na gaz**, przy sprzeci-

wie Polski, która w listopadzie 2022 roku zaskarżyła do TSUE tryb jego przyjęcia. Regulacja wprowadza przepisy dotyczące **dobrowolnego ograniczenia zużycia gazu ziemnego, możliwości wprowadzenia unijnego stanu alarmowego oraz obowiązkowego ograniczenia zużycia gazu** w unijnym stanie alarmowym.

Celem rozporządzenia jest **obniżenie zużycia gazu ziemnego w poszczególnych państwach członkowskich przynajmniej o 15% w okresie od 1 sierpnia 2022 roku do 31 marca 2023 roku**. Jako punkt odniesienia dla planowanego obniżenia konsumpcji przyjęto przeciętne zużycie gazu w analogicznym okresie w pięciu poprzednich latach (tj. okres od 1 sierpnia do 31 marca w latach 2017–2022). W przypadku państw członkowskich, w których w okresie od 1 sierpnia 2021 roku do 31 marca 2022 roku nastąpił wzrost konsumpcji o minimum 8%, okresem referencyjnym będzie tylko okres od 1 sierpnia 2021 roku do 31 marca 2022 roku (a nie okres z lat 2017–2022).

Przy powyższych obliczeniach nie jest uwzględniana zmiana stanu zatłoczenia instalacji magazynowych. **Mechanizmem bazowym jest dobrowolna realizacja powyższego celu** w zakresie redukcji zapotrzebowania przez państwa członkowskie. Obowiązkowe ograniczenie zużycia gazu ziemnego wprowadza się w razie ogłoszenia przez Radę UE unijnego stanu alarmowego. Rada UE, decydując kwalifikowaną większością głosów, może ogłosić unijny stan alarmowy na wniosek KE. Komisja przedkłada wniosek w sprawie unijnego stanu alarmowego z własnej inicjatywy lub na wniosek przynajmniej pięciu państw członkowskich, które uprzednio ogłosiły krajowe stany alarmowe.

Warto podkreślić, że to **państwa członkowskie będą decydowały o wyborze środków prowadzących do ograniczenia zużycia gazu ziemnego** – dobrowolnych i obowiązkowych. Ograniczenia te powinny:

- nie zakłócać nadmiernie konkurencji lub funkcjonowania wewnętrznego rynku gazu,
- nie zagrażać bezpieczeństwu dostaw gazu do innych państw lub UE,
- dotyczyć przede wszystkim kolejności odbiorców niechronionych (tj. innych niż gospodarstwa domowe, ciepłownie czy usługi użyteczności publicznej),
- uwzględniać skutki gospodarcze, wpływ na łańcuchy dostaw kluczowe dla społeczeństwa, negatywny wpływ na inne państwa członkowskie oraz długoterminowe skutki dla instalacji przemysłowych czy możliwości ograniczania lub zastępowania produktów,
- brać od uwagę możliwość ograniczenia zużycia gazu przy produkcji energii elektrycznej, zachęty do zmiany paliwa w przemyśle, kampanie społeczne, zobowiązania do ogrzewania lub chłodzenia, a także promowanie ograniczeń zużycia w przemyśle.

Do celów kalkulacji poziomu obowiązkowej redukcji dla danego państwa członkowskiego **uwzględnione zostają redukcje osiągnięte przez te państwa członkowskie w okresie przed ogłoszeniem unijnego stanu alarmowego**.

Jednocześnie rozporządzenie przewiduje wiele wyłączeń, zwłaszcza możliwość obniżenia podstawy kalkulacji poziomu obowiązkowych ograniczeń o:

- różnicę między przyjętym na 1 sierpnia 2022 roku celem pośrednim w zakresie zatłaczania magazynów (PL – 80%) a rzeczywistym poziomem ich zatłoczenia,

Rysunek 5. Wybrane elementy rozporządzenia Rady UE (UE 2022/1854) w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii



- gaz zużyty na cele nieenergetyczne (ang. *feedstock*).
Mechanizmy wprowadzone rozporządzeniem mają obowiązywać przez rok, przy czym przewidziano możliwość jego przedłużenia przez Radę UE na podstawie propozycji KE.
- Trzecią regulacją kryzysową, a drugą przyjętą w procedurze art. 122 TFUE, jest **rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854 w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii**. Regulacja wprowadziła między innymi:
 - cele redukcji zużycia energii elektrycznej brutto,
 - obowiązkowy pułap dochodów rynkowych dla wytwórców energii elektrycznej (maks. 180 EUR/MWh),
 - kontrybucję solidarnościową sektora (dotyczącą działalności – powyżej 75% ogólnego obrotu – z wydobycia węgla, ropy, gazu, rafinacji ropy oraz wytwarzania koksu),
 - możliwość opodatkowania lat 2022 i 2023,
 - definicję wysokości zysku podlegającego opodatkowaniu, tj. zysk przekraczający 120% średniej z lat 2018–2022,
 - minimalną stopę opodatkowania – 33%.
- Czwartą inicjatywą regulacji kryzysowej KE, a trzecią do przyjęcia w trybie procedury art. 122 TFUE jest **projekt rozporządzenia Rady UE w sprawie zwiększenia solidarności dzięki lepszej koordynacji zakupów gazu, transgranicznej wymianie gazu oraz wiarygodnym poziomom odniesienia cen**. Propozycja wprowadza m.in. przepisy określające:
 - zasady dobrowolnych wspólnych zakupów gazu ziemnego przy obowiązkowej agregacji potrzeb gazowych w państwach członkowskich na poziomie odpowiadającym 15% wolumenu gazu niezbędnego do osiągnięcia celu w zakresie zatlócenia instalacji magazynowych,
 - obowiązek informowania KE o zamiarze zawarcia wybranych umów na dostawy gazu,
 - zmodyfikowany mechanizm obowiązkowego odbierania niewykorzystanych zdolności przesyłowych i oferowania ich innym użytkownikom sieci,
 - tymczasowy mechanizm zarządzania zmiennością (*volatility*) kontraktów śróddziennych na platformach obrotu,

- *benchmark* cenowy *ad hoc* dla LNG, który miałby zostać opracowany przez ACER,
- mechanizm korekcyjny dla giełdowego obrotu gazem na TTF (dynamiczny limit cenowy), którego konstrukcja wzbudza bardzo dużo kontrowersji wśród wybranych państw członkowskich oraz uczestników rynku z uwagi na obawy przed dalszym ograniczeniem podaży gazu kierowanego na rynek unijny,
- skorygowane zasady funkcjonowania mechanizmu solidarności.

Trwający spór pomiędzy dwiema grupami państw członkowskich – zwolenników (w tym Polski, Belgii, Francji i Włoch) oraz przeciwników, m.in. Niemiec, Węgier i Holandii, mechanizmu korekcyjnego cen gazu (z ang. *price cap*) oraz chęć przyjęcia zapisów dotyczących innych instrumentów przewidzianych w projekcie regulacji w sprawie zwiększenia solidarności (...), w tym wspólnych zakupów, spowodował, że KE zdecydowała się na przygotowanie zmodyfikowanego mechanizmu korekcyjnego w ramach odrębnego projektu **regulacji Rady UE w sprawie ustanowienia mechanizmu korekty rynku w celu ochrony obywateli i gospodarki przed nadmiernie wysokimi cenami**. Pozwoliło to państwom członkowskim uzgodnić treść regulacji w sprawie zwiększenia solidarności (...), ale nie zdecydowały się jej przyjąć na posiedzeniu Rady UE 13 grudnia 2022 roku. Rada planuje przyjąć wszystkie regulacje na jednym posiedzeniu, próbując wykorzystać takie podejście jako presję w negocjacjach w sprawie zasad mechanizmu korekcyjnego. Do czasu oddania artykułu do druku nie zakończono negocjacji i – biorąc pod uwagę trudności w pogodzeniu interesów obu grup państw członkowskich – nie ma pewności, czy uda się znaleźć kompromis w sprawie *price cap* w tym roku.

Przed nami jeszcze jedno posiedzenie Rady ds. Energii, zaplanowane na 19 grudnia tego roku – czekamy na jego wyniki.

Będzie to dużym wyzwaniem – przed nami kolejne miesiące sezonu zimowego oraz kolejne dwa lata, podczas których mogą wystąpić trudności w zaspokojeniu popytu na gaz z uwagi na czasowo ograniczoną podaż gazu.

Sytuacja na rynku energii w UE, w tym rekordowe ceny oraz ich zmienność, nie wystąpiły nigdy wcześniej. Przed nami kolejne miesiące sezonu zimowego oraz kolejne dwa lata, podczas których mogą wystąpić trudności w zaspokojeniu popytu na gaz z uwagi na ograniczoną podaż gazu. Trudno również przewidzieć, czy sprawdzą się prognozy ustabilizowania cen gazu po 2025 roku (wówczas mają zostać uruchomione nowe moce produkcyjne, przesyłowe i regazyfikacyjne). Trzeba również przyznać, że kryzys mocno nadwerzężył zaufanie do dotychczasowych zasad funkcjonowania rynku gazu i energii elektrycznej w UE. Dobór skutecznych instrumentów korekcyjnych, odpowiadających na bieżące, miejmy nadzieję przejściowe, wyzwania, ma duże znaczenie z punktu widzenia odbudowania tego zaufania i utrzymania przejściowej roli gazu ziemnego w procesie transformacji unijnej gospodarki.

Aneta Wilmańska, zastępca dyrektora Przedstawicielstwa PGNiG w Brukseli

Wieloaspektowe działania PKN ORLEN w nowych warunkach gospodarczych

Arkadiusz Sekściński

Grupa ORLEN sfinalizowała proces połączenia z PGNiG. Tym samym powstała największa w Europie Środkowej grupa paliwowo-energetyczna, która pod względem przychodów jest wśród 150 firm na świecie i obsługuje ponad 100 milionów klientów. Podjęliśmy wyzwanie połączenia spółek strategicznych dla bezpieczeństwa energetycznego i z sukcesem doprowadziliśmy ten trudny i wymagający proces do końca. Działamy już jako jedna, połączona Grupa ORLEN. Wspólnie budujemy przyszłość, której fundamentem będzie rozwój perspektywicznych obszarów działalności, zapewniających bezpieczeństwo i stabilność dostaw energii dla Polaków.

Fuzja umożliwi sprawniejsze osiągnięcie celów, jakie Grupa ORLEN postawiła w 2020 roku, wdrażając nową strategię rozwoju. Szczególnie istotnym aspektem jest zwiększenie szans na osiągnięcie neutralności emisyjnej do 2050 roku – jako ambicji, która kształtuje strategiczne kierunki rozwoju. Finalizacja połączenia umożliwi przyspieszenie rozpoczętych już inwestycji, w tym m.in. budowę morskich farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych, rozwój projektów wodorowych, w tym zielonego wodoru, czy powstanie małych, modułowych reaktorów jądrowych, redukujących emisję z dotychczasowych elektrociepłowni. Do realizacji tych działań wykorzystane zostaną kompetencje i zasoby każdej spółki Grupy ORLEN.

Nowy, silny koncern multienergetyczny to kolejna okazja do rozszerzenia znaczenia słowa „dywersyfikacja”. Sektor energetyczny, a zwłaszcza rynek gazowy, w obecnej sytuacji geopolitycznej jest obszarem wymagającym dywersyfikacji w każdym wymiarze. Prowadzone w ostatnich latach prace nad zróżnicowaniem kierunków dostaw gazu ziemnego, zarówno drogą lądową, jak i morską (w postaci LNG), to zaledwie jeden z wymiarów – najbardziej widoczny, ponieważ odpowiadający przede wszystkim bieżącym potrzebom rynku. Nie mniej istotne są jednak także pozostałe działania, które w przyszłości mają zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju. Należą do nich inwestycje w paliwa alternatywne, odnawialne źródła energii czy nowoczesne, niskoemisyjne zakłady wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej.

Głównym zadaniem zarówno przyszłych technologii gazowych, jak i paliw będzie stabilizacja segmentu OZE oraz magazynowanie energii. Wydaje się, że najbardziej obiecującym nośnikiem energii w tym zakresie jest wodór. Jego implementacja wymaga jednak już dziś wysokiej elastyczności i wielowątkowego spojrzenia na cały sektor energetyczny. Dzięki swoim zasobom, wiedzy i kompetencjom w PGNiG, pod skrzydłami Grupy ORLEN, prowadzimy prace badawcze mające na celu efektywne i płynne włączenie wodoru do systemu energetycz-

nego. Poczynając od możliwości przesyłania siecią gazową nie tylko gazu ziemnego czy biometanu, ale także wodoru w różnych proporcjach, przez technologie pozwalające na jego magazynowanie, po produkcję z różnych źródeł i wykorzystanie w rozproszonych systemach energetycznych czy transporcie, wraz z odpowiednim zapleczem pozwalającym na określenie jakości wytwarzanego i transportowanego paliwa – to wszystko są elementy nowego systemu energetycznego.

W sektorze energetycznym najważniejsza jest jego niezawodność i szybkość, z jaką zaspokajane jest bieżące zapotrzebowanie. Dlatego jednym z kluczowych elementów będzie magazynowanie wodoru. Rozpoczęliśmy kompleksowe badania przemysłowe i prace rozwojowe związane z magazynowaniem wodoru w kawernach solnych, ponieważ nie ma obecnie innej technologii mogącej zmagazynować – a w efekcie dostarczyć do systemu energetycznego – takiej ilości energii, jaką możemy pomieścić w kawernach w postaci zgromadzonego wodoru.

Z drugiej strony, obecnie posiadamy zbyt mało mocy OZE, aby realne było zapełnienie choć jednej kawerny. To oznacza, że potrzebujemy technologii pośrednich, a te już istnieją, wymagają jedynie zwiększenia efektywności i masowej skali. Takie prace również prowadzimy w ramach między innymi projektu Blue H₂ do produkcji niebieskiego wodoru czy projektu HyChess, w ramach którego powstaną systemy pozwalające na produkcję wodoru, jego konwersję do syntetycznego gazu ziemnego, wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej oraz magazynowania CO₂. Technologia HyChess posiada tak pożądane dla przeprowadzenia transformacji energetycznej funkcjonalności, jak zdolność bilansowania systemu elektroenergetycznego poprzez magazynowanie energii, wytwarzanie ekologicznych paliw czy zagospodarowanie dwutlenku węgla, co może być kluczowe dla osiągnięcia w 2050 roku tzw. neutralności klimatycznej, zakładanej w strategii Europejski Zielony Ład.

Zaawansowane prace trwają także przy innych projektach dywersyfikujących pozyskiwanie energii z paliw gazowych. Do ochrony patentowej został właśnie zgłoszony projekt badawczo-rozwojowy *HyCogen*, którego celem jest opracowanie unikatowego systemu zasilania i sterowania dawkowaniem paliwa, umożliwiającego w pełni zautomatyzowane, bezobsługowe współpalanie wodoru, gazu ziemnego oraz innych węglowodorów gazowych. Technologia wielopaliwowa zaoferuje możliwość pracy zarówno na pojedynczym paliwie, jak i mieszaninie paliw o dowolnym stężeniu, w dowolnych, dynamicznie zmieniających proporcjach strumienia paliwa.

Dywersyfikacja w ramach sektora energetycznego oznacza również zmianę podejścia do całego systemu i otwarcie na energetykę rozproszoną, w której dla paliw gazowych widzimy miejsce w zakresie kogeneracji w skali mikro, czyli dla urządzeń o mocy do 50 kW. W tym celu prowadzimy projekt pod nazwą *Mikrokogeneracja H₂*, który jest realizowany w ścisłej współpracy z Instytutem Energetyki – Instytutem Badawczym. Jego celem technicznym i biznesowym jest stworzenie w pełni funkcjonalnego, wysokosprawnego układu kogeneracyjnego zasilanego wodorem, a dla okresu transformacji energetycznej – umożliwiającego zasilanie gazem ziemnym. Mikrokogeneracja jest stabilnym i wysoce niezawodnym źródłem energii, dlatego powszechne wykorzystanie kogeneracji w mikroskali umożliwia zbilansowanie energii w systemie energetycznym, w którym coraz większą rolę odgrywają źródła niestabilne, takie jak OZE. Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła daje gwarancję zapewnienia bezpieczeństwa i niezależności energetycznej.

Jednocześnie nie zapominamy o istniejącej sieci dystrybucji gazu ziemnego. W ramach projektu *InGrid – Power to Gas* wkrótce rozpoczniemy testowanie możliwości wtłoczenia wodoru

do istniejących sieci gazowniczych i użycia ich przez odbiorniki końcowe. Wykonanie demonstracyjnej, pierwszej w Polsce instalacji typu *Power to Gas* pozwoli na produkcję zielonego wodoru w procesie elektrolizy i umożliwi pracę wyspą wspartą magazynem energii oraz produkcją wodoru z wykorzystaniem energii z sieci elektroenergetycznej jako źródła mogącego wspierać zieloną produkcję. Jednak projekt posłuży przede wszystkim do ustalenia proporcji mieszaniny gaz ziemny–wodór, sprawdzenia możliwości jej zatłaczania do istniejących sieci gazowych oraz wpływu na rurociągi i urządzenia końcowe.

Nowa Grupa ORLEN dzięki przeprowadzonym fuzjom dysponuje obecnie skalą działalności i stabilnością, które wzmocnią odporność na zachodzące zmiany rynkowe. Skala jej działalności wzmacnia także jej atrakcyjność z punktu widzenia partnerów biznesowych, często wiodących podmiotów w swoich branżach. To oznacza m.in. lepszą pozycję przetargową zarówno w budowaniu portfolio dostaw ropy naftowej i gazu ziemnego do Polski, jak i rozwoju nowoczesnych technologii, odnawialnych źródeł energii czy paliw alternatywnych.

Połączone firmy w optymalny sposób wykorzystają potencjał obecnych linii biznesowych, wzmocnią również strategiczne projekty rozwojowe. ORLEN zamierza mocno zaangażować się w rozwój nisko- i zeroemisyjnych źródeł wytwarzania, stając się jednym z wiodących producentów zielonej energii w Europie Środkowej. Poprzez te działania Grupa ORLEN zwiększy niezależność od dostawców surowców energetycznych, co jest szczególnie istotne w obecnym kontekście rynkowym i międzynarodowym.

Arkadiusz Sekściński, zastępca dyrektora ds. operacji
Oddział Centralny PGNiG w Warszawie PKN Orlen S.A.

Transformacja energetyki

– trendy światowe

Andrzej Szablewski

Mimo naturalnej trudności w rozpoznawaniu trendów poza dyskusją jest trwałość procesu transformacji energetyki i jej kierunek – redukcja emisji gazów cieplarnianych, a w dalszej perspektywie bezemisyjność energetyki. Przedmiotem sporu jest natomiast tempo transformacji, struktura miksu paliwowego w okresie przejściowym oraz jego struktura w modelu docelowym (2050). Odpowiedź na te pytania zdeterminowana jest przyjętymi założeniami co do charakteru i tempa postępu technologicznego, rodzaju polityki energetycznej i regulacyjnej, zwłaszcza w krajach rozwijających się, oraz siły oddziaływania czynników przyspieszających i blokujących transformację. Kluczowa jest tu rola czynnika technologicznego, którego rola zwłaszcza w naszym kraju

jest wyraźnie niedoceniana. Ważny jest tu problem struktury przejściowego miksu paliwowego. Stoimy przed wyborem: będzie nim gaz czy/i energetyka jądrowa. Z ekonomicznego punktu widzenia powinien to być wybór między gazem a niskoskalową energetyką jądrową (tzw. SMR). Zaletą gazu jest przede wszystkim istnienie infrastruktury sieciowej i możliwość jej wykorzystania w warunkach przechodzenia do gospodarki opartej na OZE i wodorze. Z kolei zaletą SMR-ów, obok pełnej bezemisyjności, jest ich ekonomika i zdolność do sprawnego współdziałania z energetyką odnawialną.

Prof. dr hab. Andrzej Szablewski, Instytut Nauk Ekonomicznych PAN

Rok trzech interkonektorów

Tomasz Stępień

Sto lat temu inżynierowie Marian Wieleżyński i Władysław Szaynok oraz inni polscy patrioci kładli podwaliny pod przesył gazu na terenie odradzającej się Rzeczypospolitej – zbudowali pierwsze tłocznie na polskich ziemiach, ułożyli pierwsze w Europie gazociągi przesyłowe wysokiego ciśnienia i doprowadzili gaz do Centralnego Okręgu Przemysłowego, a także do Lwowa.

Wydarzenia w polskim gazownictwie, których doświadczyliśmy w 2022 roku, skalą i znaczeniem dla polskiej gospodarki nawiązywały właśnie do tamtych działań z okresu odzyskiwania niepodległości. Finał dwóch wielkich programów inwestycyjnych, czyli *Baltic Pipe* i Korytarza Północ-Południe, uruchomienie interkonektora Polska-Litwa, zakończenie pierwszego etapu rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu – do tychczas nigdy rok pracy GAZ-SYSTEM nie obfitował w zdarzenia aż tak liczne i tak znaczące dla spółki i bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Rozpoczynając w 2016 roku prace nad kolejnym już podejściem do budowy *Baltic Pipe* wiedzieliśmy, że wiara w powodzenie projektu zarówno w Polsce, jak i w Danii jest niewielka. Zaczynając go, ponownie trzeba było przekonać partnerów z Danii i Norwegii, że Polska jest wiarygodnym krajem i dotrzymuje złożonych zobowiązań. Nie było to łatwe po dwóch wcześniej podejmowanych nieudanych próbach budowy gazociągu podmorskiego, łączącego nasz kraj z szelfem norweskim. Wcześniejsze zaniechania realizacji tego projektu znacznie podważyły wśród Duńczyków i Norwegów reputację naszego kraju, która jest kluczowa przy realizacji wspólnej i złożonej, wieloletniej inwestycji.

Drugą dużą przeciwnością był brak wiary w skuteczność biznesową podmiotu należącego do Skarbu Państwa. Ciężko pracowaliśmy nad tym, aby GAZ-SYSTEM zbudował zaufanie rynku i decydentów.

Trzecie wyzwanie dotyczyło realizacji projektu pierwszego w swoim rodzaju w Polsce. Zarządzając liczącą kilkanaście tysięcy kilometrów polską siecią gazociągów przesyłowych, nigdy nie budowaliśmy gazowej infrastruktury przesyłowej na dnie morza. Dlatego GAZ-SYSTEM nawiązał współpracę ze światowymi specjalistami od układania podmorskich gazociągów, bezpieczeństwa żeglugi, nadzoru nad jakością i w wielu innych obszarach. Zadbaliśmy też o to, by znaczący wkład w przedsięwzięcie miały polskie firmy, które razem z nami pozyskiwały przy tej okazji nową dla naszego kraju wiedzę i umiejętności.

1 października 2022 roku – czyli moment uruchomienia komercyjnego przesyłu gazu infrastrukturą *Baltic Pipe* – był dla nas wyznacznikiem skuteczności całego przedsięwzięcia. Dlatego wiele uwagi poświęciliśmy harmonogramowi, zarządzaniu ryzykami i egzekwowaniu terminów finalizowania poszczególnych etapów inwestycji. Liczył się każdy miesiąc, tydzień i dzień.

Baltic Pipe zwieńczył niespotykaną w historii polskiego gazownictwa serię inwestycji – w ostatnich sześciu latach spół-

ka wybudowała trzy nowe interkonektory łączące nas z sąsiadami z północy i z południa: Litwą, Słowacją i Danią. Rozbudowany został Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, GAZ-SYSTEM przejął kontrolę nad gazociągiem jamalskim, a obecnie pracuje nad nowym terminalem LNG w Zatoce Gdańskiej. Dzięki tym przedsięwzięciom Polska na dziesiątki lat ma zapewnione bezpieczeństwo energetyczne w obszarze dostaw gazu ziemnego.

Od października br. gaz ziemny z Norwegii płynie do Polski przez bałtycki gazociąg. Pod koniec 2022 roku do terminalu przypląnął dwusetny metanowiec, licząc od jego uruchomienia, a nasz kraj nie potrzebuje już ani jednego metra sześciennego gazu od rosyjskiego dostawcy. W ten sposób Polska stosunkowo wcześniej przestała finansować rosyjską machinę wojenną opłatami za gaz ziemny.

Rok 2022, w którym 24 lutego rozpoczęła się agresja Rosji na Ukrainę, a 27 kwietnia wstrzymane zostały dostawy gazu z kierunku wschodniego, był dla GAZ-SYSTEM prawdziwym testem, który potwierdził, że przyjęta sześć lat wcześniej koncepcja dynamicznej dywersyfikacji źródeł i dostaw surowca okazała się konieczna i słuszna.

Kolejne lata będą dla Polski również pełne wyzwań. Już dziś najbardziej rozpoznawalną inwestycją przyszłości stał się FSRU, pływająca jednostka w Zatoce Gdańskiej, zdolna do wyładunku, składowania i regazyfikacji LNG. Po raz kolejny sprowadzimy do Polski nową, wcześniej nieobecną w naszym kraju technologię. Tak było przy budowach obiektu w Świnoujściu i gazociągu pomorskiego, tak będzie również w przypadku FSRU. To ważne w kontekście podnoszenia poziomu innowacyjności rodzimej energetyki.

Wyzwaniami innego rodzaju będą w najbliższych latach kwestie związane z:

- wykorzystaniem Systemu Gazociągów Tranzytowych na potrzeby Krajowego Systemu Przesyłowego,
- potrzebą budowy w Polsce nowych zdolności magazynowych, niezbędnych dla zapewnienia bezpieczeństwa i integralności systemu przesyłowego, możliwości jego bilansowania oraz utrzymywania zapasów obowiązkowych.

U progu zakończenia sześcioletniego planu inwestycyjnego z dumą chciałbym potwierdzić, że zrealizowaliśmy wszystkie założone w nim cele. Dziś w Unii Europejskiej Polska stawiana jest za wzór myślenia strategicznego i skuteczności działania w sektorze gazu ziemnego.

Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ-SYSTEM

Chcemy sprężyć i przewozić biometan

Robert Więckowski

Potencjał polskiego rolnictwa w perspektywie najbliższych dziesięciu lat pozwala na rozwinięcie produkcji biometanu do poziomu około 4 mld metrów sześć. rocznie. To skutecznie uzupełniłoby bilans gazowy naszego kraju i wpłynęłoby na znaczną poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców końcowych, a jednocześnie byłoby istotnym wkładem w transformację w kierunku zielonej energetyki.

Pod względem technicznym Polska Spółka Gazownictwa jest gotowa, żeby swoimi sieciami przesyłać biometan. Jednak, aby rynek biogazu mógł się rozwinąć, niezbędne jest przyjęcie długofalowego planu rozwoju tej branży. Z perspektywy operatora systemu dystrybucyjnego zasadna wydawałaby się rewizja obowiązujących przepisów. Zgodnie z nimi, w sieci musi znajdować się gaz o odpowiedniej wartości ciepła spalania. W efekcie, nie możemy obniżyć jakości paliwa poprzez wpuszczenie biometanu o niższych parametrach niż dopuszczalne, określone w rozporządzeniach i naszej „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej”. Innym rozwiązaniem jest przygotowanie systemu wsparcia dla biogazowni, ponieważ instalacje do podnoszenia parametrów biometanu są bardzo drogie. Przedsiębiorcy nie decydują się więc na realizację tych inwestycji. Obecnie mamy sto trzydzieści kilka wniosków o przyłączenie biogazowni do sieci dystrybucyjnej gazu, a około 80 aktywnych, bo część z nich już ma nieaktualne warunki przyłączenia.

Zabiegamy o stworzenie systemu wsparcia, który pozwoliłby na to, żeby liczba przyłączanych biogazowni dynamicznie rosła. Jest to bowiem odnawialne źródło energii, które mamy tuż obok nas, właściwie w zasięgu ręki i należałoby wykorzystać je do uzupełnienia bilansu

gazowego. Jednak musimy mieć na uwadze, że realizacja tych przyłączeń stawia przed nami wyzwania wynikające ze zmiany struktury dostaw paliwa gazowego. Jednym z takich wyzwań są działania związane z zapewnieniem oczekiwanej chłonności naszej sieci. Większość planowanych biogazowni ma być zlokalizowana w takich miejscach w Polsce, w których nie ma odpowiednio rozwiniętej sieci dystrybucyjnej albo na danym obszarze możliwość wprowadzenia dodatkowych wolumenów biometanu jest znacznie ograniczona. Dzisiaj szukamy rozwiązań pozwalających nam ten produkowany biometan zatłaczać w takich punktach naszej sieci, aby maksymalnie wykorzystać potencjał jego produkcji, jednocześnie optymalnie wykorzystując naszą infrastrukturę. Wspólnie z MKiŚ i NFOŚiGW uzgadniamy wstępne warunki programu, dzięki któremu będziemy mogli zastosować alternatywne rozwiązanie, czyli sprężanie biometanu do parametrów CNG, jego transport i zatłoczenie do sieci dystrybucyjnej tam, gdzie nie występują te ograniczenia. Rozwiązanie to pozwoli na szybsze „zazieelenienie” sieci gazowych, wykorzystanie naszego potencjału w zakresie wytwarzania biogazu i przyspieszy transformację energetyczną.

Robert Więckowski, prezes zarządu PSG

 **Targi Kielce**
exhibition & congress centre

 **Izba
Gospodarcza
Gazownictwa**

Życzymy spokojnych,
ciepłych Świąt
Bożego Narodzenia

Zespół Organizacyjny Targów

EXPO GAS

www.expo-gas.pl

Proponowane kierunki zmian polityki energetycznej Polski do 2050 roku oraz aktualizacji krajowego planu na rzecz energii i klimatu do 2030 roku¹

Andrzej Kassenberg

Rada Ministrów 29 marca 2022 roku przyjęła założenia do aktualizacji „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”, biorąc pod uwagę wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej. Jednocześnie, rząd zapowiedział przygotowanie zaktualizowanego dokumentu na przełomie lat 2022/2023. Z uwagi na obecną sytuację i szybko zmieniające się trendy (transformację energetyczną), a także w miarę długi okres inwestycyjny w energetyce, należy uznać przyjęty jako docelowy 2040 rok za niewystarczający.

Obecnie konieczne jest spojrzenie co najmniej na 30-letni okres strategicznego planowania w energetyce. Ponadto, porozumienie paryskie z 2015 roku, którego Polska jest stroną, przyjęło za cel osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku. Zostało to potwierdzone określonymi dokumentami UE, z których najważniejsze jest europejskie prawo klimatyczne. **Stąd propozycja, aby nowa „Polityka energetyczna Polski” sięgała 2050 roku (PEP 2050).**

Zgodnie z art. 14.1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, aktualizacja zintegrowanego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu każdego państwa członkowskiego powinna nastąpić do 30 czerwca 2023 roku i zostać przedłożona Komisji Europejskiej. Polska przedłożyła aktualny dokument pt. „Krajowy plan energii i klimatu na lata 2021–2030” (KPIEK) pod koniec 2019 roku. **W związku z tym niezbędne staje się podjęcie przez rząd prac nad aktualizacją KPEiK. Powinny one być prowadzone z udziałem wszystkich stron zainteresowanych zagadnieniami klimatyczno-energetycznymi.**

WYZWANIA

Warunki, w jakich obecnie trzeba formułować kierunki zmian PEP 2050 i KPEiK, są zasadniczo odmienne od tych z końca 2019 roku. Pandemia COVID-19, która zaburzyła gospodarkę całego świata i odbiła się na funkcjonowaniu wszystkich społeczeństw oraz agresja Rosji na Ukrainę, która zachwiała rynkami paliw na całym świecie, każą w inny sposób spojrzeć na strategiczne kierunki polityki energetyczno-klimatycznej. **Przychodzi nam for-**

mułować kierunki w sytuacji znacznej nieprzewidywalności przede wszystkim co do przyszłej sytuacji geopolitycznej. Rezygnacja z paliw kopalnych dostarczanych do UE przez Rosję teraz czy w najbliższej przyszłości oznacza konieczność rewizji zarówno wewnętrznej, jak i zewnętrznej polityki UE co do importu paliw kopalnych. Dotyczy to także Polski, która korzystała, i nadal korzysta, mimo rezygnacji z importu węgla i gazu bezpośrednio z Rosji, z importowanych paliw kopalnych z tego kraju. Dlatego przyszła polityka energetyczna Polski musi być niezmiernie elastyczna, aby łatwiej było reagować na dziejące się w przyszłości zmiany, a także w jak największym stopniu wykorzystywać własne źródła paliw, zwłaszcza odnawialnych, oraz w istotny sposób ograniczać zużycie energii.

Mimo panującego wirusa i trwającej wojny blisko naszych granic, nie można porzucić kwestii związanych z ochroną klimatu. Emisja gazów cieplarnianych rośnie albo utrzymuje się na mało zmienionym poziomie i zmiana klimatu następuje, a nawet przyspiesza. Upały w Polsce, susza, huraganowe wiatry czy podtopienia to zjawiska, a doświadczyliśmy ich w tym roku, prowadzące do coraz większych strat w gospodarce i zagrożeń dla ludzi i przyrody. Zgodnie z porozumieniem paryskim i ustaleniami UE, w 2050 roku Europa ma uzyskać neutralność klimatyczną. Jednak ostatni raport IPCC mówi o koniecznej szybkiej redukcji emisji gazów cieplarnianych, jeżeli chcemy nie przekroczyć wzrostu temperatury o 1,5°C, o 45% do 2030 roku w stosunku do 2010 roku. Polska, z emisją prawie 400 mln ton rocznie CO_{2eq}, zajmuje jedną z kluczowych pozycji w Unii Europejskiej. **Dlatego dalsza redukcja emisji leży w naszym interesie, a także stanowi odpowiedzialność Polski w stosunku do reszty świata i przyszłych pokoleń.**

Transformacja energetyczna zachodzi na świecie nie tylko w związku z koniecznością odejścia od paliw kopalnych, ale przede wszystkim w związku ze zmianami modelu energetyki, co warunkuje charakter i tempo postępu technologicznego. **W miejsce wielkich systemów energetycznych, mających zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, budowane są lokalne hybrydowe systemy, w miarę samowystarczalne, działające z wykorzystaniem lokalnego zarządzania i lokalnych źródeł energii, tzn. odnawialnych, powiązanych z magazynami. Jednocześnie przyszłość ma energetyka wodorowa w powiązaniu z odnawialnymi źródłami energii czy tzw. zielonym wodorem. Wielkie systemy stanowią poważne zagrożenie w sytuacji ataku terrorystycznego czy militarnego.**

Poważnym zagrożeniem dla gospodarek poszczególnych krajów i gospodarstw domowych są wysokie ceny energii. **Istotne staje się pytanie: na ile pomagać i z budżetu państwa wspierać firmy i gospodarstwa domowe w postaci dopłat do rachunków za energię (w części ze względów politycznych), a na ile wspomagać je systemowo, czyli pomagać w poprawie efektywności czy termomodernizacji budynków, przechodzeniu na tańsze nośniki energii (OZE) czy w poprawie zarządzania energią itp.**

Zmiana modelu energetyki wymaga dostrzeżenia **bardzo ważnej roli jej digitalizacji i cyfryzacji.** Wykorzystanie do zarządzania BigData, *blockchain* czy IoT i sztucznej inteligencji może w istotnym stopniu wpłynąć na dokonanie zasadniczej transformacji tego sektora. W nowy model wpisują się elastyczność podejścia, czyli zarządzanie popytem, stwarzając rzeczywiste możliwości lepszego jego dostosowania do podaży energii.

AMBICJE

Wychodząc naprzeciw wyzwaniu klimatycznemu w ramach UE, czy w jej instytucjach, albo pomiędzy organizacjami pozarządowymi, rozważa się podniesienie celów na 2030 rok, tzn. redukcję emisji gazów cieplarnianych o 60–65% w stosunku do 1990 roku, uzyskanie udziału energii odnawialnej w końcowym jej użytkowaniu 45–50% czy dążenie do poprawy efektywności energetycznej o 13% w stosunku do 2020 roku. Oznacza to konieczność przyjęcia ambitnych celów dla Polski na 2030 rok, a mianowicie:

- a) redukcję emisji gazów cieplarnianych o 50–60% w stosunku do 1990 roku,
- b) udział OZE co najmniej 50%,
- c) poprawę efektywności energetycznej o 3–4% rocznie.

ZASADY TRANSFORMACJI

Aby dokonać głębokiej transformacji energetyczno-klimatycznej **w procesie tworzenia PEP 2050 i KPEiK, niezbędne jest kierowanie się poniższymi zasadami,** co pozwoli na jej przeprowadzenie w sposób sprawiedliwy zarówno dla dzisiejszego, jak i przyszłych pokoleń. Będzie ona wtedy przebiegała efektywnie kosztowo, gospodarczo, społecznie i środowiskowo.

1. Budowanie bezpieczeństwa energetycznego od dołu, w nawiązaniu do zasady subsydiarności.
2. Bieżące inwestycje i rozwiązania organizacyjne nie mogą opóźniać czy blokować dążenia do osiągnięcia ambicji na

2030 rok oraz neutralności klimatycznej.

3. Efektywność energetyczna.
4. Elastyczność podejścia, zwłaszcza po stronie popytowej, podażowej i w przesyle.
5. Dążenie do uzyskania 100% udziału OZE wraz z magazynami i zielonym wodorem.
6. Maksymalizacja wykorzystania cyfryzacji w rozwoju sektora energetycznego.
7. Nikt nie może pozostać sam.
8. Niepowodowanie istotnego negatywnego wpływu na środowisko.

MODEL RYNKU ENERGII

Kluczowe jest stworzenie równoprawnego dostępu dla wytwórców i odbiorców do rynku energii, rynku bilansującego i rynku usług systemowych, a także pozbycie się ograniczeń. Według raportu WWF pt. „Zeroemisyjna Polska 2050”² nasz kraj powinien dążyć do tworzenia rynku na dwóch poziomach. Pierwszy „...to hurtowy europejski rynek towarowy, zapewniający możliwość zaopatrzenia w energię (towar) po zbliżonych cenach całego obszaru Wspólnoty. Drugie «piętro», bliższe klientowi detalicznemu, to rynki wielu produktów i usług energetycznych o charakterze lokalnym bądź regionalnym, takich jak rynki rezerw (w tym magazyny), rynki elastyczności, lokalne rynki bilansujące czy rynki usług elektromobilności. Na tych rynkach obowiązywać będą nowe reguły – maksymalne skrócenie czasu od transakcji do dostawy, powszechność danych, wycena elastyczności czy powiązanie z lokalnymi warunkami sieciowymi. Prawidłowa konstrukcja takich rynków powinna zapewnić dostawy energii dla procesów *Power to Power*, *Power to Gas* i *Power to X* znacznie poniżej marginalnego kosztu krańcowego systemu (technologie takie akceptować będą tania zmienną energię w odróżnieniu od droższej energii, dostępnej na żądanie). Pozwoli też na rynkowe zarządzanie ograniczeniami sieci, priorytet dla źródeł zeroemisyjnych, wreszcie dostawę usług energetycznych dla klienta po akceptowalnej dla niego cenie”.

PUNKTY KRYTYCZNE

1. Według szacunków, istnieje potencjał w sensie ekonomicznym zaoszczędzenia ponad 1/3 energii, a technicznym nawet 50%. Oznacza to możliwość znacznego ograniczenia potrzeb zarówno w zakresie modernizowania istniejącej infrastruktury energetycznej, jak i budowy nowych bloków energetycznych. **Szeroki program poprawy efektywności energetycznej praktycznie może objąć wszystkie sektory gospodarki, a także gospodarstwa domowe,** stanowiąc szansę zdynamizowania gospodarki i tworzenia wielu miejsc pracy. Na przykład należałoby z ewentualnym wsparciem państwa wprowadzić obowiązek, aby od roku 2024/2025 wszystkie nowe budynki były zeroenergetyczne.
2. Obecnie politykę w stosunku do **paliw kopalnych** kształtują dwa fakty. **Konieczność odejścia od nich jak najszybciej,** aby uzyskać neutralność klimatyczną, a z drugiej strony zaburzenia na ich rynku związane z agresją Rosji na Ukrainę – w konsekwencji polityka ograniczania, a wręcz dążenie do

eliminacji importu paliw kopalnych z Rosji, co doprowadziło do bardzo wysokich ich cen. W ramach PEP 2050 i KPEiK niezbędne staje się określenie szybkiego terminu odejścia od węgla, tj. w 10–15 lat, oraz bardzo oszczędne zaplanowanie finansowania podtrzymywania istniejącej mocy w energetyce węglowej. Podobną politykę przyjąć należy w stosunku do gazu ziemnego, który mimo niższej emisyjności niekorzystnie wpływa na zmianę klimatu. Zdecydowanie należy odejść od koncepcji gazu ziemnego jako paliwa przejściowego także ze względu na jego wysoki koszt. Traktować go należy jako paliwo resztkowe i redukować jego zużycie.

3. **Konieczne jest stworzenie warunków regulacyjnych, organizacyjnych i finansowych jak najpełniejszego i jak najszybszego wykorzystania znaczącego potencjału energetyki odnawialnej**, szacowanego na 44 GW energetyki wiatrowej na lądzie, 79 GW energetyki słonecznej, 32 GW energetyki wiatrowej na morzu oraz 8 GW w energetyce biogazowej. **Kluczową rolę w tym rozwoju powinny pełnić obywatelskie wspólnoty energetyczne oraz prosumenci**, co w konsekwencji prowadzić ma do powstania lokalnych hybrydowych, samowystarczalnych systemów energetycznych. W to podejście wpisać należy obowiązek instalowania fotowoltaiki na budynkach publicznych już od lat 2026/2027, a od 2029 na nowych budynkach prywatnych.

4. W działaniach proklimatycznych kluczowe jest jak najszybsze osiągnięcie neutralności klimatycznej, co ze względu na długie okresy **budowy elektrowni jądrowych** w skali zastępującej energetykę węglową nie jest możliwe. Należy zwrócić uwagę na to, że około 2025 roku może nastąpić deficyt mocy. Jeżeli w ogóle powstanie ta pierwsza elektrownia, według wielu ekspertów nie stanie się to przed 2040 rokiem, czyli o 15 lat za późno. Ponadto, koszty tego rodzaju energetyki są najwyższe, co przy decyzji o ich budowie ograniczyłoby finansowanie rozwiązań tańszych i dających znacznie szybciej pożądane efekty, tj. takich jak efektywność energetyczna oraz energetyka odnawialna.

5. Pierwszym krokiem na drodze do ograniczenia udziału transportu w zmianie klimatu jest działanie na rzecz **zmniejszenia zapotrzebowania na jego usługi w ramach planowania przestrzennego, gospodarki o obiegu zamkniętym, zrównoważonej logistyki oraz zastosowania IoT**. Po drugie, należy widzieć potrzebę coraz szybszego przechodzenia na elektryfikację transportu, a w przyszłości wykorzystywanie zielonego wodoru jako paliwa. Szczególną uwagę trzeba przywiązywać do transportu publicznego w miastach, tak aby stanowił on alternatywę dla transportu indywidualnego, a także do rozwoju sieci dróg rowerowych dedykowanych urządzeniom transportu osobistego. Poza miastami dominującą rolę powinna pełnić kolej powiązana z lokalnym transportem autobusami działającymi jako usługa na zamówienie.

6. Podstawowymi wyzwaniami jest dekarbonizacja poszczególnych branż, takich jak hutnictwo, przemysł cementowy, szklany czy chemiczny, z **wykorzystaniem nowych rozwiązań technologicznych, w tym bazujących na zielonym wodorze, oraz przejście na zieloną energię** (np. zastąpienie w hutnictwie koks – technologia HYBRIT).

7. W transformacji energetyczno-klimatycznej niezbędne staje się spojrzenie na rolnictwo z czterech perspektyw. Po pierwsze, użytkownika energii, po drugie, przyczyniającego się do produkcji zielonej energii, po trzecie, jako źródła emisji gazów cieplarnianych oraz, po czwarte, jako potencjał do pochłaniania CO₂. Znacząca poprawa efektywności użytkownika energii jest także wyzwaniem dla rolnictwa. Razem te cztery perspektywy **stanowią istotę szerokiego programu poprawy efektywności energetycznej wraz z przechodzeniem na zieloną energię i elektryfikację rolnictwa. Warto podkreślić, że rolnictwo ekologiczne zużywa 2–7-krotnie mniej energii niż rolnictwo konwencjonalne**. Odpady z produkcji rolniczej i przetwórstwa rolno-spożywczego nadają się do wytwarzania biogazu. Rozwiązanie to powinno stanowić element lokalnego hybrydowego, samowystarczального systemu energetycznego. Zwłaszcza przemysłowy chów zwierząt przyczynia się do niekorzystnego wpływu na klimat w postaci przede wszystkim emisji metanu – gazu cieplarnianego o znacznie większym potencjale ocieplenia klimatu niż CO₂. **Stąd niezbędne staje się odwołanie od produkcji zwierzęcej w dużych gospodarstwach hodowlanych**. Kluczowa staje się zmiana diety na ograniczającą zużycie mięsa, zwłaszcza czerwonego, przeciwdziałanie marnotrawstwu czy dominacja lokalnego zaopatrzenia.

8. Wiele powyższych kwestii dotyczy miast, zwłaszcza średnich i dużych. **Dlatego transformacja energetyczno-klimatyczna powinna w nich być przeprowadzana w zintegrowany i kompleksowy sposób**, obejmujący produkcję zielonej energii, współdziałanie z przedsiębiorstwami położonymi na ich terenie, zrównoważoną mobilność, poprawę efektywności energetycznej w budownictwie i budynkach, w tym związanych z administracją, przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu czy rozwój lokalnej produkcji żywności, włączając rolnictwo miejskie.

* * *

Zgodnie z *think-tank WiseEuropa*, przyjęcie zdecydowanego kierunku na dekarbonizację jest tańsze niż się wydaje, tj. do 2% PKB inwestycji w latach 2020–2050 i mogą to być środki zarówno publiczne, jak i prywatne. Korzyści w postaci budowy innowacyjnej gospodarki, efektu mnożnikowego transformacji, poprawy jakości powietrza czy ograniczenie wpływu na zmianę klimatu znacznie przekraczają przewidywane koszty. Niezbędna jest istotna zmiana widzenia roli państwa w kierunku zycliwego i wspierającego regulatora wraz z przyjazną i równoprawną sferą regulacyjną.

Andrzej Kassenberg, Instytut na rzecz Ekorozwoju

¹ Niniejszy artykuł powstał w ramach projektu UNIFY, podsumowanego 13–14 czerwca 2022 roku konferencją pt. „Energia dla niezależności – 2050”. Prezentacje z tej konferencji umieszczone są na portalu chronmyklimat.pl pod linkiem <https://www.chronmyklimat.pl/konferencja/rejestracja/>

² <https://www.wwf.pl/ZeroemisjynaPolska>

Czy gaz może znowu wyeliminować węgiel?

Konrad Świrski

Zima pokaże, czy gaz naturalny znowu może stać się „paliwem przejściowym” polskiej energetyki. Po spektakularnych wzrostach cen na rynkach światowych – reakcja na działania Rosji w czasie wojny w Ukrainie i praktyczna konieczność eliminacji rosyjskich dostaw z rynku europejskiego – gaz i inne surowce są w trendzie spadkowym (stan na trzeci tydzień listopada).

Na pewno pomaga stosunkowo przyjemna i ciepła (do tej pory) jesień i wypełnienie powierzchni magazynowych gazu w całej Europie. Kolejne dni mogą przynieść okresowe wzrosty cen na rynkach spotowych, szczególnie w okresie niższych temperatur, ale pełny obraz rynku będzie widoczny z nadejściem pierwszych wiosennych dni. Jeśli ceny na koniec kolejnego kwartału – gazu, surowców i energii – pozostaną „w ryzach”, a wojna w Ukrainie będzie zmierzać do jakiegoś akceptowalnego quasi-pokoju, to świat energetyczny i gazowy wróci do normy.

Bezprecedensowy skok cen surowców i powiązanie rosyjskiej polityki agresji wojskowej z wpływem na światowe rynki właściwie zdeorganizował taki świat, jaki znaliśmy. Wzrost cen surowców, zwłaszcza gazu, był tak duży, że zmienił wszystkie dotychczasowe analizy i plany, jednocześnie niszcząc zliberalizowany rynek energii (w Polsce poprzez „zamrażanie cen”, „ceny maksymalne” oraz rozporządzenia dotyczące sposobu składania ofert cenowych na rynkach hurtowym i bilansującym) – w praktyce stał się on rynkiem regulowanym. Jednocześnie szok cenowy – z jednej strony – zwolnił (lub może trochę odstawił) europejskie aspiracje przyspieszonej dekarbonizacji, ale – z drugiej strony – wprowadził wielką nieświadomość co do roli gazu w transformacji energetycznej Polski.

Transformacja energetyczna jest nadzwyczaj trudna w kraju, gdzie wciąż 75% generacji energii pochodzi z węgla i każde zawirowanie cen wykorzystywane jest (co naturalne) przez węglowe środowiska lobbystyczne zarówno do pompowania płac, jak i dla spowolnienia, w pewien sposób nieuchronnego technologicznie, odejścia od węgla. Praktyczne zatrzymanie szybkiej ścieżki wprowadzania OZE, które trwa u nas już wiele lat (m.in. widoczne przez perturbacje z modyfikacją ustawy 10 h), zostało właśnie uzupełnione o zatrzymanie transformacji gazowej (a gaz miał być paliwem „przejściowym” do bezemisyjnej energetyki końca lat 40.). W praktyce, przy ekstremalnie wysokich cenach gazu, nowe projekty inwestycyjne mimo wszystko się toczą, ale na zmniejszonych obrotach, a cała koncepcja choćby próby dostosowania się do europejskiej polityki klimatycznej zwolniła, w uludnej nadziei sektora węglowego „że wszystko zostanie jak dawniej”. Nie mając praktycznie konkurencji (zahamowanie OZE, wysoka cena

gazu), węgiel korzysta z monopolistycznej pozycji w sektorze i utrzymuje *status quo*. Tymczasem właśnie ostatnie tygodnie i łagodny trend spadku cen surowców mogą być zwiastunem, że taka polityka... może być katastrofalna.

Paradoksalnie, dla polskiej energetyki „optymistyczny scenariusz światowy” może być bardzo pesymistyczny. Jakaś forma pokoju w Ukrainie w 2023 roku i powrót cen surowców do poziomu z 2018 roku (lub choćby tylko 2 razy wyższych) oznacza stabilizację rynków i bardzo szybki powrót do jeszcze ostrzejszej formy europejskiej polityki klimatycznej – teraz jako dekarbonizacji połączonej z eliminacją importu rosyjskich surowców. A więc jeszcze szybsze obniżenie emisji CO₂ i jeszcze więcej OZE i konieczność pokazywania śladu węglowego w przemyśle oraz kwestia emisji CO₂ jako czynnika konkurencji. Polska znowu traci kolejne lata: kurczowo trzyma się węgla i tworzy plan wprowadzenia energetyki jądrowej, którego jakiegokolwiek rezultaty mogą być widoczne po 2035 roku. Tymczasem emisyjność polskiej energetyki (obecnie około 720 g/KWh) jest najwyższa w Europie i taka pozostanie (nawet wypełniając PEP w 2030 roku będzie na poziomie 530, co jest dwukrotnością średniej europejskiej). Wszyscy czekamy na pokój i stabilizację, ale jednocześnie transformacja energetyki stoi i dziś żyjemy w przekonaniu, że surowce będą drogie, energia trudno dostępna i po wysokich cenach, a węgiel niezbędny i korzystny dla stabilizacji cen. Tymczasem zima minie i jeśli (tu chyba wszyscy chcemy, żeby tak było) przyszły scenariusz będzie optymistyczny, to ceny po zimie spadną, a problem dekarbonizacji wróci z wielką siłą. Być może, znowu nadzieja w gazie. Przeformatowanie rynków gazowych w pewnej perspektywie doprowadzi do dostępności (a może i nadpodaży) tego surowca i racjonalnych cen. Transformacja energetyki (z uwagi na utratę mocy zainstalowanej) będzie niezbędna, a nowe elektrownie (a zwłaszcza elektrociepłownie) będą budowane w technologiach gazowych z ewentualnym spojrzeniem na wodór w kolejnych dekadach. Czyli... gaz znowu wyeliminuje węgiel?

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

Gaz w Polsce w dobie kryzysu energetycznego

Leszek Kąsek

Wojna w Ukrainie i zakręcenie kurka z rosyjskim gazem, płynącym na Zachód, wywindowały ceny gazu w Europie w 2022 roku i wymusiły wiele doraźnych działań zarówno w UE, jak i w Polsce. Niezbędna jest ponowna ocena długofalowej polityki energetycznej.

Artykuł podsumowuje przesłanki przemawiające za tym, że gaz pozostanie drogi w średnim i długim terminie, lecz będzie paliwem przejściowym w przechodzeniu gospodarek krajów UE, w tym Polski, na zeroemisyjne źródła energii (OZE i atom). Jednakże czas przejściowo zwiększonego wykorzystania gazu będzie liczony raczej w latach niż dekadach. Obniżenie popytu na gaz ziemny w energetyce wynika z:

- eksplozji bieżących i oczekiwanych cen gazu w Europie,
- wzrastającego popytu globalnego na LNG,
- rosnącej atrakcyjności cenowej źródeł odnawialnych,
- ograniczania finansowania projektów gazowych przez banki.

Kryzys gazowy 2022 roku z powodu wojny u granic Europy

Wojna w Ukrainie i zakręcenie kurka z rosyjskim gazem wywindowały ceny gazu w Europie. Zmiany cen gazu miały kilkakrotnie wyższą amplitudę niż zmiany cen innych nośników energii, zwłaszcza ropy naftowej. Ceny nośników energii utrzymywały się w trendzie wzrostowym od połowy 2021 roku. Manipulacje gazowe Rosji doprowadziły do skoku cen gazu pod koniec 2021 roku, a ceny energii nadal rosły po wybuchu wojny w Ukrainie.

Lokalne maksimum odnotowano w połowie sierpnia, gdy ceny energii były wielokrotnie wyższe niż średnia w styczniu 2021 roku: gazu ziemnego 16-krotnie, węgla i prądu (rynek hurtowy) ponad 7-krotnie, a ropy naftowej 2,5-krotnie. W czerwcu 2022 roku przesył gazociągami Nord Stream 1 spadł do 40% pełnej

przepustowości, a potem 20% w lipcu–sierpniu, co poprzedziło całkowite wstrzymanie dostaw tą nitką na początku września po eksplozjach, które uszkodziły trzy z czterech nitek Nord Stream na dnie Bałtyku.

Gdy we wrześniu Komisja Europejska i kraje członkowskie UE zdecydowanie odpowiedziały na manipulacje gazowe Rosji i zapowiedziały kontrolę cen, wyraźnie spadły ceny gazu. W końcu listopada 2022 roku wspomniane powyżej wzrosty cen były około 7-krotne dla gazu, 3,5-krotne dla węgla, 4-krotne dla prądu i niespełna 2-krotne dla ropy.

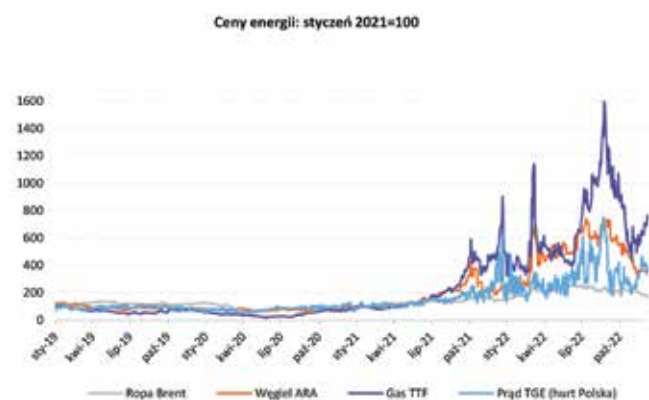
Pozorna stabilizacja pod koniec 2022 roku

Pod koniec 2022 roku sytuację na europejskim rynku gazu można określić jako stan pozornej stabilizacji. Krajom UE udało się zapełnić magazyny w miesiącach letnich, a łagodna pogoda na początku okresu grzewczego wpłynęła na niższe zużycie gazu w październiku i listopadzie niż w latach poprzednich. W październiku zużycie gazu w budynkach mieszkalnych i komercyjnych było o około 30% niższe niż rok wcześniej. Europejskie magazyny gazu w połowie listopada były wypełnione w 96%, podczas gdy w ostatnich pięciu latach było to średnio 88%. Należy jednak pamiętać, że po wybuchu wojny w Ukrainie w kolejnych miesiącach 2022 roku kraje UE wciąż importowały rosyjski gaz, choć wystąpiły ograniczenia i zakłócenia w dostawach.

W odpowiedzi na kryzys energetyczny kraje UE podjęły wiele działań doraźnych zmierzających do zastąpienia rosyjskiego gazu (155 mld m³ w 2020 roku). Dokonało się to poprzez dywersyfikację źródeł pochodzenia gazu (dostarczanego gazociągami z Norwegii i Afryki Północnej, wyraźne zwiększenie importu gazu skroplonego LNG), zastąpienie gazu innymi nośnikami energii (węgiel, atom, energia odnawialna, energia elektryczna), poprawę efektywności energetycznej (w przemyśle i budynkach), a tym samym redukcję popytu na gaz.

Redukcja popytu stała się uzasadniona ekonomicznie, o czym świadczy spadek zużycia gazu w UE-27, w której nastąpił spadek o 15% w okresie styczeń–sierpień 2022 roku w porównaniu ze średnią 5-letnią (dane Eurostatu). Inne dane wskazują, iż w ostatnich miesiącach spadki zużycia były nawet głębsze niż 15% i nie wymagały od KE przejścia z dobrowolnego na obowiązkowy, 15-procentowy cel redukcji. Cel KE dotyczy ograniczenia zużycia w okresie sierpień 2022 roku – marzec 2023 roku w porównaniu ze średnią 5-letnią z analogicznych okresów.

Wykres 1. Ceny energii w okresie styczeń 2019 – listopad 2022

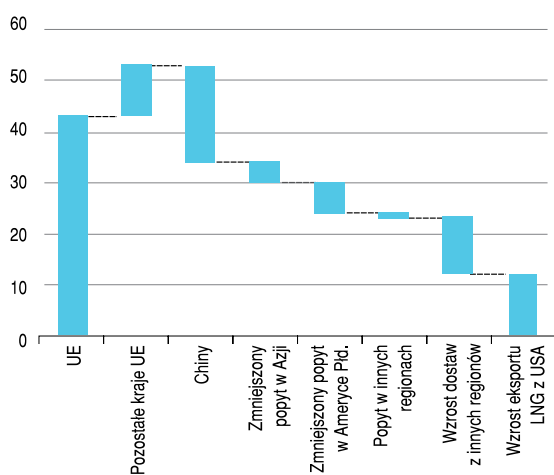


Źródło: Bloomberg.

Jeśli chodzi o dostępność LNG na rynku globalnym, w obecnym sezonie grzewczym Europa miała jednak szczęście w nieszczęściu, co wynikało z ograniczonego popytu ze strony Chin, borykających się z wyraźnym spowolnieniem gospodarczym, w dużej mierze wynikającym z polityki ZeroCovid. W pierwszych dziesięciu miesiącach 2022 roku kraje UE i inne kraje europejskie (głównie Wielka Brytania) zwiększyły import LNG o ponad 50 mld m³. W tym samym czasie import LNG przez Chiny spadł o około 20 mld m³, a przez inne kraje azjatyckie i inne regiony o kolejne 10 mld m³. Z drugiej strony, eksport LNG przez USA wzrósł o ponad 10 mld m³, a innych producentów na świecie o kolejne 10 mld m³.

Według szacunków MAE, prawie całkowite zapełnienie europejskich magazynów gazem w lecie 2023 roku, tak jak było latem

Wykres 2. Zmiany importu i eksportu LNG według regionu w okresie styczeń–październik 2022 roku w stosunku do analogicznego okresu 2021 roku [w mld m³]



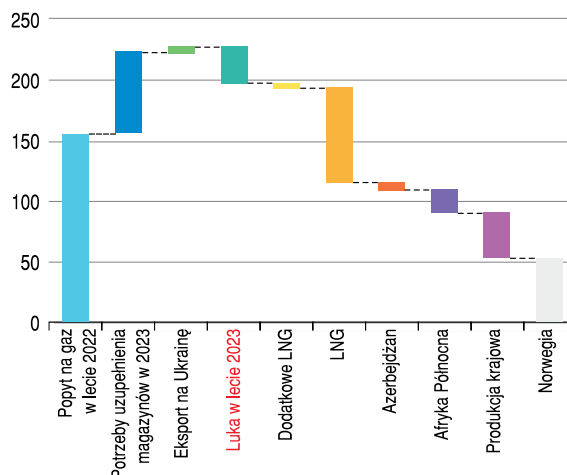
Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii (MAE), *Never Too Early to Prepare for Next Winter: Europe's Gas Balance for 2023–2024*, listopad 2022.

2022 roku, będzie bardzo trudne, ponieważ możliwości dodatkowego importu LNG są szacowane zaledwie na około 5 mld m³, między innymi z powodu 90-procentowego udziału kontraktów sztywnych (*destination-fixed*) na dostawy ponad 110 mld m³ LNG do Chin. Oznacza to, że dostępność LNG dla Europy będzie możliwa tylko pod warunkiem, że Chiny zrezygnują z części dostaw. W świetle sygnalizowanej ostatnio „dynamicznej optymalizacji polityki covidowej” przez władze chińskie, scenariusz poluzowania restrykcji pandemicznych wpłynie na ożywienie gospodarcze oraz wzrost popytu na gaz.

W połączeniu z ograniczonym napływem rosyjskiego gazu do Europy (bez gazociągów Nord Stream i przy mniejszych przesyłach przez Ukrainę) przełoży się to na niedobór około 30 mld m³. Niedobór ten może być wyższy o kolejne 10–20 mld m³, gdyby tegoroczna zima okazała się surowa. Na początku grudnia dzienne przepływy rosyjskiego gazu do UE były o 80% niższe niż rok temu, a nie można wykluczyć zaburzeń dotyczących pozostałego przepływu. Utrzymanie obecnego wolumenu dostaw (przepływ przez Ukrainę i TurkStream) pozwoliłoby UE na import zaledwie około 23 mld m³ gazu w 2023 roku.

W kontekście możliwych ograniczeń podaźowych, kluczowe – według MAE – będzie zdecydowane ograniczenie popytu na

Wykres 3. Rozbicie popytu i podaży gazu w UE i Wielkiej Brytanii w lecie 2023 roku [w mld m³]



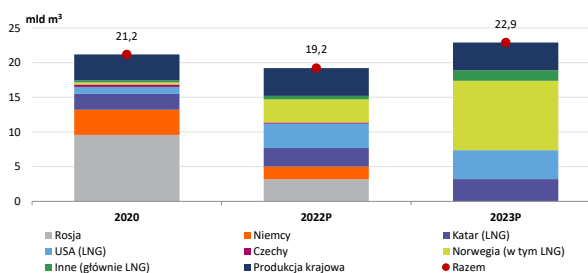
Źródło: Międzynarodowa Agencja Energii (MAE), *Never Too Early to Prepare for Next Winter: Europe's Gas Balance for 2023–2024*, listopad 2022.

gaz w Europie w całym 2022 roku o kilkanaście procent. Według agencji, obok działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej potrzebne jest również przyspieszenie w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej i instalowania pomp ciepła. Zapotrzebowanie na gaz mogłoby również złagodzić zwiększenie produkcji prądu w elektrowniach wodnych w Europie oraz atomowych we Francji (łącznie ograniczyłoby to popyt na gaz o prawie 10 mld m³). W takim scenariuszu luka podaźowa wyniosłaby około 20 mld m³.

Pomimo napięć na europejskim rynku w Polsce nie powinno zabraknąć gazu

Ze względu na wysoki poziom zapełnienia magazynów gazu w Polsce, wzrost importu gazu LNG, uruchomienie interkonektorów z Litwą i Słowacją, a zwłaszcza uruchomienie gazociągu *Baltic Pipe* jesienią 2022 roku, umożliwiającego import gazu z Norwegii, w Polsce w tym sezonie grzewczym gazu nie zabraknie. Gazociągiem *Baltic Pipe* może zostać dostarczone do Polski nawet 10 mld m³ gazu rocznie, pod warunkiem zakontraktowania jego pełnej przepustowości. Gazociąg ten może w pełni zastąpić import gazu z Rosji, którego transport został wstrzymany do Polski w maju br.

Istotnym źródłem podaży gazu w Polsce stał się również LNG, którego dostawy mogą wzrosnąć z niespełna 4 mld m³ (po Wykres 4. Główne źródła podaży gazu ziemnego w Polsce w 2020 roku i prognoza na lata 2022–2023 według miejsca wydobycia i sposobu dostawy



Źródło: Dane Eurostatu (2020) i szacunki własne (dla lat 2022–2023).

gazyfikacji) w 2020 roku do 6,7 mld m³ w br. (dane PGNiG) i 8 mld m³ w 2023 roku. Wzrost dostaw LNG, który w br. pochodził głównie z USA i, w mniejszym stopniu, z Kataru, będzie kontynuowany w przyszłym roku. Poprzez interkontentor z Litwą Polska może realizować również dostawy około 1 mld m³ LNG rocznie z terminalu w Kłajpedzie. Jeśli chodzi o wydobycie gazu ze złóż krajowych, zakładamy, że w 2023 roku utrzyma się na poziomie 4 mld m³, co odpowiada średniej z ostatnich dziesięciu lat.

Gaz pozostanie drogi w średnim horyzoncie i raczej nie wróci do poziomu sprzed zawirowań w drugiej połowie 2021 roku i sprzed wojny w Ukrainie w 2022 roku

Ze względu na „sztywności” dotyczące gazu dostarczanego do Europy gazociągami oraz uwarunkowania globalne, zwłaszcza konkurencją o LNG z Chinami, obawy o ceny i dostępność gazu w obecnym sezonie grzewczym przesunęły się na sezon 2023/2024. Na początku grudnia kontrakty TTF na dostawę gazu na miesiąc naprzód oscylowały wokół 140 euro/MWh. Jednocześnie oczekiwano, że tak wysoka cena utrzyma się do wiosny 2024 roku. Dopiero od początku II kwartału 2024 roku krzywa kontraktów TTF odzwierciedla spadek ceny gazu lekko poniżej 100 euro/MWh i jej stabilizację na tym wciąż podwyższonym poziomie przez kolejny rok. Dopiero na wiosnę 2025 roku wyceniane są spadki ceny gazu do około 60 euro/MWh. Niemniej jednak w długim okresie (początek lat 30.) uczestnicy rynku finansowego spodziewają się ceny około 40 euro/MWh.

Wykres 5. Oczekiwane ceny kontraktów TTF 1 M w okresie ostatnich dwóch lat



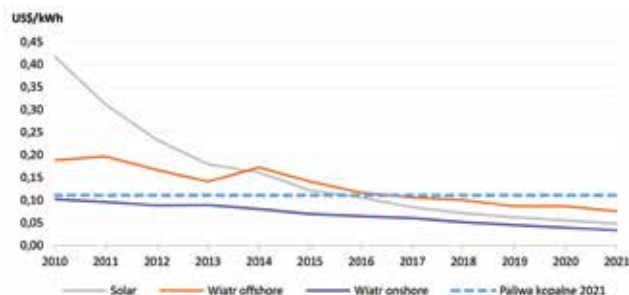
Źródło: Bloomberg.

Porównując krzywą cen kontraktów TTF na początku grudnia 2022 roku z krzywą sprzed pół roku oraz sprzed dwóch lat widać olbrzymi, skokowy wzrost cen w krótkim okresie. Na przykład krzywa kontraktów terminowych TTF z grudnia 2021 roku miała oczekiwaną cenę 40 euro/MWh za rok, podczas gdy realizacja wyniosła 140 euro/MWh. Podczas gdy przed wojną w Ukrainie oczekiwane ceny gazu w długim terminie kształtowały się poniżej 20 euro/MWh, zbieżnie z długoletnią średnią cen z przeszłości, obecnie kształtują się na poziomie dwukrotnie wyższym. Destabilizacja europejskiego rynku gazu w 2022 roku odbiła się na oczekiwaniach na przyszłość.

Rośnie atrakcyjność cenowa instalacji OZE

W kontekście rekordowych cen paliw kopalnych, rośnie atrakcyjność cenowa instalacji odnawialnych. Zgodnie z danymi Międzyna-

Wykres 6. Średni koszt nowych instalacji energii elektrycznej na świecie w latach 2010–2021



Źródło: IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2021.

rodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA), w skali globalnej średni koszt produkcji 1 kWh energii elektrycznej przeliczony na długość życia inwestycji jest wyraźnie niższy w nowych instalacjach OZE niż w jednostkach opalanych paliwami kopalnymi. Wspomniany koszt jest niższy niż w jednostkach konwencjonalnych już od ponad dziesięciu lat dla wiatru onshore, a dla paneli fotowoltaicznych i morskiej energetyki wiatrowej od ponad pięciu lat.

Oczywiście, konkurencyjność cenowa nie jest jedynym kryterium wyboru dla inwestycji w elektroenergetyce i musi uwzględniać konieczność stabilności sieci. Niemniej jednak w świetle rosnących możliwości technicznych aktywnego zarządzania popytem na energię elektryczną i rozwoju technologii jej magazynowania inwestycje w instalacje OZE powinny w najbliższych latach wyraźnie przyspieszyć.

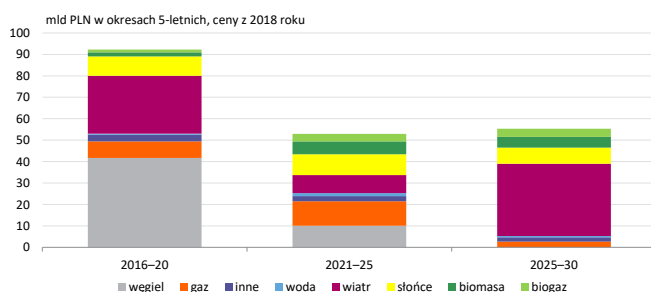
Banki sygnalizują ograniczanie finansowania inwestycji gazowych

Inwestycje w OZE będą również preferowane przez instytucje finansowe, co wynika z przepisów unijnej taksonomii oraz celów środowiskowych czy ESG przyjmowanych przez poszczególne banki. W odniesieniu do energetyki węglowej zobowiązania banków o wygaszeniu finansowania pojawiły się wkrótce po przyjęciu paryskiego porozumienia w 2015 roku. Skłoni to banki do podobnych ograniczeń dotyczących finansowania elektrowni gazowych i stopniowo także inwestycji w inne zastosowania gazu w gospodarce. Wydaje się, że proces ten zapoczątkowała deklaracja EBI z końca 2019 roku o niefinansowaniu nowych inwestycji naftowych i gazowych począwszy od 2022 roku.

Na działania sektora bankowego zbieżne z celem neutralności klimatycznej do 2050 roku wskazuje również międzynarodowe porozumienie *Net Zero Banking Alliance* (NZBA), zainaugurowane przez 43 banki w kwietniu 2021 roku pod auspicjami ONZ. W listopadzie 2022 roku sojusz bankowy obejmował już 122 banki odpowiadające za około 40% aktywów sektora bankowego na świecie. Sojusz ma wspierać przechodzenie gospodarek ku neutralności klimatycznej do 2050 roku jako celu ostatecznego. Natomiast przyjęcie celów pośrednich do 2030 roku, a przez wybrane banki do 2025 roku będzie miało przełożenie na decyzje banków odnośnie do finansowania nowych inwestycji z wykorzystaniem paliw kopalnych w najbliższych latach. Na przykład Grupa ING ogłosiła na poziomie globalnym zobowiązanie do redukcji wartości portfela projektów naftowych i gazowych o 19% do 2030 roku w stosunku do 2019 roku oraz odpowiednio o 69% do 2050 roku.

Pierwszy raport o postępie w ramach NZBA z listopada 2022 roku wskazuje, że ponad 60 banków przyjęło cele pośrednie na 2030 rok, z czego ponad połowa to cele dekarbonizacyjne, także

Wykres 7. Inwestycje w wytwarzanie energii elektrycznej w latach 2016–2030 według „Polityki energetycznej Polski 2040”



Źródło: Dane scenariusza PEP 2040.

w sektorze naftowo-gazowym. Cele te – zgodnie z wytycznymi NZBA – muszą być zgodne ze ścieżką dochodzenia w długim okresie do neutralności klimatycznej. Inicjatywa jest sygnałem zaangażowania sektora prywatnego i wspierania rządów we wdrożeniu paryskiego porozumienia oraz wsparcia firm i gospodarstw domowych w przechodzeniu na ścieżkę nisko- i zeroemisyjną.

* * *

Szok energetyczny 2022 roku wymusza aktualizację polskiej strategii energetycznej

Potrzebna jest aktualizacja obecnie obowiązującej polityki energetycznej do 2040 roku. Dotyczy to zwłaszcza planowanych inwestycji gazowych przewidzianych w PEP 2040 na lata 2021–2025. Wynika to z kilkakrotnie wyższych rynkowych cen gazu niż oczekiwano przed wybuchem wojny w Ukrainie.

Leszek Kąsek, starszy ekonomista ds. zrównoważonego rozwoju, biuro analiz makroekonomicznych ING Bank Śląski

Nowy system billingowy w PGNiG Obrót Detaliczny

Jacek Cegła

Skrócenie czasu obsługi i gwarancja większego bezpieczeństwa danych klientów to główne, ale niejedyne korzyści płynące z wdrażanego przez PGNiG Obrót Detaliczny nowego systemu billingowego. Polega on na migracji, czyli przeniesieniu danych ponad 7 milionów odbiorców do jednego, wspólnego systemu billingowego.

Wdrożenie Centralnego Systemu Billingowego (CSB) to największy tego typu projekt realizowany w branży energetycznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Decyzja o stworzeniu jednego, spełniającego najwyższe współczesne standardy systemu billingowego zapadła w 2018 roku. Jego kluczowym elementem jest nie tylko platforma technologiczna, ale migracja danych, czyli przeniesienie do nowego systemu wszystkich niezbędnych danych klientów, rozproszonych po wielu systemach – z różnych baz danych. Do tej pory istniało w spółce sześć różnych systemów billingowych – w wielu z nich technologia bazowała na tym, co było standardem w latach 90. ubiegłego wieku.

– Wdrożenie CSB to obok dynamicznego rozwoju elektronicznych kanałów obsługi klienta fundament cyfrowej transformacji, która jest konsekwentnie realizowana w naszej spółce. Docelowo z nowego rozwiązania skorzystają wszyscy nasi klienci indywidualni oraz mały biznes, w sumie prawie 7 milionów odbiorców gazu – powiedział Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.

Co w praktyce nowy system oznacza dla klienta? Przede wszystkim szybkość udzielania informacji. Konsultant nie będzie już musiał szukać danej informacji w wielu systemach, dlatego wyraźnie skróci się czas obsługi klienta. Nowe rozwiązanie ułatwi



także zgłaszanie przez klienta informacji (np. odczyty licznika) poprzez wiele różnych kanałów dostępowych, a docelowo umożliwi wprowadzenie jednej wspólnej faktury za różne usługi. – *Bardzo ważne jest dla nas również bezpieczeństwo danych, dlatego nowy system został dostosowany do współczesnych standardów cyberbezpieczeństwa. Przede wszystkim poprawi się poziom zabezpieczenia przechowywania danych, dostępu do nich, a także śledzenia i monitorowania kto i z jakich danych korzysta oraz w jakim celu je pozyskuje. W dobie nowych wyzwań i zagrożeń w obszarze cyberbezpieczeństwa ochrona danych klientów jest jednym z naszych priorytetów* – podkreślił Robert Mroziński, pełnomocnik zarządu ds. wdrożenia CSB w PGNiG Obrót Detaliczny.

Cały projekt, w tym część dotycząca wdrażania nowych funkcjonalności i stabilizowanie systemu, potrwa do końca lipca 2023 roku.

Jacek Cegła, Departament Komunikacji PGNiG Obrót Detaliczny

Nowe przepisy dla gazów odnawialnych – ocena proponowanych zmian

Adam Wawrzynowicz, Kamil Iwicki, Marcel Krzanowski

W ostatnim czasie pojawiły się nowe regulacje, których celem deklarowanym przez prawodawcę jest poprawa otoczenia regulacyjnego dla rozwoju segmentu gazów odnawialnych w Polsce. We wrześniu 2022 roku weszło w życie rozporządzenie ministra klimatu i środowiska z 6 sierpnia 2022 roku, zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego¹ (rozporządzenie zmieniające), którego podstawowym celem jest umożliwienie zatłaczania biometanu do sieci gazowej. Ponadto, nowe przepisy mają m.in. usunąć wątpliwości dotyczące zgodności rozporządzenia ministra gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (rozporządzenie systemowe) z przepisami prawa unijnego.

4 tygodnie później w wykazie Rządowego Centrum Legislacji zaprezentowano projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw (numer UD382 w wykazie Rządowego Centrum Legislacji)². Propozycje w nim zawarte realizują jeden z celów Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku³, czyli stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego gospodarki wodorowej. Nowelizacja stanowi część pakietu legislacyjnego zwanego „Konstytucją dla wodoru”, którego głównym celem jest stworzenie ram regulacyjnych funkcjonowania rynku wodoru z uwzględnieniem potrzeby zachowania konkurencyjności⁴. Projekt ustawy znajduje się obecnie na etapie uzgodnień, konsultacji publicznych i opiniowania. Na dzień oddawania tego artykułu do druku konsultacje jeszcze trwały. Autorzy odnoszą się zatem do głównych zmian istotnych dla branży gazowniczej, wynikających z opublikowanego projektu UD382.

Parametry jakościowe dla biometanu oraz dopuszczalna domieszka wodoru

W celu umożliwienia zatłaczania biometanu do sieci gazowej rozporządzenie zmieniające dostosowało parametry jakościowe dla paliw gazowych w sieciach, określone w rozdziale 8 rozporządzenia systemowego przez wskazanie wymagań dotyczących związków chemicznych, których obecność jest charakterystyczna dla paliw pochodzących z biomasy. Co ważne, rozporządzenie zmieniające ustanawia pożądany przedział ich udziału w paliwach gazowych (przez wskazanie maksymalnych wartości), pozostawiając operatorom systemów gazowych pewną swobodę w zakresie odpowiedniego dostosowania poszczególnych parametrów do stanu sieci czy innych aspektów technicznych. Projektodawcy określają to jako kompromis pomiędzy postulatami zgłaszanymi przez branżę. Chodziło przede wszystkim o stworzenie dla operatorów pewnej przestrzeni do decydowania o tym, jaki jest tolerowany poziom danej substancji, tak aby uniknąć zagrożeń dla prawidłowego funkcjonowania sieci gazowej oraz bezpieczeństwa ludzi i mienia.

Jedną ze wspomnianych powyżej substancji, której należy poświęcić szczególną uwagę, jest wodór. Od przyjęcia „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”⁵ podkreślano konieczność domieszki gazami odnawialnymi gazu ziemnego w celu jego „zazielenienia”.

Jednym z kluczowych elementów tego dokumentu strategicznego jest osiągnięcie zdolności transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej około 10% gazów zdekarbonizowanych w 2030 roku. Problemem jest jednak to, że domieszki wodoru istotnie wpływają na ciepło spalania gazu ziemnego⁶. Ponadto, w dotychczasowych dyskusjach nie było jasności co do tego, czy domieszki liczone procentowo (np. 10%) powinny odnosić się do objętości czy do masy. Także przy określaniu dopuszczalnej ilości wodoru projektodawcy postawili na przyznanie elastyczności operatorom systemów gazowych.

W drodze rozporządzenia zmieniającego odstąpiono także od dotychczasowej praktyki polegającej na zobowiązaniu operatorów systemów gazowych do badania jakości paliw w punktach wejścia. Model ten zastąpiono obligatoryjną współpracą między podmiotami wprowadzającymi paliwa gazowe do sieci oraz operatorami. Rozwiązanie to ma zwiększyć bezpieczeństwo funkcjonowania systemów oraz sprawić, że podział kosztów związanych z transformacją energetyczną będzie sprawiedliwie podzielony.

Podstawy systemu wodorowego

Zdecydowanie więcej (przełomowych) zmian przewidziano w projekcie ustawy zmieniającej prawo energetyczne (druk UD382). Długo wyczekiwany dokument ma stanowić jedynie część z planowanych do wprowadzenia zmian, składających się na kompleksową regulację odnoszącą się do wodoru. Projekt ustawy ma zrealizować postulowane na poziomie unijnym wyodrębnienie systemu wodorowego od systemu gazowego⁷. Osiągnięcie tego celu ma nastąpić poprzez uznanie wodoru za odrębny rodzaj paliwa. Ustawa z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne”⁸ wyróżnia 3 rodzaje paliw, tj. paliwa stałe, ciekłe i gazowe. Ze względu na jego właściwości fizykochemiczne wodoru nie można było prosto przyporządkować do jednej z tych kategorii, wobec czego za najsluszniejsze uznano jego wyodrębnienie. Przez „wodór” na gruncie ustawy rozumiana będzie każda substancja chemiczna oznaczona kodem CN 2804 10 00. Nie oznacza to jednak, że wodór traci znaczenie dla gazownictwa. W uzasadnieniu do projektu ustawy można wyczytać, że gaz ten może zostać uznany za paliwo gazowe jedynie wówczas, gdy stanowi domieszkę do innego gazu palnego, przede wszystkim gazu ziemnego, i gdy jest przesyłany siecią gazową.

Wprowadzenie prawnej granicy między wodorem a innymi paliwami to kluczowa zmiana w kontekście stworzenia całkowicie nowego systemu gazowego, zorientowanego wyłącznie wokół wodoru. Główne role w tym systemie mają odgrywać operator systemu wodorowego i operator systemu magazynowania wodoru (oraz łączący ich zadania operator systemu połączonego wodorowego). Obecnie projektodawcy skupiają się więc tylko na sieciach wodorowych oraz instalacjach magazynowania wodoru. Należy przypomnieć, że w planach prawodawcy unijnego jest powołanie także operatorów terminali wodorowych.

Operatorem systemu wodorowego będzie mogło zostać przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem wodoru. Na tego operatora spadnie cała odpowiedzialność za ruch w sieci wodorowej, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo jej funkcjonowania, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę, w tym połączeń z innymi sieciami. Realizując powyższe zadania, operator ma dbać o równe traktowanie wszystkich użytkowników nowego systemu oraz uwzględniać wymogi ochrony środowiska. Operator systemu magazynowania wodoru to w myśl projektu ustawy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem wodoru, odpowiedzialne za eksploatację instalacji magazynowej wodoru. Ta ostatnia ma stanowić magazyn energii, tak więc operator systemu magazynowania wodoru będzie przedsiębiorcą magazynującym energię. Podobnie jak w przypadku operatora systemu wodorowego, realizacja zadań związanych z magazynowaniem wodoru ma następować przy równym traktowaniu użytkowników systemu oraz z uwzględnieniem potrzeby ochrony środowiska.

Zasady wykonywania działalności w zakresie wodoru

Działalność gospodarcza w zakresie wodoru ma stanowić przedmiot reglamentacji administracyjnej. Zarówno wytwarzanie, przesyłanie i magazynowanie wodoru, jak i dostarczanie wodoru rurociągami bezpośrednimi (niebędącymi częścią systemu wodorowego) mają stanowić działalności wymagające uzyskania odpowiedniej koncesji wydawanej przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Ten organ będzie także właściwy do wyznaczenia przedsiębiorstw energetycznych na operatorów. Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w tej sprawie na wniosek zainteresowanych podmiotów. W przypadku braku inicjatywy z ich strony organ będzie mógł wydać decyzję z urzędu. Z kolei jeśli prezes URE odmówi wyznaczenia przedsiębiorstwa na operatora w trybie wnioskowym, będzie musiał wyznaczyć z urzędu inny podmiot spełniający ustawowe wymagania.

Projektodawcy przewidują wprowadzenie zasad rozdziału (*unbundling*) dla operatorów systemu wodorowego oraz magazynowania wodoru, pozostających w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. Chodzi o trzy z czterech wyróżnianych doktrynalnie rodzajów rozdziału, czyli rozdziały prawny, funkcjonalny i księgowy⁹. Pozostając w strukturze takiego przedsiębiorstwa, operatorzy będą musieli pozostać niezależni od innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem i magazynowaniem wodoru lub konwersją elektrolityczną, o której będzie mowa w dalszej części artykułu. Operator systemu wodorowego i operator systemu magazynowania wodoru będą zobowiązani do sporządzania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci wodorowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowania wodoru. Dla podmiotu odpowiedzialnego za eksploatację magazynów wodoru przewiduje się dodatkowy obowiązek, jakim jest prowadzenie w postaci elektronicznej rejestru instalacji magazyno-

wych wodoru „przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego, przyłączonej do jego sieci”.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub magazynowaniem wodoru będą zobowiązane zapewniać wszystkim podmiotom świadczenie usług na warunkach uzgodnionych przez strony w drodze umowy. Przesyłanie wodoru przez operatora będzie możliwe dopiero po wydaniu warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci oraz zawarciu umowy o przyłączenie. Ważnym zagadnieniem jest brak jednoznaczności w przepisach dotyczących taryfowania działalności w zakresie wodoru. Taryfowanie to sposób ochrony odbiorców przed naruszeniem interesu społecznego przez niewymierne uciążliwości ekonomiczne ponoszone przez odbiorców na skutek maksymalizacji zysków po stronie przedsiębiorstw energetycznych¹⁰. Projekt ustawy przewiduje, że przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję ustalają taryfy dla m.in. wodoru, jednak w przepisach nie ma zmian w zakresie zasad ustalania taryf oraz nowego upoważnienia dla ministra właściwego do spraw energii do wydania rozporządzenia określającego szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla wodoru. Ponieważ rynek wodoru w Polsce jest słabo rozwinięty i wystąpienie opisanych powyżej zagrożeń dla odbiorców jest mało prawdopodobne, ze strony branży wysuwane są postulaty, aby na razie powstrzymać się od wprowadzania taryfowania dla działalności w zakresie wodoru.

Regulacja świadczenia usług konwersji energii

Wiele wskazuje na to, że wkrótce przepisy ustawy „Prawo energetyczne” będą regulować nowy rodzaj usługi świadczonej na rynku energii. Chodzi o konwersję elektrolityczną polegającą na przetworzeniu energii elektrycznej na wodór lub inne gazy w procesie elektrolizy lub przetworzeniu wodoru uzyskanego w procesie elektrolizy na energię elektryczną, dokonywane w instalacji konwersji elektrolitycznej. Ta ostatnia ma z kolei stanowić wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, służących do przeprowadzania procesu konwersji elektrolitycznej.

Wprowadzenie do regulacji instytucji konwersji elektrolitycznej było jednym z wiodących postulatów zgłaszanych przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa na wcześniejszych etapach prac konsultacyjnych związanych z tworzeniem regulacji wodorowych w Polsce. Wydaje się, że w istotnej części te postulaty zostały uwzględnione przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w przygotowanym projekcie UD382.

Konwersja elektrolityczna to technologiczny „łącznik” między sektorem elektroenergetycznym a wodorowym. Przetworzenie energii elektrycznej do postaci wodoru ma stanowić odpowiedź na pojawiające się obecnie problemy z magazynowaniem nadwyżek energii elektrycznej, zwłaszcza powstających sezonowo przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii. W tym kontekście warto dodać, że projekt ustawy przewiduje także dodanie definicji legalnej terminu „magazynowanie energii”, który ma oznaczać:

- magazynowanie energii elektrycznej (rozumiane jako przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną) lub

- przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, w tym do postaci wodoru, przechowywania tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii.

Pojęcie magazynowania energii zostało zaczerpnięte z innego projektu przygotowanego przez ministra klimatu i środowiska, czyli projektu ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” i ustawy o odnawialnych źródłach energii (numer UC74 w wykazie Rządowego Centrum Legislacji)¹¹. Projektodawcy poddali je jednak delikatnej modyfikacji. Przetwarzanie energii elektrycznej w wyniku konwersji elektrolitycznej ma być usługą poprzedzającą zmagazynowanie energii. Usługa konwersji elektrolitycznej – zgodnie z projektem ustawy – może być świadczona przez operatorów: systemu wodorowego,

systemu magazynowania wodoru, systemu przesyłowego gazu oraz systemu dystrybucyjnego, przy czym ten pierwszy będzie do tego zobowiązany. Podstawą do jej realizacji ma być umowa. Projekt ustawy nie określa obligatoryjnych elementów tej umowy.

Ostatnie zmiany legislacyjne i propozycje wynikające z konsultowanego projektu ustawy UD382 mogą napawać optymizmem, jeżeli chodzi o tworzenie warunków regulacyjnych dla szybszego rozwoju segmentu gazów odnawialnych w Polsce.

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

¹ Dz.U. 2022, poz. 1899.

² Biuletyn Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, *Projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw* <<https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12365500/katalog/12921264>> [dostęp: 8.11.2022].

³ Uchwała nr 149 Rady Ministrów z 2 listopada 2021 roku w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku” (M.P. z 2021 roku, poz. 1138).

⁴ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Rozpoczęły się konsultacje publiczne projektu ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw* (UD382) <<https://www.gov.pl/web/klimat/rozpoczely-sie-konsultacje-publiczne-projektu-ustawy-o-zmianie-ustawy--prawo-energetyczne-oraz-niektorych-innych-ustaw-ud382>> [dostęp: 9.11.2022].

⁵ Obwieszczenie ministra klimatu i środowiska z 2 marca 2021 roku w sprawie „Polityki energetycznej państwa do 2040 roku” (M.P. z 2021 roku, poz. 264).

⁶ J. Jaworski, E. Kukulka-Zajac, P. Kaluga, *Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego*, „Nafta-Gaz” 2019, nr 10, s. 625–632.

⁷ A. Wawrzynowicz, M. Krzanowski, *Komisja Europejska przedstawiła dwa ważne pakiety zmian prawnych dotyczących gazownictwa*, „Przegląd Gazowniczy” 2022, nr 1 (73), s. 56–60.

⁸ T.j. Dz.U. z 2022 r., poz. 1385 z późn. zm.).

⁹ M. Swora, Z. Muras (red.), *Prawo energetyczne, tom I, Komentarz do art. 1–11s, wyd. II*, Warszawa 2016.

¹⁰ F. Elżanowski, *Polityka energetyczna. Prawne instrumenty realizacji*, Wydanie 1, Warszawa 2008, s. 56.

¹¹ Biuletyn Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, *projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” i ustawy o odnawialnych źródłach energii* <<https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450>> [dostęp: 8.11.2022].

„Innowacyjna biogazownia”

Od ponad dwóch lat Narodowe Centrum Badań i Rozwoju realizuje przedsięwzięcie pod nazwą „Innowacyjna biogazownia”, a teraz po raz pierwszy otwiera podwoje i pokazuje efekty swojej współpracy z innowatorami. Jednocześnie inicjuje dyskusje z rynkiem na temat kontynuacji i poszerzenia działań.

„Innowacyjna biogazownia” jest jednym z dziewięciu przedsięwzięć wpisujących się w strategię Europejskiego Zielonego Ładu, realizowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR) dzięki wsparciu funduszy europejskich z Programu Inteligentny Rozwój. Projekt realizowany jest w trybie zamówień przedkomercyjnych, w ramach których wykonawcy rywalizują między sobą technologiami, opracowując innowacyjne mikroinstalacje biogazu rolniczego. Miejscem, w którym widać efekty „rywalizacji” są wielkopolskie Brody. To właśnie tam znajduje się Rolnicze Gospodarstwo Doświadczalne (RGD), zarządzane przez Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu – partnera strategicznego przedsięwzięcia.

Na terenie RGD Brody obecnie już działają mikroinstalacje biogazu rolniczego, a w 2023 roku stanie demonstrator technologii wypracowany w ramach „Innowacyjnej biogazowni”.

– NCBR prowadzi projekt „Innowacyjna biogazownia” w szczególnej metodologii – identyfikujemy bariery i prosimy wykonawców, aby te wyzwania rozwiązywali. Firmy realizują projekty, rywalizując ze sobą. Kto opracuje lepszą technologię, ten dostaje od nas więcej punktów, a co za tym idzie – więk-

sze finansowanie. Dlatego trzeba docenić wykonawców, którzy w takim konkursie zdecydowali się wziąć udział i z nami współpracować – powiedział Wojciech Racięcki, dyrektor Działu Rozwoju Innowacyjnych Metod Zarządzania Programami w NCBR, który bezpośrednio nadzoruje realizację przedsięwzięcia „Innowacyjna Biogazownia”.

Naukowcy z Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu oszacowali możliwość wykorzystania odpadów z przemysłu rolno-spożywczego w naszym kraju na równowartość prawie 8 mld m³ biometanu rocznie. Krajowe zużycie gazu ziemnego wynosi obecnie około 17 mld m³ rocznie, z czego dużą część stanowił dotychczas import spoza Unii Europejskiej. Oznacza to, że ponad 40% zużywanego przez Polskę gazu ziemnego może zostać zastąpione produkowanym na krajowym podwórku paliwem gazowym – biometanem. Niestety, w naszym kraju działa tylko ponad 300 biogazowni, w tym 140 biogazowni rolniczych; ponadto nie wytwarza się biometanu.

– Potencjał rynku biogazowego i biometanowego w Polsce jest ogromny. NCBR, wraz z Uniwersytetem Przyrodniczym, prowadzi inwestycję, dzięki której pod koniec 2023 roku prawdopodobnie uruchomimy pierwszą w Polsce biometanownię. Mamy nadzieję, że to jest ta przysłowiowa jaskółka zmian, która ten rynek uruchomi. Dzięki przedsięwzięciu uzyskujemy łącznie sześć instalacji w trzech różnych technologiach. Jest to świetne pole do dalszych badań – powiedział prof. dr hab. inż. Jacek Dach, kierownik Pracowni Ekotechnologii Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, ekspert od lat aktywnie działający na rzecz branży biogazu.

Opr. AC

Rynek wodoru w Polsce

Stoimy przed historyczną szansą

Tomoho Umeda

Znajdujemy się w wyjątkowej w dziejach świata sytuacji, w której w jednej dziedzinie gospodarki cały świat zaczyna z podobnego poziomu. Na razie w wodorowym wyścigu nie ma równych i równiejszych, wszyscy startują w tej samej, nowej konkurencji i wszyscy mają podobne szanse. To dla nas historyczny moment, musimy tylko mentalnie przekonać się do tej zmiany.

Rozwój rynku wodoru odnawialnego zawsze rozpoczyna się od dostępu do energii odnawialnej, dlatego jedną z głównych barier dla projektów wodorowych są ograniczenia w rozwoju samych źródeł. Problem ten widoczny jest zarówno w ujęciu lokalnym, czyli niewystarczających nakładach na rozwój sieci dystrybucyjnej, jak i w ujęciu strategicznym po stronie operatora sieci przesyłowej (TSO) – PSE. Instytucje centralne nie uwzględniają w swoich długofalowych planach pełnej dekarbonizacji w 2050 roku. Na przykład polskie PSE uważa, że system przesyłowy jest w stanie obsłużyć maksymalnie 55% mocy zainstalowanej OZE. Tymczasem energia elektryczna w Polsce odpowiada jedynie za 17% zużycia energii finalnej w całej gospodarce. Oczywiście, żaden system przesyłu i dystrybucji energii nie obsłuży pełnej elektryfikacji, jedynym wyjściem jest rozproszenie systemu i rozwój projektów pozasieciowych, tzw. *off-grid*. To oznacza, że integrator technologii, odpowiadający na potrzeby dekarbonizacji, musi cechować się zarówno horyzontalnym spojrzeniem, jak i mieć dostęp do wachlarza dostawców technologii z każdego ogniwa łańcucha wartości gospodarki wodorowej. Takim podmiotem jest Hynfra P.S.A.

POWSZECHNA ELEKTRYFIKACJA

To, co poza systemem, jest kwestią kluczową. Zelektryfikowane muszą zostać ciepłownictwo, transport, rolnictwo, a także spora część przemysłu. Polska gospodarka będzie potrzebowała nawet około 1000 TWh czystej energii rocznie. Ale nie będzie to energia z sieci elektroenergetycznej i obecnego systemu, bo żaden system nie ma i raczej nie będzie miał takiej przepustowości. Około 80 proc energii w gospodarce będzie musiała być wytworzona i zużyta poza systemem. Będzie ona oparta na rozproszonych źródłach odnawialnych, niepodłączonych do sieci, z której część jako nośnik wykorzysta zielony wodór i jego pochodne jako formy magazynowania energii.

W całym procesie docelowo chodzi o dekarbonizację wszystkich wymiarów gospodarki, a wodór jest tylko ogniwem umożliwiającym ten proces. Regulacje UE powinny to zjawisko uwzględnić i system zarówno zachęć, jak i ułatwień w rozwoju przedsięwzięć dotyczących wykorzystania wodoru powinien uprzywilejowywać je w sposób szczególny, jako w największym stopniu przyczyniających się do niezależności energetycznej i odporności.

ODDOLNA TRANSFORMACJA

Zmiana musi następować z zawrotną szybkością. Programy dotacyjne finansujące transformację muszą być natychmiastowe i powszechne. Istnieje natomiast niebezpieczeństwo, że środki rozdzielane w sposób scentralizowany (*top down*) nie będą trafiać tam, gdzie są potrzebne, a zarazem będzie ich niewystarczająco, by wspomóc powszechny proces transformacji. Postulujemy zatem, aby te pieniądze były zaangażowane do utworzenia mechanizmu gwarancyjnego, który umożliwi finansowanie projektów przez rynki finansowe i kapitałowe. Hynfra wspiera swoich klientów również w kwestii pozyskiwania finansowania na realizację projektów, niezależnie od ich skali.

Należy także zdecydowanie odejść od planu budowy rynku scentralizowanego (*top-down*), bo transformacja odbywa się oddolnie (*bottom-up*). O sukcesie projektów decydują okoliczności rynkowe, które zagwarantują inwestorom powodzenie takiej inwestycji. Te okoliczności najlepiej rozpoznają interesariusze obecni na poziomie lokalnym, bo sami później są beneficjentami takich inwestycji. Takie podejście można określić jako *bottom-up*, gdzie inwestor, producent i użytkownik biorą czynny udział w określaniu wymaganych mechanizmów wsparcia przy rozwoju projektu wodorowego.

SYSTEM CERTYFIKACJI

Jednym z najpilniejszych wyzwań jest też wypracowanie na poziomie UE spójnego systemu certyfikacji dla producentów i wytwórców wodoru. Taka próba jest już procedowana w postaci aktu delegowanego dotyczącego paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO). Akt implementuje przepisy ogólne dyrektywy RED II dotyczące wodoru. Kształt pierwotnych przepisów został obecnie skorygowany o poprawkę dotyczącą kryterium „dodatkowości” (ang. *additionality*), która wymuszała budowę nowych źródeł OZE pod produkcję wodoru. Skutek ostatecznie przyjętej regulacji w tym zakresie ma fundamentalne znaczenie dla budowy instalacji wytwarzających wodór z OZE. Brak jasności co do ostatecznego kształtu tych przepisów jest istotnym ryzykiem ponoszenia nieuzasadnionych kosztów po stronie inwestorów, co wstrzymuje ich od podejmowania finalnych decyzji inwestycyjnych.

Kwestia certyfikacji ma tak istotne znaczenie, ponieważ to jak produkować wodór, aby wypełniał kryteria odnawialności rozstrzyga o długofalowej rentowności wysokonakładowych instalacji do wytwarzania tego surowca. Jako Hynfra jesteśmy zaangażowani w proces legislacyjny na poziomie krajowym, jednocześnie gwarantując naszym klientom spełnienie przez nasze projekty kryteriów definiowanych dla wodoru odnawialnego na poziomie UE. W tym celu zawarliśmy globalną umowę o współpracy z firmą TÜV SÜD, dotyczącą certyfikacji wodoru i amoniaku na potrzeby naszych projektów.

MAGAZYNOWANIE

Jednym z większych wyzwań w rozwoju gospodarki wodorowej jest luka technologiczna w obszarze magazynowania wodoru. Ze względu na jego właściwości fizykochemiczne nie istnieją technologie wielkoskalowego magazynowania wodoru.

Obecnie produkcja i utylizacja wodoru odbywają się w systemie rozproszonym, wytwarzany jest on na miejscu w zakładach go wykorzystujących w ilości dokładnie odpowiadającej bieżącej potrzebie procesowej. Ciężar dystrybucji i magazynowania wodoru jest zatem przesunięty w kierunku gazu ziemnego, z którego się go wytwarza. Do chwili dokonania się przełomu naukowego w tym obszarze, niezależnie od zmiany sposobu wytwarzania wodoru z reformingu parowego metanu na elektrolizę wody, jego rozproszony charakter generacji i wąskiej regionalnej dystrybucji nie ulegnie zmianie.



Brak dostępności wielkoskalowych form magazynowania wodoru pociąga za sobą wiele konsekwencji, które powinny zostać odzwierciedlone w tym zakresie w prawodawstwie UE. Pierwszą z nich jest konieczność rozwoju rynku producentów małoskalowych magazynów, które dziś dostarczane są przez bardzo wąską grupę dostawców (kilkanaście firm na świecie, w tym zaledwie kilka w Europie).

Wyzwania związane z magazynowaniem wodoru – z jednej strony – są przeszkodą dla projektów wielkoskalowych, np. produkcji wodoru z farm wiatrowych na morzu, a z drugiej – umożliwiają komplementarny rozwój rozproszonych źródeł OZE, wzajemnie poprawiając bilans inwestycji.

AMONIAK

Wyjściem naprzeciw wyzwaniom związanym z magazynowaniem wodoru jest wykorzystywanie do tego celu znanych substancji, takich jak amoniak i metanol, których procedury logistyki, transportu i obsługi są już w pełni wykształcone, a roczna produkcja wynosi setki milionów ton. Amoniak to druga pod względem wolumenu najpowszechniej wytwarzana substancja chemiczna na świecie (180 mln ton rocznie). Dla prawodawcy oznacza to, że przepisy regulujące lokowanie instalacji do wytwarzania i magazynowania amoniaku jako nośnika wodoru powinny uwzględniać konieczność pogodzenia kwestii bezpieczeństwa z potrzebami magazynowania energii/wodoru w takiej postaci.

DYSTRYBUCJA – ZAGROŻENIE ZE STRONY BLENDRINGU

Jedną z form utylizacji znacznych wolumenów wodoru odnawialnego jest koncepcja domieszkowania go do gazu ziemnego i wykorzystania we wszystkich aplikacjach go wykorzystujących. Jest to rozwiązanie atrakcyjne, ale budzące wiele obaw. W ogromnej większości sieci przesyłowe gazu ziemnego – ze względu na właściwości fizykochemiczne samego wodoru – nie nadają się do transportu mieszaniny nawet kilku procent wodoru z gazem ziemnym. Dopóki wspierany i rozwijany będzie koncept domieszkowania wodoru, dopóty opóźniany będzie proces uwzględniania rozwoju infrastruktury do magazynowania samego wodoru. Można to porównać z sektorem samochodów osobowych, pojazdów hybrydowych, które pojawiły się w okresie przejściowym, aby obniżyć emisję, ale nie przyspieszają rozwoju floty w pełni elektrycznej, a zatem nie mobilizują inwestycji w rozwój sieci ładowania itd.

PIERWSZE PROJEKTY

W Polsce pierwsze instalacje wodorowe powinny się pojawić około 2025 roku. Wiele zależy tu od regulacji – im bardziej rozproszony będzie rynek, tym te zmiany nastąpią szybciej. W całym procesie docelowo chodzi o dekarbonizację wszystkich wymiarów gospodarki, a nie o sam wodór. On jest tylko ogniwem umożliwiającym ten proces. Nie wiemy, czy za jakiś czas nie

zostanie wymyślony inny sposób na ustabilizowanie czystej, odnawialnej energii, która jest niestabilna ze swej natury (nie zawsze świeci słońce i wieje wiatr) i który będzie mógł być wykorzystywany w dużej skali. Dopóki nie zostanie opracowana koncepcja bezemisyjnego, łatwo i powszechnie dostępnego nośnika energii, odnawialny wodór pozostanie niezastąpiony w roli brakującego ognia dekarbonizacji.

Tomoho Umeda, założyciel spółki Hynfra oraz Hynfra Energy Storage. Przewodniczy Komitetowi Technologii Wodorowych przy Krajowej Izbie Gospodarczej, jest członkiem zarządu stowarzyszenia Hydrogen Poland, członkiem Hydrogen Europe oraz European Clean Hydrogen Alliance.

Kierunki aktualizacji PEP 2040 w świetle zmian geopolitycznych oraz polityki klimatycznej UE

Monika Morawiecka

Wojna w Ukrainie wymusiła zmianę polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, ale nie w tym kierunku, którego niektórzy się spodziewali. Zmiana jest jednak dość głęboka, ponieważ zachwiany został dotychczasowy paradygmat taniego (rosyjskiego) gazu, który – z jednej strony – pozwalał zastąpić „brudny” węgiel, a z drugiej – jest dobrym źródłem bilansującym zależne od pogody źródła OZE.

Zatem do europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej, dążącej do neutralności klimatycznej w 2050 roku, doszedł dodatkowy element, czy raczej ograniczenie: transformacja w europejskim miksie energetycznym musi być przeprowadzona bez udziału rosyjskiego gazu. To ograniczenie oznacza, że skoro nie da się (ani szybko, ani tanio) zastąpić rosyjskiego gazu gazem z innych kierunków, trzeba zużycie gazu ograniczyć. I tutaj pojawiają się rozwiązania,

Dyrektywa ma wprowadzić zasadę, że inwestycje w OZE (oraz infrastrukturę przyłączeniową i magazyny) są inwestycjami celu publicznego, co także znakomicie przyspieszyłoby procesy przygotowania tych inwestycji do budowy.

które niektórym każą upatrywać „końca polityki klimatycznej UE”, ponieważ ograniczenie zużycia gazu może nastąpić (i następuje) między innymi poprzez wzrost zużycia węgla – węgla w istniejących elektrowniach, dodajmy, o nowych nikt w Europie nie mówi.

Ten wzrost zużycia węgla jest krótkoterminowym efektem obecnego potężnego szoku podażowego w europejskim systemie energetycznym, natomiast w długim terminie kierunek polityki energetycznej UE jest jasny: więcej odnawialnych źródeł energii (OZE) i jeszcze szybsza poprawa efektywności energetycznej – to są dwa elementy, które będą budować długoterminową odporność UE na światowe rynki paliw, a także – przy wdrożeniu odpowiednich mechanizmów rynkowych – obniżać ceny energii dla odbiorców.

Pakiet propozycji legislacyjnych REPowerEU, mający na celu odejście od importu paliw z Rosji, przedłożony przez Komisję Europejską już w maju 2022 roku, koncentruje się na

tych właśnie rozwiązaniach, proponując bardzo daleko idące ingerencje w obecne regulacje. Zaproponowano duże zmiany w kluczowych dyrektywach wdrażających europejską politykę klimatyczną. W dyrektywie OZE zaproponowano zwiększenie celu udziału źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym z 40 do 45% do 2030 roku, a także wprowadzenie „stref OZE” – państwa członkowskie miałyby wyznaczyć obszary, na których procesy pozwoleńowe mają być przyspieszone i trwać maksymalnie 12 miesięcy. Dodatkowo, dyrektywa ma wprowadzić zasadę, że inwestycje w OZE (oraz infrastrukturę przyłączeniową i magazyny) są inwestycjami celu publicznego, co także znakomicie przyspieszyłoby procesy przygotowania tych inwestycji do budowy. Natomiast w dyrektywie o charakterystyce energetycznej budynków (dyrektywa EPBD) zaproponowano obowiązek instalowania fotowoltaiki na wszystkich nowych i istniejących budynkach publicznych i komercyjnych większych niż 250 m² odpowiednio od 2026 i 2027 roku oraz na wszystkich nowych budynkach prywatnych od 2029 roku. Jest to część planu osiągnięcia do 2025 roku 320 GW fotowoltaiki w całej UE (podwojenie w stosunku do 2020 roku) i 600 GW do 2030 roku. Zaproponowano także znaczącą zmianę celu

Rysunek 1. Kluczowe zmiany w dyrektywach RED II, EPBD i EED zaproponowane w ramach pakietu REPowerEU

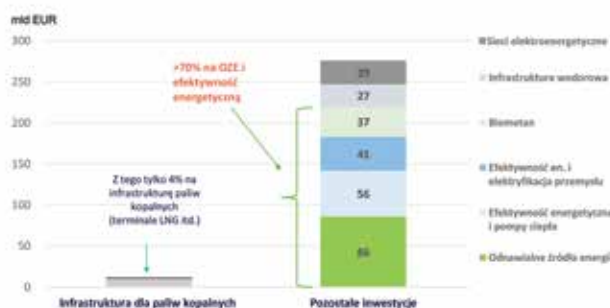
Dyrektywa RED II	Dyrektywa EPBD
Zwiększenie celu OZE z 40% do 45% do 2030 roku	Słoneczne dachy – obowiązek instalowania fotowoltaiki: 2026/2027 budynki publiczne, 2029 nowe budynki prywatne
Desygnowane obszary dla OZE i przyspieszenie procesów permittingowych	Dyrektywa EED
Inwestycje OZE (wraz z siecią i magazynem) = inwestycje celu publicznego	Zwiększenie celu efektywności energetycznej z 9% do 13% do 2030 roku

Źródło: Opracowanie własne na podstawie REPowerEU, Komisja Europejska, 2022.

efektywności energetycznej w dyrektywie EED z 9 do 13% w 2030 roku.

Notabene, warto zauważyć, że podobne rozwiązania wprowadził rząd Niemiec już w kwietniu 2022 roku, w ramach tzw. Pakietu Wielkanocnego. Niemcy szykują się na rzeczywistą rewolucję w rozwoju OZE. Aby osiągnąć 80-procentowy udział energii odnawialnej w wytwarzaniu energii elektrycznej do 2030 roku, tempo przyrostu instalacji wiatrowych na lądzie ma wzrosnąć do 10 GW średniorocznie (z zaledwie 1,9 GW w 2021 roku), aby osiągnąć skumulowaną moc 115 GW na koniec dekady (z 56 GW na początku 2022 roku). Tempo wzrostu fotowoltaiki ma zwiększyć się do 22 GW średniorocznie (z 5,3 GW w 2021 roku), aby osiągnąć 215 GW skumulowanej mocy w 2030 roku (z 59 GW na koniec 2021 roku). Niewątpliwie są to liczby imponujące i nie będzie łatwo je osiągnąć, zwłaszcza jeśli chodzi o rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Jednakże przyjęta generalna zasada, że inwestycje OZE są inwestycjami celu publicznego pozwala wierzyć, że Niemcy swoje cele w dużym stopniu zrealizują.

Rysunek 2. Planowany rozwój źródeł odnawialnych w Niemczech do 2030 roku w porównaniu z okresem 2002–2021



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Bundesnetzagentur i BMWK.

REPowerEU nie tylko wskazuje na konkretne cele do osiągnięcia, ale także szacuje niezbędne inwestycje i wskazuje źródła finansowania. Bardzo pouczające jest spojrzenie na wykres obrazujący skalę niezbędnych wydatków, a także ich podział na poszczególne priorytety. Z całej puli dodatkowych inwestycji do 2027 roku, szacowanych na 300 miliardów euro w skali UE, jedynie 4% ma zostać przeznaczony na infrastrukturę dla paliw kopalnych (głównie nowe terminale LNG), zaś ponad 70% na efektywność energetyczną i OZE.

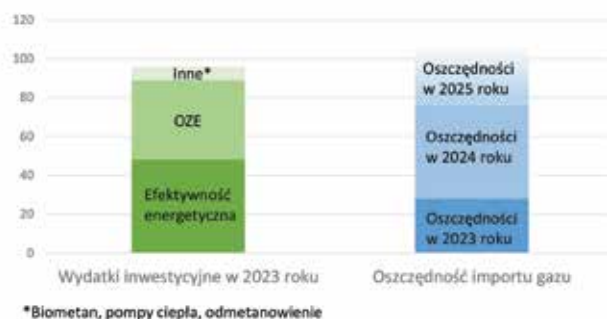
Rysunek 3. Niezbędne inwestycje do 2027 roku w ramach planu REPowerEU



Źródło: Opracowanie własne na podstawie REPowerEU, Komisja Europejska, 2022.

Podobne rekomendacje dla Unii Europejskiej sformułowała Międzynarodowa Agencja Energii (MAE) w raporcie „Jak uniknąć niedoborów gazu w Unii Europejskiej w 2023 roku”, opublikowanym na początku grudnia 2022 roku. MAE szacuje, że Unia Europejska powinna zainwestować niecałe 100 mld euro głównie w efektywność energetyczną i OZE, aby uzupełnić spodziewaną lukę w podaży gazu. Ten wydatek zostanie skompensowany oszczędnościami w kosztach importu gazu już w trzy lata.

Rysunek 4. Wymagania inwestycyjne na 2023 rok oraz oszczędności ze zmniejszonego importu gazu dla Unii Europejskiej



Źródło: Opracowanie własne na podstawie „How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023”, Międzynarodowa Agencja Energii, 2022.

Jak na tym tle wygląda zapowiedziana w marcu 2022 roku aktualizacja „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”? Przyjęte przez Radę Ministrów założenia niewątpliwie właściwie kładą nacisk na suwerenność energetyczną, dodając to pojęcie jako czwarty filar polityki energetycznej (pierwsze trzy to sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny

Przyjęte przez Radę Ministrów założenia niewątpliwie właściwie kładą nacisk na suwerenność energetyczną, dodając to pojęcie jako czwarty filar polityki energetycznej (pierwsze trzy to sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny i dobra jakość powietrza)

i dobra jakość powietrza). Założenia identyfikują też niezbędne kierunki działań, wskazując na ich kontrybucję do tego czwartego filaru. Wskazują, iż odnawialne źródła energii przyczyniają się do wzmocnienia suwerenności i niezależności energetycznej kraju. To, czego do tej pory zabrakło, to wskazanie konkretnych, zwiększonych celów w konkretnych przedziałach czasowych. Należy mieć nadzieję, że finalny dokument będzie odpowiadał na wyzwania, które stawia przed nami potrójny kryzys – klimatyczny, energetyczny i bezpieczeństwa.

Monika Morawiecka, starszy doradca w Regulatory Assistance Project (RAP)

Musimy równoważyć interesy wszystkich uczestników sektora energii

Rozmowa z **Rafałem Gawinem**, prezesem Urzędu Regulacji Energetyki



Jakie wnioski branża gazownicza, organ regulacyjny i administracja rządowa powinny wyciągnąć z trwającego kryzysu energetycznego? Na rynku gazu doświadczamy zmian wynikających z poszukiwania nowych kierunków dostaw, analizowania możliwości magazynowania i transportu. Jak URE ocenia sytuację na rynku gazu i jego perspektywy?

Obecna sytuacja na rynku paliw, a także agresja Rosji na Ukrainę i jej konsekwencje wymusiły na wszystkich uczestnikach rynku dostosowanie się do nowej rzeczywistości, która rządzi się dziś innymi prawami niż w czasie pokoju. Paradoksalnie, wzmocniła się potrzeba transformowania sektora, tak aby nie tylko go zazielenić, ale bezwzględnie zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Kwestie bezpieczeństwa od lat traktowane były w naszym kraju priorytetowo, dlatego można powiedzieć, że Polska dobrze przygotowywała się do scenariusza kryzysowego, przyjmując strategię dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw gazu. Krajowe plany zakładały bowiem z końcem 2022 roku, po zakończeniu kontraktu jamalskiego, całkowitą rezygnację z dostaw z kierunku wschodniego. Decyzja dotychczasowego dostawcy o wstrzymaniu realizacji tego kontraktu jedynie przyspieszyła proces zmiany sposobu zapewnienia dostaw do naszego kraju.

W obliczu niewielkiego krajowego wydobycia oraz stale rosnącego w poprzednich latach zużycia gazu ziemnego dywersyfikacja źródeł dostaw z zagranicy pozwala nam z optymizmem patrzeć w przyszłość.

Polska systematycznie rozwijała infrastrukturę gazową. Rozbudowywaliśmy nasze połączenia gazowe z państwami sąsiadującymi, aby możliwe było pozyskanie nowych źródeł dostaw gazu z różnych kierunków. Projekt pełnej dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski jest już praktycznie sfinalizowany. Terminal LNG w Świnoujściu od początku tego roku może świadczyć usługi regazyfikacji z mocą zwiększoną do 6,2 mld m³ rocznie. Obecnie jest on rozbudowywany, a pod koniec 2023 roku zwiększy moc regazyfikacji do 8,3 mld m³ oraz możliwości wysyłki gazu do sieci przesyłowej. Strategiczny projekt *Baltic Pipe* utworzy nowy korytarz dostaw gazu na rynek europejski. Duże znaczenie dla gazyfikacji północno-wschodnich regionów kraju ma nowy gazociąg łączący Polskę z Litwą – tzw. GIPL. W sierpniu ukończono budowę połączenia międzysystemowego ze Słowacją. Nie należy przy tym zapominać, że funkcjonują dotychczasowe połączenia z operatorami niemieckimi, zapewniające dostęp do rynków UE.

W kontekście terminalu LNG należy także pamiętać, iż w 2023 roku planowane jest wejście do użytku gazowców Lech Kaczyński i Grażyna Gęsicka. Dwa kolejne rozpoczną pracę w 2024 roku, a w 2025 roku zostaną oddane do użytku cztery nowe statki do przewozu LNG.

W ostatnich latach istotnie wzmocniono także krajową infrastrukturę przesyłową, obsługującą strumienie gazu z różnych, zarówno istniejących,

jak i planowanych źródeł zasilających system – rozbudowano tłocznie gazu w Odolanowie i Goleniowie, wybudowano tłocznie w Gustorzynie, Lwówku i Kędzierzynie. Rozważana jest także rozbudowa podziemnych magazynów gazu w wysadach soli kamiennej w Damasławku oraz budowa gazociągu łączącego z instalacjami magazynowymi w Mogilnie.

Przedsięwzięcia dające nam dostęp do światowego rynku LNG stawiają nas w nieporównywalnie lepszej sytuacji, niż gdybyśmy byli zdani wyłącznie na gaz sieciowy. Jednak w obecnych uwarunkowaniach priorytetowo należy potraktować również rozbudowę istniejących oraz budowę nowych instalacji magazynowych. Pojemności, które obecnie są dostępne, w obliczu trwającego kryzysu energetycznego mogą okazać się niewystarczające. Potrzebne jest znaczne przyspieszenie prac.

Myślę, że synergia wymienionych działań zdecydowanie przyczyni się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Niemniej jednak obecna sytuacja geopolityczna nie tylko Polski, ale całej Europy, nakazuje patrzeć krytycznie na bezpieczeństwo energetyczne Starego Kontynentu. Dotychczasowe wydarzenia, zwłaszcza traktowanie gazu jako „broni”, nie pozwala nam spocząć na laurach. Budowa bezpieczeństwa energetycznego to proces ciągły, który nigdy się nie kończy. Dlatego należy nadać mu najwyższy priorytet.

Jak ocenia pan obowiązujący system rekompensat („zamrożenie taryfy” na poziomie PGNiG OD)? Czy w pana ocenie istnieje potrzeba przedłużenia działania tego systemu?

Choć wolalbym, aby rynek działał jak w czasie pokoju i bez interwencji państwa, to jednak w obecnych okolicznościach uważam, że wprowadzenie mechanizmów ograniczających wzrost taryf na gaz jest uzasadnione. Ochrona gospodarstw domowych i strategicznych podmiotów użyteczności publicznej przed dużym wzrostem cen gazu ziemnego jest dziś nieodzowna.

Warto przypomnieć, że w związku z sytuacją na rynku gazu rząd już wcześniej zaplanował przedłużenie do końca 2027 roku systemu taryfowania cen gazu dla gospodarstw domowych, który miał być uwolniony z początkiem 2024 roku. To rozwiązanie chroni odbiorców gazu przed nieuzasadnionymi podwyżkami, natomiast w obliczu zmienności i gwałtownych wzrostów cen gazu na rynkach europejskich nie rozwiąże problemu rosnących rachunków. Taryfy bowiem są zatwierdzane na poziomie wynikającym z przychodów koniecznych do pokrycia kosztów uzasadnionych, a te z kolei w obrocie gazem w ponad 90 proc. dotyczą kosztów jego zakupu.

Dlatego trzeba szukać działań krótkoterminowych, czyli takich, które szybko przyniosą efekty. Takie interwencyjne narzędzia na rynku gazu działają w naszym kraju od stycznia tego roku. I to jest mechanizm, który nazywamy relacją pułapową w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi.

A tam, gdzie pojawia się tzw. luka kosztowa, mamy mechanizm rekompensat. Co więcej, na podstawie rozwiązań z rynku gazu zaprojektowany został mechanizm dla ciepła, a podobna regulacja prawdopodobnie zostanie również przygotowana dla rynku energii elektrycznej. To pokazuje, że ten system jest dziś właściwą drogą do przebrnięcia przez trudny czas i uniknięcia pogłębienia się problemu ubóstwa energetycznego w kraju. Kryzys nie zakończył się w tym roku, dlatego uważam, że system rekompensat powinien być przedłużony na przyszły rok.

W związku z kryzysem rząd wprowadził wiele wyjątkowych rozwiązań, które mają ogromny wpływ na rynek. Zlikwidowane zostało obbligo giełdowe na energię elektryczną. Mamy już także rozporządzenie cenowe do ustawy o mrożeniu cen energii na 2023 rok. Jak regulator ocenia te rozwiązania?

Energetyka jest jednym z fundamentów gospodarki i dziś wszyscy odczuwamy skutki sytuacji na rynkach energii. W obecnej sytuacji trzeba szukać działań krótkoterminowych, czyli takich, które szybko przynoszą efekty. Te działania nazywamy interwencją na rynku. I choć wielokrotnie zaznaczałem, że jestem przeciwnikiem interweniowania w rynek, to obecna sytuacja kryzysowa pokazuje, że taka interwencja jest potrzebna. Mamy do czynienia z szokiem cenowym, z którym trzeba sobie poradzić. Interwencje, które były i będą wdrażane, mają na celu maksymalne złagodzenie tych szoków i gwałtownych zmian. Inną sprawą jest dobór odpowiednich narzędzi.

Wielokrotnie zaznaczałem, że jestem przeciwnikiem zniesienia obliża giełdowego. Tu moje stanowisko się nie zmieniło. Nie uważam, by zniesienie obliża miało spowodować znaczne obniżenie cen energii. Może chwilowo, z jakichś powodów, się to stanie, ale w dłuższej perspektywie wycofanie energii z obrotu publicznego, transparentnego, niestety, zadziała przeciw rozwojowi rynku.

Zniesieniu obliża powinno towarzyszyć zapewnienie transparentności rynku, upubliczniania cen w transakcjach zawieranych wewnątrz grup. To byłby indeks cenowy, który dla wszystkich innych odbiorców w ramach negocjacji ze sprzedawcą dałby punkt odniesienia. Taki wiarygodny i transparentny indeks jest potrzebny również jako niezbędna cena odniesienia do obliczania tzw. *revenue cap* w regulacjach wprowadzonych wspomnianym rozporządzeniem cenowym.

Czy dostrzega pan potrzebę wprowadzenia taryfy wieloletniej dla operatorów systemów gazowych? Operatorzy sygnalizują taką potrzebę w związku z działalnością inwestycyjną.

Wprowadzenie taryfy wieloletniej dla operatorów systemów gazowych w zasadzie jest możliwe. Mógłbym je zarekomendować pod warunkiem wprowadzenia rozwiązań, które mogłyby zminimalizować ryzyko przedsiębiorców uwzględniane podczas kalkulowania taryf.

Ustalana przez przedsiębiorstwo, a następnie zatwierdzana przez prezesa URE taryfa jest bowiem wypadkową różnych zależności opartych na wielu zmiennych. Dla proponowanego przez wnioskodawcę okresu regulacji należy ustalić projekcje poszczególnych elementów, mających w tym okresie wpływ na planowane koszty i przychody przedsiębiorstwa. W przypadku przynajmniej niektórych parametrów, w zależności od zastosowanej metodologii, pożądane jest także oparcie (odniesienie) prognozy na wiarygodnych danych wynikających ze sprawozdawczości z wykonania tych wielkości. Prognozy przedsiębiorców przerzucają na odbiorców paliw gazowych wszelkie ryzyka zidentyfikowane we wnioskowanym okresie regulacji, a w praktyce także istniejące nieefektywności związane z ich funkcjonowaniem. A ponieważ rolą regulatora jest równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii, to

w kontekście stosowania okresów regulacji w horyzoncie wieloletnim nie do zaakceptowania będą takie wnioski przerzucające ryzyka wyłącznie na odbiorców.

Jednym z rozwiązań mających na celu minimalizację tych ryzyk w okresie regulacji jest tzw. konto regulacyjne. Z punktu widzenia operatorów infrastruktury gazowej takie rozwiązanie zapewnia stabilność funkcjonowania dzięki gwarancji uzyskania przychodów oraz ogranicza ryzyko prowadzenia działalności gospodarczej. Z kolei z punktu widzenia odbiorców zapewnia stabilizację i pewność funkcjonowania operatorów, a także gwarantuje, że opłaty ponoszone za korzystanie z infrastruktury są na uzasadnionym poziomie. To narzędzie może być przydatne szczególnie w najbliższych latach, ponieważ obserwowane dziś problemy w sektorze energetycznym będą przekładały się na niepewność co do projekcji i dotychczasowych modeli kształtowania się parametrów gospodarczych i ekonomicznych. W kontekście operatorów infrastrukturalnych może to przełożyć się na istotne dla ich funkcjonowania wahania poziomu przychodów. W tej sytuacji konto regulacyjne, niwelujące skutki tych wahań, pozwoli ograniczyć ryzyko działania tych podmiotów, co jest trudne do przecenienia w przypadku regulacji wieloletniej.

W obecnej sytuacji wprowadzenie konta regulacyjnego, służącego do rozliczenia ewentualnych różnic pomiędzy wartością przychodów kalkulacyjnych i rzeczywiście osiągniętych, w przypadku przedsiębiorstw infrastrukturalnych, szczególnie ze względu na dużą wartość majątku i związanych z tym majątkiem inwestycji, jest rozwiązaniem wskazanym i – w mojej ocenie – warunkiem koniecznym do wprowadzenia regulacji wieloletniej.

Rozwiązanie w postaci konta regulacyjnego już funkcjonuje w przypadku operatorów infrastruktury elektroenergetycznej, a w sektorze gazowym w przypadku operatora przesyłowego. Mimo zgłaszanej przeze mnie od dość dawna konieczności wprowadzenia tego mechanizmu również dla gazowych systemów dystrybucyjnych oraz operatorów instalacji skraplania i regazyfikacji gazu ziemnego, ustawodawca nie zdecydował się na rozszerzenie tego mechanizmu na te podsektory.

Jak ocenia pan perspektywy rozwoju rynku biometanu w Polsce?

Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022–2031 przewiduje, że zapotrzebowanie na paliwo gazowe będzie stopniowo wzrastało z obecnego poziomu około 19 mld m³/rok (215 TWh) do 37,5 mld m³/rok (422 TWh) w 2036 roku¹. Natomiast kierunki unijnej polityki klimatyczno-energetycznej wskazują, że konieczne jest podjęcie działań na rzecz zwiększenia udziału gazów odnawialnych w sieciach gazowych.

Biometan ze względu na swoje właściwości fizykochemiczne, niską emisyjność, może – po odpowiednim dostosowaniu infrastruktury gazowej i urządzeń do niej przyłączonych – zostać wykorzystany jako substytut gazu ziemnego. Co do zasady, wykorzystanie biogazu nie może być postrzegane jako remedium na bieżący kryzys energetyczny, jednak paliwo to może wpływać na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz zmniejszenie uzależnienia od importu surowców energetycznych poprzez wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów biomasy możliwej do zagospodarowania w biogazowniach i biometanowniach.

Potencjał wytwarzania biogazu i biometanu w Polsce, z wykorzystaniem krajowych surowców, uważam za relatywnie wysoki. Polska gospodarka, zwłaszcza rolnictwo i przemysł rolno-spożywczy, dysponuje potencjałem substratowym umożliwiającym produkcję biometanu z odpadów na poziomie około 8 mld m³ rocznie².

W listopadzie 2021 roku przedstawiciele administracji rządowej oraz interesariusze sektora biogazu i biometanu podpisali „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”, które zawiera m.in. listę obszarów kluczowych dla rozwoju całego sektora, wraz z uwarunkowaniami, docelowym modelem rynku i postulowanymi kierunkami działań. To przede wszystkim kwestia rozwoju lokalnych sieci dystrybucyjnych dla biogazu i biometanu, łańcucha dostaw (w tym udziału tzw. *local content*) czy zagospodarowania biomasy pochodzącej z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego, a także nawozowego wykorzystania substancji pofermentacyjnych. Do porozumienia przystąpiły największe spółki energetyczne, w tym m.in. PGNiG oraz Grupa Lotos.

Na potencjał rynku biometanu zwraca również uwagę Komisja Europejska, która w strategii REPowerEU zaplanowała działania na rzecz rozwoju biometanu. W planie tym znalazł się projekt Sojuszu Przemysłu Biometanowego, którego celem jest stymulowanie wzrostu sektora i osiągnięcie produkcji 35 mld m³ biometanu do 2030 roku.

Z wykorzystaniem biometanu wiąże się jednak wiele wyzwań. Obecnie w kraju nie istnieje system lokalnych sieci dystrybucyjnych dla biogazu. Jest to m.in. związane z parametrami zatłaczanego do nich paliwa, które są odmienne niż w przypadku gazu ziemnego. Ze względu na zawartość metanu na poziomie 70–80 proc. takie sieci lokalnych systemów dystrybucyjnych obecnie nie mogą zostać zintegrowane z istniejącą infrastrukturą dystrybucyjną gazu ziemnego.

Punktem newralgicznym może być również przebieg procesu inwestycyjnego, oceniany przez inwestorów jako długotrwały i uciążliwy. Na wydłużenie czasu niezbędnego do uruchomienia instalacji wpływa procedura oceny oddziaływania na środowisko, realizowana z udziałem społeczeństwa, często wyrażającego niechęć i zgłaszającego obawy w odniesieniu do instalacji produkujących biogaz, co wynika z utartych stereotypów na temat uciążliwości tego typu instalacji.

W celu wykorzystania potencjału biogazu niezbędna jest identyfikacja oraz podjęcie próby rozwiązania wielu zagadnień systemowych dotyczących m.in. relacji pomiędzy wytwórcami biometanu a operatorami sieci gazowych. Punktem wyjściowym będzie dostosowanie instalacji biogazowych czy biometanowych do otoczenia systemowego zarówno w aspekcie zasilania (surowcowym/substratowym), jak i wykorzystania produktów wyjściowych (zdolności do ich pochłaniania). Istotne będzie także dostosowanie mocy instalacji wytwarzającej biometan lub jej charakteru do lokalnej chłonności sieci gazowej, do której biometanownia ma być przyłączona³. Ze względu na koszty ekonomiczne i środowiskowe biometan powinien być wykorzystywany jak najbliżej miejsca wytwarzania. Możliwe w tym celu rozwiązania to tworzenie lokalnych sieci wyspowych, dostosowanie instalacji w celu wprowadzania biometanu do istniejących sieci gazowych lub skrapianie i wykorzystanie w transporcie. Dlatego niezbędne tu będzie opracowanie odpowiednich systemów dystrybucji. Potrzebne jest także określenie parametrów jakościowych dla biometanu oraz sposobu ich weryfikowania, tak aby nie ograniczać możliwości produkcyjnych i praw odbiorców paliw gazowych⁴ oraz opracowanie zasad podziału kosztów budowy i eksploatacji instalacji zapewniających bezpieczeństwo procesu zatłaczania biometanu do sieci gazowych między operatorów sieci i inwestorów instalacji biometanowych z uwagi na wysokie koszty przyłączeń oraz eksploatacji instalacji przyłączeniowych, a przede wszystkim wprowadzenie systemu wsparcia (np. poprzez bezzwrotne środki pomocowe) dla nowo powstających obiektów.

Jaką rolę widzi pan dla gazu ziemnego w procesie transformacji energetycznej?

W perspektywie długoterminowej nadal będziemy dążyć do gospodarki niskoemisyjnej, jednak sposób dochodzenia do celów długoterminowych może wymagać korekty. Co więcej, w obecnej sytuacji opieranie bezpieczeństwa na monokulturze surowcowej ma negatywne strony, szczególnie jeżeli ograniczona jest dostępność danego surowca, np. gazu lub węgla.

Polska, chcąc sprostać bardzo wymagającej polityce ochrony klimatu UE, stoi przed koniecznością wypracowania właściwej strategii transformacji gospodarki narodowej. Wybór tej strategii powinien uwzględniać obiektywne czynniki decydujące o stanie gospodarki energetycznej. W przypadku naszego kraju takim czynnikiem jest bardzo wysoki poziom udziału węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej i ciepła. Mamy także do czynienia z dominacją energetyki wielkoskalowej, skoncentrowanej głównie w południowych i centralnych regionach kraju. Dlatego gaz ziemny (najmniej emisyjne paliwo kopalne) był postrzegany jako paliwo, które w okresie przejściowym miało częściowo zastępować węgiel kamienny i brunatny, przyjmując jednocześnie rolę stabilizatora krajowego systemu energetycznego. Miał umożliwić Polsce płynne i bezproblemowe osiągnięcie stanu neutralności klimatycznej.

Niemniej, w świetle wydarzeń obserwowanych w ostatnich miesiącach na rynku energii, musimy zmierzyć się z wyzwaniem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, dlatego tak potrzebne będzie przyspieszenie zazieleniania energetyki na potrzeby dywersyfikacji sposobów wytwarzania energii, a rola nie tylko gazu, ale i innych składników miksu energetycznego, będzie musiała być ponownie przeanalizowana.

Jakie są pana kluczowe postulaty dotyczące zmian w regulacjach rynku gazu i energii?

W świetle ostatnich wydarzeń niezbędne zmiany regulacji bezwzględnie powinny zmierzać do poprawy sytuacji odbiorców paliw i energii. Szczególnie ważne jest zwiększenie ochrony odbiorców wrażliwych przed ubóstwem energetycznym, co wynika z pogarszającej się sytuacji gospodarczej spowodowanej wzrostem cen energii i gazu.

Równoważąc interesy wszystkich uczestników sektora, dla mnie szczególnie istotne jest wsparcie – oprócz odbiorców – także przedsiębiorców, m.in. poprzez wprowadzenie mechanizmów zwiększających stabilność ich funkcjonowania oraz ograniczenie ryzyka prowadzenia działalności gospodarczej. Jak wcześniej wspomniałem, takim rozwiązaniem, zastosowanym już w infrastrukturze elektroenergetycznej, a w sektorze gazowym – w przypadku operatora przesyłowego – jest konto regulacyjne.

Ostatnie wydarzenia na rynku gazu pokazują także, jak istotną rolę zarówno dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak i rozwoju rynku pełni operator systemu magazynowania gazu ziemnego. Dlatego widzę tu potrzebę wzmocnienia roli i uprawnień tego operatora. Działania te są niezbędne dla zapewnienia rozbudowy pojemności magazynowych.

Rozmawiał **Adam Cymer**

¹ Paliwa gazowe łącznie w przeliczeniu na gaz wysokometanowy E.

² Szacunki krajowych jednostek naukowych, m.in. Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu i Instytutu Technologiczno-Przyrodniczego za „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu” z 23 listopada 2021 roku.

³ W niektórych przypadkach uzasadniona może okazać się budowa instalacji hybrydowej lub z układem kogeneracyjnym, umożliwiającej okresowe przestawianie produkcji z biometanu np. na energię elektryczną lub ciepłą.

⁴ W tym kontekście należy mieć na uwadze zawartość związków azotu, w tym amoniaku, wpływających na zapach nawianca paliwa gazowego, oraz wartość ciepła spalania, która powinna być regulowana poprzez wzbogacanie biometanu (np. propanem, LNG czy azotem).

Baltic Pipe zbudowany!

Tomasz Pietrasieński, GAZ-SYSTEM, ekspert

GAZ-SYSTEM zakończył budowę *Baltic Pipe* – najważniejszego projektu energetycznego, realizowanego w ramach rządowej strategii dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski. 27 września 2022 roku na tłoczni gazu w Goleniowie odbyła się uroczystość uruchomienia gazociągu z udziałem Prezydenta RP oraz przedstawicieli rządów Polski, Danii i Norwegii.

Oddanie do użytkowania dwukierunkowego połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską a Danią otworzyło nowy szlak dostaw do Polski gazu ziemnego. Surowiec wydobywany na Morzu Norweskim i transportowany przez Morze Północne, teren Danii i obszar Morza Bałtyckiego trafia na polskie wybrzeże w województwie zachodniopomorskim. Przedsięwzięcie zostało zrealizowane przez operatorów sieci przesyłowej: polski GAZ-SYSTEM i duński Energinet.

W tym samym dniu z okazji uruchomienia *Baltic Pipe* w Filharmonii im. Mieczysława Karłowicza w Szczecinie odbyła się uroczysta gala. Uczestniczyli w niej Prezydent RP, przedstawiciele administracji, zarządy obu operatorów realizujących przedsię-

wzięcie, a także liczne grono osób z różnych instytucji, organizacji oraz firm zaangażowanych w to wieloletnie i międzynarodowe przedsięwzięcie. Uroczystość została uświetniona występem Rafała Blechacza, pianisty światowej sławy.

Inwestycję *Baltic Pipe* Komisja Europejska uznała za „Projekt o znaczeniu wspólnotowym” (PCI) i posiada on ten status nieprzerwanie od 2013 roku. Projekt otrzymał wsparcie finansowe Unii Europejskiej w ramach instrumentu Łącząc Europę (CEF). Łączna wysokość przyznanego dofinansowania wyniosła 266,8 mln euro. Kwota ta została przeznaczona m.in. na realizację prac projektowych, uzyskanie niezbędnych pozwoleń administracyjnych oraz realizację prac budowlano-montażowych.



Premierzy Polski i Danii oraz Prezydent RP.



Thomas Egebo, prezes Energinet, i Tomasz Stępień, prezes GAZ-SYSTEM.

Mikrokogeneracja H₂

Filip Paczkowski, Paola Kurczyńska, Dorota Gałązkiewicz, Marek Skrzypkiewicz, Anna Niemczyk, Agnieszka Kamińska, Katsiaryna Martsinchyk, Paweł Boguszewicz

Grupa ORLEN we współpracy z Instytutem Energetyki opracowuje technologie układów kogeneracyjnych opartych na ogniwach paliwowych SOFC zasilanych wodorem lub gazem ziemnym (mCHP – SOFC).

Kogeneracja to skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła, przy czym za skalę mikro powszechnie uznaje się urządzenia o zakresach mocy do 50 kW. Wykorzystanie kogeneracji ma szczególnie istotne znaczenie w świetle obecnej rewolucji energetycznej na europejskim i światowym rynku energii. Dzięki efektywniejszemu zarządzaniu paliwem, wytworzonym ciepłem i energią elektryczną zmniejszeniu ulegają koszty tych mediów dla odbiorcy końcowego oraz obniżona zostaje emisja szkodliwych gazów do atmosfery. Zastosowanie kogeneracji wiąże się zatem z korzyściami ekonomicznymi, energetycznymi i środowiskowymi. Z uwagi na to układy kogeneracyjne zyskują na znaczeniu zarówno pod kątem biznesowym, jak i ochrony klimatu i środowiska. Nie można zapomnieć również o budowaniu bezpieczeństwa energetycznego, a rozproszona kogeneracja małej skali jest tego najlepszym przykładem.

Kogeneracja w świetle transformacji energetycznej

W obecnych czasach zmian w strukturze rynku energii i sektorze gazowniczym ważne są poszukiwania, badania oraz finalne wdrażanie przyszłościowych rozwiązań technicznych – istotnych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego. Głównym celem tych zmian jest poprawa takich parametrów jak jakość, sprawność i efektywność oraz bezpieczeństwo energetyczne, co ma odzwierciedlenie w ostatecznych kosztach wytworzenia energii. Transformacja energetyczna Polski dotyczy przede wszystkim zmniejszenia udziału tradycyjnych paliw kopalnych na korzyść alternatywnych źródeł energii. Do tej grupy zalicza się wysokosprawne układy kogeneracyjne, umożliwiające wykorzystywanie wodoru i związków wodoronośnych w celu wytworzenia energii i ciepła. Krajowa polityka związana z wodorem i paliwami na jego bazie została określona w Polskiej Strategii Wodorowej (PSW), w której wyraźnie wskazano potrzebę ich rozwoju w najbliższym czasie. Upowszechnienie wodoru jako paliwa pozwoli na realizację wytycznych „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” i wpisuje się w globalny trend dążący do budowania zeroemisyjnych gospodarek. W ten sposób technologie wodorowe stają się najbardziej innowacyjnym i oczekiwanym kierunkiem rozwoju sektora energetycznego. Jest to ważne

w kontekście zarówno dostępności, jak i aktualnych cen gazu ziemnego. Priorytetem staje się zastąpienie dotychczas stosowanego węgla kamiennego źródłami OZE, gazem ziemnym lub – w dłuższej perspektywie – także wodorem i siłowniami jądrowymi. Na nich ma się opierać nowy „miks” paliwowy. Faza transformacji powiązana jest z okresem zmian mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski, niezależności w kontekście dostaw gazu oraz z wdrażaniem nowoczesnych metod pozyskiwania i magazynowania energii. Tworzenie i implementowanie nowoczesnych technologii w realiach rynkowych ma duże znaczenie, ponieważ przyczynia się też do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Kogeneracja ma wysoki potencjał komercjalizacyjny ze względu na liczne korzyści – np. jest atrakcyjna finansowo, efektywna, zwiększa niezależność od paliw kopalnych i dostaw gazu oraz ogranicza emisję gazów cieplarnianych. Wpasowuje się też w ramy polityki energetycznej Polski i Unii Europejskiej.

Realizacja projektu B+R

Projekt Mikrokogeneracja H₂, istniejący również pod akronimem mCHP-SOFC (ang. *micro Combined Heat and Power – Solid Oxide Fuel Cell*) prowadzi Biuro Badań, Rozwoju i Innowacyjnych Technologii Polskiego Koncernu Naftowego Orlen S.A. – Oddział Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG w Warszawie, które odpowiada za jego prawidłowy przebieg oraz wykonanie zgodnie z przyjętymi założeniami. Jego zadaniem jest zapewnienie wszelkich zasobów potrzebnych zarówno do rozpoczęcia, jak i realizacji projektu, takich jak odpowiednie środki finansowe, dostępność właściwych narzędzi, wyposażenia oraz specjalistycznej wiedzy. Zaangażowanie osób zajmujących się projektem B+R polega przede wszystkim na koordynacji czasu, budżetu, jakości i kontroli zadań. Prawidłowe wykonawstwo wymaga bowiem szerokiego podejścia merytorycznego i zarządczego, które obejmuje planowanie, organizację, nadzór, monitoring oraz podejmowanie kluczowych decyzji na każdym etapie prac. Biuro nadzoruje ryzyko związane z projektem oraz cyklicznie raportuje poczynione postępy. Z punktu widzenia sprawnego przebiegu projektu istotna jest także skuteczna komunikacja prowadzona przez strony współpracujące w ramach projektu.

Współpraca z Instytutem Energetyki

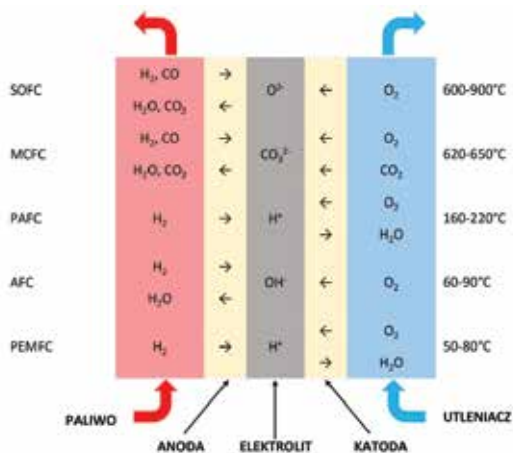
Mikrokogeneracja H₂ stanowi projekt badawczo-rozwojowy realizowany w ścisłej współpracy z Instytutem Energetyki – Instytutem Badawczym, którego celem technicznym i biznesowym jest stworzenie w pełni funkcjonalnego, wysokosprawnego układu kogeneracyjnego zasilanego wodorem, a dla okresu transformacji energetycznej umożliwiającego zasilanie gazem ziemnym. Zgodnie z założeniami, wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła oparte będzie na procesach elektrochemicznych zachodzących w stosach stałotlenkowych ogniw paliwowych (SOFC, ang. *Solid Oxide Fuel Cell*). Doświadczenie i specjalistyczna wiedza Instytutu Energetyki pozwoli na opracowanie nowoczesnych i bardziej efektywnych energetycznie rozwiązań. Współpraca ta umożliwi przygotowanie i implementację własnych, energooszczędnych technologii wodorowych. Instytut Energetyki od lat rozwija technologię ogniw stałotlenkowych, dążąc do jej wprowadzenia do produkcji.

Technologia (m)CHP-SOFC

Ogniwa paliwowe są urządzeniami, w których dochodzi do bezpośredniej, elektrochemicznej konwersji energii chemicznej paliwa w energię elektryczną. Ze względu na brak pośrednich przemian, występujących na przykład w elektrowni z obiegiem cieplnym, możliwe jest uzyskiwanie wysokich sprawności związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej. Znanych jest kilka rodzajów ogniw paliwowych. Jedną z najpopularniejszych klasyfikacji jest ich podział ze względu na zastosowany w nich elektrolit. Wyróżniamy ogniwa paliwowe polimerowe (PEM, PEMFC, ang. *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), alkaliczne (AFC, ang. *Alkaline Fuel Cell*), kwasowo-fosforowe (PAFC, ang. *Phosphoric Acid Fuel Cell*), węglanowe (MCFC, ang. *Molten Carbonate Fuel Cell*) i stałotlenkowe (SOFC).

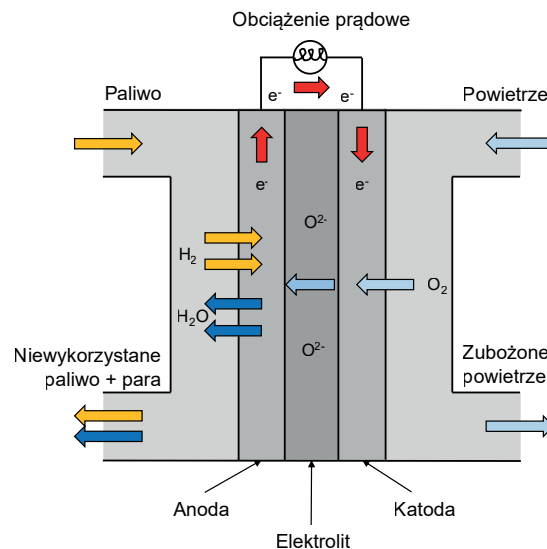
Poszczególne rodzaje ogniw paliwowych charakteryzują się optymalnymi temperaturami pracy (rysunek 1), w związku z czym mówi się o ogniwach niskotemperaturowych (25–100°C), średniotemperaturowych (100–600°C) i wysokotemperaturowych (600–900°C) [1].

Rysunek 1. Rodzaje ogniw paliwowych [1]



Ogniwa paliwowe składają się z anody, katody oraz elektrolitu. Do anody w sposób ciągły doprowadzane jest paliwo, zaś do katody utleniacz, a przez elektrolit odbywa się przepływ jonów. Jeżeli dostarczonym paliwem jest wodór, to pod wpływem katalizatora na anodzie zachodzi reakcja utleniania i tym samym uwalniają się elektrony. Poprzez obwód zewnętrzny przechodzą one na katodę, a na niej reagują z utleniaczem, na przykład powietrzem. Aniony tlenu łączą się z protonami, wskutek czego powstaje woda. [2] Schematyczna zasada działania ogniw stałotlenkowych przedstawiona jest na rysunku 2.

Rysunek 2. Zasada działania ogniw SOFC

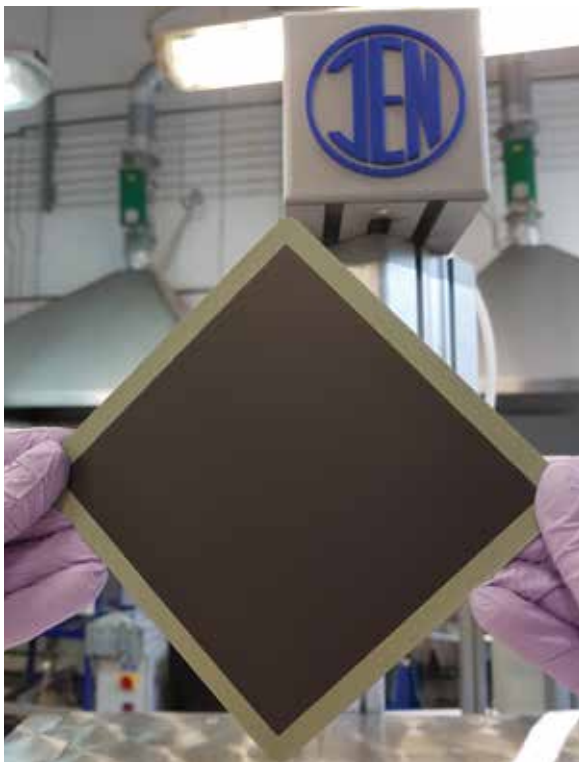


Aby uzyskać jednostki wytwórcze o większej mocy elektrycznej pojedyncze ogniwa łączone są szeregowo w stosy (rysunek 3).

Wykorzystane w projekcie ogniwa paliwowe typu SOFC w porównaniu z ogniwami niskotemperaturowymi charakteryzują się znacznie większą sprawnością (50–65%), osiągają wyższe gęstości prądu i mogą być stosowane w wielu rozwiązaniach energetycznych [1]. Dzięki wysokotemperaturowym warunkom pracy wiele różnych paliw może szybko ulec reakcji utleniania i w krótkim czasie ogniwo może osiągnąć stan termodynamicznej równowagi. Doprowadzonym paliwem nie musi być jedynie wodór o wysokiej czystości, lecz mogą to być także paliwa wodoronośne, m.in. metan, alkohole czy etery [3].

Ogniwa stałotlenkowe znajdują zastosowanie w zasilaniu stacjonarnym, a w przyszłości mogą stać się głównymi jednostkami napędowymi lub służyć jako dodatkowe źródło energii w pojazdach ciężarowych, kolejnictwie czy żegludze. Ponieważ podczas ich pracy wytwarzana jest energia elektryczna oraz odpadowe ciepło, idealnie nadają się do układów mikrokogeneracyjnych (m)CHP. Ich wykorzystywanie niesie wiele korzyści, na przykład możliwość wykorzystania różnych rodzajów paliwa (m.in. wodoru, gazu ziemnego i ich mieszaniny), co daje elastyczność paliwową i zwiększa możliwości komercjalizacyjne.

Rysunek 3. Stałotlenkowe ogniwo elektrochemiczne typu płaskiego, produkcji Instytutu Energetyki



Dodatkowo, ogniwa SOFC odznaczają się większą żywotnością i redukcją kosztów eksploatacyjnych oraz wyższą tolerancją na zanieczyszczenia i związki, które są szkodliwe w przypadku zastosowania rozwiązań niskotemperaturowych (np. typu PEM) [2].

Układy kogeneracyjne umożliwią skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, zlokalizowane bezpośrednio u/przy odbiorcy. Dzięki temu tzw. ciepło odpadowe, uwolnione z reakcji elektrochemicznej przy produkcji energii elektrycznej, może być wykorzystane do zaspokojenia potrzeb ciepłych użytkownika, podczas gdy wytworzona energia elektryczna zaspokaja całość lub część zapotrzebowania na tę energię w danym miejscu.

Wysokotemperaturowe układy kogeneracyjne umożliwiają wytwarzanie energii elektrycznej ze sprawnością powyżej 50%. Całkowita sprawność tego typu układów wynosi około 90%. Układy kogeneracyjne CHP mogą być wykorzystane w warunkach przemysłowych, a w mniejszej skali, tj. mCHP, w warunkach domowych.

Projekt Mikrokogeneracja H₂ stanowi odpowiedź na rewolucję energetyczną kraju, która skupiona jest na wdrażaniu nowoczesnych metod pozyskiwania energii i rozwoju gospodarki wodorowej. W rezultacie prac projektowych opracowana zostanie technologia wysokosprawnych układów mikrokogeneracyjnych, zwalidowana na bazie prototypów zasilanych wodorem, gazem ziemnym lub ich mieszaninami w dowolnym zakresie stężeń. Oprócz tego PGNiG Grupa ORLEN zyska kompleksowy *know-how* w zakresie wiedzy technicznej i biznesowej oraz optymalnych rozwiązań dotyczących technologii wodorowych. Ponadto, zdobędzie doświadczenie eksploatacyjne i operacyjne w obszarze energetycznego wykorzystania wodoru. Dodatkowo, celem projektu jest osiągnięcie skalowalności mocy układów w zakresie co najmniej 1–20 kW. Umożliwi to skuteczne wdrożenie i rozpowszechnianie technologii, a także wprowadzanie układów mikrokogeneracyjnych w sektorze przemysłowym, przedsiębiorstwach, budynkach użyteczności publicznej i gospodarstwach domowych.

Dotychczas (Q4-2022) odebrano pierwszy, w pełni funkcjonalny prototyp układu mikrokogeneracyjnego o mocy 1 kW, zasilany wodorem. Wykonano próby rozruchowe, które przebiegły prawidłowo. Obecnie, w ramach testów, prowadzone są długookresowe badania w warunkach rzeczywistych. W najbliższych miesiącach planowane jest odebranie dwóch kolejnych prototypów zasilanych gazem ziemnym – jeden o mocy 1 kW, a drugi o mocy 5 kW.

Zastosowanie i rynek

Pierwsze instalacje demonstracyjne układów CHP opartych na ogniwach SOFC powstały w latach 90. XX wieku i udowodniły możliwość zastosowania tej technologii na

Rysunek 4. Projekt B+R „Mikrokogeneracja H₂” – koncepcja wysokosprawnej mikrokogeneracji opartej na ogniwach paliwowych SOFC



Rysunek 5. Prototyp układu mikrokogeneracyjnego zasilanego wodorem, o mocy 1 kW.



szeroką skalę. W kolejnych dwóch dekadach wiele podmiotów prowadziło szeroko zakrojone prace badawczo-rozwojowe, w efekcie których powstały instalacje na bazie ogniw SOFC o różnej mocy. Część z nich wykonano w pojedynczym egzemplarzu, jak np. 250 kW instalacja Mitsubishi Hitachi Power Systems. Znane są również instalacje, które zaczęto wytwarzać seryjnie. Dobrym przykładem jest japoński program ENE-FARM, który do 2020 roku wprowadził na rynek około 140 tysięcy instalacji firmy AISIN, bazujących na ogniwach SOFC. Najwięcej instalacji wprowadzonych na rynek ma na swoim koncie firma Bloom Energy, która w 2018 roku sprzedała sumarycznie 81 MW systemów opartych na technologii SOFC [4]. Dostępne rozwiązania mCHP z ogniwami paliwowymi na świecie przedstawiono w tabeli 1.

Wysoka innowacyjność projektu B+R, realizowanego razem z Instytutem Energetyki, stwarza realne szanse na ustanowienie Grupy ORLEN liderem w zakresie układów mikrokogeneracyjnych w Europie Środkowo-Wschodniej oraz na świecie, zwiększając tym samym znaczenie i pozycję na rynku. Istotny jest brak konkurencji w tym sektorze, co daje szerokie możliwości efektywnego wdrożenia i komercjalizacji. Płynące z realizacji projektu benefity mają charakter biznesowy, finansowy, środowiskowy, strategiczny i wizerunkowy. Opracowanie nowatorskiej

Tabela 1. Dostępne systemy mCHP na świecie [4]

Firma	Moc el. [kW]	Sprawność el. [%]	Sprawność całkowita [%]	Kraj
Bosch	1,5	60	92	Niemcy
SOLIDPower	1,5	57	88	Włochy
Sunfire	0,35–20	50	80	Niemcy
AISIN	0,7	55	87	Japonia
Kyocera	0,4	47	80	Japonia
Hexis/ Viessmann	1–1,5	54	95	Niemcy

i bardzo efektywnej technologii przyczyni się do rozwoju rozproszonych zdolności wytwórczych i produkcyjnych w kraju oraz poszerzenia portfolio oferowanych produktów Grupy ORLEN. Otwiera też perspektywę wejścia na światowe rynki w obszarze wykorzystania ogniw paliwowych typu SOFC. Skalowalność układu mikrokogeneracyjnego pozwoli na dostosowanie technologii dla klienta indywidualnego. Dodatkowo, pozyskana wiedza umożliwi wpisanie się w aktualne trendy i warunki panujące w strefie światowej gospodarki energetycznej, które wywierają presję na kreowanie nowych rozwiązań, zwłaszcza w zakresie technologii wodorowych.

Filip Paczkowski, kierownik Biura Badań, Rozwoju i Innowacyjnych Technologii, O/LPB, PGNiG w Warszawie PKN ORLEN S.A.

Paola Kurczyńska, specjalista ds. projektów badawczo-rozwojowych, Biuro Badań, Rozwoju i Innowacyjnych Technologii, O/LPB, PGNiG w Warszawie PKN ORLEN S.A.

Dorota Gałązkiewicz, specjalista ds. projektów badawczo-rozwojowych, Biuro Badań, Rozwoju i Innowacyjnych Technologii, O/LPB, PGNiG w Warszawie PKN ORLEN S.A.

Marek Skrzyplikiewicz, kierownik Zakładu Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych, kierownik projektu, Instytut Energetyki
Anna Niemczyk, zastępca kierownika Zakładu Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych, Instytut Energetyki

Agnieszka Kamińska, inżynier energetyk, Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych, Instytut Energetyki
Katsiaryna Martsinych, inżynier energetyk, Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych, Instytut Energetyki
Paweł Boguszewicz, inżynier konstruktor, Zakład Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych, Instytut Energetyki

Literatura

- [1] T. Chmielniak, *Technologie energetyczne*, red. Wydawnictwo Naukowe PWN, 2021, s. 526, ISBN 978-83-01-21694-8.
- [2] J. Kupecki (edyt.), *Modeling, Design, Construction and Operation of Power Generators with Solid Oxide Fuel Cells*, Springer, 2018, s. 273, ISBN 978-3-319-75601-1.
- [3] M. Shen, F. Ai, H. Ma i in., *Progress and prospects of reversible solid oxide fuel cell materials*, *i Science*, Volume 24, Issue 12, 2021, 103464, ISSN 2589-0042.
- [4] C. Mendonça, A. Ferreira, D. M. F. Santos, *Towards the Commercialization of Solid Oxide Fuel Cells: Recent Advances in Materials and Integration Strategies*, *Fuels* 2021, 2, 393–419. <https://doi.org/10.3390/fuels2040023>

W cyberbezpieczeństwie najściąbszy jest zawsze człowiek

Rozmowa z **Tomaszem Grudzińskim**, dyrektorem Biura Cyberbezpieczeństwa w PGNiG Obrót Detaliczny



Cyberprzestępcy nie próżniają. Z danych firmy analitycznej Check Point Research wynika, że w sieci w ciągu godziny dochodzi do ponad tysiąca ataków. Ich celem są nie tylko duże korporacje czy administracja publiczna, ale także osoby prywatne. Czy możemy jeszcze czuć się bezpiecznie w internecie?

Jesteśmy bezpieczni, jeśli zdajemy sobie sprawę z zagrożeń. Nie wchodzimy na podejrzane strony. Nie klikamy w dziwne linki, np. gdy dostaniemy informację, że musimy dopłacić do zamówionych przesyłek. Większość oszustów wykorzystuje dobrze nam znane metody, np. na policjanta, na wnuczka. Z tą różnicą, że do ataku dochodzi w cyberprzestrzeni.

Aktywność hakerów w sieci wymaga od firm zapewnienia odpowiedniego poziomu cyberbezpieczeństwa. Jakie działania w tym zakresie podejmuje PGNiG Obrót Detaliczny?

Mamy podpisane umowy, dzięki którym jesteśmy chronieni w ramach całej Grupy Kapitałowej. Cyberbezpieczeństwo to nie tylko narzędzia służące do monitorowania sieci. To cały zestaw stosowanych na co dzień dokumentów, wytycznych i standardów. Dostosowujemy je do tego, co dzieje się w cyberprzestrzeni, określamy ryzyko, badamy oraz testujemy sieci. Cały czas obserwujemy, jakie są najnowsze zagrożenia w cyberprzestrzeni.

A czym konkretnie zajmuje się Biuro Cyberbezpieczeństwa, którym pan kieruje?

Mówiąc jak najbardziej ogólnie: wypracowaniem standardów potrzebnych spółce do ochrony infrastruktury teleinformatycznej. Zajmujemy się tworzeniem dokumentacji oraz zapewnieniem odpowiednich narzędzi do monitorowania i skanowania sieci. Bardzo ważne jest także podnoszenie świadomości pracowników na wszystkich szczeblach – od członków zarządu i kadry kierowniczej po

wszystkich, którzy na co dzień mają dostęp do firmowych zasobów.

PGNiG Obrót Detaliczny nawiązało niedawno współpracę w zakresie cyberbezpieczeństwa z Dowództwem Komponentu Wojsk Obrony Cyberprzestrzeni. Na czym w praktyce ona polega?

Współpraca pozwala nam na wymianę informacji o zagrożeniach oraz bieżących incydentach występujących w sieci. Dzięki temu możemy wcześniej się do nich przygotować, a także szybko zareagować, a co za tym idzie – zabezpieczyć naszą infrastrukturę teleinformatyczną. Te aspekty są kluczowe i stanowią podstawę naszego działania. W ramach porozumienia możliwy jest udział w specjalistycznych szkoleniach dla pracowników naszego biura, podnoszących ich kompetencje.

Dlaczego spółka zdecydowała się na współpracę akurat z Dowództwem Komponentu Wojsk Obrony Cyberprzestrzeni?

Nikt nie jest lepiej poinformowany o tym, co dzieje się w sieci niż służby, szczególnie wojskowe. Dowództwo to specjalistyczna jednostka posiadająca nie tylko najnowocześniejsze na świecie narzędzia, ale także dobrze wyszkolony personel. Są na pierwszej linii frontu, analizując najnowsze trendy ataków w sieci przeciwko bezpieczeństwu państwa.

Wróćmy do cyberprzestrzeni. Na jakie incydenty związane z atakami duże korporacje i firmy o strategicznym znaczeniu dla gospodarki i bezpieczeństwa państwa muszą być szczególnie przygotowane?

Wszystko zależy od branży i specyfiki działalności. W przypadku takiej firmy jak PGNiG Obrót Detaliczny bardzo ważna jest ochrona danych klientów, naszych

pracowników czy kadry menedżerskiej. Na rozmaite incydenty narażone są szczególnie firmy, których działalność skupia się wokół infrastruktury krytycznej. Dlatego ten rodzaj biznesu jest chroniony przez poszczególne państwa w szczególny sposób.

W jaki sposób firmy powinny zabezpieczać swoją infrastrukturę teleinformatyczną oraz dane przed atakiem hakerów? Czy jest jakiś katalog zasad, o którym należy pamiętać?

Podstawowa rzecz to określenie ryzyka i zagrożeń, stworzenie wytycznych oraz standardów działania, a dopiero w kolejnym kroku zakup narzędzi i systemów, które skutecznie będą w stanie obejść działania cyberprzestępców.

Które obszary w firmie należy szczególnie chronić? Jakie błędy w zabezpieczeniach najczęściej popełniają firmy?

Nie ma takich obszarów. Wszystkie są równie ważne. Podstawowy błąd, który popełniają menedżerowie zarządzający firmą, to brak dostatecznych inwestycji w cyberbezpieczeństwo.

Znany haker Kevin Mitnick powiedział, że łamał nie komputery, a ludzi. Czy rzeczywiście pracownicy są najsłabszym ogniwem?

Zgadzam się z tym całkowicie. Mitnick stosował w swoich działaniach socjotechnikę. Wykorzystywał tę technikę w nieodpowiednim celu. Musimy pamiętać, że najsłabszym elementem systemu zawsze jest człowiek. Dlatego tak istotna jest świadomość zagrożeń, na które jesteśmy narażeni.

Jakie działania powinna podjąć firma, gdy dojdzie do ataku hakerskiego?

Jeśli nie zrobimy kopii zapasowych to atak może spowodować, że bezpowrotnie stracimy dane albo będziemy musieli bardzo dużo zapłacić, żeby je odzyskać. Podstawą działania jest czas oraz natychmiastowa reakcja, a także skuteczne narzędzia, pozwalające na szybkie wykrycie, zablokowanie lub przekierowanie ataku.

Na jakie ataki ze strony hakerów jesteśmy najbardziej narażeni?

Wszyscy wiemy, czym są ciasteczka. Czasem wystarczy, że przeczytamy o jakimś produkcie i natychmiast na ekranie komputera pokazują się nam jego reklamy. Podobny mechanizm stosują cyberprzestępcy, np. nakłaniając nas do kliknięcia w podejrzane linki. W ten sposób są w stanie zainfekować komputer albo wyludzić nasze dane. Najgorsza jest utrata tożsamości, a co za tym idzie – pieniędzy, gdy ktoś np. podpisze w naszym imieniu umowę.

A jakie metody wykorzystują hakerzy, z jakich narzędzi korzystają najczęściej?

Bardzo popularny jest *phishing* czy próby wyludzenia danych. Cyberprzestępcy podszywają się pod osoby lub

instytucje, do których mamy zaufanie. Przestępcy muszą znaleźć słabe punkty pozwalające na atak. W tym celu najpierw skanują infrastrukturę, którą chcą zaatakować. Wykorzystują nie tylko technikę, ale także wiedzę z zakresu socjotechniki. Jeśli chodzi o firmy, przestępcy starannie przygotowują się do ataku. Planują go czasami nawet kilka miesięcy, poznając zwyczaje osób, które pracują przy komputerze.

Na celowniku hakerów znajdują się nie tylko firmy, lecz także osoby prywatne. O czym należy pamiętać, aby bezpiecznie korzystać z internetu? Jak nie paść ofiarą ataku w sieci?

To jest właśnie zadanie osób odpowiedzialnych za cyberbezpieczeństwo. Nie chcę nikogo zwalniać z obowiązku dbania o własne bezpieczeństwo w sieci. O czym należy



Porozumienie w imieniu Dowództwa Komponentu Wojsk Obrony Cyberprzestrzeni podpisał gen. bryg. Karol Molenda, dowódca Komponentu Wojsk Obrony Cyberprzestrzeni, a w imieniu PGNiG Obrót Detaliczny prezes Henryk Mucha oraz wiceprezes Robert Gut.

pamiętać? Jeśli np. szukamy informacji na oficjalnych stronach instytucji publicznych czy dużych firm, warto zwrócić uwagę, czy nie pojawiają się podejrzane przekierowania. Kolejną kwestią dotyczy zakupów w internecie. Proponuję je robić tylko na zaufanych stronach, bez zakładania kont.

A co z hasłem do skrzynki pocztowej czy banku?

Do banku najlepiej mieć jedno, mocne hasło, którego nigdzie indziej nie używamy. Stosowanie pojedynczego hasła do wszystkich stron jest raczej nierealne. Chyba że ktoś posiada kilkusetstronicowy zeszyt, w którym je wszystkie notuje (śmiech). Oczywiście, rekomendowane jest również stosowanie managera haseł. Dobre hasło powinno składać się z kilkunastu znaków, cyfr, małych i wielkich liter oraz znaków specjalnych. Te najważniejsze warto zmieniać co trzy miesiące.

Rozmawiała **Aleksandra Pinkas**,
departament komunikacji PGNiG OD

PSG na EuroPOWER & OZE POWER

Grzegorz Cendrowski

7 listopada w Warszawie rozpoczęła się 36. Konferencja Energetyczna EuroPOWER & 6. OZE POWER. W inauguracyjnym panelu, dotyczącym bezpieczeństwa i optymalizacji energetycznej Polski, wziął udział Ireneusz Krupa, członek zarządu PSG ds. rozwoju i inwestycji.

Konferencja Energetyczna EuroPOWER & OZE POWER to wydarzenie, podczas którego dwa razy w roku omawia się najbardziej aktualne wyzwania i problemy dotyczące sektora energetycznego. W debacie moderowanej przez **Wojciecha Jakóbika, redaktora naczelnego portalu BiznesAlert.**

pl, poza Ireneuszem Krupą, członkiem zarządu PSG, udział wzięli: Ireneusz Zyska, sekretarz stanu w MKiŚ, Rafał Gawin, prezes URE, Artur Warzocha, wiceprezes Tauron, Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM, Andrzej Modzelewski, prezes E.ON, oraz Dorota Dębińska-Pokorska z PwC.

Podczas panelu omawiano między innymi kwestie związane z inwestycjami w sieci dystrybucyjnej.

– *Polska Spółka Gazownictwa jest największym w Polsce dystrybutorem energii w postaci paliwa gazowego. Przed nami stoją te same wyzwania, co przed operatorami elektroenergetycznymi, tylko na dużo większą skalę. Nasze nakłady inwestycyjne wymagają od nas dwa razy większych pieniędzy niż te, którymi dysponujemy. To około 5,5 mld złotych rocznie. Dziś stawiamy sobie pytanie: ile tych środków powinno pochodzić z taryfy, a ile z finansowania zewnętrznego?* – powiedział Ireneusz Krupa.

Podczas panelu poruszono także temat rozwoju rynku biometanu w naszym kraju. Zazielenienie dystrybucji gazu pozwoliłoby obniżyć koszty i emisyjność paliwa gazowego.

– *Potrzebujemy silnego impulsu rozwoju rynku biometanu w Polsce. Chodzi głównie o to, żebyśmy z tej produkcji mogli uzupełniać bilans gazowy w Polsce. W tym roku zauważamy spadek zużycia gazu o około 10%. Odnotowujemy również mniejsze zainteresowanie przyłączaniem się do sieci gazowej zarówno klientów indywidualnych, jak i małego biznesu. Natomiast z drugiej strony pojawiła się ogromna presja na przyłączanie sektora wytwórców ciepła systemowego. Gdybyśmy chcieli dziś pokryć potencjał np. ciepłownictwa, to zapotrzebowanie na gaz wzrosłoby nawet o kilkanaście miliardów metrów sześciennych rocznie. My jednak nie mamy środków na te inwestycje. Dlatego chcielibyśmy zmian w prawie energetycznym, pozwalających na to, aby inwestorzy brali na siebie część kosztów przyłączenia. Mamy kolejki chętnych, którzy chcą sami pokryć takie inwestycje, ale potrzebujemy zmian prawnych w tym zakresie* – podsumował Ireneusz Krupa.



PSG zakończyła ważną inwestycję dla Warszawy

Grzegorz Cendrowski

Polska Spółka Gazownictwa zakończyła budowę przyłączenia do sieci gazowej kotłowni szczytowo-rezerwowej w Elektrociepłowni Żerań. Tym samym po rozpoczęciu poboru paliwa gazowego warszawianie będą mogli oddychać czystszym powietrzem. Wartość inwestycji wyniosła prawie 3,5 mln zł netto.



Elektrociepłownia Żerań jest drugim po Elektrociepłowni Siekierki zakładem dostarczającym dla mieszkańców stolicy najwięcej ciepła. W ramach inwestycji realizowanej przez Polską Spółkę Gazownictwa wybudowano stację gazowo-pomiarową o przepustowości 29 400,00 m³/h i ponad 300 m przyłącza gazowego średniego ciśnienia.

– *Emisyjność gazu ziemnego jest znacznie niższa niż węgla kamiennego czy brunatnego. Tym samym zakończona inwestycja pomoże Elektrociepłowni Żerań spełnić wymagania UE z zakresu jakości powietrza, a po rozpoczęciu poboru paliwa gazowego spadnie emisja CO₂ za każdy GJ wytworzonej energii. Dodatkową korzyścią będzie znacząca redukcja innych zanieczyszczeń, takich jak pyły, związki azotu czy siarki* – powiedział **Robert Więckowski**, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa.

Prawie 1400 podmiotów zawodowych chce przyłączyć się do sieci PSG

Polska Spółka Gazownictwa od około dwóch lat uważa zwiększone zainteresowanie przyłączeniem się

do sieci podmiotów zawodowych. Jeszcze przed inwazją Rosji na Ukrainę zrobiono rozeznanie tego rynku, które PSG powtórzyła w połowie roku. W wyniku porównania obu zapytań przybyło prawie 150 nowych podmiotów, które chcą w przyszłości przyłączyć się do sieci gazowej. Wszystko dlatego że gaz ziemny jest między innymi dla ciepłowni jedyną drogą do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Podłączenie tylu podmiotów zawodowych stanowi jednak ogromne wyzwanie techniczne i finansowe dla Polskiej Spółki Gazownictwa.

– *Potrzebne jest przygotowanie systemu wsparcia dla podmiotów, które chcą się przyłączyć do naszej sieci, żeby mogły one z zewnętrznych środków współfinansować koszty przyłączenia. Rozmawiamy na ten temat z przedstawicielami MKiŚ. Chcielibyśmy zmian między innymi w tzw. Funduszu Modernizacyjnym, który dotyczy elektroenergetyki i ciepłownictwa. Uważamy, że procesy modernizacyjne istniejących przyłączy (lub budowanie nowych sieci) powinny mieć możliwość współfinansowania również z tych środków* – podsumował **Jakub Kowalski**, członek zarządu PSG ds. operacyjnych.

PSG – firma przyjazna rodzinie

Grzegorz Cendrowski

Programy prorodzinne, elastyczny czas pracy, praca hybrydowa oraz inne rozwiązania sprzyjające godzeniu życia zawodowego z prywatnym – tym wszystkim PSG mogła się pochwalić na spotkaniu z Barbarą Sochą, wiceministrem rodziny i polityki społecznej i pełnomocnikiem rządu ds. polityki demograficznej.

3 października 2022 roku w siedzibie PSG odbyło się spotkanie w ramach programu Ministerstwa Rodziny i Polityki Społecznej „Rynek pracy przyjazny rodzinie”, mającego na celu upowszechnianie najciekawszych praktyk polskich firm sprzyjających łączeniu życia rodzinnego z rozwijaniem kariery zawodowej pracowników. Na spotkaniu PSG reprezentował **Jakub Kowalski, członek zarządu ds. operacyjnych**.

Dla młodych Polaków udane życie rodzinne znajduje się wysoko na liście priorytetów, dlatego osiągnięcie równowagi między sferą zawodową a życiem prywatnym jest dla nich bardzo ważne. Dzięki stosowanym rozwiązaniom prorodzinnym PSG zajęła 7. miejsce w rankingu najlepszych pracodawców w Polsce (*Employer Brand Research Randstad*).



– *Niezmiernie cieszy mnie fakt, że są takie przedsiębiorstwa jak PSG, które nie tylko zauważają potrzebę zrównoważenia życia zawodowego z życiem rodzinnym swoich pracowników, ale z ogromnym zaangażowaniem pomagają im tę równowagę osiągnąć. Wsparcie, jakie otrzymują zwłaszcza młodzi rodzice, którzy chcą pozostać aktywni zawodowo, z jednoczesnym wychowywaniem dzieci, zasługuje na ogromną pochwałę. Skala rozwiązań, jakie PSG oferuje pracownikom również jest imponująca, a co najważniejsze – pracownicy faktycznie chętnie z nich korzystają* – powiedziała po spotkaniu **Barbara Socha, pełnomocnik rządu ds. polityki demograficznej**.

Podczas spotkania przedstawiciele PSG opowiedzieli o rozwiązaniach w tym obszarze, które zostały wprowadzone w okresie kilku ostatnich lat i jak pozytywnie wpłynęły one na poziom satysfakcji i zadowolenia pracowników spółki.

– *Dzięki bezpiecznym i stabilnym warunkom pracy, które zapewniamy w PSG, młode mamy nie boją się wracać do pracy po urloпах rodzicielskich i wychowawczych. Mamy program adaptacji dla osób powracających do pra-*



cy po dłuższej nieobecności oraz wiele rozwiązań, które nie tylko ułatwiają powrót do aktywności zawodowej, ale efektywnie wspierają naszych pracowników w osiągnięciu równowagi między życiem zawodowym i rodzinnym – podkreślił **Jakub Kowalski**.

– *Równie dużą popularnością wśród naszych pracowników cieszy się praca hybrydowa. Jest to stosunkowo nowe rozwiązanie, wdrożone w lipcu tego roku. Dziś możemy powiedzieć, że dzięki wprowadzeniu tego udogodnienia uzyskaliśmy dużo większą efektywność pracy. Zaobserwowaliśmy również mniej absencji chorobowych, co również pozytywnie wpływa na dynamikę pracy naszej firmy* – dodała **Agnieszka Wieliczko, dyrektor Departamentu Zarządzania Zasobami Ludzkimi w PSG**.

Polska Spółka Gazownictwa została w czasie spotkania zaproszona do udziału w międzynarodowej konferencji naukowej „Uwarunkowania dzietności”, realizowanej w ramach III Kongresu Demograficznego 2021–2022 „Polska XXI w. – wyzwania demograficzne” i zaprezentowania na forum stosowanych w spółce rozwiązań przyjaznych rodzinie. Polską Spółkę Gazownictwa reprezentowała Agnieszka Wieliczko, która przedstawiła rozwiązania wspierające pracowników w odnalezieniu równowagi między pracą a życiem rodzinnym, które skutecznie wdrożono w PSG. Organizatorem wydarzenia było Ministerstwo Rodziny i Polityki Społecznej, natomiast patronat honorowy nad kongresem objął prezydent **Andrzej Duda**.

Muzeum Gazownictwa najlepszym produktem turystycznym Opolszczyzny

Grzegorz Cendrowski

Muzeum Gazownictwa w Paczkowie otrzymało nagrodę i certyfikat dla Najlepszego Produktu Turystycznego Województwa Opolskiego 2022. Nagrodę w imieniu Polskiej Spółki Gazownictwa – mecenasa muzeum – odebrał kustosz Wojciech Kalfas.

W Kamieniu Śląskim (województwo opolskie) odbyło się ogłoszenie wyników 13. edycji konkursu na Najlepszy Produkt Turystyczny Województwa Opolskiego – Certyfikat Opolskiej Regionalnej Organizacji Turystycznej. Jest to cenne regionalne wyróżnienie nadawane przez kapitułę składającą się z przedstawicieli organizatorów turystyki, mediów oraz środowiska naukowego.

W tym roku jednym z laureatów konkursu jest Muzeum Gazownictwa w Paczkowie, które zostało docenione nie tylko za niepowtarzalną w skali kraju ekspozycję dotyczącą gazownictwa klasycznego, ale również za atrakcyjną bazę noclegową, co czyni muzeum pełnowartościowym produktem turystycznym. Certyfikat Opolskiej Regionalnej Organizacji Turystycznej to potwierdzenie rzetelnego i profesjonalnego podejścia muzeum do obsługi turysty i promocji regionu.



Warto nadmienić, że nie jest to pierwsze takie wyróżnienie. Poprzednio paczkowskie muzeum otrzymało certyfikat OROT-u w 2014 roku.

PSG uruchamia jeden numer kontaktowy

Grzegorz Cendrowski

Od poniedziałku 21 listopada Polska Spółka Gazownictwa uruchamia jeden numer *Contact Center* dla wszystkich klientów w całej Polsce. Nasi konsultanci czekają teraz na wszystkie pytania pod numerem 22 444 33 33.

Contact Center jest jednym z kilku sposobów kontaktu z Polską Spółką Gazownictwa w celu złożenia reklamacji albo otrzymania szczegółowych informacji między innymi na temat przyłączenia do sieci gazowej, dostaw gazu, odczytów czy zadań realizowanych przez naszych pracowników.

– *To kolejne ułatwienie dla naszych klientów. Wprowadzając tę zmianę, chcemy ujednoczyć standardy obsługi telefonicznej, a także ułatwić klientom kontakt ze spółką. Pracownicy Polskiej Spółki Gazownictwa są do Państwa dyspozycji od poniedziałku do piątku w godz. od 7.00 do 18.00* – powiedział **Jakub Kowalski**, członek zarządu

ds. operacyjnych PSG. Innym sposobem kontaktu z największym w Polsce dystrybutorem gazu zimnego jest portal przyłączeniowy. Aplikacja dostępna jest na komputerach, tabletach i smartfonach, a klienci mogą z niej korzystać 24 godziny na dobę 7 dni w tygodniu. Za pomocą portalu klienci mogą bez wychodzenia z domu złożyć wniosek czy podpisać umowę o przyłączenie do sieci gazowej.

Polska Spółka Gazownictwa przypomina również, że w przypadku awarii instalacji gazowych czy wyczucia gazu prosimy o kontakt na całodobowy numer alarmowy 992.

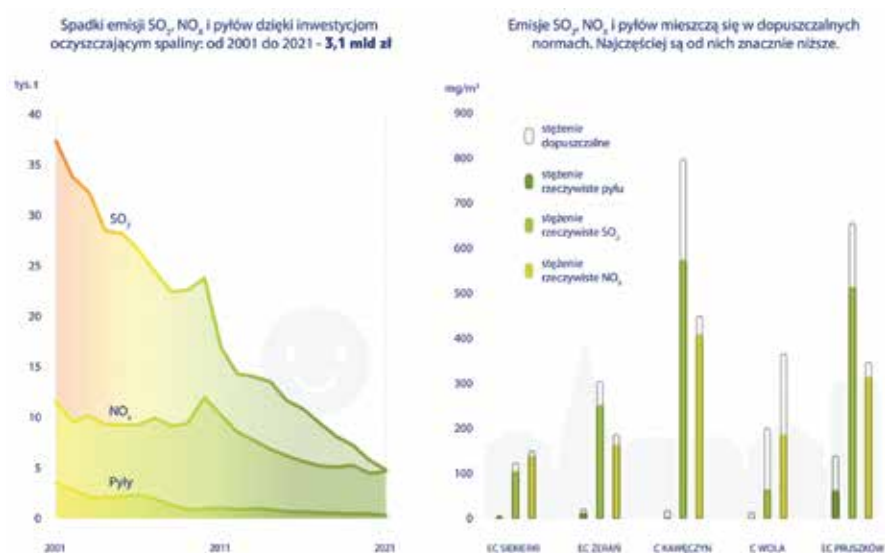
3,1 mld zł na CZYSTĄ WARSZAWĘ



PGNiG TERMIKA SA w 2021 roku zaspokoiła prawie 80% potrzeb Warszawy na ciepło: wyprodukowała 38 750 TJ ciepła (i 3675 GWh energii elektrycznej). A tak zarządzała związanym z produkcją wpływem środowiskowym w 2021 roku:

- główne źródła warszawskiego smogu to nie TERMIKA! Dzięki inwestycjom za 3,1 mld zł (od 2001 roku),
- za uprawnienia do emisji CO₂ (EU ETS) w 2021 roku zapłaciła 705 mln zł (1,8 mld zł od 2015 roku),
- ślad węglowy – emisje gazów cieplarnianych: zakres 1 + 2 + 3 = 7,2 mln t CO₂ (e),
- uboczne produkty spalania: 100% zagospodarowanych, 0% na składowiskach,
- prawie 100-procentowy zwrotny pobór wody powierzchniowej.

Rysunek 1. Udział TERMIKI w warszawskim smogu jest minimalny



Od 2001 roku na inwestycje i instalacje ochrony środowiska firma wydała ponad 3,1 miliarda złotych na 14 programów pod wspólną nazwą CZYSTA WARSZAWA 1–14. Planowane są kolejne inwestycje – CZYSTA WARSZAWA 15, 16... Dzięki temu TERMIKA ma minimalny wpływ na powstawanie smogu w stolicy. Instalacje oczyszczania spalin są tak skuteczne, że wszystkie emisje pyłu, dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x) i benzo(a)pirenu (B(a)P) mieszczą się w dopuszczalnych prawem normach, często są od nich dużo niższe. Główne źródła smogu w Warszawie to samochody i ogrzewanie indywidualne. To one tworzą smog w stolicy (rysunek 1).

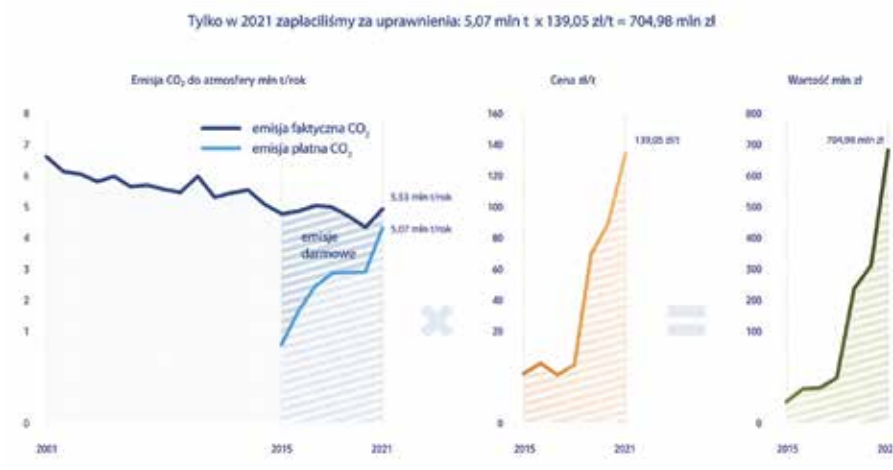
CO₂ za 1,8 mld zł

TERMIKA (czyli elektrociepłownię w Warszawie) od 2015 roku na zakup uprawnień do emisji CO₂ wydała 1,8 mld zł. W 2021 roku 705 mln z (5,07 mln ton CO₂ x 139 zł). Liczba darmowych uprawnień spada, a cena pojedynczego uprawnienia do emisji 1 tony CO₂ rośnie (rysunek 2).

Emisje gazów cieplarnianych w 2021 roku: zakres 1 + 2 + 3 = 7,2 mln t CO₂ (e)

TERMIKA podjęła wyzwanie postawione przez *The GHG Protocol*: „co ze wszystkimi emisjami gazów cieplarnianych, za które firma jest odpowiedzialna poza swoimi murami – od towarów, które kupuje, po utylizację produktów, które sprzedaje? W rzeczywistości większość całkowitych emisji korporacyjnych pochodzi z zakresu 3, co

Rysunek 2. CO₂: od 2015 roku wydaliśmy 1,8 mln złotych na zakup uprawnień do emisji (EU ETS)



Źródło: raport środowiskowy 2022 – <https://www.TERMIKA.pgnig.pl/raportysrodowiskowe>

Rysunek 3. CO₂: od 2015 roku wydaliśmy 1,8 mln złotych na zakup uprawnień do emisji (EU ETS)



oznacza, że wiele firm traci znaczne możliwości poprawy”. Policzyła więc zakresy 1, 2 i 3 emisji, czyli całkowitą emisję gazów cieplarnianych (GHG – GreenHouse Gas) w swoim łańcuchu dostaw i wartości, wyrażoną w ekwiwalencie ton CO₂ (t CO₂e). Zrobiła to zgodnie z *The GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*. W 2021 roku ślad węglowy TERMIKI był następujący: zakres 1 – 6097,5 tys. ton, zakres 2 – 1,2 tys. ton, zakres 3 – 1074,1 tys. ton (rysunek 3).

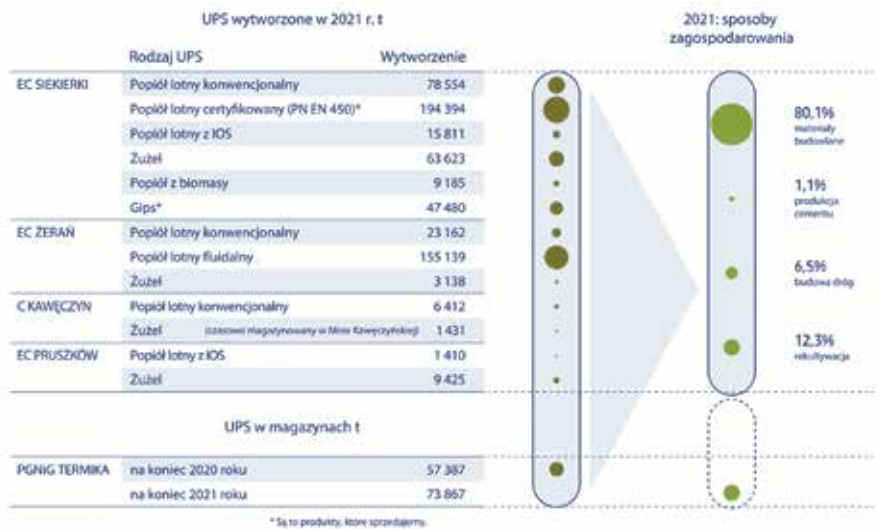
GOZ: z popiołu powstały produkty

Emisja pyłów (w tym PM 10 i PM 2,5) jest prawie na zerowym poziomie dlatego że TERMIKA je wychwytuje przy użyciu elektrofiltrów i filtrów workowych. Po spaleniu 2,4 mln ton węgla w 2021 roku powstało 0,6 mln ton popiołu i żużla. To tzw. uboczne produkty spalania – UPS-y. TERMIKA zagospodarowuje je niemal w 100% w ramach podejścia GOZ (gospodarka obiegu zamkniętego). Głównym sposobem zagospodarowania (80%) jest tworzenie materiałów do wykorzystania w budownictwie. Z popiołu powstają produkty o nazwach ProAsh, Termasz, a z żużla – Termkrusz. Z popiołu odzyskujemy niepalone frakcje węgla, z których powstaje paliwo HiCarbon używane w TERMICE (rysunek 4).

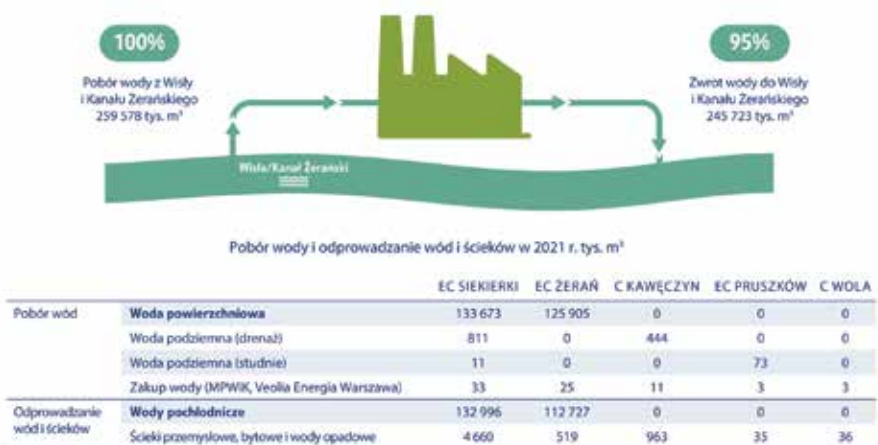
Zwrotny pobór z Wisły

W 2021 roku TERMIKA pobrała 259 tys. ton wody z Wisły i Kanalu Żerańskiego do chłodzenia urządzeń. 245 tys. oddała do

Rysunek 4. 100% ubocznych produktów spalania (UPS) jest zagospodarowanych



Rysunek 5. Zrównoważona gospodarka wodno-ściekowa



Źródło: raport środowiskowy 2022 – <https://www.TERMIKA.pgnig.pl/raportysrodowiskowe>



rzeki. Dlatego mówimy o tym obiegu, że jest prawie zwrotny – 95% wody pobranej z Wisły wraca do rzeki (rysunek 5).

Po szczegółowe informacje związane z naszym wpływem na środowisko i zakresami

ślądu węglowego zapraszamy na stronę internetową PGNiG TERMIKA SA: <https://www.termika.pgnig.pl/raportysrodowiskowe>

**Biuro Komunikacji
PGNiG TERMIKA SA**

Plany ochrony według umowy ADR jako obowiązki nadawców i odbiorców towarów niebezpiecznych

Sebastian Chwalibogowski

Zgodnie z zapisem 1.10.1.1 załącznika do umowy europejskiej dotyczącej międzynarodowego przewozu drogowego towarów niebezpiecznych (ADR), ratyfikowanej przez Polskę w 1975 roku i nowelizowanej w cyklu 2-letnim, wszystkie osoby uczestniczące w przewozie towarów niebezpiecznych powinny stosować się do wymagań dotyczących ochrony towarów niebezpiecznych.

Umowa reguluje między innymi odpowiedzialność poszczególnych uczestników transportu, zawiera informację o tym, jakie towary należy uznać za niebezpieczne oraz jakie środki bezpieczeństwa należy podjąć w stosunku do poszczególnych towarów, aby można było je przewozić bezpiecznie lub które towary są wykluczone z przewozów. Na gruncie polskiego prawa przewóz drogowy towarów niebezpiecznych reguluje m.in. ustawa o:

- 1) przewozie towarów niebezpiecznych z 19 sierpnia 2011 roku,
- 2) ochronie osób i mienia z 22 sierpnia 1997 roku,
- 3) materiałach wybuchowych przeznaczonych do użytku cywilnego z 21 czerwca 2002 roku.

Według ustawy, towarem niebezpiecznym jest „materiał lub przedmiot, który zgodnie m.in. z ADR nie jest dopuszczony do przewozu drogowego albo jest dopuszczony do takiego przewozu na warunkach określonych w umowie ADR”.

Umowa ADR określa, iż uczestnicy przewozu towarów niebezpiecznych powinni podejmować środki bezpieczeństwa odpowiednio do natury i zakresu przewidywanych zagrożeń w celu zapobieżenia szkodom i urazom oraz, jeżeli jest to wskazane, w celu zminimalizowania ich skutków. Uczestnicy przewozu powinni w każdym przypadku stosować się do odpowiednich wymagań ADR. Uczestnikami przewozu są m.in.: nadawca, przewoźnik, odbiorca, załadowca oraz inni uczestnicy transportu. Należy wskazać, że podana lista innych uczestników przewozu i ich obowiązków nie jest wyczerpująca. Obowiązki tych uczestników wynikają z przepisów podanych w ADR na tyle, na ile wiedzą oni lub powinni wiedzieć, że wykonywane przez nich czynności stanowią część operacji transportowych regulowanych przez ADR. Nawiązując do umowy ADR, nadawcą jest przedsiębiorstwo, które wysyła towary niebezpieczne zarówno we własnym imieniu, jak i w imieniu osoby trzeciej. Dlatego nadawca czy odbiorca, który często jest przekonany, że nie jest „zaangażowany” w przewóz – jest częścią tej operacji gospodarczej i na gruncie np. art. 107 ustawy o transporcie towarów niebezpiecznych ponosi odpowiedzialność za naruszenie obowiązków przewidzianych przez ustawę czy umowę ADR.

Wśród obowiązków uczestników przewozu, który wbrew nazwie umowy ADR nie musi być przewozem międzynarodowym, jest opracowanie planów ochrony dla towarów niebezpiecznych

dużego ryzyka. Towarami dużego ryzyka – zgodnie z przepisem 1.10.3.1.2 załącznika do umowy ADR – są towary, które mogą być użyte niezgodnie ze swoim przeznaczeniem, w zamachach terrorystycznych i spowodować w ten sposób poważne następstwa w postaci licznych ofiar, masowych zniszczeń lub społeczno-ekonomiczną dezorganizację. Przepisy te zostały wprowadzone jako odpowiedź na zamachy terrorystyczne z początku XXI wieku i powszechną dostępność zarówno środków transportu, jak i towarów uznanych za niebezpieczne. Warto wskazać, że około 10% wszystkich przewozów drogowych w Polsce to przewozy towarów niebezpiecznych, na co składa się przewóz paliw, np. UN 1202 (olej napędowy), UN 1203 (benzyna), UN 1965 (mieszanka propan-butan czy gaz płynny LPG).

Szczegółowy wykaz towarów niebezpiecznych dużego ryzyka zawiera tabela zamieszczona na str. 49.

Wyjaśniając treść tabeli, należy wskazać, że plany ochrony są obowiązkowe, gdy nadajemy lub odbieramy np. co najmniej 3000 l UN 1203 (benzyny) lub UN 1965 (LPG) w cysternie, natomiast nie będziemy musieli ich posiadać, gdy nadamy taką samą ilość UN 1202 (oleju napędowego), ponieważ jest on zaliczany do III grupy pakowania, czyli jest mniej niebezpieczny niż benzyna.

Co powinien zawierać plan ochrony, gdy odbieramy np. cysternę zawierającą 3000 litrów gazu LPG lub innego towaru dużego ryzyka?

1. Określenie obowiązków ze wskazaniem osób do ich wykonywania.
2. Wykaz towarów (ich ilości lub sposób przewozu), które podlegają ochronie.
3. Ocenę związanych z nimi zagrożeń i ryzyka (co też jest elementem opracowywanych np. załączników terrorystycznych uzgadnianych z dyrektorami Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego).
4. Określenie działań mających na celu zminimalizowanie zagrożeń odpowiednio do zakresu obowiązków i odpowiedzialności uczestnika przewozu (np. wcześniejsza awizacja pojazdu i kierowcy czy zgłoszenie trasy przejazdu).
5. Aktualne procedury powiadamiania i postępowania w przypadkach zagrożeń.
6. Procedury oceny i testowania planów ochrony oraz ich aktualizacji.

7. Działania zapewniające ochronę informacji o transporcie zawartych w planie ochrony (co jest utrudnione, ponieważ przewóz niektórych towarów niebezpiecznych jest określany decyzjami administracyjnymi ministra właściwego do spraw gospodarki, a każdy towar niebezpieczny musi być oznakowany).

Plan ochrony towarów dużego ryzyka powinien uwzględniać zarówno możliwość stosowania go w codziennej pracy z towarami niebezpiecznymi, jak i obowiązki wynikające z przepisów np. ustawy o ochronie osób i mienia. Wprowadzenie w życie planu ochrony powinno wiązać się z przeprowadzeniem szkolenia obejmującego zagadnienia poruszone w planie. Szkolenie to powinno objąć wszystkie osoby pracujące z towarami niebezpiecznymi dużego ryzyka.

Niestety, obowiązujące przepisy nie pozwalają na pełną weryfikację przewoźników czy wykonujących na ich rzecz kierowców (z wyjątkiem przewozu materiałów wybuchowych), którzy podlegają badaniu w kierunku zaburzeń psychicznych, karalności za przestępstwa umyślne i sprawdzeniu przez komendanta

policii właściwego dla miejsca zamieszkania. Dlatego istotne jest, aby pracownicy podmiotów posiadających obiekty infrastruktury krytycznej, którzy mają dostęp do informacji o bezpieczeństwie obiektu infrastruktury krytycznej, przedkładali informacje dotyczące karalności zgodnie z treścią art. 6d ust. 1 ustawy z 26 kwietnia 2007 roku o zarządzaniu kryzysowym. Takie informacje pozwolą uznać istnienie planów ochrony i ich przestrzeganie za czynnik zwiększający bezpieczeństwo całego państwa.

Należy też mieć świadomość, że za wprowadzenie planu ochrony w firmie odpowiada przedsiębiorca, czyli najczęściej zarząd spółki, który powinien monitorować kwestie związane z jego wprowadzeniem i przestrzeganiem. Brak planu ochrony sankcjonowany jest karą 5000 zł, zgodnie z ustawą o przewozie towarów niebezpiecznych.

Sebastian Chwalibogowski, biegły sądowy w zakresie przewozu towarów niebezpiecznych, pełnomocnik ds. ochrony infrastruktury krytycznej SGT EuRoPol GAZ s.a.

Wykaz towarów niebezpiecznych dużego ryzyka

1.10.3.1 Definicja towarów niebezpiecznych dużego ryzyka

1.10.3.1.1 „Towarami niebezpiecznymi dużego ryzyka” są towary, które mogą być użyte, niezgodnie ze swoim przeznaczeniem, w zamachach terrorystycznych i spowodować w ten sposób poważne następstwa w postaci licznych ofiar, masowych zniszczeń lub, szczególnie w przypadku klasy 7, społeczno-ekonomiczną dezorganizację.

1.10.3.1.2 Towarami niebezpiecznymi dużego ryzyka klas innych niż klasa 7 są towary wskazane w poniższej tabeli, przewożone w ilościach większych niż wskazane w tej tabeli.

Klasa	Podklasa	Materiał lub przedmiot	Ilość		
			Cysterna [l] ^c	Luzem [kg] ^d	Sztuki przesyłek [kg]
1	1.1	Materiały wybuchowe i przedmioty z materiałami wybuchowymi	a	a	0
	1.2	Materiały wybuchowe i przedmioty z materiałami wybuchowymi	a	a	0
	1.3	Materiały wybuchowe i przedmioty z materiałami wybuchowymi grupy zgodności C	a	a	0
	1.4	Materiały wybuchowe i przedmioty z materiałami wybuchowymi: UN: 0104, 0237, 0255, 0267, 0289, 0361, 0365, 0366, 0440, 0441, 0455, 0456, 0500, 0512 i 0513	a	a	0
	1.5	Materiały wybuchowe i przedmioty z materiałami wybuchowymi	0	a	0
	1.6	Materiały wybuchowe i przedmioty z materiałami wybuchowymi	a	a	0
2		Gazy palne nietrujące (kody klasyfikacyjne zawierające wyłącznie litery F lub FC)	3000	a	b
		Gazy trujące (kody klasyfikacyjne zawierające litery T, TF, TC, TO, TFC lub TOC) z wyłączeniem aerozoli	0	a	0
3		Materiały zapalne ciekłe I i II grupy pakowania	3000	a	b
		Materiały wybuchowe odczulone ciekłe	0	a	0
4.1		Materiały wybuchowe odczulone stałe	a	a	0
4.2		Materiały I grupy pakowania	3000	a	b
4.3		Materiały I grupy pakowania	3000	a	b
5.1		Materiały utleniające ciekłe I grupy pakowania	3000	a	b
		Nadchlorany, azotan amonu, nawozy na bazie azotanu amonu oraz azotan amonu w emulsji, zawiesinie lub w zelu	3000	3000	b
6.1		Materiały trujące I grupy pakowania	0	a	0
6.2		Materiały zakaźne kategorii A (UN 2814 i 2900, z wyjątkiem materiału pochodzenia zwierzęcego) oraz odpady medyczne kategorii A (UN 3549)	a	0	0
8		Materiały żrące I grupy pakowania	3000	a	b

^a Nie dotyczy.

^b Niezależnie od ilości towarów, przepisy rozdziału 1.10.3 nie mają zastosowania.

^c Wartość umieszczona w tej kolumnie ma zastosowanie tylko wtedy, gdy przewóz w cysternie jest dopuszczony, zgodnie z działem 3.2 tabela A kolumna (10) lub (12). Dla materiałów, które nie są dopuszczone do przewozu w cysternach, instrukcje zawarte w tej kolumnie nie mają zastosowania.

^d Wartość umieszczona w tej kolumnie ma zastosowanie tylko wtedy, gdy przewóz luzem jest dopuszczony zgodnie z działem 3.2 tabela A kolumna (10) lub (17). Dla materiałów, które nie są dopuszczone do przewozu luzem, instrukcje zawarte w tej kolumnie nie mają zastosowania.

Specjalistyczny samochód Gas Storage Poland

Paweł Wilkosz, Bogumił Augustyn

Wodór wytwarzany z odnawialnych źródeł energii w niedalekiej przyszłości będzie paliwem, które odegra decydującą rolę w transformacji energetycznej. W celu zapewnienia efektywnego rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce ważną rolę odegra magazynowanie wodoru w kawernach solnych. Kawermy są wyrobiskami górniczymi o objętościach geometrycznych sięgających kilkaset tysięcy metrów sześciennych, wybudowanymi w złożach soli kamiennej zazwyczaj na głębokości 600–1800 m p.p.t. i połączonymi z powierzchnią terenu odpowiednio zabudowanym i uzbrojonym odwiertem, przez który odbywa się zatłaczanie i odbiór produktów. Kawermy solne, podobnie jak wszystkie podziemne wyrobiska górnicze,



Fot. 1. Specjalistyczny pojazd do pomiarów geofizycznych w kawernach magazynowych i otworach wiertniczych.

muszą być monitorowane poprzez wykonywanie okresowych pomiarów kontrolnych zarówno na etapie budowy, jak i eksploatacji.

W ramach realizowanego projektu badawczo-rozwojowego i innowacyjnego pn. H2O20, którego celem jest opracowanie i wdrożenie technologii wielkoskalowego magazynowania czystego wodoru w kawernach solnych, został zbudowany – zgodnie ze specyfikacją opracowaną przez specjalistów Gas Storage Poland sp. z o.o. (GSP) – specjalistyczny pojazd (fot. 1) do prowadzenia monitoringu poprzez pomiary geofizyczne w otworach wiertniczych i kawernach solnych do magazynowania wodoru, gazu ziemnego i innych paliw gazowych i płynnych.

Wraz z samochodem zaprojektowano i wykonano urządzenia umożliwiające przeprowadzenie kompleksowych pomiarów i badań wgłębnych w szerokim spektrum geofizycznym, zwłaszcza zaawansowaną cyfrową sondą echometryczną do pomiarów echometrycznych kształtu i objętości kawern solnych,

oraz próbnik do poboru próbek magazynowanych produktów i solanki rezydualnej z kawern solnych. Ponadto, urządzenia te umożliwiają pomiary rozkładu temperatury, ciśnienia, krzywizny, granicy faz, pomiary inspekcyjne przy użyciu wgłębnej kamery otworowej, pomiary średnicomierzem wieloramiennym, sondą magnetyczną czy różne prace geofizyczne, bazując na systemach podmiotów zewnętrznych dostępnych na szeroko pojętym rynku usług geofizycznych.

Specjalistyczny pojazd do pomiarów geofizycznych został zbudowany w niemieckiej firmie GOES GmbH na podwoziu samochodu ciężarowego MAN TGS. Dzięki napędowi na wszystkie osie pojazd może być eksploatowany w najtrudniejszych warunkach terenowych i jest w pełni samowystarczalny, nawet w przypadku braku zewnętrznych obiektów zasilających. Ponadto, zainstalowany system klimatyzacji i ogrzewania umożliwia pracę w różnych warunkach atmosferycznych i zapewnia wysoki komfort dla załogi serwisowej. Ogólną charakterystykę pojazdu przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Charakterystyka ogólna specjalistycznego pojazdu do pomiarów geofizycznych

■ Długość: 10,42 m
■ Szerokość: 2,50 m
■ Wysokość: 3,95 m
■ Waga (bez bębna): 18 740 kg
■ Maksymalna waga całkowita: 33 000 kg
■ Zabudowa 6,5 M na podwoziu MAN TGS 33.430 6x4 Euro 6
■ Hydraulicznie napędzany bęben wyciągu
■ Wyciąg geofizyczny z pojedynczym bębnem
■ Przesuwany dach, zapewniający łatwy dostęp do bębna i wygodny widok
■ Bęben z kablem uziemiającym
■ Zamykane schowki na narzędzia
■ Klimatyzator
■ Nagrzewnica oleju hydraulicznego

Pojazd jest zabudowany, za pomocą ramy pomocniczej, kontenerem podzielonym na dwa przedziały: jeden na hydrauliczną wyciągarkę bębnową wraz z osprzętem (fot. 2) i drugi jako centrum pomiarowe i sterowania wraz z aparaturą do analizy i interpretacji wyników (fot. 3).

W przedziale hydraulicznego wyciągu bębnowego z kablem geofizycznym zainstalowano urządzenia peryferyjne, takie jak systemy rejestracji głębokości, prędkości, ciężaru firmy BenchMark, system klimatyzacji oraz generatory zasilania. Jednostka



Fot. 2. Przedział hydraulicznego wyciągu bębnowego z kablem geofizycznym.

pomiarowa została przygotowana do montażu zdalnego systemu monitoringu pracy w terenie i wykrywania usterek poszczególnych modułów. Przedział dla obsługi pomiarów i moduł paneli systemu akwizycji posiada wiele udogodnień pozwalających na umieszczenie dodatkowych urządzeń do analizy i interpretacji bieżących wyników pomiarów. Charakterystykę poszczególnych elementów wyposażenia pojazdu przedstawiono w tabeli 2.

Specjalistyczna śluza ciśnieniowa (fot. 4) została wyprodukowana przez firmę NOV Elmar i pozwala na bezpieczne operacje



Fot. 3. Przedział sterowania i akwizycji danych.

Tabela 2. Specyfikacja elementów wyposażenia pojazdu specjalistycznego

Układ hydrauliczny	
Ciśnienie w systemie	350 bar
Ciśnienie sterowania	30 bar
Przepływ objętościowy pompy	180 l/min
Przekładnia planetarna	1 = 6; i2 = 26,53
Min/maks. temperatura oleju	+30/+90°C
Pojemność baku	180 l
Układ elektryczny	
Akumulatory	Liczba 2 szt. Napięcie 12 V DC Pojemność 230 Ah
System	Pojazd 24 VDC Panel sterowania (wyciąg) 24 VDC Zasilanie pokładowe 400/230 VAC
Układ pneumatyczny	
Maksymalne ciśnienie zasilania	10 bar
Ciśnienie pracy	10 bar
System pomiaru głębokości	
Pomiar głębokości, prędkości i napięcia linii przewodowej	
Podwójne stykowe koła pomiarowe	
Rozmiar kabla	
Maksymalne naprężenie	od 3/16 do 7/8"
Enkoder głębokości	11 340 kg/25 000 funtów
Licznik zapasowy	enkoder 1200 PPR
Cyfrowy detektor znaków magnetycznych	kwadratura 4 PPR
Instalacja gotowa do systemu firm trzecich (wyjścia analogowe, naciąg, enkoder, ccl itp.)	
Kable z głowicy pomiarowej podłączone do panelu sterowania	
Smarownica kabla	zbiornik 0,5 l
Wyciąg z pojedynczym bębnem	
Prędkość kabla	0,7–160 m/min
Maksymalna siła	ID: 33 600 kg/74 075 funtów
Dedykowany dla kabli	7/32–17/32"
Niemagnetyczny rdzeń bębna	
Panel sterowania	
System pomiarowy Benchmark – Panel 244	
<ul style="list-style-type: none"> ■ System monitorowania silnika podwozia z wyświetlaczem parametrów (poziom paliwa, obroty, olej, temperatura, ciśnienie oleju, licznik godzin pracy) ■ Sterowanie silnikiem (zapłon, rozruch, obroty na biegu jałowym) ■ Różne czułości sterowania wciągarką ■ Elektryczna dźwignia sterująca do sterowania pompą/silnikiem prędkość (kierunek pracy wyciągu) ■ Zawór układu hydraulicznego do regulacji siły uciągu ■ Dźwignia pneumatycznego hamulca ręcznego do hamulca ■ Elektryczny wyświetlacz głębokości kopii zapasowej ■ Wylłącznik zatrzymania awaryjnego ■ Stała prędkość bębna ■ Sterowanie systemem smarowania kabla 	

zapuszczenia/wyciągania przyrządów geofizycznych do odwiertu/kawerny magazynowej wypełnionej gazem pod ciśnieniem czy paliwami płynnymi. Specyfikację śluzy oraz jej elementy składowe przedstawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Specyfikacja śluzy ciśnieniowej i jej elementy składowe

Maksymalne ciśnienie robocze 10 000 PSI	Moduł kontrolno-sterujący
Maksymalne ciśnienie testowe 15 000 PSI	Komplet połączeń kołnierzowych
Średnica wewnętrzna 4 1/16"	Łącznik iniekcyjny
H ₂ S serwis	3-sekcyjny prewenter do uszczelniania kabla geofizycznego
Długość lubrykatorów 16,5 m	Łącznik testowy
	Łącznik z zapadką
	Sekcje lubrykatorów
	Chwytnak narzędzi
	Głowica uszczelniająca kabel

W ramach realizacji projektu wraz z pojazdem specjalistycznym zostały zaprojektowane i zbudowane dwa urządzenia: jedno to cyfrowa echosonda ultradźwiękowa z głowicą uchylną wraz z oprogramowaniem do pomiarów wielkości i kształtu kawern magazynowych udostępnionych otworem, a drugie to próbnik do poboru cieczy z kawern magazynowych udostępnionych otworem, wraz z oprogramowaniem (fot. 5). Próbnik składa się z modułu elektronicznego do sterowania otwieraniem i zamykaniem poszczególnych pojemników z próbkami, pomiaru temperatury, ciśnienia, przejścia faz oraz lokalizatorem rur CCL. Do modułu elektronicznego przymocowanych jest pięć modułów. W każdym z nich mieści się jeden pojemnik na próbki o pojemności 2 dm³. Próbnik może pracować z od 1 do 5 pojemników i pozwala na pobór maksymalnie 10 dm³ cieczy, po 2 dm³ na jeden pojemnik z różnych głębokości. Maksymalne ciśnienie robocze próbnika wynosi 200 bar. Urządzenie swobodnie przemieszcza się w śluźce ciśnieniowej 4" (1,16 mm). W celu bezpiecznego transportu pró-



Fot. 4. Śluza ciśnieniowa do wykonywania pomiarów geofizycznych w kawernach magazynowych wypełnionych produktami gazowymi i płynnymi pod ciśnieniem.

bek do laboratorium poszczególne pojemniki są przechowywane w specjalnych skrzynkach transportowych.

Urządzenia zostały zaprojektowane i zbudowane w Ośrodku Badawczo-Rozwojowym Górnictwa Surowców Chemicznych Chemkop według specyfikacji opracowanej przez specjalistów Gas Storage Poland.

Pomiary geofizyczne kawern magazynowych i otworów je udostępniających są bardzo ważnym elementem monitoringu stanu technicznego tych obiektów. Pozwalają na pozyskanie informacji m.in. o zmianach kształtu i objętości, zmianach temperatury i ciśnienia, położeniu rur itd. Uzyskane wyniki pomiarów geofizycznych dają możliwość stałej kontroli procesu budowy wyrobiska górniczego poprzez ługowania otworowe oraz jego optymalizację w celu uzyskania kawern magazynowych o jak największej objętości geometrycznej dla magazynowanych produktów oraz optymalnego kształtu zapewniającego długoterminową stabilność geomechaniczną. Natomiast na etapie eksploatacji pozwalają na określanie zmian kształtów i objętości kawern magazynowych, zachodzących w czasie. Zapewniają też ich bezpieczną eksploata-



Fot. 5. Próbnik do poboru produktów płynnych z kawern magazynowych.

cję. Zbudowany przez Gas Storage Poland specjalistyczny pojazd do pomiarów geofizycznych, wraz z nowoczesnymi urządzeniami m.in. do pomiarów echometrycznych kształtu i objętości kawern magazynowych, do poboru próbek z kawern magazynowych oraz służą ciśnieniową, pozwoli na polepszenie jakości uzyskiwanych danych oraz samowystarczalne wykonywanie badań i pomiarów geofizycznych, a także pobór próbek z istniejących kawern solnych do magazynowania gazów i paliw. W przyszłości sprzęt ten umożliwi optymalizację procesu budowy i eksploatacji kawern do magazynowania czystego wodoru.

Paweł Wilkosz, Gas Storage Poland, Biuro Warszawa
Bogumił Augustyn, Gas Storage Poland, KPMG Kosakowo

Połączenie metod sterowania optymalnego i sztucznej inteligencji oraz dobrych praktyk w zarządzaniu podziemnymi magazynami gazu

Robert Perkowski, Krzysztof Potera, Jerzy Stopa, Edyta Kuk

Artykuł jest polskojęzyczną wersją referatu zaprezentowanego na 28. Światowym Kongresie Gazowniczym, który odbył się w Daegu (Korea Płd.) w okresie 23–27 maja 2022 roku. Pokazuje, w jaki sposób połączenie metod sterowania optymalnego, sztucznej inteligencji oraz dobrych praktyk inżynierskich może wspomagać zarządzanie podziemnymi magazynami gazu (PMG), szczególnie w sytuacjach, gdy brak jest doświadczeń wynikających z historii dotychczasowej eksploatacji, na przykład w przypadku konieczności awaryjnego poboru dużych ilości gazu. Agresja Rosji na Ukrainę w 2022 roku i wykorzystywanie przez Rosję praktyk ograniczania lub wstrzymywania dostaw gazu do Europy ostatecznie obaliły krążący od kilku lat mit, jakoby zasadniczą rolą magazynowania gazu była optymalizacja ekonomiczna. Obecnie nie ulega wątpliwości, że w geopolitycznej sytuacji Europy niezwykle istotne jest gromadzenie strategicznych rezerw i opracowanie optymalnych schematów zarządzania magazynami na wypadek przerwania dostaw. W artykule przedstawiono innowacyjne rozwiązanie, będące efektem współpracy Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa i Akademii Górniczo Hutniczej, służące do automatycznej optymalizacji sterowania magazynem gazu przy wykorzystaniu metod sztucznej inteligencji.

Zapewnienie ciągłych dostaw gazu do odbiorców stanowi jeden z kluczowych problemów przemysłu gazowniczego, szczególnie w dobie zagrożenia stabilności dostaw importowanego surowca. Nawet w przypadku stabilnie działającego systemu dostaw podziemne magazyny gazu są istotnym elementem systemu, wpływającym na wszystkie etapy łańcucha dostaw gazu ziemnego. Współczesne funkcje PMG obejmują [J. Stopa i in., 2008]:

- gromadzenie strategicznych rezerw na wypadek przerwania dostaw,
- sezonowe równoważenie obciążenia w celu zaspokojenia szczytowego popytu (gaz jest zatłaczany do magazynów na wiosnę i w lecie, a odbierany zwykle od października do marca),
- umożliwienie bilansowania dobowego,
- wspomaganie i optymalizację wydobycia gazu ze złóż,
- ogólną optymalizację działania całego systemu gazowniczego, w tym ułatwienia dla transakcji wymiennych gazu typu swap,
- optymalizację przesyłu poprzez niwelowanie lokalnych ograniczeń przepustowości systemu lub krytycznych dopuszczalnych wielkości ciśnień,
- arbitraż cen gazu, w tym wykorzystanie spreadów cenowych,
- instrument bazy dla pochodnych instrumentów finansowych.

Zużycie gazu charakteryzuje się bardzo silną zmiennością w cyklach rocznych, tygodniowych i dobowych. Zmienność ta powoduje, że bez magazynowania zdolności wydobywcze, a także przepustowości systemów przesyłowych musiałyby zaspokajać szczytowe zapotrzebowanie na gaz ziemny, a w momentach niskiego zapotrzebowania na gaz

ich możliwości wykorzystywane byłyby w niewielkim stopniu. Innym ważnym zadaniem PMG jest gromadzenie rezerw strategicznych na wypadek zakłócenia ciągłości dostaw gazu. Znaczenie tego elementu było w niektórych opiniach marginalizowane, co wynikało z założenia, iż międzynarodowe relacje handlowe dominują nad aspektami natury politycznej. Wymuszone przez trzeci pakiet liberalizujący z 2009 roku formalne oddzielenie magazynowania od pozostałych elementów łańcucha dostaw gazu spowodowało, że magazynowanie gazu zaczęło być traktowane jako działalność biznesowa, która powinna generować zyski dzięki sezonowym różnicom cen gazu na rynku. W zamierzeniu miało to stymulować tworzenie się wolnego, europejskiego rynku gazu, ale w rzeczywistości spowodowało rozmycie odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw gazu, która została przeniesiona z narodowych firm na wolny rynek, który nie był skłonny do finansowania tego bezpieczeństwa. W Polsce częściowo zniwelowano to dzięki wprowadzeniu obowiązku gromadzenia zapasów przez importerów gazu. Problem z finansowaniem magazynów w warunkach rynkowych pojawił się w związku z nadpodażą gazu w pierwszej dekadzie XXI wieku, co spowodowało, iż gaz na rynku spotowym był dostępny w dowolnym czasie i sezonowe różnice cen gazu w Europie były niższe od kosztów magazynowania. Podważało to sens gromadzenia rezerw gazu i powodowało wzmocnienie pozycji Rosji jako dominującego gracza na rynku gazowym Europy.

Rzeczywiste znaczenie magazynów gazu uwidoczniło się w 2021 roku, kiedy Rosja zaczęła używać dostaw gazu jako środka nacisku na kraje UE, co w konsekwencji doprowadziło do drastycznego wzrostu jego cen. Inwazja Rosji na Ukrainę w 2022 roku obaliła ostatecznie mit o dominacji powiązań handlowych i aspektów ekonomicznych nad ambicjami i celami politycznymi oraz potwierdziła znaczenie magazynowania gazu jako elementu strategicznego bezpieczeństwa energetycznego. Co prawda, na początku 2022 roku polskie magazyny gazu (w odróżnieniu od niemieckich) były wypełnione, ale pojawił się hipotetyczny problem sterowania otworami w warunkach kryzysowych, gdyby zaszła potrzeba odebrania 100% pojemności czynnej lub jej zwiększenia. Analizy pod tym kątem PGNiG prowadziło od 2018 roku, ale ze względu na łagodne zimy taka sytuacja w ostatnich latach nie wystąpiła, dlatego brakowało doświadczeń, które można by wykorzystać w sytuacjach awaryjnych.

Podziemne magazyny gazu wysokometanowego w Polsce

Obecnie system magazynowania gazu wysokometanowego w Polsce, obsługiwany przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA składa się z siedmiu obiektów oferujących pojemność na wolnym rynku na zasadach *Third Party Access*. Dwa z nich to magazyny

kawernowe, pozostałe powstały z przekształcenia wyeksploatowanych złóż gazu. Charakterystyka powyższych magazynów została przedstawiona w tabeli 1.

Tabela 1. PMG magazynujące gaz wysokometanowy w Polsce

Nazwa PMG	Pojemność czynna mln m ³ 2022/2023	Maksymalna moc zatłaczania mln m ³ /dzień 2022/2023	Maksymalna moc odbioru mln m ³ /dzień 2022/2023	Typ magazynu
Brzeźnica	100,00	1,44	1,44	Wyeksploatowane złożo gazu
Husów	500,00	4,15	5,76	Wyeksploatowane złożo gazu
Mogilno	580,92	9,60	18,00	Kawerna solna
Kosakowo	299,70	2,40	9,60	Kawerna solna
Strachocina	360,00	2,64	3,36	Wyeksploatowane złożo gazu
Swarzów	90,00	1,00	0,93	Wyeksploatowane złożo gazu
Wierchowice	1 300,00	9,60	14,4	Wyeksploatowane złożo gazu
Łącznie	3230,62	30,83	53,49	

Źródło: <https://ipi.gasstoragepoland.pl/>

Zarządzanie podziemnymi magazynami gazu zlokalizowanymi w wyeksploatowanych złożach gazu, których operatorem jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, oparte jest na technikach komputerowej symulacji złóż, z wykorzystaniem komercyjnego oprogramowania, m.in. symulatora złożowego *Eclipse* firmy Schlumberger.

Metoda optymalnego sterowania PMG

Celem optymalnego sterowania PMG jest zdefiniowanie strategii eksploatacji, która minimalizuje lub maksymalizuje zdefiniowany wskaźnik jakości (funkcję celu), z uwzględnieniem fizycznych i technicznych ograniczeń wynikających z charakterystyki analizowanego problemu. W praktyce inżynierskiej sterowanie określa się na podstawie analizy różnych scenariuszy eksploatacji w połączeniu z doświadczeniem inżynierskim. Alternatywne scenariusze eksploatacji PMG można porównać dzięki wykorzystaniu komputerowej symulacji. Takie podejście może być skuteczne, ale nie gwarantuje uzyskania optymalnego rozwiązania. Rodzaj symulatora i sformułowanie funkcji celu zależy od konkretnego przypadku. PMG może być sterowany przez zmieniające się w czasie indywidualne wydatki odwiertów. Ze względów praktycznych zmiana sterowania odwiertami nie odbywa się w sposób ciągły, ale następuje w pewnych, założonych przedziałach czasowych (np. raz na dobę, raz na godzinę itp.). W efekcie, sterowanie k_{wym} odwiertem można przedstawić w postaci wektora sterowań w kolejnych okresach czasu:

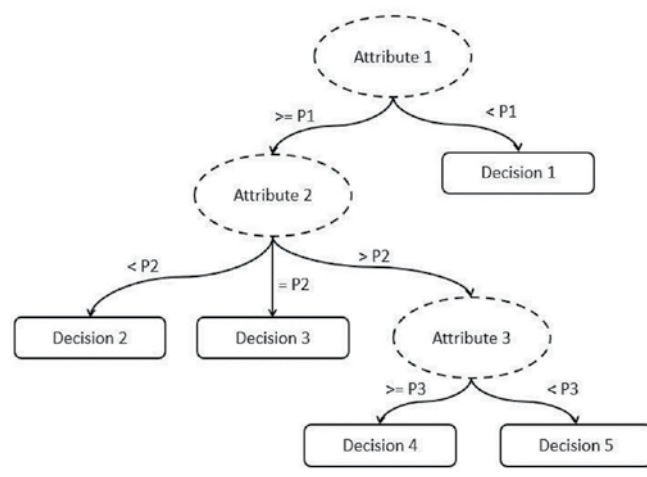
$$u_k = (u_{k1}, u_{k2}, \dots, u_{kT})$$

gdzie T jest liczbą kroków czasowych.

Jeśli liczba odwiertów w przypadku analizowanego magazynu wynosi M , to liczba zmiennych decyzyjnych (równa $T \times M$) może być bardzo duża (tysiące lub więcej). Powyższy problem nie jest trywialny, ponieważ nie ma bezpośredniej zależności funkcyjnej między funkcją celu a zmiennymi decyzyjnymi (sterowaniem). Wartości funkcji celu można obliczyć za pomocą modelu symulacyjnego. Prowadzi to do problemu typu czarnej skrzynki (*black-box*), który jest niezwykle trudny i kosztowny obliczeniowo ze względu na skomplikowaną geologię złoża oraz dużą liczbę elementów sterują-

cych. Klasyczne metody optymalizacyjne nie są tu więc efektywne. W artykule zaproponowano zastąpienie dużej liczby zmiennych decyzyjnych przez zaprojektowane reguły, reprezentowane przez drzewa decyzyjne zaimplementowane wprost do symulatora złożowego. Rolą drzewa decyzyjnego jest generowanie sterowań dla indywidualnych odwiertów zgodnie z zasadami uwzględniającymi najlepsze praktyki przemysłowe i aktualną sytuację złożową odzwierciedloną przez dynamiczny model symulacyjny. Takie podejście znacznie zmniejsza liczbę zmiennych decyzyjnych, dzięki czemu efektywne rozwiązanie można uzyskać w rozsądnym czasie. Strukturę drzewa decyzyjnego można opracować na podstawie doświadczenia inżynierskiego i dobrych praktyk przemysłowych, umożliwiających identyfikację atrybutów wpływających na podejmowane decyzje. Problem takiego podejścia polega na tym, jak odpowiednio dobrać wartości graniczne dla atrybutów drzewa decyzyjnego. Podejmowanie arbitralnych decyzji o ich wartościach (oparte wyłącznie na wiedzy inżynierskiej i doświadczeniu) nie gwarantuje optymalności finalnego rozwiązania, zwłaszcza w nowych sytuacjach. Problem ten można rozwiązać za pomocą sparametryzowanych drzew decyzyjnych (rysunek 1).

Rysunek 1. Schemat sparametryzowanego drzewa decyzyjnego



Ideą parametryzacji drzewa decyzyjnego jest zastąpienie arbitralnie dobranych wartości granicznych przypisanych do gałęzi drzew parametrami p_1, p_2, p_3, \dots , które podlegają optymalizacji. Optymalizacji parametrów można dokonać za pomocą metod sztucznej inteligencji, np. narzędzia optymalizacyjnego bazującego na uczeniu maszynowym o nazwie *Sequential Model-based Algorithm Configuration (SMAC)* [6]. Zastosowany algorytm jest przeznaczony do problemów o wysokim koszcie obliczeniowym, jak w przypadku symulacji rzeczywistych złóż węglowodorów. Oprogramowanie łączące symulator złożowy *Eclipse* (służący do ewaluacji funkcji celu) z narzędziem optymalizacyjnym zostało zaimplementowane w języku programowania *Python* w Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie [7]. Przedstawione podejście jest bardzo elastyczne i można je zastosować do szerokiego zakresu problemów, w tym dotyczących eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz PMG. Poniżej przedstawiono dwa przykłady implementacji.

PMG Swarzędów

Przykładem praktycznego zastosowania opracowanego rozwiązania jest jego wykorzystanie do optymalnego sterowania PMG Swarzędów. Ten niewielki magazyn zlokalizowany jest w wy-

eksploatowanym złożu gazu ziemnego. Pojemność gazu robocze- go wynosi 90 mln m³, a pojemność gazu buforowego 111 mln m³. W magazynie znajduje się 9 odwiertów produkcyjno-iniekcyjnych i 4 odwierty obserwacyjne. Obiekt odgrywa ograniczoną rolę dla polskiego systemu magazynowania gazu, ale ma duże znaczenie lokalne. Ponadto, można go rozważać jako przyszłe miejsce magazynowania wodoru ze źródeł odnawialnych. Głównym problemem eksploatacyjnym tego obiektu jest nadmiar wody przedostającej się do magazynu podczas cykli odbioru. Eksploatacja PMG w takich warunkach jest trudna, ponieważ podchodzenie frontu wodnego do strefy magazynowej może skutkować zmniejszaniem się pojemności czynnej magazynu. Optymalizacja pracy odwiertów udostępniających może przyczynić się do stabilizacji pracy magazynu. W tym przypadku problem optymalizacji polega na znalezieniu zmiennego w czasie sterowania odwiertami, które minimalizuje produkcję wody z magazynu. Model matematyczny dla tak zdefiniowanego problemu optymalizacji przyjmuje następującą postać:

$$J(\hat{u}) = \max_u J(u)$$

$$J(u) = \sum_{n=1}^T \sum_{k=1}^M q_{wkn}$$

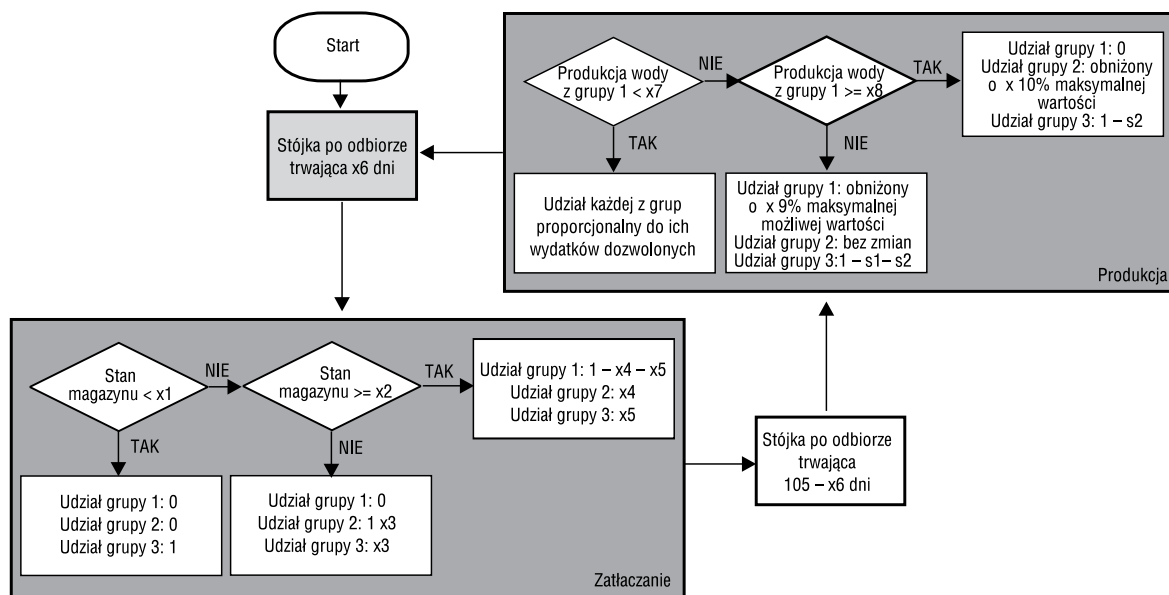
gdzie:

J – całkowita produkcja wody z magazynu, funkcja celu,
 q_{wkn} – produkcja wody w k -tym odwiercie w n -tym kroku czasowym,
 M – liczba odwiertów,
 T – liczba kroków czasowych,
 u – wektor zawierający sterowanie dla wszystkich k odwiertów,
 \hat{u} – optymalne sterowanie magazynem.

Główną obserwacją wykorzystaną w optymalizacji pracy PMG Swarzędz jest fakt, że odwierty można podzielić na trzy grupy ze względu na wydajność produkcji wody:

- grupa 1 – odwierty o wysokim wydobywaniu wody,
- grupa 2 – odwierty o średnim wydobywaniu wody,
- grupa 3 – odwierty o znikomym wydobywaniu wody.

Rysunek 2. Proponowany schemat sterowania pracą PMG Swarzędz w postaci sparametryzowanego drzewa decyzyjnego umożliwiającego automatyczną generację sterowania dla grup odwiertów, gdzie: $x_1 - x_{10}$ – parametry drzewa decyzyjnego (zastępujące wartości arbitralne), s_1 – udział odwiertów z grupy 1 w całkowitym wydobywaniu, s_2 – udział odwiertów z grupy 2 w całkowitym wydobywaniu



W obrębie każdej grupy udział odwiertów do niej przynależących jest proporcjonalny do dozwolonych wydatków produkcji/iniekcji dla tych odwiertów. Bazując na doświadczeniu inżynierskim, założono, że sterowanie odwiertów powinno zależeć od aktualnego stanu zapelnienia magazynu dla cyklu zatłaczania oraz od produkcji wody w przypadku cyklu odbioru. Schemat sterowania, obejmujący cykl zatłaczanie-odbior, został opracowany jako sparametryzowane drzewo decyzyjne, które określa m.in. długości przerw technologicznych pomiędzy cyklami oraz udziały poszczególnych grup w całkowitej produkcji/zatłaczaniu z/do magazynu (rysunek 2).

W wyniku zastosowania opracowanej metody optymalizacyjnej parametry schematu sterowania PMG Swarzędz $x_1 - x_{10}$ zostały zastąpione przez zoptymalizowane wartości, które nie są intuicyjne i nie byłyby możliwe do zaproponowania przez inżyniera bazującego wyłącznie na swoim doświadczeniu i wiedzy. Zoptymalizowane wartości udziałów poszczególnych grup w całkowitej wydajności zatłaczania/odbioru gazu zostały zawarte odpowiednio w tabelach 2 i 3. Zgodnie z zoptymalizowanym schematem sterowania pracą PMG Swarzędz czas stójki po okresie produkcji trwa 10 dni, a po okresie iniekcji 95 dni.

Tabela 2. Zoptymalizowane udziały poszczególnych grup w całkowitej wydajności zatłaczania

Stan magazynu	0–4 mln m ³ [proc.]	4–10 mln m ³ [proc.]	> 10 mln m ³ [proc.]
Udział grupy 1	0	0	40
Udział grupy 2	0	40	30
Udział grupy 3	100	60	30

Zgodnie z wynikami przeprowadzonych symulacji złożowych, optymalizacja pracy PMG Swarzędz umożliwiła znaczne zmniejszenie nasycenia wodą w magazynie po zakończonym cyklu odbioru, co – według symulacji komputerowej – przekłada się na ograniczenie produkcji wody z magazynu o 26%.

Tabela 3. Zoptymalizowane udziały poszczególnych grup w całkowitej wydajności odbioru

Stan magazynu: > 70 mln m ³			
Produkcja wody z grupy 1	0–5 m ³ [proc.]	5–10 m ³ [proc.]	od 10 m ³ [proc.]
Udział grupy 1	25,5	15,1	0,0
Udział grupy 2	26,5	26,5	34,1
Udział grupy 3	48,0	58,4	65,9
Stan magazynu: 70–37 mln m ³			
Produkcja wody z grupy 1	0–5 m ³	5–10 m ³	od 10 m ³
Udział grupy 1	25,5	19,1	0,0
Udział grupy 2	26,5	26,5	35,8
Udział grupy 3	48,0	54,4	64,2
Stan magazynu: 37–17 mln m ³			
Produkcja wody z grupy 1	0–5 m ³	5–10 m ³	od 10 m ³
Udział grupy 1	21,0	4,2	0,0
Udział grupy 2	26,0	26,0	19,2
Udział grupy 3	3,0	69,8	80,8
Stan magazynu: < 17 mln m ³			
Produkcja wody z grupy 1	0–5 m ³	5–10 m ³	od 10 m ³
Udział grupy 1	15,0	11,0	0,0
Udział grupy 2	20,0	20,0	18,9
Udział grupy 3	65,0	69,0	81,1

PMG Wierchowice

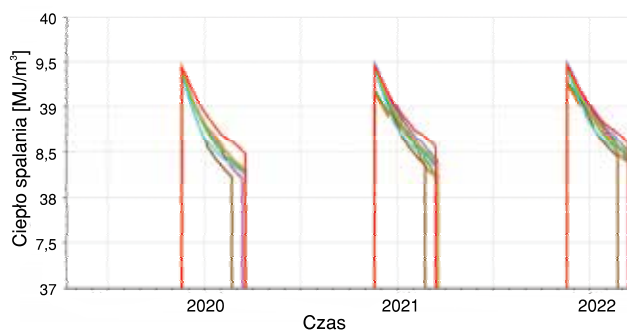
Ciekawym przykładem wykorzystania opracowanej metody optymalizacji sterowania jest problem zmiennej kaloryczności wydobywanego gazu, co występuje w przypadku PMG Wierchowice. Magazyn ten powstał w wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego zawierającego około 70% metanu i 29% azotu. Pierwotne zasoby geologiczne złoża oszacowano na 11,9 mld m³. W 1995 roku złożo zostało przekształcone w magazyn gazu wysokometanowego. Do czasu przekształcenia złoża na PMG wydobyto z niego 7,8 mld m³ gazu ziemnego [1]. Pozostałe 4,1 mld m³ stanowi poduszkę gazową, która pozwala utrzymać ciśnienie w PMG i kontrolować ruch wody złożowej. Zaletą stosowania poduszki gazowej o niższej jakości jest to, iż jest ona znacznie tańsza niż gaz wysokometanowy, co może poprawić efektywność ekonomiczną magazynu. Z drugiej strony, gdy gaz roboczy jest zatłaczany do magazynu, w którym znajduje się gaz buforowy, następuje mieszanie gazu buforowego i magazynowego. W przypadku odmiennej jakości tych gazów w wyniku mieszania wydobywany gaz ma zmienny skład i może nie spełniać norm wymaganych dla późniejszego przesyłu gazu. Dlatego sterowanie tym obiektem jest znacznie bardziej skomplikowane niż w przypadku konwencjonalnych magazynów, w których skład gazu buforowego i roboczego jest podobny. Aby zasymulować pracę PMG Wierchowice, opracowano pełnowymiarowy kompozycyjny model symulacyjny 3D przy użyciu komercyjnego symulatora *Eclipse300*. Przeciętny skład gazu przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4. Kompozycyjny model gazu rodzimego i zatłaczanego do PMG Wierchowice [1]

Składnik gazu	Udział molowy Gaz rodzimy	Udział molowy Gaz zatłaczany
N ₂	0,2957	0,01–0,03
C1	0,6938	0,96–0,985
C2+	0,0105	0,005–0,006

Na jakość gazu odbieranego z PMG Wierchowice istotny wpływ ma sposób sterowania magazynem. Zmiany wartości ciepła spalania odbieranego gazu dla alternatywnych wariantów sterowania magazynem, uzyskane na podstawie symulacji komputerowych, przedstawiono na rysunku 3.

Rysunek 3. Symulowane zmiany ciepła spalania wydobywanego gazu dla różnych wariantów eksploatacji PMG Wierchowice



Ponieważ magazyn jest rozliczany na podstawie ilości odebranej energii, należy tak sterować magazynem, aby produkować gaz jak najlepszej jakości. W związku z tym problem optymalnego sterowania PMG Wierchowice można sprowadzić do wyznaczenia takiego sterowania odwiertami produkcyjnymi, które zmaksymalizuje łączną ilość energii, jaką można uzyskać z gazu wydobytego podczas cyklu odbioru przy uwzględnieniu istniejących ograniczeń technicznych i technologicznych. Model matematyczny optymalizacji przyjmuje zatem następującą postać:

$$E_k(\mathbf{u}) = \sum_{n=1}^T \left(\sum_{i=1}^N C_i y_{i,n,k} u_{n,k} \right)$$

$$J(\mathbf{u}) = \sum_{k=1}^M E_k(\mathbf{u})$$

$$J(\hat{\mathbf{u}}) = \max_{\mathbf{u}} J(\mathbf{u})$$

gdzie:

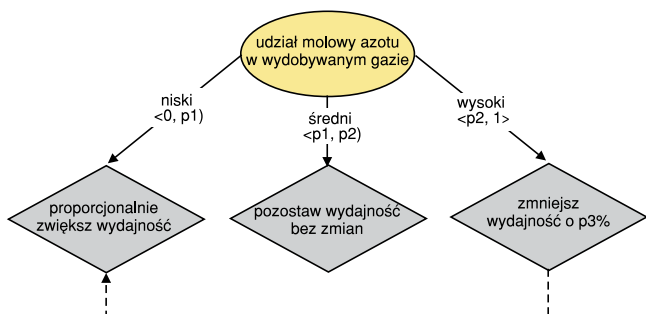
- E_k – energia zawarta w gazie wydobytym z $k_{\text{-tego}}$ otworu
- J – całkowita energia zawarta w gazie wydobytym z magazynu, funkcja celu
- c_i – ciepło spalania $i_{\text{-tego}}$ składnika wydobywanego gazu,
- $y_{i,n,k}$ – udział molowy w wydobywanym gazie $i_{\text{-tego}}$ składnika w $k_{\text{-tym}}$ otworze w $n_{\text{-tym}}$ dniu
- M – liczba otworów
- N – liczba składników wydobywanego gazu,
- T – liczba dni w cyklu odbioru gazu z magazynu,
- $u = u_{n,k}$ – wydajność $k_{\text{-tego}}$ otworu w $n_{\text{-tym}}$ dniu (sterowanie),
- $\hat{\mathbf{u}}$ – optymalne sterowanie magazynem.

W przypadku PMG Wierchowice trzy główne składniki gazu to metan, etan i azot. Ciepło spalania metanu wynosi 39,831 MJ/m³, etanu 70,330 MJ/m³, natomiast ciepło spalania azotu jest zerowe. W związku z tym zwiększenie udziału molowego azotu zmniejsza kaloryczność wydobywanego gazu. Zatem zawartość azotu bezpośrednio wpływa na ilość energii, jaką można uzyskać z gazu wydobywanego w czasie cyklu odbioru. Aby zmaksymalizować produkowaną energię, zaproponowano dwa podejścia do sterowania magazynem, obydwa oparte na koncepcji sparametryzowanych drzew decyzyjnych. W obu przypadkach

strukturę drzewa decyzyjnego opracowano na bazie doświadczenia inżynierskiego oraz dobrych praktyk przemysłowych.

Pierwsze podejście zakładało ten sam schemat decyzyjny dla wszystkich odwiertów, w zależności od zawartości azotu w gazie wydobywanym z odwiertów. Schemat drzewa decyzyjnego przedstawiono na rysunku 4 [1]. Parametry p_1 , p_2 , p_3 umożliwiły zastąpienie wartości zdefiniowanych arbitralnie przez inżynierów w bazowej koncepcji. Parametry te zostały następnie zoptymalizowane przy użyciu opracowanej metody bazującej na uczeniu maszynowym. W wyniku opracowanego inteligentnego sterowania magazynem skumulowana zawartość azotu w produkowanym gazie została zmniejszona o 2%, a produkcja energii wzrosła o 2,4% (z 23,81 do 24,39 mld MJ). Zakładając, że cena energii wynosi 0,01 euro/MJ, to wartość ekonomiczna dodatkowej energii możliwej do uzyskania w pojedynczym cyklu odbioru przy zachowaniu takiej samej ilości gazu produkowanego z magazynu wyniosłaby 5,8 mln euro [1].

Rysunek 4. Opracowany schemat sterowania pracą PMG Wierzchowice – pierwsze podejście

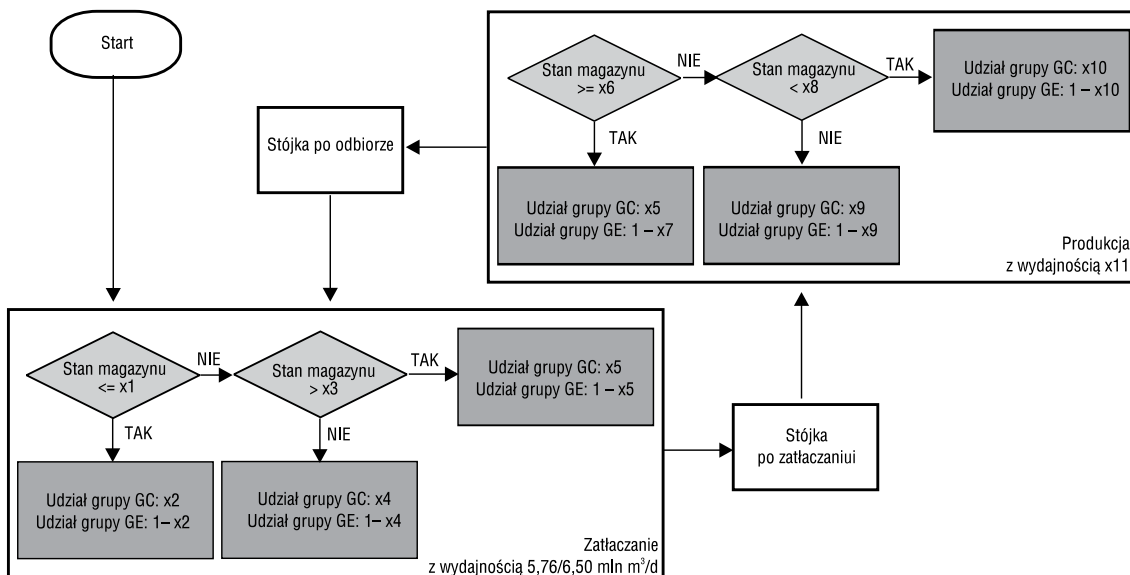


Drugie podejście zakładało, że odwierty można podzielić na dwa klasy w zależności od ich lokalizacji:

- grupę odwiertów GE zlokalizowanych poza centrum złoża,
- grupę odwiertów GC zlokalizowanych w centrum złoża.

Ideą schematu decyzyjnego przedstawionego na rysunku 5 było naśladowanie procesu decyzyjnego operatora zarówno w cyklach odbioru, jak i zatłaczania. Jednak w opracowanym schemacie war-

Rysunek 5. Opracowany schemat sterowania pracą PMG Wierzchowice – drugie podejście



tości graniczne dotyczące stanu magazynu oraz finalne udziały grup odwiertów zostały zamienione przez 11 parametrów (zmiennych decyzyjnych) $x_1 - x_{11}$. Następnie tak przygotowane sparametryzowane drzewo decyzyjne zostało zoptymalizowane za pomocą opisaną wcześniej procedury numerycznej.

Zaproponowany schemat sterowania pracą PMG Wierzchowice przetestowano na teoretycznym przykładzie obejmującym 3 przyszłe okresy zatłaczania oraz 3 przyszłe okresy odbioru gazu z magazynu, zakładając objętość roboczą na poziomie 1,2 mld m^3 . Sterowanie magazynem wygenerowane automatycznie dzięki zastosowaniu opracowanej metody optymalizacyjnej

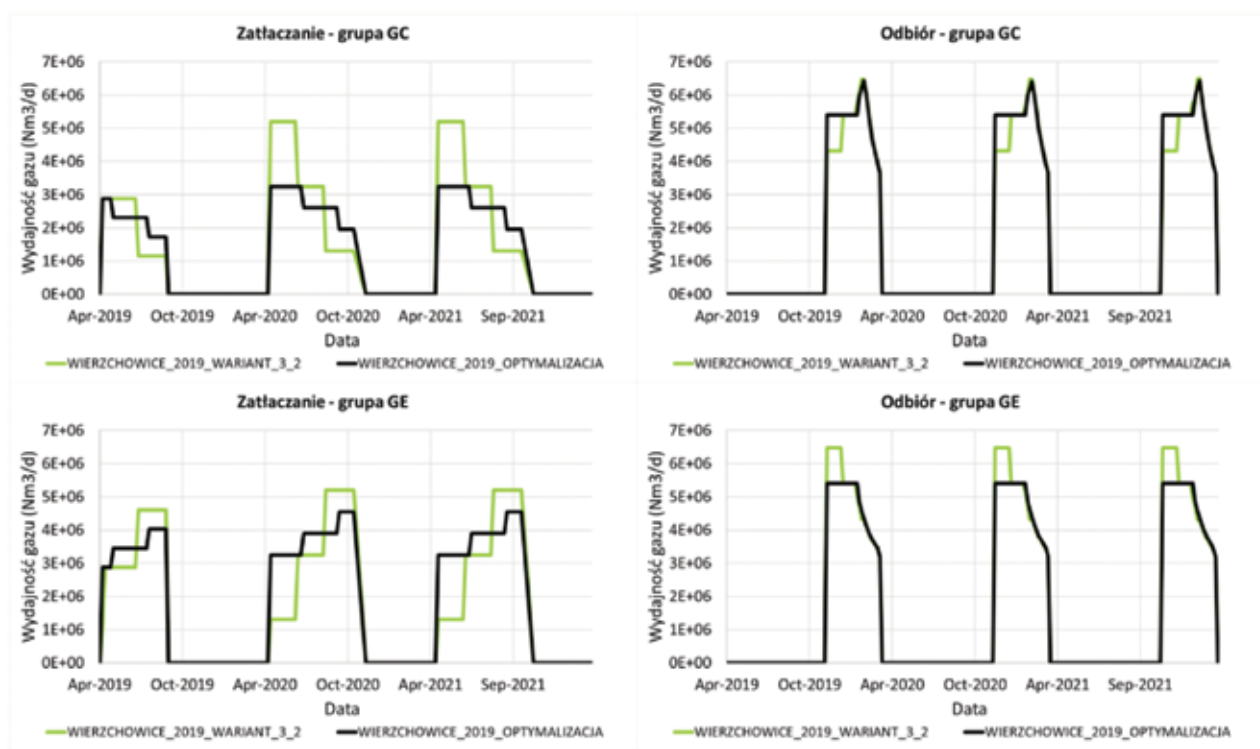
Tabela 5. Zoptymalizowany schemat sterowania PMG Wierzchowice

Etap cyklu	Stan magazynu [mln m^3]		Wydajność zatłaczania/odbioru [mln m^3/d]	Udział grupy odwiertów peryferyjnych [%]	Udział grupy odwiertów centralnych [%]
	od	do			
Cykl 1	Zatłaczanie	0 480	5,76	50	50
		480 960		60	40
	Odbiór	960 1200	10,80	70	30
		1200 240		50	50
Cykl 2-3	Zatłaczanie	240 120	6,50	30	70
		120 0		30	70
	Odbiór	0 480	10,80	50	50
		480 960		60	40
	Zatłaczanie	960 1200	6,50	70	30
		1200 240		50	50
Odbiór	240 120	10,80	30	70	
	120 0		30	70	

przedstawiono w tabeli 5. Na rysunku 6 przedstawiono porównanie wydajności opartych na zoptymalizowanym schemacie sterowania i sterowań bazujących wyłącznie na doświadczeniu inżynierskim.

Sterowanie wygenerowane automatycznie przez algorytm bazujący na metodach sztucznej inteligencji nieco odbiega od standardowej strategii eksploatacji/iniekcji operatora, jednak w pełni zachowane są wszystkie ogólne założenia i ogranicze-

Rysunek 6. Porównanie profili zatłaczania i odbioru gazu dla poszczególnych grup odwiertów w wariacie opartym wyłącznie na doświadczeniu inżynierskim i wariacie zoptymalizowanym



nia. Optymalizacja trzech kolejnych cykli pracy PMG Wierchowice spowodowała wzrost sumarycznego wydobycia energii o 0,16% względem wariantu opartego wyłącznie na doświadczeniu inżynierskim. Wartość ta przekłada się na sumaryczny odbiór 141 mld MJ dodatkowej energii, przy takiej samej objętości gazu wydobytego z magazynu. Co istotne, ilość energii wydobytej z magazynu w ostatnich 40 dniach trzeciego cyklu została zwiększona o 2,55% w porównaniu ze scenariuszem bazowym. Oznacza to, że rozwiązania bazujące na sztucznej inteligencji są w stanie poprawiać swoje działanie dzięki nauce. W efekcie możliwe jest ulepszenie rozwiązania proponowanego przez człowieka, zwłaszcza w sytuacjach nowych bądź skomplikowanych, jak w przypadku końcowej fazy cyklu odbioru. Cecha ta może być szczególnie przydatna w projekcie rozbudowy PMG Wierchowice poprzez odwiertowanie nowych odwiertów oraz w sytuacjach, dla których brak doświadczeń, np. w sytuacji, gdy konieczny jest awaryjny odbiór dużych ilości gazu.

* * *

Przedstawione rozwiązanie, służące optymalizacji sterowania odwiertami, stanowi połączenie teorii drzew decyzyjnych, symulacji złożowych i zaawansowanych metod sztucznej inteligencji. W opracowanej metodyce numeryczny model symulacyjny złoża połączono z drzewem decyzyjnym, zaimplementowanym wprost do modelu symulacyjnego oraz z narzędziem optymalizacyjnym typu uczenia maszynowego. Zaproponowana procedura automatycznie generuje optymalną strategię sterowania odwiertami, co może zostać wykorzystane do wspomagania zarządzania eksploatacją złóż oraz PMG.

Wygenerowane automatycznie inteligentne sterowanie otworami może zostać zweryfikowane przez inżyniera i porównane

z „najlepszymi praktykami przemysłowymi”. Ponadto, opracowany algorytm może uczyć się na podstawie wyników wielokrotnie wykonywanych symulacji złożowych oraz doświadczeń przeszłych i obecnych pokoleń inżynierów. Proponowana metoda łączy zatem technikę komputerowej symulacji złóż ze sztuczną inteligencją, której podstawą są jednak wiedza i doświadczenie inżynierskie.

Robert Perkowski, wiceprezes zarządu ds. operacyjnych, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
Krzysztof Potera, dyrektor Oddziału Geologii i Eksploatacji, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
Jerzy Stopa, inżynier złożowy, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, profesor, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu
Edyta Kuk, asystent, Akademia Górniczo-Hutnicza im. S. Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu

Literatura:

1. J. Stopa, 2018, *Storing gas in low quality gas reservoirs – intelligent control and industrial experiences*, Paper presented at 27th World Gas Conference, Washington, 2018.
2. D. Janiga, R. Czarnota, J. Stopa, P. Wojnarowski, 2018, *Huff and puff process optimization in micro scale by coupling laboratory experiment and numerical simulation*, Fuel: the science and technology of fuel and energy; ISSN 0016-2361. – 2018, vol. 224, pp. 289–301.
3. D. Janiga, R. Czarnota, J. Stopa, P. Wojnarowski, P. Kosowski, 2017, *Performance of nature inspired optimization algorithms for polymer Enhanced Oil Recovery process*, Journal of Petroleum Science & Engineering, vol. 154, pp. 354–366.
4. D. Janiga, R. Czarnota, J. Stopa, P. Wojnarowski, 2019, *Self-adapt reservoir clusterization method to enhance robustness of well placement optimization* Journal of Petroleum Science & Engineering, vol. 173, s. 37–52.
5. J. Stopa, 2020, *Combining artificial intelligence and reservoir simulation for optimal control of underground gas storage*, Proc. conf. IGRC2020, Muscat, 24–26 Feb. 2020.
6. F. Hutter, H. H. Hoos, K. Leyton-Brown, 2013, *An evaluation of sequential model-based optimization for expensive blackbox functions*, Annual Conference Companion on Genetic and Evolutionary Computation.
7. E. Kuk, 2019, *Application of Artificial Intelligence Methods to Underground Gas Storage Control*, Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/200305-STU.

Wodór – zielone złoto

Infrastruktura przesyłowa
i wpływ wodoru
na materiały konstrukcyjne



Sebastian Kozikowski, Krzysztof Szymlek

Prezentujemy państwu szerokie możliwości zastosowania wodoru w różnych gałęziach przemysłu. Wodór to nadzieja na intensywny, bezpieczny i zrównoważony rozwój sektora energetycznego.

- **Czy możliwe jest przechowywanie, transport i dystrybucja wodoru przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury gazowej?**
- **W jaki sposób wodór może wpływać na zastosowane do budowy materiały, takie jak stal czy tworzywa?**
Gdy zapotrzebowanie odbiorcy na wodór staje się bardzo duże, dostarczanie gazu cysternami i butlozami przestaje być ekonomicznie opłacalne. Wykorzystywane są wówczas dedykowane rurociągi wodorowe zapewniające wymagane objętości gazów.

Obecnie w skali globalnej istnieje około 16 000 km rurociągów wodoru, dostarczających wodór do rafinerii i zakładów chemicznych. Na przykład między Belgią, Francją a Holandią istnieje gęsta sieć połączeń wodorowych. Rurociągi wodorowe są też w miejscach uprzemysłowionych, tj. w Zagłębiu Ruhry w Niemczech lub wzdłuż południowo-wschodniej linii brzegowej w Stanach Zjednoczonych. W Niemczech do 2030 roku planowane jest oddanie kolejnych 1200 km sieci wodorowej [1]. Przy budowie nowych gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych wodoru można wykorzystać przepisy ASME B 31.12 (*Hydrogen Piping and Pipelines*).

Aby skutecznie ograniczyć skalę globalnego ocieplenia, należy zacząć korzystać z energii w oszczędny sposób oraz dążyć do ograniczania zużycia paliw kopalnych, w tym gazu ziemnego, i zastępowania ich odnawialnymi źródłami energii (OZE). Jednak efektywne wykorzystanie OZE wymaga opracowania uzasadnionego ekonomicznie i możliwego ze względów technicznych sposobu magazynowania uzyskanej energii.

Jednym ze sposobów magazynowania nadmiarowej energii elektrycznej, rojącym duże nadzieje, są technologie *Power to Gas*, w których wodór, powstały np. w wyniku hydrolizy wody, będący nośnikiem energii, zostaje zatłoczony i zmagazynowany w sieci przesyłowej gazu ziemnego. Takie rozwiązanie wpływa jednak na zmianę właściwości powstałej w sieci gazowej mieszaniny gaz ziemny–wodór zarówno w stosunku do właściwości gazu ziemnego, jak i wodoru. Zmienione właściwości mieszaniny gaz ziemny–wodór mogą wpływać na wiele aspektów związanych z działaniem systemu gazowniczego, w tym na prawidłowość prowadzenia pomiarów rozliczeniowych, a także na możliwość bezpiecznego wykorzystania takiej mieszaniny przez odbiorcę końcowego [2].

Powstaje zatem pytanie: czy można obecną infrastrukturę służącą do dystrybucji i przesyłu gazu ziemnego wykorzystać do przesyłu mieszaniny gazu ziemnego i wodoru lub transportu czystego wodoru?

Własności wodoru i jego wpływ na urządzenia systemu dystrybucyjnego

- Atom wodoru zbudowany jest z jednego protonu i jednego elektronu.
- Wodór tworzy trwałe cząsteczki dwuatomowe, które w wysokich temperaturach rozpadają się na pojedyncze atomy.
- Jest najlżejszy ze wszystkich pierwiastków i gazów (niezależnie od stanu skupienia), 14 razy lżejszy od powietrza.
- Jego gęstość wynosi $0,082 \text{ kg/m}^3$ (gęstość gazu ziemnego wysokometanowego to w przybliżeniu $0,75 \text{ kg/m}^3$).
- Wodór to gaz bezbarwny, bezwonny i nietoksyczny, który nie rozpuszcza się w wodzie.
- Jest bardzo reaktywny, palny, a w połączeniu z tlenem tworzy mieszaninę wybuchową.

W przeciwieństwie do paliw węglowych, podczas spalania wodoru nie powstają szkodliwe produkty uboczne. Powstaje tylko energia i czysta woda. Pierwiastek ten nie wywołuje kwaśnych deszczów, nie niszczy warstwy ozonowej ani nie tworzy szkodliwych emisji.

Wykazuje dużą szybkość dyfuzji przez przegrody porowate, gumę, a nawet niektóre metale.

Z punktu widzenia użytkowego trzeba także wspomnieć o granicach wybuchowości wodoru, które istotnie różnią się od metanu.

Dolna granica wybuchowości (DGW) wynosi 4,1%, podczas gdy dla metanu wynosi ona 4,5%.

Górna granica wybuchowości (GGW) wynosi 75%, a dla metanu 15%.

- ➔ Jak wynika z powyższego, właściwości fizykochemiczne wodoru (np. gęstość, lepkość itd.) istotnie różnią się od właściwości fizykochemicznych składników gazu ziemnego, takich jak metan, etan, propan, azot itd.
- ➔ W związku z tym właściwości mieszaniny gazowej po dodaniu do niej wodoru będą znacznie różnić się od właściwości obecnie stosowanego gazu ziemnego.
- ➔ Tym samym elementy systemu gazowniczego, takie jak rury, zawory, zasuwki, kurki, kompensatory, przejścia, reduktory, osuszacze, gazomierze, przetworniki pomiarowe, aparatura kontrolna, a także odbiorniki gazu u odbiorców końcowych będą podlegały oddziaływaniu wodoru.
- ➔ Należy zwrócić uwagę, że elementy stosowane do budowy sieci gazowych czy odbiorniki gazu u odbiorców końcowych mogą różnić się co do właściwości w poszczególnych krajach.
- ➔ Tym samym uzyskanie odpowiedzi na dany problem w jednym kraju, np. dotyczący wpływu wodoru na określone rury stalowe, nie oznacza automatycznie rozwiązania problemu w innych krajach [3].

TRWAŁOŚĆ RUROCIĄGÓW

Trwałość niektórych rur metalowych może ulec pogorszeniu, gdy są wystawione na działanie wodoru przez długi czas, szczególnie w przypadku wodoru w wysokich stężeniach i pod wysokim ciśnieniem. Ten efekt może być niepokojący w warunkach, w których wodór jest wstrzykiwany w wysokich stężeniach do istniejącego wysokociśnieniowego systemu linii gazu ziemnego.

Trwałość rur metalowych w dużym stopniu zależy od rodzaju stali i musi być oceniana indywidualnie dla każdego przypadku.

Metalowe rury w amerykańskich systemach dystrybucyjnych (uwaga, nie przesyłowych) są wykonane głównie ze stali o niskiej wytrzymałości, zwykle API 5L A, B, X42, X46 i generalnie nie są podatne na kruchość wywołaną wodorem w normalnych warunkach pracy. Przy ciśnieniach i poziomach naprężeń występujących w systemie dystrybucji [ciśnienie robocze jest zwykle mniejsze niż 250 psig (17,2 bar), a poziom naprężeń w większości rur stalowych, generowanych przez ciśnienie robocze, wynosi mniej niż 20% SMYS] gazu ziemnego, awarie wywołane wodorem nie stanowią poważnego problemu związanego z integralnością rur stalowych. Przy tym poziomie naprężeń potencjalne ryzyko dla rur stalowych o niskiej wytrzymałości w systemie dystrybucji jest niskie.

W przypadku innych rur metalowych – w tym rur z żeliwa sferoidalnego oraz rur miedzianych – nie ma obaw o uszkodzenie wodorem w ogólnych warunkach pracy w systemach dystrybucji gazu ziemnego.

Nie ma również większych obaw co do wpływu wodoru na starzenie się rur z polietylenu (PE) lub polichlorku winylu (PVC) [4].

PRZENIKANIE I WYCIEKI

Wodór jest bardziej mobilny niż metan w wielu materiałach polimerowych, w tym w rurach z tworzyw sztucznych i uszczelnkach elastomerowych stosowanych w systemach dystrybucji gazu ziemnego. Współczynnik przenikania wodoru jest wyższy w przypadku większości elastomerowych materiałów uszczelniających niż w przypadku rur z tworzyw sztucznych.

- ➔ Rury mają znacznie większą powierzchnię niż uszczelnienia, więc przecieki przez plastikowe ścianki rur stanowią większość strat gazu [4].
- ➔ Szybkości przenikania wodoru są około 4–5 razy większe niż metanu w typowych rurach polimerowych stosowanych w amerykańskim systemie dystrybucji gazu ziemnego.
- ➔ Wycieki w systemach ze stali i żeliwa sferoidalnego występują głównie przez gwinty lub złącza mechaniczne [4].

Pomiary wycieków dla systemów dystrybucji gazu ze stali i żeliwa sferoidalnego (w tym uszczelnień i złączy) sugerują, że wskaźnik wycieku objętości dla wodoru jest około 3 razy wyższy niż dla gazu ziemnego [4].

PĘKNIĘCIA I TRWAŁOŚĆ ZMĘCZENIOWA

- ➔ Stale węglowe i niskostopowe wykazują przyspieszony wzrost pęknięć zmęczeniowych i zmniejszenie wytrzymałości zmęczeniowej po wystawieniu na działanie wodoru, nawet przy stosunkowo niskich ciśnieniach.
- ➔ Przyspieszony wzrost pęknięć zmęczeniowych jest wyraźniejszy w temperaturach otoczenia i staje się mniej dotkliwy w podwyższonych temperaturach.
- ➔ Obecność wodoru zmniejsza próg cyklicznego współczynnika intensywności naprężeń, a także trwałość zmęczeniową, dlatego pękanie zmęczeniowe może być problemem, jeśli w rurociągu wystąpią wahania ciśnienia [4].

WPŁYW WODORU NA RUROCIĄGI PRZESYŁOWE GAZU ZIEMNEGO

TRWAŁOŚĆ ZMĘCZENIOWA

W pracy [5] przedstawiono wyniki badań, których celem było sprawdzenie wpływu wodoru na trwałość zmęczeniową istniejących stalowych rurociągów przesyłowych gazu ziemnego. Badania dynamiczne w pełnej skali przeprowadzono z wykorzystaniem losowo wybranego odcinka rur API 5L X70 o średnicy 20 cali i grubości ścianki 7 milimetrów z duńskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego. Rura zawierała spoinę wykonaną metodą SMAW podczas montażu rury (linia z początku lat 80.). Założono, że jakość spoiny odpowiada duńskim liniom gazowym.

- Środowisko testowe składało się w 100% z gazowego wodoru przy wahaniami ciśnienia reprezentujących dobową zmienność międzyszczytową w przesyśle gazu.
 - Maksymalne ciśnienie wynosiło 70 barów, natomiast amplituda ciśnienia wynosiła 30 barów.
 - Częstotliwość zmian cyklu ciśnienia była mniejsza niż 0,0017 Hz i każdą serię testową prowadzono przez 15 000 lub 30 000 cykli.
 - 15 000 cykli odpowiada 40 latom pracy przy jednym cyklu ciśnieniowym dziennie.
- Spoiny obwodowe zostały sprawdzone metodą UT przed badaniem i ponownie po zakończonym badaniu. Podczas tych badań nie zaobserwowano pęknięć.
- Spoina obwodowa została rozcięta i poddana także badaniom metalograficznym. Również podczas tych badań nie znaleziono oznak pęknięć zmęczeniowych.

Testy, dynamicznie równoważne 80-letniemu okresowi zmian ciśnienia, nie wykazywały pojawienia się żadnej wady. Daje to pewne zaufanie do dodania wodoru do istniejącego duńskiego gazociągu przesyłowego pod warunkiem, że jest wolny od istotnych wad spoin.

ODPORNOŚĆ NA PĘKANIE

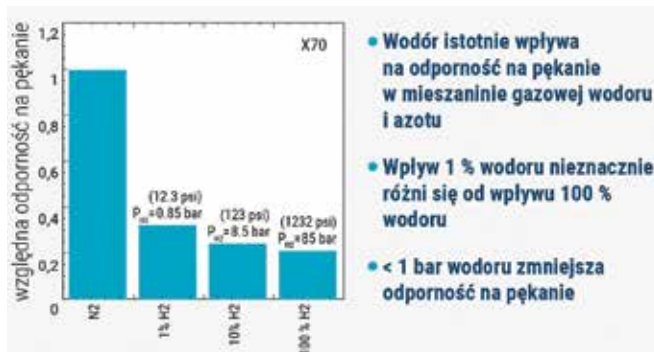
W ramach projektu NaturalHy [6] przeprowadzono badania w celu oceny ilościowej wpływu wodoru na odporność na pękanie i wzrost pęknięć zmęczeniowych dwóch powszechnie stosowanych stali do rurociągów przesyłowych, z których jedna (X52) jest stalą średniej wytrzymałości i była używana od wielu dziesięcioleci, a druga była materiałem o wyższej wytrzymałości (X70), nowszego pochodzenia.

Wyniki badań pokazały, że odporność na pękanie zmniejszyła się wraz ze wzrostem ciśnienia wodoru.

Przy typowym przesyśle (ciśnienie rurociągu 69 barów) plastyczność może zmniejszyć się o 30–50%.

- Prace prowadzone w symulowanych warunkach wykazały, że mieszanka 75% gazu ziemnego i 25% wodoru byłaby akceptowalna dla materiału X70.

Rysunek 1. Dodatek niewielkiej ilości wodoru do azotu ma bardzo duży wpływ na odporność na pękanie stali rurociągowej X70 [7]

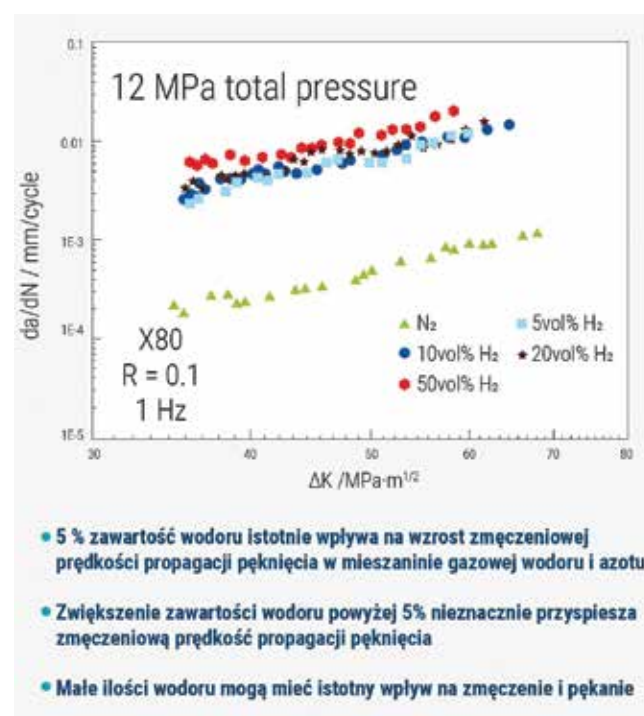


- Wodór istotnie wpływa na odporność na pękanie w mieszaninie gazowej wodoru i azotu
 - Wpływ 1 % wodoru nieznacznie różni się od wpływu 100 % wodoru
 - < 1 bar wodoru zmniejsza odporność na pękanie
- Badania wykazały też, że mieszanka 50/50 byłaby akceptowalna dla materiału X52 o niższej wytrzymałości, bez pogorszenia wytrzymałości zmęczeniowej.

WPŁYW WODORU I TLENU NA ZMĘCZENIOWĄ PRĘDKOŚĆ PROPAGACJI PĘKNIĘCIA

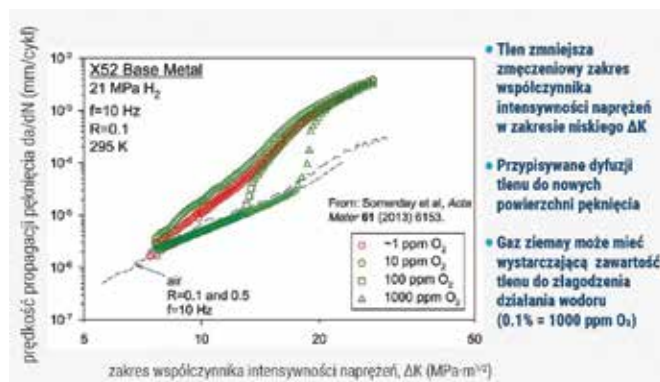
W prezentacji [7] przedstawiono wyniki negatywnego wpływu wodoru na własności rurociągów. Dodanie niewielkiej ilości wodoru do azotu ma bardzo duży wpływ na odporność na pękanie stali rurociągowej, szczególnie przy obciążeniach zmiennych. W prezentacji przedstawiono również pozytywny wpływ tlenu w środowisku wodorowym na własności wytrzymałościowe podczas zmiennych obciążeń rurociągów.

Rysunek 2. Dodatek niewielkiej ilości wodoru do azotu ma bardzo duży wpływ na zmęczeniową prędkość propagacji pęknięcia [7]



- 5 % zawartość wodoru istotnie wpływa na wzrost zmęczeniowej prędkości propagacji pęknięcia w mieszaninie gazowej wodoru i azotu
- Zwiększenie zawartości wodoru powyżej 5% nieznacznie przyspiesza zmęczeniową prędkość propagacji pęknięcia
- Małe ilości wodoru mogą mieć istotny wpływ na zmęczenie i pękanie

Rysunek 3. Dodatek tlenu w wodorze powoduje wyraźne złagodzenie negatywnego wpływu wodoru na zmęczeniową prędkość propagacji pęknięcia [7]



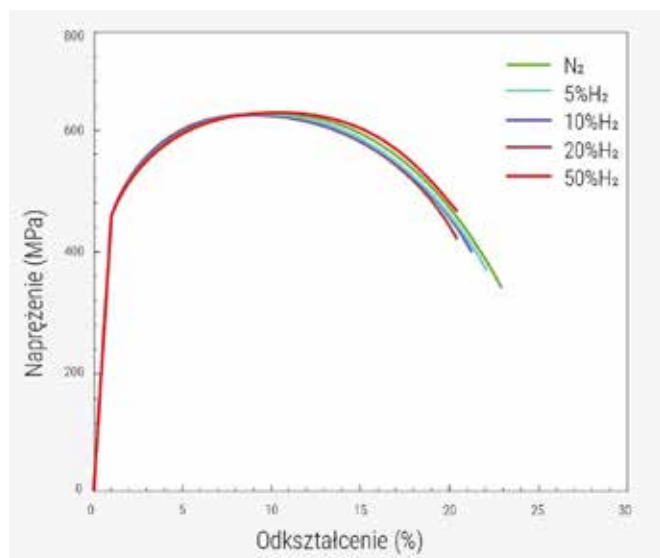
PRÓBY ROZCIĄGANIA I KRUCHOŚĆ WODOROWA

W pracy [8] opisano wyniki badań stali rurociągowej X80 w mieszaninie symulującej gaz ziemny-wodór o zawartości wodoru 0, 5, 10, 20 i 50% obj. pod ciśnieniem 12 MPa. Aby zminimalizować wpływ zanieczyszczeń i zapewnić bezpieczeństwo, gaz ziemny zastąpiono azotem.

Próba rozciągania jest powszechnie stosowaną techniką określenia podatności materiałów na kruchość wodorową i jest użyteczną metodą przesiewową materiałów pracujących w atmosferze wodoru.

- W badaniu przeprowadzono próby rozciągania z małą szybkością (SSRT) na próbkach gładkich i z karbem, które zostały wykonane ze stali X80.
- Podczas badania określono właściwości mechaniczne, takie jak wytrzymałość na rozciąganie, granica plastyczności, wydłużenie i przewężenie.
- Szybkość odkształcenia wynosiła 0,05 mm/min dla próbek rozciąganych gładkich i 0,01 mm/min dla próbek z karbem.

Rysunek 4. Wpływ wodoru na własności mechaniczne próbek gładkich [8]



Wpływ stężenia wodoru na własności mechaniczne próbek gładkich pokazano na rysunku 4.

Otrzymane wyniki wskazują, że wodór nie ma wpływu na wytrzymałość na rozciąganie i granicę plastyczności próbek, natomiast ze wzrostem zawartości wodoru obserwuje się zmniejszenie wydłużenia i przewężenia, czyli potwierdzono zjawisko kruchości wodorowej.

Po przeprowadzeniu prób rozciągania próbek z karbem w środowisku zawierającym wodór o różnych stężeniach otrzymano wyniki, które przedstawiono w tabeli 1. Na podstawie otrzymanych wyników badań widać, że ze wzrostem wodoru wzrósł parametr RNS:

$$RNS(\%) = \left(1 - \frac{\sigma_N}{\sigma_{No}}\right) \times 100$$

gdzie

σ_{No} – wytrzymałość na rozciąganie próbki z karbem rozciąganej w azocie,
 σ_N – wytrzymałość na rozciąganie próbki z karbem rozciąganej w mieszaninie azotu i wodoru o odpowiednim stężeniu

Tabela 1. Własności mechaniczne zerwanych próbek z karbem [8]

Dodatek wodoru [% obj.]	Wytrzymałość na rozciąganie próbki z karbem [MPa]	Parametr RNS [%]	Przewężenie [%]
0	1271,36	0	37,55
5	1253,49	1,41	30,41
10	1222,12	3,87	29,86
10	1190,25	6,38	22,20
50	1150,16	9,53	17,07

W pracy [8] przedstawiono również wyniki propagacji pęknięć zmęczeniowych próbek ekspozycyjnych w środowisku o różnym stężeniu wodoru. Próbkę wykonano zgodnie z normą ASTM E647. Częstotliwość obciążenia wynosiła 1 Hz, a współczynnik naprężeń wynosił 0,1 o zakresie siły 19 kN. Wyniki badań przedstawiono na rysunku 5, z którego widać, że szybkość wzrostu pęknięć zme-

Rysunek 5. Zależność da/dN względem ΔK w azocie i mieszaninach azotu z wodorem [8]

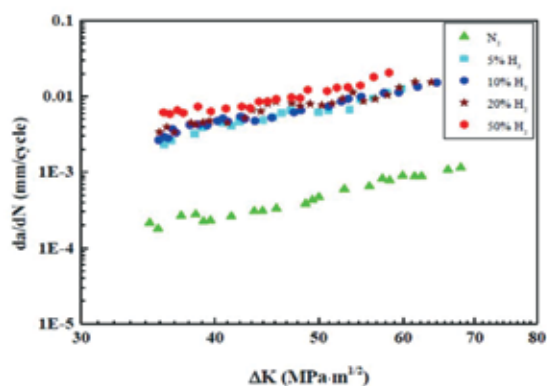


Figure 6. da/dN versus ΔK curves in nitrogen gas and hydrogen blends.

zeniowych wzrasta o co najmniej rząd wielkości w mieszankach wodoru w porównaniu z azotem.

W rurociągach przesyłowych gazu ziemnego, do których byłby dostrzykiwany wodór cząsteczkowy, należy również potwierdzić lub wykluczyć występowanie wodoru atomowego, który może powstać wskutek korozji zachodzącej na wewnętrznych powierzchniach rur w obecności minimalnej ilości wody znajdującej się w przesyłanym medium, a także wskutek procesów korozyjnych na stronie zewnętrznej rur. Zawartość siarkowodoru w medium powoduje wielokrotny wzrost nawodorowania stali [9]. Również w publikacji [10] stwierdzono, że procesy korozyjne w glebie, zachodzące z zewnętrznej strony rurociągu mogą być źródłem wodoru, który jest absorbowany przez ścianki rurociągu.

- Wodór pochłonięty przez stal jest pułapkowany i gromadzony w obszarach występowania nieciągłości materiału, w tym na granicach rozdziału osnowa–wydzielenia niemetaliczne (głównie siarczki manganu).
- Segregacja wodoru w tych miejscach powoduje oddzielenie się siarczków od osnowy i tworzenie się pęcherzy wypełnionych przez wodór o wysokim ciśnieniu.
- **Kumulacja wodoru w pęcherzach prowadzi do ich rozrostu i łączenia się oraz powstania wewnętrznych odkształceń [9].**

Obecnie na całym świecie trwają prace mające na celu zbadanie wpływu wodoru, który byłby dodawany do gazu ziemnego, na infrastrukturę, która obecnie jest wykorzystywana do przesyłu gazu ziemnego. Przykładem jest działalność konsorcjum H-Mat (Hydrogen Materials Compatibility Consortium) działającego na terenie USA czy centrum badawczego Future Fuels Cooperative Research Centre w Australii.

- Źródłem wodoru, który będzie oddziaływał na własności materiału gazociągów może być **wodór atomowy** powstający z wilgotnego siarkowodoru, znajdujący się w gazie ziemnym, oraz procesy korozyjne od strony zakopanego w glebie rurociągu.
- Dla systemu gazociągów **należałoby określić dokładny skład chemiczny gazu ziemnego (ze szczególnym uwzględnieniem zawartości siarkowodoru i wody w postaci ciekłej) oraz możliwość zagrożenia niszczenia wodorowego rurociągów od strony zewnętrznej (gleby).**
- **Wodór cząsteczkowy ma negatywny wpływ na własności zmęczeniowe stali stosowanych do budowy rurociągów.** Obserwowano korzystny wpływ dodatku tlenu do wodoru na własności zmęczeniowe materiałów.
- **Nie tylko wodór atomowy, ale również wodór cząsteczkowy ma wpływ na kruchość wodorową stali.**

Według Global Energy Monitor, na świecie istnieje prawie 2,5 tys. rurociągów gazowych, tworzących sieć o łącznej długości stanowiącej prawie 1,2 mln km, co wystarczy, aby okrążyć Ziemię prawie 30 razy [11].

W przedstawionym w kwietniu br. raporcie, opublikowanym przez European Hydrogen Backbone (EHB) – inicjatywę zrzeszającą 31 operatorów infrastruktury ener-

tycznej – zakłada się powstanie na terenie Europy około 53 000 km rurociągów do 2040 roku, w tym 60% to modernizacja istniejącej infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego [12].

Międzynarodowe działania mogą zwiększyć skalę wykorzystania wodoru, tak aby stał się kluczowym elementem czystej przyszłości i bezpiecznej energii. Wykorzystanie potencjału istniejących sieci dystrybucji gazu ziemnego może znacząco wpłynąć nie tylko na cenę, ale także na ogólną dostępność zielonego wodoru. Nadszedł właściwy czas, aby wykorzystać potencjał wodoru do odgrywania kluczowej roli w czystej, bezpiecznej i przystępnej cenowo przyszłości energetycznej.

Sebastian Kozikowski, ekspert urządzeń ciśnieniowych,
Urząd Dozoru Technicznego Oddział w Gdańsku
Krzysztof Szymlek, ekspert urządzeń ciśnieniowych,
Urząd Dozoru Technicznego Oddział w Gdańsku

Literatura

1. https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/9_Analiza_potencjalu_tehnologii_wodorowych_opracowanie.pdf
2. J. Holewa-Rataj, E. Kukulska-Zajęc, *Wpływ dodatku wodoru na liczbę metanową gazu ziemnego*, „Nafta-Gaz 2020”, nr 12, s. 945–950.
3. J. Jaworski, E. Kukulska-Zajęc, P. Kułaga, *Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego*, „Nafta-Gaz 2019”, nr 10, s. 625–632, DOI: 10.18668/NG.2019.10.04.
4. M. W. Melaina, O. Antonia, M. Penev, *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*, Technical Report NREL/TP-5600-51995, March 2013.
5. H. Iskov, *Field test of hydrogen in the natural gas grid*, Project Report, August 2010, Danish Gas Technology Centre.
6. *Injecting hydrogen into the gas network – a literature search*. Prepared by the Health and Safety Laboratory for the Health and Safety Executive, 2015.
7. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1646101>, prezentacja: J. Ronevich and Ch. S. Marchi, Sandia National Laboratories, Livermore, Hydrogen Effects on Pipeline Steels and Blending into Natural Gas, November 2019.
8. B. Meng, 1, 2, C. H. Gu 1, 2, L. Zhang 3, C. S. Zhou, 3, Y. Z. Zhao 1, 2, J. Y. Zheng 1, 2, 4*, X. Y. Chen 3, Y. Han, Hydrogen effects on X80 Pipeline Steel under High-Pressure Natural gas/hydrogen mixtures, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 42, Issue 11, 16, March 2017, pages 7404–7412 (https://h2tools.org/sites/default/files/ICH5_import/paper_344.pdf).
9. E. Łunarska, *Korozja wodorowa w instalacjach i rurociągach przemysłowych. Jej monitorowanie i zapobieganie*, Materiały IV Krajowej Konferencji Korozyjnej KOROZJA '93, IChF PAN, Warszawa 1993, s. 8–13.
10. J. Capelle, J. Gilgert, I. Dmytrakh, G. Pluvinaige, *Sensitivity of pipelines with steel API X52 to hydrogen embrittlement*, International Journal of Hydrogen Energy, Elsevier, 2008, 33 (24), pp. 7630–7641. 10.1016/j.ijhydene.2008.09.020. hal-02970925
11. <https://globalenergymonitor.org/projects/global-fossil-infrastructure-tracker/>
12. <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>

Bezpieczeństwo budowania przyłączy gazowych – nadchodzi nowa era?

Marcin Kapuściński, Robert Zaremba

Jak można skrócić czas budowy przyłącza? Jak ograniczyć użycie sprzętu na budowie? Czy da się zminimalizować ilość prac gazoniebezpiecznych oraz ryzyko błędu podczas montażu? Czy zgrzewanie elektrooporowe to jedyne, finalne rozwiązanie? Okazuje się, że ogromny potencjał tkwi w innowacyjnej linii kształtek... wciskanych.

ELEKTROOPOROWI NA ZMIANY

Technologia, która w gazownictwie cieszy się największą popularnością to elektrooporowe zgrzewanie rury PE z kształtką. Technologia ta jest kosztowna czasowo. Żeby zgrzać rurę, należy najpierw pozbyć się warstwy zewnętrznej, utlenionej, oskrobując ją. Następnie trzeba odtłuścić zarówno rurę, jak i kształtkę. Należy pamiętać o stosowaniu uchwytów stabilizujących. Zgrzewarka zostaje podpięta i uruchomiona, pozostaje odczekać, aż kształtka wystygnie (według czasu stygnięcia podanego na kształtce), nie ruszając wymienionych powyżej elementów.

Zgrzewanie wiąże się też z dużym wykorzystaniem sprzętu. Na budowie musi pojawić się zgrzewarka elektrooporowa oraz agregat prądotwórczy. Ze względu zarówno na liczbę czynności towarzyszących zgrzewaniu elektrooporowemu, jak i konieczność utrzymania higieny zgrzewu (czystość, brak wody w wykopie oraz staranność usunięcia wierzchniej warstwy), montaż narażony jest na ryzyko błędu.

Obawa przed nowymi rozwiązaniami towarzyszy nam od zawsze, choć postęp dokonuje się wtedy, kiedy – prędzej czy później – zwycięża pragmatyka i chęć systemowego uporania się z wyzwaniem. W tym przypadku – choćby z uwagi na konieczność zminimalizowania czasu budowy przyłącza, o czym za chwilę – istotne jest, aby rynek przekonał się do kształtek wciskanych.

KSZTAŁTKI WCISKANE – REWOLUCJA W ARMATURZE GAZOWEJ

Panaceum na montażowe bolączki jest na wyciągnięcie ręki. Ma szansę stać się nim wyprodukowana przez firmę Plasson linia kształtek wciskanych G-Plass. Bazujący na niej innowacyjny system montażu określany jest przez producenta jako *Trusted Gas Fitting* (niezawodna kształtka gazowa). Dzięki użyciu sprawdzonych materiałów wysokiej jakości i systemowi wielokrotnego uszczelniania (działającego zarówno na zewnętrznej, jak i wewnętrznej powierzchni rury) Plasson osiągnął najwyższy stopień bezpieczeństwa i niezawodności. W połączeniu z prostą i szybką procedurą instalacji możemy mówić o rewolucyjnej linii mechanicznych kształtek do gazu.

Kształtki G-PLASS powstały dzięki wieloletniemu doświadczeniu firmy PLASSON jako lidera rynku wyrobów z tworzyw sztucznych przeznaczonych do sieci wodociągowych, kanalizacyjnych, gazowych i przemysłowych. W swoim asortymencie posiada ponad 1000 kształtek i zaworów, co stanowi jedną z najbogatszych ofert na świecie.

Na każdym etapie powstawania kształtek słowem-kluczem jest „jakość”: od projektu, poprzez produkcję, montaż, pakowanie, aż po dystrybucję i dostawę. Sam dział kontroli jakości liczy około 40 osób. W produktach sprawdzany jest między innymi wskaźnik szybkości płynięcia, odporność na utlenianie oraz gęstość materiału. Kształt produktu weryfikowany jest przez współrzędnościową maszynę pomiarową wykorzystującą sondę. Tylko taki pomiar daje pewność, że kształtka będzie idealnie pasować do rury o określonej średnicy. Wszystkie partie prześwietlane są z użyciem promieniowania RTG. Sprawdzając w wielu przypadkach nawet 100% partii, Plasson jest w stanie zdyskwalifikować kształtkę, do której np. dostał się niewidoczny gołym okiem bąbel powietrza, bądź znaleźć błąd w montażu zaworu. Tak wnikliwie sprawdzony produkt jest gotowy, by podołać specyficznym, rygorystycznym wymogom instalacji gazowych. Potwierdzeniem tego są odpowiednie certyfikacje.

BUDOWA KSZTAŁTKI G-PLASS



OPIS ROZWIĄZANIA

G-Plass to kształtki wciskane, dostępne w średnicach od 32 do 63 mm. Możliwe jest zamontowanie w nich ogranicznika prze-

plywu gazu Plasson EFV (*Excess Flow Valve*), jeśli zachodzi taka potrzeba.

Montaż możemy podzielić na 6 etapów.

1. Ogratowanie rury.



2. Wciśnięcie tulei wzmacniającej do samego końca.



3. Zaznaczenie głębokości wsunięcia rury do kształtki.



4. Wciśnięcie rury w kształtkę do zaznaczonego miejsca oraz sprawdzenie, czy miejsce się zgadza.



5. Dokręcenie nakrętki kluczem.



6. Sprawdzenie, czy nakrętka łącząca opiera się na korpusie kształtki – wtedy instalacja jest prawidłowa.



Zestaw potrzebny do montażu:

- klucz montażowy G-Plass,
- gratownik,
- nożyce do rur (w trzech rozmiarach – w zależności od średnicy rury).



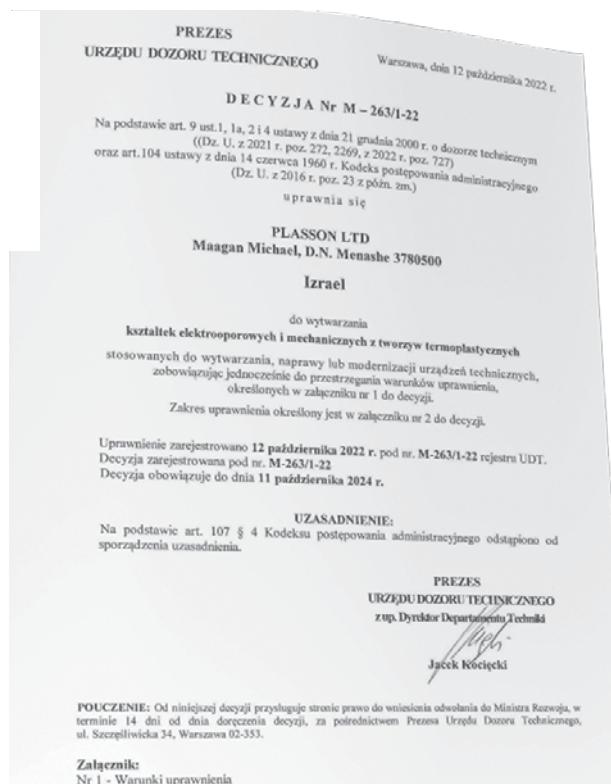
Pod poniższym kodem QR dostępny jest krótki film ilustrujący proces montażu.



CERTYFIKATY

Rozwiązanie uzyskało certyfikat DVGW (Niemieckiego Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Gazu i Wody), spełnia także normę ISO 17885. Dokument ten określa wymagania i metody badań dla łączników mechanicznych przeznaczonych do łączenia systemów rurociągów ciśnieniowych z tworzyw sztucznych, w tym łączników przejściowych do rurociągów metalowych.

12 października 2022 roku Plasson uzyskał certyfikację Urzędu Dozoru Technicznego na kształtki G-Plass.



KSZTAŁTKI GOTOWE NA EKOLOGIE

Zastosowanie w polskich sieciach gazowych mieszanki gazu ziemnego i wodoru lub dystrybucji biometanu wydaje się kwestią czasu. Ma to ograniczyć zużycie paliw kopalnych oraz emisję. Paliwa mieszają już takie kraje jak Wielka Brytania czy Australia, natomiast Dania dystrybuje w swoich sieciach gazowych już 30% biometanu. Unia Europejska planuje wprowadzenie wodoru do krajowych sieci do 2050 roku. Kształtki G-Plass są gotowe na to wyzwanie – również pod tym kątem zostały przetestowane i będą posiadały stosowne certyfikaty.

O ile na powszechne zastosowanie biometanu lub wodoru w sieciach gazowych musimy jeszcze poczekać, to ergonomia oraz bezpieczeństwo montażu kształtek wciskanych G-Plass mogą wcześniej uczynić je podstawowym standardem. Dzięki temu nowo budowane przyłącza mogłyby być przygotowane do dystrybucji paliw odnawialnych, w tym wodoru.

Marcin Kapuściński, Plasson Polska
Robert Zaremba, Plasson Polska

dokończenie ze str. 7

zespół naukowców, kierowany przez prof. dr. hab. inż. Krzysztofa Wojciechowskiego z Wydziału Inżynierii Materiałowej i Ceramiki AGH, we współpracy z partnerami z Sieci Badawczej Łukasiewicz oraz Instytutu Fizyki PAN w Warszawie, opracował i wytworzył prototypowe moduły termoelektryczne o gęstości mocy zbliżonej do 2,5 kW/m², co daje im dziesięciokrotną przewagę nad komercyjnymi ogniwami fotowoltaicznymi. Firmy produkujące bądź rozwijające technologie termoelektryczne istnieją obecnie tylko w Chinach, Stanach Zjednoczonych, Ukrainie i Rosji. Na europejskim rynku praktycznie nie ma konkurencji, więc jest szansa na sukces.

- **27 października br.** Rada Nadzorcza PKN Orlen powołała do zarządu spółki Iwonę Waksmundzką-Olejniczak, od kwietnia bieżącego roku prezes PGNiG, oraz Roberta Perkowskiego, od marca 2019 roku wiceprezesa ds. operacyjnych PGNiG. Oboje oficjalnie obejmą stanowiska w zarządzie PKN Orlen 3 listopada.

- **17 października br.** W siedzibie PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa odbyła się konferencja pt. „Perspektywiczne wykorzystanie metanu w kontekście rozporządzenia metanowego Unii Europejskiej”. Wzięło w niej udział prezydium Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki oraz Transformacji Energetycznej i Górniczej w Polsce. Paweł Stec, członek zarządu PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa, przedstawił prezentację „PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa – lokalny lider wykorzystania metanu”. Wskazał, że w spółce działają obiekty spalające gaz z odmetanowania kopalń JSW i SRK, w tym m.in. kocioł fluidalny CFB i kotły wodne. Jednak zdecydowana większość metanu wykorzystywana jest przez 11 kogeneracyjnych agregatów prądotwórczych o łącznej mocy 35,8 MWe, wykorzystujących około 63 797 tys. m³ metanu rocznie. Silniki te produkują zarówno prąd elektryczny, jak i ciepło. Spółka inwestuje w nowe agregaty w celu zagospodarowania większych ilości gazu z odmetanowania i wzrostu produkcji w kogeneracji.

- **17 października br.** Spółka Apator zweryfikowała strategię rozwoju, ale nie jest to zmiana modelu biznesowego. – *Główne punkty korekty to szersze wejście w energetykę rozproszoną, w nową dla firmy branżę HVAC (Heating, Ventilation, Air Conditioning) i na te obszary stawiamy w zweryfikowanej strategii* – powiedział Arkadiusz Chmielewski, prezes Apatora.

- **10 października br.** Aż 99,99 proc. akcjonariuszy PGNiG, obecnych na Nadzwyczajnym Walnym Zgromadzeniu, wyraziło zgodę na połączenie z PKN Orlen. Decyzja ta jest jednym z ostatnich etapów w procesie połączenia obu spółek. – *Łączymy siły w wyjątkowo trudnym momencie dla globalnych rynków paliwowo-energetycznych. Warunki gospodarcze, w jakich przyszło nam działać, gwałtowne wahania na rynkach surowcowych oraz wyzwania związane z transformacją energetyczną wymagają od nas konsekwencji i odważnych decyzji, a także starannego określania priorytetów i wykorzystywania szans na dalszy rozwój potencjału i kompetencji PGNiG w kluczowych dla spółki obszarach. Dlatego z satysfakcją przyjmuję decyzję podjętą przez akcjonariuszy PGNiG* – powiedziała Iwona Waksmundzka-Olejniczak, prezes zarządu PGNiG SA.

- **30 września br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo uzyskało przydział mocy regazyfikacyjnych w litewskim terminalu LNG. Zapewni to spółce możliwość sprowadzenia poprzez ten terminal ponad 0,5 mld m sześć. gazu ziemnego rocznie. Okres rezerwacji wynosi 10 lat. Klaipėdos Nafta – operator terminalu LNG w Klaipėdzie na Litwie – rozstrzygnął procedurę przydziału mocy regazyfikacyjnych w litewskim gazoporcie. W jej wyniku PGNiG uzyskało możliwość regazyfikacji 6 TWh skroplonego gazu ziemnego rocznie, co odpowiada ponad 0,5 mld surowca w stanie lotnym. Rezerwacja dotyczy okresu od 1 stycznia 2023 roku do 31 grudnia 2032 roku.

- **28 września br.** Eksperci PGNiG i Politechniki Śląskiej pracują nad innowacyjnym czujnikiem do wykrywania wodoru w ramach projektu HydroSens. Przedsięwzięcie otrzymało dofinansowanie Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Finansowanie przyznane przez NCBiR dotyczy programu „Niskotemperaturowe czujniki wodoru na bazie polikarbazolu i jego pochodnych” (*HydroSens*). Projekt koncentruje się na opracowaniu czujników (sensorów) do wykrywania wodoru w mieszaninach gazów, w tym zawierających gaz ziemny. Urządzenia te będą mogły być wykorzystywane m.in. do badania zawartości wodoru w mieszkach transportowanych sieciami dystrybucyjnymi i przesyłowymi. – *W ramach Programu Wodorowego PGNiG realizujemy projekt InGrid – Power to Gas. Obejmuje on badania dotyczące produkcji wodoru z OZE i możliwości przesyłu tego paliwa z wykorzystaniem sieci dystrybucyjnych gazu ziemnego* – powiedział Arkadiusz Sekściński, wiceprezes zarządu PGNiG ds. rozwoju. – *Czujniki, nad którymi pracujemy z naszym partnerem naukowym – Politechniką Śląską – w ramach HydroSens, pozwolą nam na szybkie wykrywanie wodoru w instalacjach. Dzięki temu będziemy mogli monitorować jego optymalny poziom dla bezpieczeństwa i prawidłowego działania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz innych instalacji wykorzystujących to paliwo.*

- **28 września br.** Akcjonariusze PKN Orlen podczas Walnego Nadzwyczajnego Zgromadzenia spółki w Płocku przegłosowali plan połączenia z PGNiG. To niemal ostatni brakujący element w planie Daniela Obajtka budowy multienergetycznego koncernu. Zgodnie ze wskazanym w uchwale zgromadzenia planem połączenia spółek, będzie ono polegało na przeniesieniu majątku PGNiG do PKN Orlen w zamian za akcje PKN Orlen przyznawane akcjonariuszom PGNiG. Za jedną akcją PGNiG jego akcjonariusze otrzymają 0,0925 akcji Orlenu. Łącznie oddane głosy reprezentowały prawie 68,36 proc. akcjonariuszy Orlenu. Połączenie poparła zdecydowana większość akcjonariuszy Orlenu. Za odpowiednią uchwałą padło niemal 82 proc. oddanych głosów, 0,016 proc. było przeciw, a 18 proc. głosów było wstrzymujących się.

- **Wrzesień br.** Powstała Ekspercka Rada ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu. Jej celem jest wsparcie procesów wzmacniających bezpieczeństwo energetyczne i transformację energetyczną w Polsce. Inicjatorami przedsięwzięcia są Monika Morawiecka z Regulatory Assistance Projekt i Joanna Maćkowiak-Pandera z Forum Energii. Do współtworzenia rady zaproszono ponad 20 ekspertów i ekspertów energetycznych. Pierwszym tematem, którym zajęła się Ekspercka Rada ds. Bezpieczeństwa Energetycznego i Klimatu są rekomendacje dotyczące założeń do aktualizacji „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” i bieżącej sytuacji energetycznej.

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

W okresie ostatnich dwóch miesięcy (**29 września – 22 listopada 2022 roku**) odbyły się:

- posiedzenie KST 29 września (w trybie zdalnym); kolejne planowane jest na 15 grudnia,
- spotkania Prezydium KST w trybie on-line,
- konferencje uzgodnieniowe – od początku pandemii odbywają się w trybie zdalnym,
- spotkania zespołów roboczych,
- warsztaty techniczne IGG „**A jednak wodór! oraz dokumenty standaryzacyjne IGG**”.

Na posiedzeniu 29 września KST zatwierdził projekty następujących standardów:

- **ST-IGG-1301** *Rozruch i ruch próbny. Wymagania dotyczące postępowania i dokumentowania czynności związanych z rozruchem i ruchem próbnym.*
- **ST-IGG-4401** *Paliwa gazowe. Klasyfikacja, oznaczanie, wymagania i ocena jakości.* Jest to ostatni z serii trzech opracowanych standardów dotyczących jakości paliw gazowych, które zastąpią wycofane na początku sierpnia 2022 roku normy krajowe od PN-C-04750 do 04753, dotyczące jakości gazów ziemnych.
- **ST-IGG-0602** *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia* – znowelizowany już po raz trzeci.
- **ST-IGG-0303:2022** *Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 1,0 MPa włącznie*, zastępującego standardy ST-IGG-0301 oraz ST-IGG-0302

oraz podjął uchwały:

- w sprawie odstąpienia od realizacji standardu **ST-IGG-4001** *Balastowanie gazociągów*,
- w sprawie zaakceptowania nowego tematu „**Zalecenia dotyczące projektowania i eksploatacji rurociągów do transportu dwutlenku węgla**”.

W rozpatrywanym okresie do ankiety skierowanej do firm członkowskich IGG trafiły następujące DS:

- nowy standard ST-IGG-0203 dotyczący układów pomiarowych,
- nowy standard ST-IGG-0204 dotyczący przeliczników i rejestratorów,
- nowy standard ST-IGG-4101 dotyczący emisji metanu,
- znowelizowane ST-IGG-1001 do 1004 dotyczące oznakowania gazociągów,
- znowelizowany ST-IGG-0205 dotyczący chromatografów procesowych.

Odbyły się konferencje uzgodnieniowe dotyczące pierwszych trzech z wymienionych powyżej standardów oraz standardów ST-IGG-3601 i 3602 dotyczących tłokowania gazociągów, w okresie ostatnich dwóch miesięcy odbywały się również liczne spotkania zespołów roboczych.

17 i 18 listopada 2022 roku odbyły się w Krakowie warsztaty techniczne „**A jednak wodór! oraz dokumenty standaryzacyjne IGG**” odnoszące się do gospodarki wodorowej i wpisujących się w nią projektów realizowanych w naszej branży. Warsztaty składały się z części seminaryjnej i technicznej. Wzięło w nich udział, łącznie z prelegentami, 67 osób.

W części seminaryjnej przedstawiono wymienione poniżej prezentacje. W przypadku niektórych z nich dyskusja była ożywiona, a wszystkie okazały się ciekawe dla uczestników.

- **Grzegorz Rosłonek** przedstawił m.in. metody otrzymywania H_2 i odpowiedniej reakcje chemiczne,
- **Grzegorz Tchorek** w prezentacji „**łańcuch wartości gospodarki wodorowej**” nawiązał do polskiej strategii wodorowej z perspektywą do 2040 roku, inicjatyw i strategii wodorowych na świecie oraz kluczowych celów w narodowych strategiach H_2 oraz m.in. rekomendacji dotyczących uwarunkowań rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce.
- **Agata Urbaniak** w prezentacji „**Czy i jak gazownictwo zamierza wpisać się w strategię dotyczącą H_2 na przykładzie PKN ORLEN**”

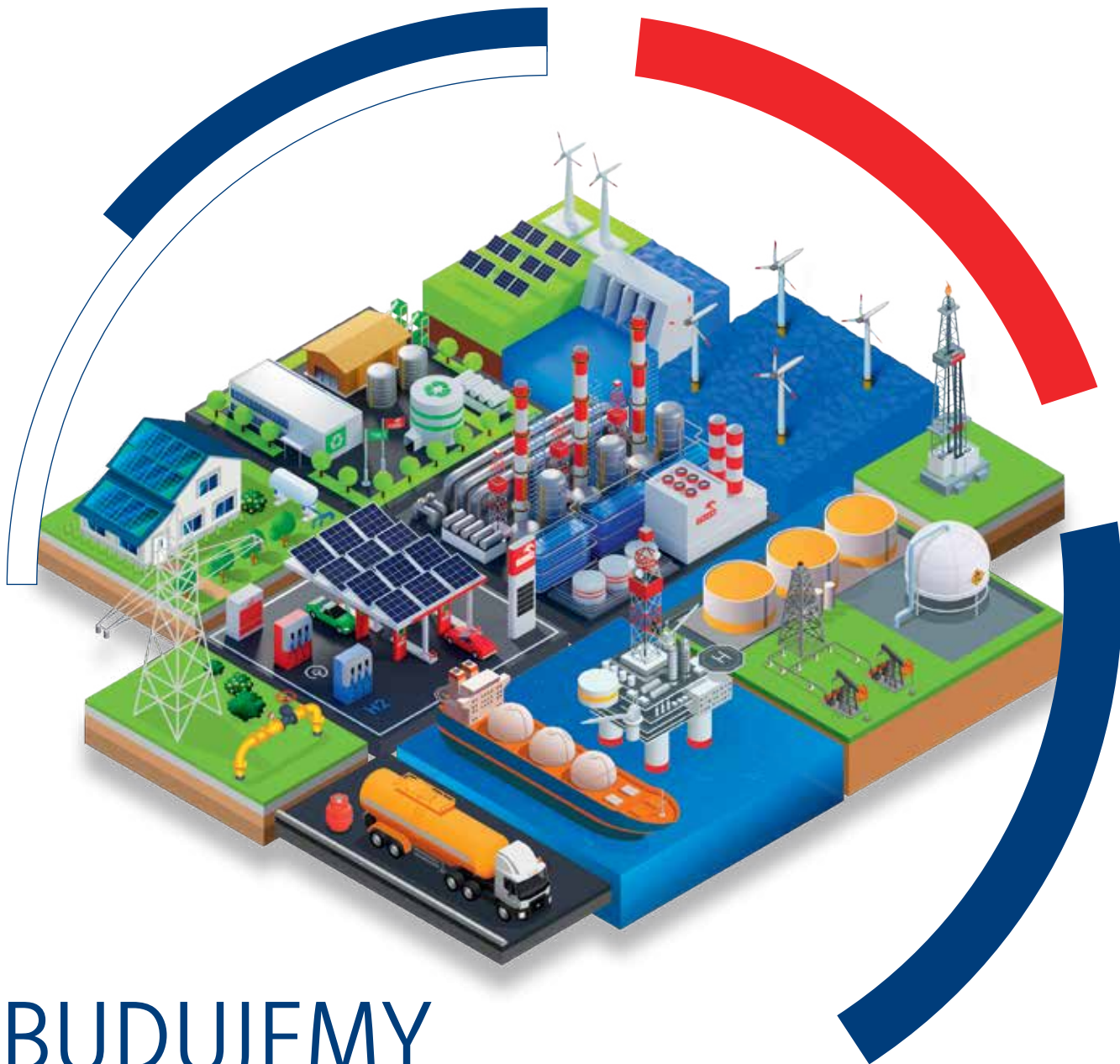
Oddział Centralny PGNiG” przedstawiła m.in. projekty badawczo-rozwojowe realizowane przez PGNiG Grupa ORLEN, takie jak „In Grid” – *Power to Gas*, Mikrogeneracja H_2 , HyCogen, New Fuel Lab, dotyczący dekarbonizacji przemysłu, Blue H_2 , Podziemny badawczy magazyn H_2 Mogilno, Hy-CHess”, dotyczący magazynowania energii z wykorzystaniem sprężonego CO_2 , procesu metanizacji i technologii spalania w tlenie (*oxy-combustion*) i projekt „Czujnik wodorowy”.

- **Dorota Polak** w prezentacji „**Wodór w Polskim Systemie Przesyłowym w kontekście zapisów pakietu gazowo-wodorowego**” wymieniła projekty realizowane i planowane do realizacji z partnerami zagranicznymi, m.in. projekt Hyready, który ma wypracować wytyczne dla operatorów odnoszące się do transportu H_2 , projekt HIGGS – H_2 IN GAS GRID, obejmujący badania sieci pod kątem przesyłu H_2 , oraz propozycje projektów SHIMMER, PERFECT oraz THOTH $_2$ - NOVEL METHODS OF TESTING FOR MEASUREMENT OF NATURAL GAS AND HYDROGEN MIXTURES. W prezentacji przedstawiono również analizowane scenariusze składu gazu w przypadku pojawienia się 5% H_2 na połączeniach międzysystemowych.
- **Zbigniew Gacek** w prezentacji „**Doświadczenia badawcze INiG-PiB w zakresie wodoru**” w imieniu autorów przedstawił skrótowo zrealizowane projekty dotyczące wpływu H_2 na sieci i instalacje gazowe, magazynowania H_2 w strukturach geologicznych, stanowisk badawczych oraz wpływu dodatku H_2 na bezpieczeństwo eksploatacji i dokładność wskazań gazomierzy miechowych.
- **Maciej Marusiak** w prezentacji Hydrogen Injection in Natural Gas & NG/ H_2 Blend przedstawił (pozytywne!) wyniki badań gazomierzy Coriolisa i ultradźwiękowych ośmiu znanych producentów przy przepływie gazu ziemnego z domieszką do 30% H_2 w zakresie od 10 do 1000 m^3/h i przy ciśnieniach od 5 do 33 bar. Przedstawiono także wyniki badań gazomierzy Coriolisa do pomiaru cieczy kriogenicznych.
- **Jan Piotrowski** w prezentacji „**Instalacja produkcji wodoru i metanu metodą mikrobiologiczną w Oddziale Krajowej Grupy Spółzyczej S.A. Cukrownia Dobrzelin – projekt w ramach konkursu BIOSTRATEG II**” omówił zrealizowany w latach 2012–2016 projekt dotyczący mikrobiologicznej metody produkcji H_2 i CH_4 w skali ułamkowej oraz projekt instalacji półtechnicznej.
- **Grzegorz Maciejewski** w prezentacji „**Zapisy standardów ST-IGG-4401, ST-IGG-4402 i ST-IGG-4403 dotyczące wodoru oraz wymagania jakościowe dla wodoru różnego przeznaczenia**” przedstawił trzy standardy dotyczące jakości gazu (które niedługo ukażą się w sprzedaży), uwzględniające możliwość występowania w sieci do 10% H_2 , a także wymagania dla tzw. H_2 Automotiv oraz zwrócił uwagę na różne dokumenty odnoszące się do jakości H_2 w sieci.
- **Aneta Korda-Burza** przedstawiła projekt „**WT-IGG-4501 Wytyczne przy projektowaniu i budowie infrastruktury do transportu paliw gazowych z domieszką wodoru**”. Prace nad tym dokumentem powinny być zakończone na początku 2023 roku. W prezentacji szczegółowo omówiła zakres wytycznych oraz bardzo ciekawe wyniki rozmaitych badań infrastruktury, które mają stanowić załączniki do wytycznych.

– **Andrzej Szalek** w prezentacji „**Wodór jako sposób na dekarbonizację w przemyśle motoryzacyjnym**” pokazał różne rozwiązania technologiczne stosowane przez firmę Toyota, która od dawna produkuje samochody elektryczne, hybrydowe i z ogniwami paliwowymi zasilanymi H_2 .

Część techniczna, drugiego dnia warsztatów, odbyła się w AGH na **Wydziale Energetyki i Paliw**. Od 10 do 15 prof. **Magdalena Dudek** wraz z zespołem oprowadzała nas po laboratoriach wydziału. Uczestnicy docenili, że mogli wziąć do ręki ogniwo paliwowe, przejechać się rowem napędzanym H_2 , poczuć, ile waży butla, w której są wodorki metali i zobaczyć inne zbiorniki na H_2 . Dron napędzany wodorem i elektrolizer można było tylko obejrzeć, ale za to możliwe było wykonanie ćwiczenia pokazującego różnice w spalaniu gazu ziemnego i H_2 . AGH obiecało także udostępnienie dodatkowych materiałów z badań, których nie mogliśmy zobaczyć na miejscu.

Sekretariat KST
Opracowanie ED



BUDUJEMY KONCERN MULTIENERGETYCZNY

Połączony potencjał i kompetencje Grupy ORLEN oraz PGNiG to rozwój nowych, czystych źródeł energii, stabilność i bezpieczeństwo dostaw, a także lepsza oferta dla milionów Klientów. Silny, europejski koncern to nasza odpowiedź na wyzwania przyszłości. **Razem zapewnimy bezpieczeństwo energetyczne.**

