

wrzesień 2023

Przegląd gazowniczy

nr 3 (79)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

NOWOCZESNE TECHNOLOGIE W GAZOWNICTWIE





KONFERENCJA



Metan jako paliwo i surowiec oraz czynnik emisyjny

6.10.2023 r., Muzeum Gazowni Warszawskiej

- Uwarunkowania prawne dla emisji metanu.
- Porównanie metod produkcji wodoru z metanu oraz źródeł OZE.
- Technologie wychwytywania CO₂ przy produkcji wodoru z metanu.
- Metan, biometan i mieszaniny hytanowe jako surowce dla przemysłu rafineryjnego i chemicznego.
- Możliwości pozyskania biometanu dla przemysłu.
- Kontrola i szacowanie emisji CH₄ w gazownictwie.

ZAPRASZAMY



WARSZTATY TECHNICZNE KST IGG

Emisje metanu z sieci gazowej – nowe wyzwania

Tarnów, 25 i 26 października 2023 roku

- Rozporządzenie metanowe zatwierdzone przez Parlament Europejski – przygotowanie przedsiębiorstw gazowniczych do jego wdrożenia oraz do raportowania zgodnie z wytycznymi OGMP.
- Nowe wytyczne techniczne IGG WT-IGG-4101 dotyczące metod określania wielkości emisji z sieci gazowej oraz metody pomiaru, w tym zastosowanie satelitów.
- Zarządzanie emisjami dwutlenku węgla – projekty ORLEN SA.
- Inteligentny system monitorowania obszarów wokół gazociągów do automatycznej detekcji i klasyfikacji anomalii infrastruktury gazowniczej (iDiaGaSys).
- Wizyta techniczna – pokaz działania stanowiska w Łukanowicach i „uzbrojony” helikopter z systemem iDiaGaSys.

Transformacja gospodarki w kierunku niskoemisyjnym pociąga za sobą rewolucyjne zmiany w gazownictwie.

Nie ma wątpliwości, że paliwa przyszłości – wodór i biometan – będą uzupełniać gaz ziemny. Polska polityka energetyczna zakłada, iż wykorzystanie biogazu, biometanu, gazów syntezowych czy wodoru ma w przyszłości przyspieszyć zieloną transformację.

Obecnie obserwujemy dynamiczny rozwój innowacji w gazownictwie, które mają na celu poprawę efektywności energetycznej oraz zrównoważone wykorzystanie zasobów. Trwają przygotowania do przystosowania sieci do dystrybucji biometanu oraz prace nad innowacyjnymi metodami magazynowania i transportu wodoru. Efekty zaangażowania specjalistów i autorytetów naukowych przedstawiamy w tym wydaniu „Przeglądu Gazowniczego”.

Zarówno wodór, jak i biometan będą odgrywały ważną rolę w dążeniu Polski do neutralności klimatycznej. Zielony wodór, jako pozbawiony śladu węglowego nośnik energii, mimo wielu wyzwań stojących przed tą technologią będzie sukcesywnie zwiększał swój udział nie tylko w energetyce, ale także w innych sektorach gospodarki, przyczyniając się do ich stopniowej dekarbonizacji. Na rynku jest już wiele urządzeń gazowych, które mogą pracować na mieszance gazu ziemnego i wodoru. Dużo wskazuje na to, że zmiany nastąpią już wkrótce, a powszechne stosowanie nowych technologii w projektach komercyjnych rozpocznie się w latach 30.

Nie bez znaczenia jest także fakt, że Polska posiada unikalny w skali europejskiej potencjał geologiczny w zakresie magazynowania wodoru w kawernach solnych, co ma kluczowe znaczenie dla rozwoju gospodarki wodorowej, a przede wszystkim dla bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Opracowanie metod produkcji, magazynowania i dystrybucji wodoru pozwoli zrealizować polską strategię wodorową i zbudować krajową gospodarkę wodorową.

W tym numerze „Przeglądu Gazowniczego” przedstawiliśmy nie tylko zmiany innowacyjno-technologiczne w gazownictwie, ale także przykład kolejnego kraju dążącego

do całkowitego uniezależnienia się od dostaw rosyjskiego gazu.

Mołdawia, kraj kandydujący do Unii Europejskiej, jest zdeterminowana, aby zliberalizować rynek i zintegrować go z rynkami UE. Mówi o tym Constantin Borosan, sekretarz stanu w Ministerstwie Energii Republiki Mołdawii, odpowiedzialny za sektor gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła i kogeneracji oraz paliw.

Nowoczesne technologie kogeneracyjne i poligeneracyjne w gazownictwie były głównym tematem zorganizowanych przez nas w sierpniu warsztatów technicznych. To kolejne z wielu naszych działań szkoleniowych, mających na celu wspieranie podnoszenia kwalifikacji i ułatwienie przedstawicielom branży gazowniczej dostępu do fachowej wiedzy.

Kontynuacją sierpniowych warsztatów jest oferta szkoleniowa IGG na kolejne miesiące w zakresie nowoczesnych technologii w gazownictwie. Już 6.10. br. odbędzie się konferencja „Metan jako paliwo i surowiec oraz czynnik emisyjny”.

O wyzwaniach towarzyszących emisjom metanu z sieci gazowej traktować będą warsztaty techniczne, które odbędą się 25–26.10. w Tarnowie. Natomiast warsztaty poświęcone nowoczesnym technologiom kogeneracyjnym opartym na paliwach gazowych zaplanowaliśmy na 16–17.11 br.

Ukierunkowane działania IGG na nowoczesne technologie w gazownictwie poprzez udział w konferencjach i warsztatach pozwolą Państwu na pozyskanie nowej wiedzy.

Mam nadzieję, że przygotowana przez IGG najbliższa oferta spotkań wpisuje się w Państwa potrzeby.



Robert Perkowski
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Przewodnicząca: Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)

Jacek Brzozowski (PGNiG Grupa ORLEN)

Aleksandra Pinkas (PGNiG Grupa ORLEN)

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

Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)

Paweł Rybicki (PSG sp. z o.o.)

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

Ewa Kukulka Zając (INiG – PIB)

Konrad Świrski (Transition Technologies S.A.)

Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA Grupa ORLEN)

Przemysław Cegiełka (PGNiG Grupa ORLEN)

Piotr Wojtasik (PGNiG Grupa ORLEN)

Alicja Walecka (Gas Storage Poland sp. z o.o.)



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

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

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

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **Możliwości budowy kawern solnych na obszarze Polski dla wielkoskalowego magazynowania wodoru**
– Paweł Wilkosz, Łukasz Grzybowski
- 13 **Turbiny wodorowe – nowa nadzieja na renesans turbin gazowych?**
– Konrad Świrski
- 14 **Doświadczenia eksploatacyjne z badań pierwszego na świecie elektrolizera SOE, zintegrowanego z obiegiem parowym elektrociepłowni** – Jakub Kupecki, Michał Wierzbicki, Jędrzej Chmielewski, Marek Laskowski, Tomasz Kowalczyk, Marek Skrzyplikiewicz
- 20 **Zbiorniki V generacji – postępy w zakresie wysokociśnieniowego gromadzenia i transportu wodoru** – Jerzy Kaleta, Paweł Gąsior
- 23 **Filary finansowania rozwoju gospodarki wodorowej w Unii Europejskiej** – Robert Mikulski

NASZ WYWIAD

- 25 **Rozpoczęliśmy rewolucję w sektorze energetycznym i jesteśmy zdeterminowani, aby podążać tą drogą**
– rozmowa z Constantinem Borosanem, sekretarzem stanu w Ministerstwie Energii Republiki Mołdawii, odpowiedzialnym za sektor gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła i kogeneracji oraz paliw



25

PUBLICYSTYKA

- 28 **Konsekwencje kryzysu gazowego dla europejskich rynków gazu**
– Marcin Sienkiewicz
- 31 **Czy Bruksela wyłączy ogrzewanie gazowe?** – Bartosz Kwiatkowski
- 54 **Gaz w przyszłym ogrzewnictwie** – Janusz Starościk

REPORTAŻ

- 34 **ORLEN inwestuje w bezpieczeństwo energetyczne – ruszyła rozbudowa największego magazynu gazu w Polsce**



34

PGNiG GRUPA ORLEN

- 36 **Największa w historii polskiego gazownictwa rozbudowa podziemnych magazynów gazu**
- 38 **Rola gazu w zmieniającym się otoczeniu multienergetycznym**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 **PSG rozpoczyna certyfikację sieci w zakresie przesyłu wodoru**
- 42 **10 lat Polskiej Spółki Gazownictwa**

GAZ-SYSTEM

- 44 **GAZ-SYSTEM podpisał porozumienie z dowództwem wojsk obrony terytorialnej**

PGNiG TERMIKA GRUPA ORLEN

- 46 **Konsekwentnie inwestujemy w niebieskie paliwo**

EuRoPol GAZ s.a.

- 48 **Koncesjonowanie działalności związanej z wodorem**

GAS STORAGE POLAND/INiG – PIB

- 50 **Receptury zaczynów i kamieni cementowych o podwyższonej szczelności dla podziemnych magazynów wodoru w kawernach solnych**

TRANSITION TECHNOLOGIES

- 53 **Reforma rynku bilansującego – wykorzystaj nowe możliwości z WIRE 14.0!**

TECHNOLOGIE

- 58 **Certyfikaty F-gaz ekoUDT w obszarze urządzeń oddziałujących na ekosystem** – Krzysztof Rudziewicz

PRAWO

- 61 **Biogaz i biometan w świetle przyjętych rozwiązań legislacyjnych** – Andrzej Woźniak
- 64 **Uwarunkowania prawne w obszarze gospodarki wodorowej w Polsce i Unii Europejskiej** – Robert Mikulski

Fot. na okładce: iStock

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Nie zawsze dzieje się tak, jakbyśmy sobie tego życzyli, czasami mierzymy się z trudnymi i niespodziewanymi sytuacjami. W IGG zdarzyło się tak na przełomie czerwca i lipca, kiedy odszedł Adam Cymer, nasz Kolega, Przyjaciół i wieloletni pracownik Izby Gospodarczej Gazownictwa, który stworzył kwartalnik „Przegląd Gazowniczy” i przez prawie 20 lat był jego naczelnym redaktorem.

Izba – jako wydawca ukazującego się od 2004 roku „Przeglądu Gazowniczego”, kwartalnika branżowego poświęconego szeroko rozumianemu gazownictwu i energetyce w Polsce i na świecie – mając wybitnego fachowca branży – z powodzeniem realizowała cele statutowe IGG, publikując analizy i komentarze dotyczące regulacji prawnych i aspektów funkcjonowania rynku, omawiając też problemy techniczne i technologiczne oraz nowe technologie ukierunkowane na nisko- i zeroemisyjną gospodarkę, m.in. dotyczące biogazu, biometanu, wodoru i paliw syntetycznych. To dzięki szerokiej wiedzy Adama, jego twórczemu zaangażowaniu i olbrzymiej pracowitości, przy naszym niewielkim wsparciu, prezentowała analizy odnoszące się do aktualnej sytuacji geopolitycznej, ekonomicznej oraz zmian regulacyjnych wynikających m.in. z przyjętych strategii i pakietów klimatycznych. To Adam przygotowywał projekty i założenia dla każdego kolejnego wydania, omawiane na Radzie Programowej, wyszukiwał osobowości, z którymi przeprowadzał wywiady, a planując tematykę poszczególnych wydań, pozyskiwał ekspertów i autorów. Na szóstej stronie publikujemy wspomnienie o Adamie.

Mimo tej trudnej sytuacji, jaką było nieoczekiwane odejście Adama, zachowując ciągłość działań, zaprezentowaliśmy Państwu kolejne wydanie naszego kwartalnika i przedstawiliśmy zrealizowane w III kwartale br. działania IGG.

W okresie ostatnich trzech miesięcy zorganizowane zostały szkolenia, konferencje i spotkania informacyjne. Przedstawiciele IGG brali udział w konsultacjach legislacyjnych i pracach regulacyjnych. Odbywały się spotkania zespołów zadaniowych, zespołów roboczych standaryzacji technicznej, organizowano też spotkania, na których omawiano przygotowania branży do realizacji finansowania z unijnego funduszu FENIKS.

Zakończyliśmy również prace techniczne nad książką „Poradnik instalatora”, która ukaze się w IV kwartale br. Wydanie zawiera 430 stron, 200 rysunków i 60 tabel i jest publikacją dla szerokiego grona uczniów średnich szkół zawodowych, pracowników budowy i eksploatacji, projektantów i szerokiego grona uczestników branży, zajmujących się nowoczesnymi urządzeniami energetycznymi zasilanymi paliwami gazowymi, takimi jak biogaz i LPG.

24 sierpnia odbyły się warsztaty techniczne „Kogeneracja i poligeneracja w układach silnikowych na paliwa gazowe – wodór, biogaz”, które koncentrowały się na tematyce inwestycji i parametrów eksploatacyjnych silnikowych układów kogeneracyjnych oraz poligeneracyjnych, wykorzystujących paliwa gazowe z domieszkami wodoru oraz paliwa biogazowe. Informację dotyczącą warsztatów przedstawiamy na stronie 52.

13 września IGG zorganizowała spotkanie informacyjne dotyczące Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko na lata 2021–2027 (dalej FENIKS), w którym udział wzięli przedstawiciele instytucji wdrażającej INiG – PIB i potencjalni beneficjenci. Omówiono na nim kwestie przygotowujące branżę do pozyskania środków unijnych:

- przybliżony harmonogram naboru,
- szkolenie z obsługi systemu,

- określenie liczby wniosków i wartości projektów planowanych do zgłoszenia w pierwszym naborze,
- możliwości wzrostu wartości środków przewidzianych w pierwszym naborze dla dystrybucji.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska poinformowało o indykatywnym podziale puli środków w ramach działania FENIKS 2.3 Infrastruktura Energetyczna:

- 300 mln euro na inwestycje w infrastrukturę przesyłu gazu,
- 300 mln euro na inwestycje w infrastrukturę dystrybucji gazu.

Przeznaczenie pozostałej alokacji, w wysokości 100 mln euro, będzie uzależnione od dodatkowych czynników, w tym tempa absorpcji środków w poszczególnych typach projektów, a także realnego potencjału dojrzałych inwestycji.

Resort środowiska poinformował o zmianie harmonogramu naborów w ramach programu FENIKS i przyspieszeniu, na wniosek IGG, terminu naboru dla dystrybucji gazu:

- sieci gazowe dystrybucyjne – 29.12.2023 roku (wcześniej 1.02.2024 roku),
- sieci gazowe przesyłowe – 30.08.2023 roku.

Izba, przy współpracy z kancelarią JDP, zaprosiła swoich członków na cztery bezpłatne webinaria o następującej tematyce:

- 22 czerwca – „Kiedy inwestycję realizuje konsorcjum. Zagadnienia praktyczne”,
- 20 września – „Dekalog dobrych praktyk w firmie, pozwalających unikać sporów sądowych lub zwiększyć szanse ich wygrania”,
- 28 września – „Jak bezpiecznie przejść kontrolę prezesa UODO”,
- 28 września – „Waloryzacja kontraktów budowlanych – aktualne doświadczenia z praktyki”.

Oprócz powyższych webinarów 22.09.2023 roku odbyło się seminarium poświęcone studiom MBA, które cieszyło się wyjątkowo dużym zainteresowaniem, a 27.09.2023 roku IGG zaprosiła swoich członków na kolejne webinarium, organizowane przy współpracy z Polską Organizacją Gazu Płynnego: „2025: najważniejszy rok dla polskiego LPG?”.

Ponadto, IGG objęła patronatem następujące wydarzenie:

- IV Warsztaty Projektanta i Rzeczoznawcy Instalacji i Sieci Sanitarnych, które odbędą się 23–24 listopada. Wydarzenie organizuje Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych.

W trzecim kwartale 2023 roku IGG aktywnie zajmowała się tematyką legislacyjną.

- W ramach konsultacji społecznych zgłosiła uwagi do projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, a także do projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego. Przygotowano obszernie opracowanie, z uzasadnieniem zapisów do projektu ustawy o certyfikacji wykonawców zamówień publicznych oraz o zmianie niektórych innych ustaw.

- Izba uczestniczyła też w konsultacjach społecznych projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji

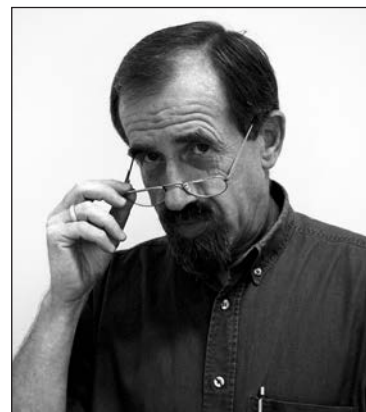


Leszek Drabio

dokończenie na str. 19

ADAM CYMER

(1952–2023)



Z wielkim żalem przyjęliśmy wiadomość, że w wieku 71 lat zmarł Adam Cymer, nasz Przyjaciół i Kolega, redaktor naczelny kwartalnika „Przegląd Gazowniczy”. Adam był jego twórcą i pomysłodawcą. Gazetę tę tworzył z olbrzymim zaangażowaniem i profesjonalizmem od jej powstania, tj. od 2004 roku.

Choć urodził się w Białogardzie, swoje życie związał z Warszawą, gdzie w 1976 roku ukończył studia na wydziale filozofii Akademii Teologiczno-Katolickiej.

Po uzyskaniu tytułu magistra pracował w dwumiesięczniku „Życie i Myśl”, a później w innych periodykach.

Kiedy w Polsce, której losami zawsze mocno się przejmował, zmienił się ustrój, zajął się ekonomią, wcześniej niekoniecznie mu bliską. Z czasem stał się w tym świetny. Miał niezwykłą umiejętność analizowania wszystkiego wielopłaszczyznowo, bez z góry ustalonych założeń, z otwartością i ciekawością. W każdej roli, zawodowej czy prywatnej, Adam pozostawał przede wszystkim filozofem.

Adam był niezwykle mądrym człowiekiem, więc reagował na zmieniającą się rzeczywistość i potrafił zmieniać siebie tak, aby jak najlepiej w niej funkcjonować. Był jednym z tych ludzi, którzy znają absolutnie wszystkich. Dawno temu, jeszcze w czasach studenckich, gdy zajmował się fenomenologią bytu i nosił bujną czuprynę, znał wszystkie warszawskie księgarnie. Książki to była jego pasja i z czasem zgromadził ich tysiące.

W 1994 roku na rynku ukazał się pierwszy numer „Parkietu” – ogólnopolskiego dziennika poświęconego gospodarce, giełdzie papierów wartościowych i rynkowi kapitałowemu – którego Adam był współtwórcą.

W 1995 roku rozpoczął pracę w redakcji „Nowego Życia Gospodarczego” i w tym samym roku został jego redaktorem naczelnym. Funkcję tę pełnił do 2010 roku.

W latach 2006–2009 był jednym z redaktorów dwumiesięcznika Polskiego Towarzystwa Ekonomicznego „Biuletyn PTE”. Komentował też aktualne wydarzenia z dziedziny ekonomii i gospodarki w radiowej Trójce w programach Informator Ekonomiczny oraz Winien i Ma.

Współpraca z Izłą Gospodarczą Gazownictwa trwała prawie 20 lat. Adam pełnił rolę nie tylko redaktora naczelnego kwartalnika „Przegląd Gazowniczy”, ale był też uczestnikiem

i prowadzącym konferencje z ramienia IGG. Jego wystąpienia zawsze były pełne dobrego merytorycznego przygotowania.

Tematyka zagadnień branży gazowniczej, przedstawiana na wydarzeniach organizowanych przez IGG, takich jak kongresy, konferencje czy targi, zawsze uzyskiwała wysoką ocenę merytoryczną i w znacznej części była to zasługa Adama. Po każdym z tych wydarzeń na stronie IGG Adam publikował zwięzłe merytoryczne informacje, przygotowując je również dla innych mediów. Zawsze z uwagą podkreślał wyróżniające się elementy wypowiedzi zapraszanych gości.

Jego dbałość o każdy publikowany artykuł i niejednokrotne wycofywanie materiałów do autorskich uzupełnień lub rezygnacja z ich publikacji gwarantowały wysoki poziom „Przeglądu Gazowniczego”. Z wielką znajomością branży, a także zagadnień technicznych, uzupełniał lub korygował teksty przygotowywane przez profesjonalistów i ekspertów.

Jego szeroka wiedza na temat zagadnień branży niezależnie od zakresu: życia gospodarczego, publicystyki, prawa czy kwestii technicznych pozwalały na pozyskiwanie tekstów od wielu autorytetów świata nauki czy biznesu. Adam miał wielką umiejętność prowadzenia rozmów, z których umiał podkreślać najciekawsze elementy wypowiedzi. Goście zapraszani do wywiadów zawsze otrzymywali ciekawe, przekrojowe pytania z szerokim zakresem zagadnień, na które uzyskiwał wyczerpujące wypowiedzi. Był po prostu wybitnym, zdolnym człowiekiem, niezwykle, wrażliwym i bardzo skromnym.

Po śmierci Adama w wielu redakcjach rozdzwoniły się telefony. Do IGG wptynęło wiele kondolencji.

Ten poważny, nieco zdystansowany człowiek okazał się ważny dla wielu osób. We wszystkie relacje – zawodowe i prywatne – wnosił mądrość i spokój. Dla wielu z nas był mentorem.

Za zasługi dla branży Adam otrzymał państwowe odznaczenia: „Złoty medal za długoletnią służbę” i „Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego” oraz Złotą Odznakę Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Adama żegnają koleżanki i koledzy z Zarządu i Biura Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz liczne grono przyjaciół.

● **11 września.** Weszły w życie przepisy ustawy z 13 lipca 2023 roku o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu (Dz.U. 2023 poz. 1597). Przepisy mają uprościć budowanie mniejszych biogazowni rolniczych i przyczynić się do ich szerszego wykorzystywania. Ustawa zakłada ułatwienia w procesie inwestycyjnym odnośnie do biogazowni rolniczych. Chodzi m.in. o uproszczenie postępowania o wydanie decyzji w sprawie warunków zabudowy oraz decyzji o pozwoleniu na budowę. Ułatwienia mają dotyczyć również warunków przyłączenia takich instalacji do sieci.

● **6 września.** Komisja Europejska opublikowała warunki i zasady pilotażowej aukcji przeznaczonej dla inwestorów planujących produkcję zielonego wodoru. Przewidywany termin to 23 listopada 2023 roku. Aukcja wodorowa jest finansowana z Funduszu Innowacji i realizowana pod parasolem Europejskiego Banku Wodoru.

Budżet aukcji wynosi 800 mln euro, a po subsydia mogą zgłosić się inwestorzy planujący uruchomienie produkcji odnawialnego wodoru na terenie Europejskiego Obszaru Gospodarczego. Wsparcie będzie przyznawane w formie premii ustalonej na stałym poziomie ponad cenę wodoru uzyskaną na rynku. KE ogłosiła maksymalną stawkę premii, której nie będzie można przekroczyć w ofertach, w wysokości 4,5 euro na kilogram H_2 . Zwycięzcy aukcji otrzymają premię w wysokości zgodnej ze złożoną ofertą.

Inwestorzy, którzy wygrają aukcję, będą mieli 5 lat na uruchomienie produkcji wodoru. Warunkiem jest osiągnięcie mocy wytwórczej w 100 proc. odpowiadającej mocy zgłoszonej w ofercie aukcyjnej.

● **6 września.** Wypełnienie magazynów gazu w Polsce wzrosło do 97 proc. – poinformował Gas Storage Poland, spółka należąca do Grupy ORLEN.

● **6 września.** Decyzja agencji zrzeszającej operatorów gazociągów przesyłowych o wyborze węgierskiej platformy do alokacji przepustowości gazowej na granicy Polski i Niemiec została cofnięta wyrokiem Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej. W miejsce węgierskiej platformy wejdzie polska, której operatorem jest GAZ–SYSTEM.

TSUE stwierdził, że Komisja Odwoławcza nie dokonała wystarczająco szczegółowej kontroli decyzji Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) 10/2019 i ograniczyła się do oceny oczywistego błędu popełnionego przez ACER. Było to niezgodne z przepisami rozporządzenia nr 2019/942 z 5 czerwca 2019 roku. Dodatkowo, TSUE zasądził pokrycie kosztów postępowania sądowego przez ACER – podaje GAZ–SYSTEM.

● **5 września.** Norweska spółka Grupy Orlen – PGNiG Upstream Norway – podpisała list intencyjny z norweską spółką Horisont Energi i właścicielem koncesji na złożu Polaris na Morzu Północnym, dotyczący potencjalnej współpracy przy jednym z najbardziej zaawansowanych projektów magazynowania dwutlenku węgla (CCUS) na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. ORLEN zamierza magazynować gaz cieplarniany w wydrążonych już złożach gazu, co ma przyczynić się do zmniejszenia śladu węglowego o 25 procent do 2030 roku. Pojemność złoża Polaris jest szacowana łącznie na około 100 mln ton CO_2 , co umożliwi prowadzenie działalności magazynowej przez 12–25 lat.

● **2 września.** Prezydent Andrzej Duda podpisał nowelizację ustawy „Prawo geologiczne i górnicze”. Nowe przepisy przewi-

dują m.in. zdefiniowanie strategicznych złóż kopalin podlegających szczególnej ochronie. Regulacje mają zapewnić ochronę złóż kopalin w Polsce, usprawnić działalność organów nadzoru górniczego, a także wprowadzić definicję złoża strategicznego, które ze względu na swoje znaczenie dla gospodarki lub bezpieczeństwa kraju będzie podlegać szczególnej ochronie prawnej. Przepisy nowelizacji mają też pozwolić na szersze niż obecnie prowadzenie podziemnego składowania dwutlenku węgla (CCS) także przez podmioty komercyjne oraz umożliwić podziemne magazynowanie wodoru.

Nowela określa też warunki koncesjonowania i wykorzystania surowców. Ustawa liberalizuje przepisy dotyczące koncesjonowania działalności, jeśli chodzi o poszukiwanie i rozpoznawanie złóż niektórych kopalin. Dotyczy to m.in. węglowodorów, czyli ropy i gazu, oraz podziemnego, bezzbiornikowego magazynowania substancji i podziemnego składowania odpadów.

● **29 sierpnia.** Odbyła się uroczystość z okazji zakończenia budowy sieci na terenie gminy Rzeczniów, w którą Polska Spółka Gazownictwa zainwestowała 4 mln zł. Gazociąg liniowy gwarantuje dostawy gazu na potrzeby mieszkańców. Dodatkowo, PSG rozpoczęła kolejną inwestycję na terenie Osowca (w gminie Żabia Wola). W ramach podjętych działań spółka wybuduje prawie 6 km sieci gazowej.

● **18 sierpnia.** ORLEN zarezerwował całość mocy regazyfikacyjnych, czyli 6,1 mld m sześć. rocznie, płynącego terminalu FSRU, którego budowę w Gdańsku planuje GAZ–SYSTEM. Grupa zapewniła rezerwację usług przez co najmniej 15 lat.

Umowa to efekt przeprowadzonego przez GAZ–SYSTEM drugiego etapu procedury *Open Season*, w którym potencjalni klienci złożyli wiążące deklaracje wykorzystania mocy regazyfikacyjnych.

Jednak na rynku jest zapotrzebowanie na więcej gazu sprowadzanego gazowcami do Gdańska. GAZ–SYSTEM planuje budowę kolejnego FSRU, o rocznych zdolnościach regazyfikacyjnych na poziomie 4,5 mld m sześć. gazu.

● **18 sierpnia.** ORLEN znalazł się w grupie najpotężniejszych firm świata. To historyczny awans polskiej spółki. Prestiżowy amerykański magazyn „Fortune” opublikował swoje coroczne zestawienie 500 największych firm całego świata pod względem przychodów. ORLEN zajął w tym rankingu 216. miejsce, co daje awans o 208 pozycji wobec ubiegłorocznego zestawienia. Co więcej, polski koncern jest jedyną notowaną na liście firmą z regionu Europy Środkowo-Wschodniej.

● **9 sierpnia.** Polska zaskarżyła do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej kolejne dwa unijne akty prawne, czyli dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady UE, które naruszyły zasady solidarności energetycznej, tj. dyrektywę ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE oraz decyzję UE w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, dotyczące kwestii emisji CO_2 . Oba dokumenty stanowią część pakietu *Fit for 55*, który ma zostrzyć politykę klimatyczną Unii Europejskiej.

Wadliwa podstawa prawna jest przyczyną, dla której rząd zdecydował się na zaskarżenie drugiego aktu prawnego, czyli dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady UE, zmieniającej dyrektywę ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów

dokończenie na str. 57

Możliwości budowy kawern solnych na obszarze Polski dla wielkoskalowego magazynowania wodoru

Paweł Wilkosz, Łukasz Grzybowski

Wykorzystanie struktur geologicznych do podziemnego wielkoskalowego magazynowania nośników energii na całym świecie praktykowane jest od lat 50. XX wieku. Najczęściej w strukturach geologicznych magazynuje się gaz ziemny i węglowodory płynne. Ze względu na zwiększający się udział energii odnawialnej w miksie energetycznym oraz plany dekarbonizacji gospodarek wielu krajów w Europie i na świecie obecnie uruchamiane są projekty, które koncentrują się na wielkoskalowym magazynowaniu wodoru w strukturach geologicznych.

Podobnie jak w przypadku gazowych i płynnych paliw kopalnych, do magazynowania wodoru rozważa się wykorzystanie:

- pokładowych i wysadowych złóż soli kamiennej – typ zbiornika kawernowy,
- częściowo wyeksploatowanych złóż gazu ziemnego i ropy naftowej – typ zbiornika porowo-szczelinowy,
- warstw wodonośnych – typ zbiornika porowy, porowo-szczelinowy,
- wyrobisk wykonanych w niespękanych masywach skał krystalicznych – typ zbiornika kubaturowy.

W ostatnich latach największe zainteresowanie budzą kawerny solne wybudowane metodą otworowego ługowania w złożach soli kamiennej z uwagi na ich uniwersalność dla różnych rodzajów magazynowanych substancji i bardzo dobre parametry techniczno-eksploatacyjne [7, 10, 12, 14]. Kawerny solne zapewniają bardzo dużą elastyczność pracy, możliwość pracy wielocyklowej, bardzo duże moce zatłaczania i odbioru, a także wysoki stopień bezpieczeństwa technicznego i środowiskowego. Wszystkie te cechy są pożądane dla infrastruktury magazynowej, która w wielu przypadkach będzie współpracować z odnawialnymi źródłami energii. *Gas Infrastructure Europe* (GIE) w swoim raporcie z 2021 roku [9] wyraźnie wskazuje na kawerny solne jako opcję pierwszego wyboru w projektach dotyczących magazynowania wodoru dla krajów mających w swoich granicach złoża soli kamiennej. W perspektywie budowy magazynów wodoru istotne jest, że kawerny solne stanowią sprawdzoną i dojrzałą technologię do magazynowania wodoru. Oceniając dojrzałość techniczną (*technology readiness level* – TRL) rozwiązań dla magazynowania wodoru, autorzy raportu przyznali kawernom solnym wartość 8–9, co oznacza kompletny i zaakceptowany system (ang. *system complete and qualified*). Struktury wodonośne oraz masywy skalne oceniono odpowiednio na 5 oraz 4–5. Trudno ocenić gotowość techniczną wyeksploatowanych złóż węglowodorów jako potencjalnych magazynów wodoru ze względu na to, że doświadczenia w zakresie magazynowania wodoru w tych strukturach są dopiero pozyskiwane. Na przykład wykonano prace badawcze związane z oceną warunków zatłaczania do struktur porowych

mieszaniny metanu i wodoru [10]. Dojrzałość częściowo wyeksploatowanych złóż oceniono na 3 [9].

W przeciwieństwie do innych rozwiązań magazynowanie wodoru w kawernach solnych prowadzone jest od wielu lat. Obecnie na świecie eksploatowanych jest sześć kawern solnych, w których magazynowany jest wodór w postaci gazowej [4]. Trzy spośród nich znajdują się w Wielkiej Brytanii w której od lat 70. ub.w. prowadzone jest magazynowanie wodoru w pokładowym złożu soli w Teeside. Kolejne trzy zlokalizowane są w Stanach Zjednoczonych, w wysadach solnych Clemens Dome (w Teksasie), Moss Bluff (w Luizjanie) oraz Spindle Top (w Teksasie), gdzie magazynowany wodór wykorzystywany jest do celów petrochemicznych. Są to duże kawerny, o objętości około 600–900 tys. m³ i dotychczas nie raportowano problemów związanych z ich eksploatacją [1].

Kryteria wyboru lokalizacji kawernowego podziemnego magazynu wodoru

Ze względu na założenie, że magazynowanie wodoru w kawernach solnych nie będzie znacząco różniło się od magazynowania gazu ziemnego [12], wyboru potencjalnych lokalizacji dla przyszłego magazynu wodoru dokonano, stosując kryteria wyboru podobne jak dla metanu. W Polsce występują liczne złoża i struktury solne wieku cechsztyńskiego [5], ale tylko niewielka ich część może być zagospodarowana do budowy podziemnych magazynów wodoru.

Przy wyborze lokalizacji magazynu należy uwzględnić wiele różnych czynników, np. geologiczno-górnicych, technicznych, środowiskowych, infrastrukturalnych, możliwości zagospodarowania solanki i poboru wody czy związanych z obecnym zagospodarowaniem powierzchni terenu.

Możliwość wykonania podziemnego magazynu gazu w złożu soli kamiennych oraz jego pojemność zależne są przede wszystkim od wielu czynników geologiczno-górnicych:

- stopnia rozpoznania złoża,
- formy i wielkości złoża,
- głębokości zalegania stropu i spągu złoża,
- miąższości złoża,

- litologii i jakości złoże: składu mineralnego i chemicznego skał je budujących,
- własności geomechanicznych skał,
- budowy wewnętrznej złoże,
- tektoniki wewnętrznej złoże i jego bezpośredniego otoczenia,
- warunków wodnych i gazonośności złoże,
- temperatury złoże.

Kryteria geologiczno-górnice

W celu minimalizacji ryzyka geologicznego korzystne są złoże, na których wykonano już wstępne rozpoznanie geologiczne i wykonano pierwszą dokumentację złożową. Na stopień rozpoznania wpływa liczba otworów wiertniczych, zakres przeprowadzonych w nich badań, a także liczba i jakość prowadzonych badań geofizycznych. Dla słabo rozpoznanych złóż konieczne jest przeprowadzenie prac rozpoznawczych i wykonanie dokumentacji geologicznej w kategorii rozpoznania C1.

Istotna jest wielkość i forma złoże, tak aby możliwa była lokalizacja odpowiedniej liczby kawern, z uwzględnieniem pólek bezpieczeństwa i filarów ochronnych. Generalnie, złoże wysadowe mają bardzo duże rozprzestrzenienie pionowe (około kilku tysięcy metrów), natomiast znacznie mniejsze poziome. Inaczej jest w przypadku złóż pokładowych. Rozprzestrzenienie pionowe tych złóż jest niewielkie (zwykle mniej niż 200 m miąższości), natomiast wykazują one znaczną rozciągłość lateralną. Taka charakterystyka złóż pokładowych pozwala na zbudowanie w nich wielu kawern o podobnych parametrach geometrycznych i eksploatacyjnych z uwagi na zbliżoną głębokość ich posadowienia, a jedynym ograniczeniem jest miąższość horyzontu solnego. Dlatego najbardziej dogodne są złoże, w których miąższość pokładu solnego jest stosunkowo duża, tj. powyżej 150 m.

Jednym z najważniejszych kryteriów jest głębokość występowania stropu i spągu horyzontu solnego, ponieważ wpływa bezpośrednio na pojemność magazynową kawern. Od głębokości posadowienia kawern zależy bowiem zakres ciśnień roboczych jej pracy. Na podstawie doświadczeń w projektowaniu i eksploatacji podziemnych magazynów gazu w złożach soli przyjęto maksymalną głębokość stropu soli na 1200 m p.p.t., chociaż niektórzy autorzy proponują nawet 1800 m [6], za przykład dając najgłębsze istniejące kawerny w Europie. Eksploatacja takich kawern może jednak powodować znaczne problemy z konwergencją wpływającą na ich pojemność i stateczność geomechaniczną.

Złoże soli muszą charakteryzować się odpowiednią jakością soli i brakiem znaczącego zaangażowania tektonicznego. W wysadach solnych najlepsze sole występują w obrębie ogniwa litostratygraficznego PZ-2. Niekorzystne są strefy występowania tektonicznego kontaktu soli i pakietów skał sztywnych, tj. anhydrytu, dolomitu lub iłowca oraz strefy lokalizacji łatwo rozpuszczalnych soli potasowo-magnezowych. W przypadku pokładowych złóż soli generalnym założeniem jest lokowanie komór magazynowych poza strefami uskokuowymi, występującymi głównie w ich spągu. Wiele pokładów solnych w rejonie dolnośląskim może być w związku z tym wykluczonych jako miejsce do budowy magazynów wodoru.

Kolejnym czynnikiem, który należy uwzględnić, jest temperatura złoże. Wiele złóż pokładowych na obszarze dolnośląskim (monoklina przedsudecka) charakteryzuje się bardzo wysokimi temperaturami górotworu 50–60 °C. Tak wysoka temperatura mo-

że powodować konwergencję kawern solnych w przedziale 2,4–6,0%/rok i w efekcie ubytki objętości komór magazynowych 30–60% na 15 lat. Równocześnie, duża konwergencja komór generowałaby liczne problemy techniczne, niestateczność geomechaniczną komór, wygięcie i niszczenie rur okładzinowych i nieuszczelnienie komór. Dlatego złoże wysokotemperaturowe uznane zostały za mało przydatne do budowy podziemnego magazynu gazu i wykluczone z analiz pod kątem ich przydatności do budowy magazynów wodoru.

Kryteria powierzchniowe

Budowa kawern solnych wymaga przede wszystkim dużych ilości wody do ich ługowania oraz możliwości zagospodarowania powstającej solanki. Brak możliwych rozwiązań albo rozwiązania, które będą wymagać poniesienia dużych nakładów inwestycyjnych mogą znacząco wpłynąć na uzasadnienie ekonomiczne przedsięwzięcia.

Teren nad złożem soli nie może być już zagospodarowany albo gęsto zaludniony. Niekorzystnym czynnikiem jest prowadzona na danym terenie intensywne działalność górnice, bo może tam dochodzić do łąpięć, wstrząsów sejsmicznych, osunięć ziemi czy innych szkód górnice, mogących uszkodzić infrastrukturę magazynową.

Pewnym ograniczeniem jest też występowanie obszarów chronionych, takich jak sieć Natura 2000, rezerwat przyrody, parki narodowe itp. Nie jest to jednak okoliczność wykluczająca lokalizację. Obecnie prowadzone są działania mające na celu minimalizację wpływu magazynu na środowisko. Stosuje się między innymi grupowanie otworów eksploatacyjnych w klastrach poprzez wiercenia kierunkowe, tak jak przy budowie Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo.

Z drugiej strony, istniejąca infrastruktura ługownicza oraz rozwiązania pozyskania wody i zagospodarowania solanki są bardzo dużym atutem i znacząco obniżają koszty budowy magazynu. Tak jest w przypadku istniejących kawernowych magazynów gazu ziemnego KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo, w których istnieje jeszcze duży potencjał budowy kawern do magazynowania wodoru.

Powyższa lista nie wyczerpuje istniejących ograniczeń, ale daje pogląd na zagadnienia, które należy brać pod uwagę przy ocenie i typowaniu przydatności złóż do budowy magazynów wodoru.

Złoże soli kamiennych w Polsce przydatne do budowy kawernowych magazynów wodoru

Poniżej przedstawiono wiele złóż i struktur solnych, które mogą być rozważane przy planowaniu lokalizacji nowych magazynów kawernowych dla gazowych i płynnych nośników energii, a zwłaszcza wodoru. Największe znaczenie mają zagospodarowane złoże soli kamiennych, w których istnieją obecnie kawernowe magazyny gazu ziemnego, tj. Mechelinki (KPMG Kosakowo) oraz Mogilno II (KPMG Mogilno). Złoże te zostały uznane za najbardziej perspektywiczne lokalizacje z uwagi na istniejącą infrastrukturę ługowniczą, sprawdzone przez lata rozwiązania poboru wody i zagospodarowania solanki oraz bardzo dobre rozpoznanie budowy geologicznej tych złóż. Ponadto, przedstawiono opis niezagospodarowanych dotychczas złóż lub nieudokumentowanych wystąpień soli, które – w ocenie autorów – mają największy po-

tencjał do budowy w nich nowych kawernowych podziemnych magazynów wodoru i/lub innych substancji.

Złoża soli kamiennych w Polsce występują przede wszystkim w dwóch formacjach solonośnych: mioceńskiej (neogen) i cechsztyńskiej (górnym perm). Sole kamienne formacji neogeńskiej występują w zapadliku przedkarpackim w wąskim pasie od Wieliczki na zachodzie do Tarnowa na wschodzie. Złoże Rybnik–Żory–Orzesze zlokalizowane jest na obszarze Górnego Śląska [5, 11]. Złoża te charakteryzują się złożoną budową geologiczną w postaci fałdów i łusek tektonicznych, niejednorodnością litologiczną oraz możliwością występowania zagrożeń gazowych i wodnych. Dlatego złoża formacji neogeńskiej nie stanowią przedmiotu zainteresowania przemysłowego i mają obecnie jedynie znaczenie historyczne. W związku z tym przydatność tych złóż w aspekcie budowy kawernowego podziemnego magazynu wodoru jest praktycznie zerowa.

Podstawowe znaczenie przemysłowe mają sole kamienne formacji cechsztyńskiej, które zajmują 2/3 terytorium Polski. Sole te występują przeważnie na głębokości kilku kilometrów, więc nie mają żadnego znaczenia przemysłowego. Rozpoznane są jednak rejony, w których formacja ta występuje stosunkowo płytko, na głębokościach umożliwiających ich wykorzystanie do budowy kawern solnych. Należą do nich:

- 1) obszar środkowopolski – Kujawy i obszary przyległe,
- 2) obszar północny, pomorski – obejmujący geologiczny obszar, tzw. wyniesienia Łeby, od rejonu Łeby na zachodzie po Zatokę Pucką na wschodzie,
- 3) obszar północno-zachodni, zachodniopomorski – okolice Szczecina,
- 4) obszar południowo-zachodni, przedśudecki – rozciągający się wzdłuż Odry, od granicy z Niemcami przez okolice Głogowa i dalej Góry k. Leszna. Obszar obejmuje znaczną część Legnicko-Głogowskiego Okręgu Miedziowego.

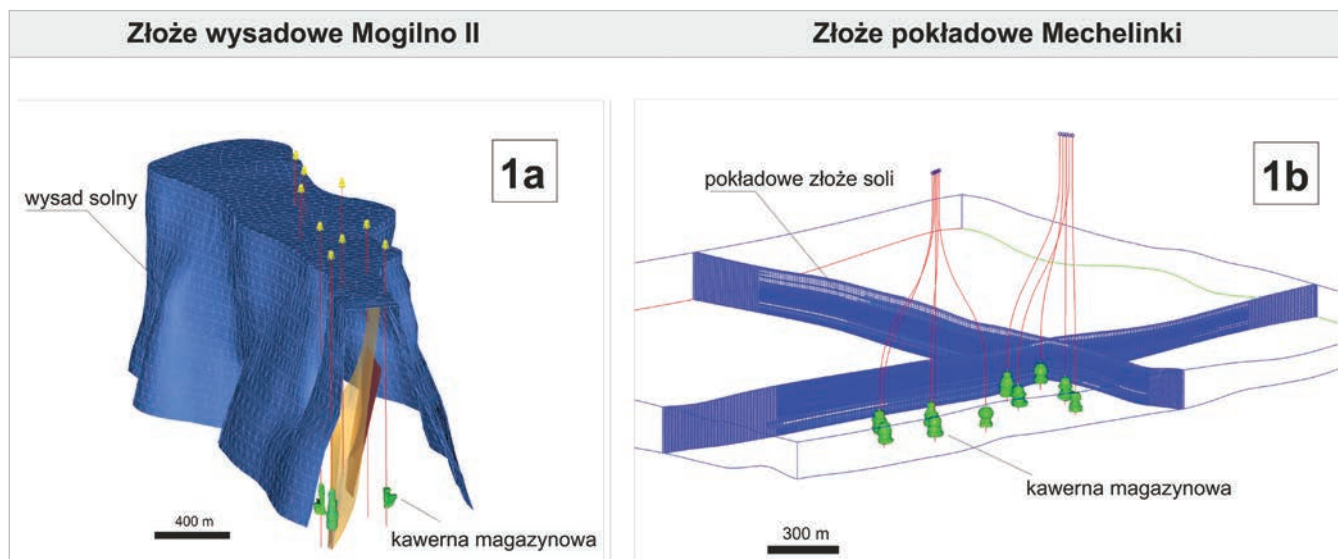
Cechsztyńska formacja solonośna występuje na terenie Polski w formie złóż pokładowych i wysadowych (rysunek 1). Wysady solne stanowią ciała solne, których strop zlokalizowany jest sto-

sunkowo płytko, powstałe na skutek działania procesów tektoniki solnej i występują na obszarze 1 – środkowopolskim oraz obszarze 3 – północno-zachodniej Polski. Idąc w kierunku stref brzeżnych zasięgu formacji salinarnej warstwy soli kamiennych, są one niezaburzone i występują w formie pokładów. Pokłady solne występują na obszarze 3 – północnopolskim i obszarze 4 – południowo-zachodniej Polski.

W obszarze środkowopolskim znanych jest 11 wysadów solnych występujących bardzo płytko pod powierzchnią. Dwa spośród nich: wysady Wapno i Inowrocław były objęte działalnością górniczą (kopalnie soli Wapno i Solno), a jeden wysad Kłodawa jest nią nadal objęty (Kopalnia Soli Kłodawa) w sposób uniemożliwiający budowę podziemnych magazynów metodą ługowniczą. Wysady Góra k. Inowrocławia i Mogilno są obecnie eksploatowane, istnieją tam odpowiednio Podziemny Magazyn Ropy i Paliw Góra oraz Kopalnia Soli Góra, Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno i Kopalnia Soli Mogilno. Wysad solny Dębina zlokalizowany jest między polami eksploatacyjnymi węgla brunatnego Bełchatów i Szczerców, które w przyszłości mają zostać zalane. Uwzględniając kryteria geologiczno-górnice i powierzchniowe, zdecydowanie najkorzystniejsze warunki do budowy magazynów wodoru w obszarze środkowopolskim ma złożo wysadowe Mogilno II. Pozostałe złoża wysadowe: Damasławek, Lubień, Łanięta, Rogoźno, Izbica Kujawska oraz Kłodawa Północ i Południe mogą stanowić przedmiot zainteresowania dla budowy kawernowych magazynów wodoru.

Obszar północno-zachodniej Polski obejmuje obszar od Świnoujścia po Drawno i posiada w swoich granicach wiele struktur solnych o charakterze wysadów lub poduszek solnych. W tym obszarze występuje kilkanaście opisywanych w literaturze struktur solnych, które były rozpatrywane jako potencjalne miejsca budowy podziemnych magazynów, np. wysady Goleniowa, Grzędza czy struktury solne w rejonie wyspy Wolin (14). Wysad Goleniów z uwagi na swoje położenie oraz głębokość występowania stropu soli kamiennych jest rozpatrywany jako potencjalne miejsce do budowy magazynu wodoru w tym obszarze. W regionie zachod-

Rysunek 1. Model przestrzenny dla złoża soli kamiennych Mogilno II typu wysadowego (1a) i złoża soli kamiennych Mechelinki typu pokładowego (1b) z naniesionymi kawernami magazynowymi



Źródło: P. Wilkosz, Ł. Grzybowski, „Kawerny solne najlepszym rozwiązaniem dla wielkoskalowego magazynowania energii”, „Rynek Polskiej Nafty i Gazu”, Raport Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego, nr 16, Wydanie Specjalne: Wodór, Kraków, 2021, s. 52–55.

niopomorskim oprócz wysadu Goleniów występuje wiele struktur solnych [14], przy czym niemal wszystkie zlokalizowane są zbyt głęboko (tj. powyżej głębokości 1500 m p.p.t.), aby uznać je za perspektywiczne. Można wspomnieć o strukturach Wicko-Wapnica i Grzęzno, w których nawiercono sól cechsztyńską PZ-2 na głębokości odpowiednio 1325 i 1432 m p.p.t. Uwzględniając konieczność pozostawienia półki stropowej (m.in. 200–250 m) oraz maksymalną głębokość kawerny około 1800 m, wykonanie kawern magazynowych byłoby obciążone dużym ryzykiem geologiczno-technicznym.

W tabeli 1 zawarto podstawowe dane dotyczące wymienionych wysadów solnych, natomiast ich lokalizację przedstawiono na rysunku 2.

Złoża pokładowe występują w obszarze pomorskim – obszar 2 oraz obszarze przed-sudeckim – obszar 4. W obszarze pomorskim udokumentowane zostały trzy złoża soli kamiennych: Łeba, Zatoka Pucka i Mechelinki. Podstawowe informacje na temat udokumentowanych złóż soli kamiennych zawarto w tabeli 2, natomiast ich lokalizację na rysunku 2. Ponadto, w tym rejonie udokumentowano 4 złoża soli potasowych: Chłapowo, Mieroszyno, Swarzewo i Zdrada, których przydatność do budowy komór magazynowych jest znikoma. Z uwagi na bardzo dobre rozpoznanie geologiczne, istniejącą infrastrukturę ługowniczą i sprawdzony sposób zagospodarowania solanki złoża soli kamiennych Mechelinki jest najlepszą lokalizacją do budowy magazynu wodoru. Pozostałe dwa złoża, tj. Łeba i Zatoka Pucka, są niezagospodarowane, ale z uwagi na dobre warunki geologiczno-górnictwa i powierzchniowe mogą być rozpatrywane jako potencjalne miejsca do budowy kawern magazynowych na wodór [5, 6, 8].

Na obszarze przed-sudeckim występują pokładowe złoża cechsztyńskich soli kamiennych, które potencjalnie nadają się do eksploatacji soli metodą otworową oraz wykonania kawern solnych na wodór. Złoża soli kamiennej najlepiej zostały rozpoznane w granicach LGOM. Na tym obszarze, o powierzchni około 350 km², rozpoznano pokłady soli kamiennych towarzyszące złożom rud miedzi. Granice udokumentowanych pokładów soli kamiennej pokrywają się z granicami obszarów górniczych LGOM. Złoża soli kamiennej poza tymi granicami nie zostały dotychczas udokumentowane. W regionie dolnośląskim jedyną warstwą soli kamiennych nadającą się do budowy kawern magazynowych są

sole najstarsze Na1, których miąższość jest bardzo zmienna i wynosi od 0 do ponad 300 m. Tak duże zróżnicowanie miąższości wynika z uskoków występujących w stropie i podłożu cechsztynu. Analizy danych publikowanych i archiwalnych dotyczących cechsztyńskiego pokładu soli kamiennej Na1 na obszarze przed-sudeckim pozwoliły wytypować następujące obszary, potencjalnie predysponowane do budowy podziemnego magazynu wodoru: Góra-Bronów, Bytom Odrzański, Nowa Sól-Przyborów, Nowa Rola, Połęczko-Rybaki-Wężyska, Góreczki Wielkie i Kąkolewo (rysunek 2). Jednym z najbardziej perspektywicznych lokalizacji jest obszar Góra-Bronów, zlokalizowany w rejonie miejscowości Góra k. Leszna, w środkowej i północnej części powiatu górowskiego w województwie dolnośląskim. Na obszarze Góra-Bronów pokład solny występuje na głębokości około 1200 m p.p.t. Gradient temperaturowy jest w tym rejonie umiarkowany [5]. Miąższość soli pokładu Na1 jest zmienna i wynosi od 150 do 237 m (otwór Bronów-2). Obszar ten jest gęsto pokryty siecią profili sejsmicznych 2D, jednak wykonywanych w celach naftowych, dlatego nie ma pełnego obrazu zmienności geometrii pokładu, który bazuje na danych z otworów wiertniczych. Nie wykonano dotychczas dokumentacji geologicznej złoża. Inne perspektywiczne miejsca w regionie dolnośląskim to Bytom Odrzański, Nowa Sól-Przyborów, Nowa Rola, Połęczko-Rybaki-Wężyska, Góreczki Wielkie, rejon Kąkolewa (rysunek 2).

Bardzo istotnym aspektem przy wyborze lokalizacji magazynu w tym regionie jest sposób pozyskiwania wody i zagospodarowania solanki z ługowania kawern oraz działalność górnicza na obszarze LGOM. Potencjalnym odbiorcą solanki są zakłady chemiczne PCC Rokita SA w Brzegu Dolnym w odległości około 40 km na południe od lokalizacji Góra-Bronów. Potencjalnym źródłem wody technologicznej do ługowania kawern byłyby ujęcia powierzchniowe z rzek Barycz i Odra. Najważniejszą kwestią przy budowie magazynów kawernowych ponad kopalniami LGOM byłaby eksploatacja kawern w sąsiedztwie obszaru z aktywnością sejsmiczną indukowaną pracami w kopalniach podziemnych, ale także ruchem górotworu wokół naturalnie występujących uskoków, powszechnych na monoklinie przed-sudeckiej. Ponadto, stwierdzone w większości obszarów warunki głębokościowe i temperaturowe będą mieć niekorzystny wpływ na wielkość konwergencji w kawernach. Niemal wszystkich lokalizacji dotyczy także brak oczywistych rozwiązań co do zagospodarowania

Tabela 1. Podstawowe dane wybranych wysadów solnych

Wysady solne	Długość [km]	Szerokość [km]	Powierzchnia [km ²]	Minimalna głębokość lustra soli [m p.p.t.]	Zasoby geologiczne bilansowe [mln t] [6]	Kategoria rozpoznania [rok]
Mogilno II	5,0	1,1	1,47	250	5 697,5	C2+C1
Damasławek	4,9	2,8	12,3	446	17690,43	C2 (1983)
Goleniów	3,6	1,8	12	900	b.d. ¹	D (2013)
Lubień	1,7	2,5	3,5	303	4070,84	C1 (1979)
Łanięta	3,3	2,8	7,5	235,4	2127	C1 (1980)
Rogoźno	6,8	3,8	20,6	320,9	8612	C2 (1963)
Grzęzno	3,5	1,5	5,2	1432,5	–	–
Izbica Kujawska	4,2	1,3	4,9	224,5	–	–
Kłodawa Północ	9	2,1	13,6	350,2	6888,192	A+B+C1 (2010) ²
Kłodawa Południe	8,5	1,2	10,2	291,7		

¹ Brak danych w systemie MIDAS,

² Razem Kłodawa Północ, Centrum i Południe.

Tabela 2. Podstawowe dane wybranych pokładów solnych

Pokłady solne	Powierzchnia [km ²]	Minimalna głębokość lustra soli [m p.p.t.]	Zasoby geologiczne bilansowe [mln t]	Mięższość [m]	Kategoria rozpoznania [rok]
Łeba	31,686	490	2751	100–225	C2 (1980)
Mechelinki	9,218	946	2975	160–198	C1 (1975, 2008)
Zatoka Pucka	100,830	850	16 336,03	200	C1 (1978)
Góra–Bronów	–	1200	–	150–237	–
Bytom Odrzański	–	900	–	>200	C2
Nowa Sól–Przyborów	–	769	–	180–328	–
Nowa Rola	–	1192	–	163	–
Pałeczko–Rybaki–Wężyska	–	1280	–	100–201	–
Górczki Wielkie	–	1450	–	189	–

solanki. Pod tym kątem (jak również pozyskania wody do ługowania) powinny być rozpatrywane potencjalne miejsca budowy kawern magazynowych w rejonie dolnośląskim.

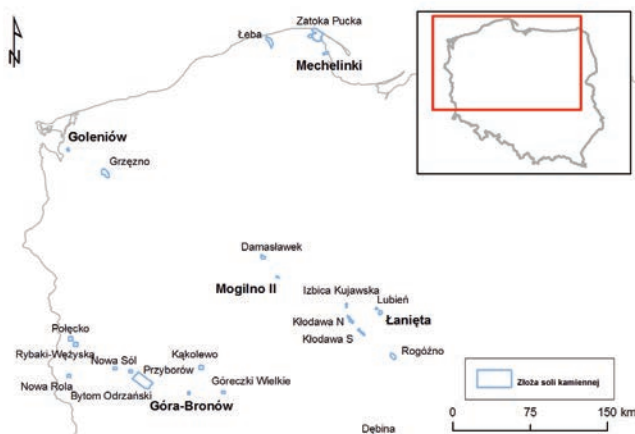
Najbardziej perspektywiczne złoża do budowy kawernowych magazynów wodoru

* * *

Przeprowadzona analiza potencjalnych struktur solnych nadających się do zagospodarowania dla budowy kawernowych podziemnych magazynów wodoru wskazuje, że najlepsze możliwości są w lokalizacjach obecnie działających magazynów gazu ziemnego KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo, czyli na złożach Mogilno II i Mechelinki (rysunek 2). Budowa kawern solnych na wodór w tych lokalizacjach będzie najlepsza z uwagi na warunki geologiczno-górnice oraz koszty realizacji inwestycji. Bardzo dobrze rozpoznane warunki geologiczno-górnice oraz istniejąca infrastruktura napowierzchniowa, a zwłaszcza istniejąca instalacja ługownicza i rozwiązania dotyczące pozyskania wody do ługowania kawern i zagospodarowania solanki powodują, że ryzyko jest niskie, a koszty inwestycyjne zdecydowanie najkorzystniejsze ze wszystkich rozpatrywanych lokalizacji. Ponadto, złoża Mechelinki i Mogilno II są zlokalizowane w bezpośrednim sąsiedztwie planowanego w ramach *European Hydrogen Backbone* (EHB) trans-europejskiego systemu przesyłowego wodoru.

Możliwości lokalizacji magazynów wodoru w komorach solnych są ograniczone jedynie zasięgiem występowania formacji

Rysunek 2. Mapa lokalizacyjna najbardziej perspektywicznych złóż soli kamiennych dla budowy kawernowych podziemnych magazynów wodoru w Polsce



złożowej o odpowiedniej mięższości i głębokości zalegania stropu oraz uwarunkowań związanych z pozyskaniem wody technologicznej i zagospodarowania/zrzutu solanki. Analiza pokładowych i wysadowych złóż soli kamiennych wykazała, że poza wyżej wskazanymi lokalizacjami najlepsze lokalizacje do budowy kawernowych magazynów wodoru są w Polsce północno-zachodniej na złożu wysadowym Goleniów oraz w Polsce południowo-zachodniej w pokładzie Góra–Bronów.

Paweł Wilkosz, Łukasz Grzybowski, Gas Storage Poland sp. z o.o.

Literatura:

- 1) A. Acht, S. Donadei, 2012, *Hydrogen storage in Salt caverns state of art, new developments and R&D Projects*, SMRI Fall 2012 Technical Conference, 1–2 October 2012, Bremen, Germany.
- 2) M. Chromik, 2015, *Możliwości magazynowania energii elektrycznej w soli kamiennych w postaci wodoru w regionie nadbałtyckim*, „Przegląd Solny” 2015, nr 11, 44–50.
- 3) M. Chromik, 2016, *Koncepcja magazynowania nadwyżek energii elektrycznej w postaci wodoru w kawernach solnych w złożach soli kamiennych w Polsce – wstępne informacje*, „Przegląd Solny”, 2016, nr 12, s. 11–18.
- 4) F. Crotoogino, *Large Scale Hydrogen Storage*. Elsevier Inc, Amsterdam, The Netherlands, ISBN 9780128034408, 2016, s. 411–429.
- 5) G. Czapowski, H. Tomasi-Morawiec, 2012, *Stan rozpoznania geologicznej struktur solnych regionu szczecińskiego pod kątem oceny możliwości budowy w ich obrębie kawernowych magazynów i składowisk*, „Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego”, (448 (1)).
- 6) G. Czapowski, 2019, *Perspektywy lokowania kawern magazynowych wodoru w pokładowych wystąpieniach soli kamiennych górnego permu (cechsztyń) w Polsce – opinia geologiczna*, „Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego”, 477, 21–54.
- 7) L. Lankof, R. Tarkowski, 2020, *Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation*, International Journal of Hydrogen Energy 2020, nr 45, 19479–19492.
- 8) L. Lankof, K. Polański, J. Ślizowski, B. Tomaszewska, 2016, *Possibility of energy storage in salt caverns*, AGH Drilling, Oil, Gas 2016, vol. 33, nr 2, s. 405–415.
- 9) J. Lewandowska-Śmierchalska, R. Tarkowski, B. Uliasz-Misiak, 2018, *Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland*, International Journal of Hydrogen 2018, 43(9), 4401–4414.
- 10) *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system*, Guidehouse study, Gas Infrastructure Europe, 2021.
- 11) *Underground Sun.Storage Project – Final report 2017*, www.underground-sun-storage.at
- 12) P. Wilkosz, Ł. Grzybowski, *Kawerny solne – najlepszy sposób wielkoskalowego podziemnego magazynowania wodoru*, „Przegląd Gazowniczy”, wrzesień 2021, s. 44–45.
- 13) P. Wilkosz, Ł. Grzybowski, W. Uthke, M. Chromik, 2022, *Termodynamiczny model pracy kawerny magazynowej na wodór wykonanej w złożu soli kamiennych*, „Przegląd Gazowniczy”, 2022, s. 46–47.
- 14) B. Wittmann, P. Wilkosz, 2022, *Bezpieczeństwo energetyczne – rola podziemnych magazynów gazu ziemnego. W służbie społeczeństwu. Polska w obronie praw człowieka na świecie i w kraju*, red. J. Stala, M. Butrymowicz, Uniwersytet Papieski Jana Pawła II w Krakowie, Wydawnictwo Naukowe, Kraków.

Turbiny wodorowe

– nowa nadzieja na renesans turbin gazowych?

Konrad Świrski

Gospodarka niskoemisyjna (bez CO₂) staje się nieodwracalnym faktem i motorem zmian technologicznych. Kolejne lata (i dekady) w Europie (UE) cały czas będą upływać pod znakiem eliminacji paliw kopalnych, intensyfikacji produkcji energii z OZE oraz coraz ostrzejszych wymagań emisyjnych (redukcja CO₂) zarówno dla energetyki, jak i przemysłu, a za chwilę także naszych codziennych przyzwyczajzeń (transport, podróże). Jednym z kluczowych elementów przyszłej strategii UE jest gospodarka wodorowa – intensyfikacja mocy ZOE, które w momentach nadwyżek generacji mogą produkować „zielony” wodór (efektywna elektroliza, bez emisji CO₂), co umożliwi rodzaj długoterminowego magazynowania energii. W takim przypadku nadzieją sektora turbinowego jest konwersja obecnych turbin gazowych w kierunku spalania wodoru – co dałoby szansę wykorzystywać dostępne dziś technologie turbin gazowych i układów kombinowanych (TG, CC). Oczywiście, nie jest to ani łatwe, ani natychmiastowe i tak naprawdę przełomu możemy oczekiwać dopiero po 2030 roku, ale jednocześnie tylko wodór daje pełną szansę realizacji europejskich marzeń o „czystej i bezemisyjnej” energetyce, przemyśle i transporcie.

Wodór jako paliwo – dlaczego nie jest to takie proste

Wodór wydaje się doskonałym paliwem energetycznym, o gigantycznej wartości opałowej (141 MJ/kg – to prawie trzy razy więcej niż klasyczny metan). Dopiero przyjrzenie się jego kolejnym cechom pokazuje problemy. Wodór jest bardzo lekki (8 razy lżejszy od CH₄), co sumarycznie powoduje, że wielkość energii doprowadzonej w m³ wodoru jest 3-krotnie mniejsza niż dla metanu. Uzyskanie tej samej mocy w turbinie powoduje konieczność doprowadzenia 3-krotnie większej objętości paliwa, a więc znaczne rozbudowanie i skomplikowanie układów zasilania. W dodatku temperatura spalania wodoru jest wyższa niż gazu naturalnego (co już zwiastuje m.in. problem z wyższą emisją NO_x termicznych, a więc z dodatkowymi zabiegami w konstrukcji komór spalania) oraz pojawia się też największy problem – wysoka (nawet 10-krotnie w porównaniu z gazem naturalnym) prędkość spalania. To właśnie jest największym zagrożeniem, kiedy płomień palącego się wodoru może zacząć poruszać się „do tyłu”, aż do wewnątrz przewodów zasilających paliwo (tzw. *flashback*). Dodając jeszcze niedogodności z samym dostarczeniem za pomocą rurociągów (szczelność i korozja wodorowa), mamy pełne spektrum wyzwań technologicznych.

Turbiny gazowe na wodór – współczesne wyzwanie dla inżynierów

Negatywne cechy wodoru jako paliwa spędzają inżynierom sen z powiek. Teoretycznie, paliwo idealne (bezemisyjne) wymaga skomplikowanych projektów komór spalania i samych palników, wraz z dodatkową modyfikacją układów zasilania paliwem. Oczywiście, równoległe projektowane są nowe rurociągi i zbiorniki wodoru, a osobnym tematem jest budowa i komercjalizacja wielkich elektrolizerów. Producenci turbin gazowych skupili się na nowych konstrukcjach układów spalania wodoru w turbinach i sukcesywnie, krok po kroku, zwiększają ilość domieszki wodoru do gazu naturalnego. Obecnie istnieje kilka rozwiązań wodorowych układów spalania w dużych turbinach umożliwiających zwykle domieszkę 30–50% i – odpowiednio – typy planików *diffusion burners*, ze wstępnym mieszaniami (Pre-Mix, DLN – *dry low NO_x*), aż po *ultiucluster*, aczkolwiek większe ilości H₂ wymagają WLE (mokrych metod odazotowania). Wszystko jest więc na etapie testowania kilku linii rozwiązań inżynierskich. Jednak wszyscy czołowi producenci pokazują ścieżki rozwojowe, gdzie duże turbiny energetyczne mają spalać 100% wodoru już około 2030 roku.

Kiedy i ile H₂ w dużej turbinie gazowej

Obecnie dostępne są turbiny wodorowe zasilane w 100% H₂ (ale tylko wybrane, małej mocy i z dodatkowym wtryskiem wody dla minimalizacji emisji NO_x). Deklarowana jest możliwość domieszki 30% H₂ dla wszystkich modeli turbin, a w wybranych większych jednostkach czołowi producenci oferują (stan na 2023 rok) spalanie nawet 50% wodoru (objętościowo), co oznacza, że energetycznie H₂ pozwala na wprowadzenie około 17% bezemisyjnej energii. Niemniej jednak jest to duży postęp technologiczny i ważny próg technologiczny, bo takie urządzenia dają możliwość pracy turbin gazowych (w układach gazowo-parowych) ze wskaźnikiem emisji CO₂ na poziomie 250–270 g/kWh, co wydaje się akceptowalne przez obecne zalecenia UE (np. progi EBI finansowania nowych inwestycji energetycznych) i prawdopodobnie będzie to stanowić rodzaj „technologii pomostowej” do 2030 roku, w którym przewidyje się (równoległe w planach GE, Siemens i Mitsubushi) całkowite przejście na 100% zasilania wodorem. Obecnie (choć jedynie w prospektach) widzimy jednak nowe maszyny Siemens, np. SGTG-9000H2 (moc 440 MW) czy GE H-Class np. 9HA.02 (557 MW) jako dostępne dla współspalania 50% wodoru

objętościowo. Te projekty pilotażowe i zamówienia dotyczą raczej mniejszych maszyn, ale z niecierpliwością czekamy na pierwsze duże turbiny z 50-procentowym udziałem wodoru, co pozwoliłoby na zebranie doświadczeń eksploatacyjnych dla końcowych, w pełni wodorowych technologii. Należy też pamiętać o datach przełomów technologicznych (100% wodoru w 2030 roku), które muszą przełożyć się na realnie dostępne projekty komercyjne. W tym przypadku (i przy dużym sukcesie inżynierów) należy oczekiwać ich w połowie przyszłej dekady. Przy takim optymistycznym scenariuszu powszechne stosowanie energetycznych wodorowych turbin gazowych to końcowe lata 30. Trzeba też pamiętać, że nie wszystko zawsze idzie łatwo i bezproblemowo w świecie realnych zagadnień inżynierskich. Nowa generacja turbin na wodór potrzebuje kilku lat na „oswojenie” konstrukcji i pracę obiektów pilotażowych (w energetyce znane są problemy z nowymi technologiami – od stali T25 w węglowych blokach nadkrytycznych, poprzez problemy łopatek w turbinach gazowych serii H czy ostatnio wzmiankowane niektóre spadki osiągnięć turbin wiatrowych. W technice nie ma dróg na skróty, jakie zawsze wybierają politycy i finansisci. Należy też widzieć skalę problemu, jeśli chcemy realnie zastępować gaz naturalny wodorem. Hipotetyczny, zasilany całkowicie wodorem blok z turbiną 9HA.02 (557 MW mocy znamionowej w cyklu prostym i odpowiednio około 900 MW w kombinowanym), przy pracy podstawowej 8000 h rocznie, z jednej strony produkowałby prawie

4,5 TWh (a nawet około 7 TWh w CC) bezemisyjnej energii, ale wymagałby zużycia około 3 mln ton wody rocznie i (różne dane producentów), od 14 do 18 TWh zużycia mocy w obecnych elektrolizerach wytwarzających dla zasilania turbiny 415 000 m³/h wodoru (ponad 3,3 mld m³ rocznie). W dzisiejszych polskich warunkach nowy „wodorowy” blok niespełna 600 MW (ew. 900) pochłonąłby ponad 35–55% dzisiejszej polskiej produkcji OZE na wytworzenie paliwa wodorowego. Pokazuje to wyzwania stawiane całej „gospodarce wodorowej” – inwestycje i postęp technologiczny muszą być ogromne, skala nadwyżek OZE gigantyczna, a skala produkcji zielonego wodoru musi przekroczyć nasze wyobrażenia, żeby to wszystko pracowało bez zakłóceń. Niemniej jednak, patrząc na to, co było 15 lat temu, i porównując z dynamiką zmian technologicznych w wiatrakach i panelach fotowoltaicznych – wcale nie musi to być jedynie idealistycznym marzeniem, a po prostu realną zmianą energetyki europejskiej. Dostępne moce energetyki odnawialnej (i nadwyżki tej energii) będą coraz większe, po 2030 roku mogą być niezwykle atrakcyjne, a rozpędzony biznes OZE wspierać będzie każdą nową technologią eliminującą paliwa kopalne i wymagającą nowych inwestycji w technologie słoneczne i wiatrowe. Reasumując – wielkie turbiny gazowe (na wodór) to naturalna droga konwersji dzisiejszych technologii gazowych.

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

Doświadczenia eksploatacyjne z badań pierwszego na świecie elektrolizera SOE, zintegrowanego z obiegiem parowym elektrociepłowni

Jakub Kupecki, Michał Wierzbicki, Jędrzej Chmielewski, Marek Laskowski, Tomasz Kowalczyk, Marek Skrzypkiewicz

W grudniu 2022 roku Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya z Grupy ORLEN, we współpracy z Instytutem Maszyn Przepływowych Polskiej Akademii Nauk (IMP PAN) oraz Instytutem Energetyki (IEEn), uruchomiły w Elblągu pierwszą na świecie instalację magazynowania energii opartą na stałotlenkowym elektrolizerze przewidzianym do pracy dwukierunkowej, zintegrowanym z elektrociepłownią bazującą na bloku biomasowym, o mocy 20 MWe (dalej: instalacja rSOC lub HYDROGIN). Para i energia elektryczna wykorzystywana w procesie elektrolizy pochodzą z odnawialnego źródła, dzięki czemu wytworzony wodór jest bezemisyjny. To rozwiązanie, finansowane z Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, pozwala produkować wodór, a w przypadku, gdy jest taka potrzeba – odwrócić proces i wy-

tworzyć energię elektryczną. Może więc służyć nie tylko jako elektrolizer, ale też jako dodatkowe źródło energii elektrycznej. To pozwala na stabilizację pracy elektrociepłowni i zwiększa jej elastyczność i zakres modulacji. Wysokotemperaturowe ogniwa elektrochemiczne są urządzeniami o wysokiej sprawności, ale bardzo wymagającymi od strony eksploatacyjnej. Instalacja osiąga nominalnie w trybie pracy elektrolizy pary wodnej pobieranej z upustu technologicznego 81% sprawności i pobiera 10 kW mocy elektrycznej. W trybie pracy ogniwa paliwowego osiąga 55% sprawności i generuje 5 kW mocy elektrycznej. Instalacje tej klasy były wcześniej eksploatowane jedynie w warunkach laboratoryjnych. Integracja z blokiem biomasowym elektrociepłowni jest wydarzeniem na skalę światową i potwierdza możliwość długotrwałej pracy w zmiennych warunkach ruchowych i atmosferycznych.

rycznych (instalacja jest wykonana w wersji kontenerowej i była eksploatowana m.in. w okresie zimowym). Doświadczenia eksploatacyjne zdobyte podczas ruchu instalacji potwierdziły założone parametry techniczne i wskaźniki sprawnościowe.

Wyzwania eksploatacyjne obiektów konwencjonalnej energetyki

Ze względu na dużą dynamikę i zmienność zapotrzebowania na energię elektryczną, zarówno w ujęciu godzinowym, jak i dobowym, elektrownie zawodowe, będące jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi, pracują w szerokim zakresie mocy. Obiekty te są wielokrotnie eksploatowane w warunkach bliskich minimum technicznego lub wręcz są zatrzymywane. Największe problemy w okresach zmniejszonego zapotrzebowania na energię w systemie elektroenergetycznym dotyczą zatrzymań bloków konwencjonalnej energetyki, które pierwotnie nie były projektowane jako jednostki o istotnej zdolności do eksploatacji w warunkach częstej zmiany obciążeń oraz częstych zatrzymań i rozruchów. W podstawowym ujęciu, w przypadku odstawienia do gorącej rezerwy, blok nadal zużywa paliwo do utrzymania podstawowych parametrów, które umożliwią zwiększenie mocy, a jednocześnie nie generuje w tym czasie energii elektrycznej. Jeśli blok został odstawiony do zimnej rezerwy, paliwo jest zużywane na potrzeby rozruchu. Każdy rozruch jest zarazem stratą w postaci niezyskanego przychodu (elektrownia nie sprzedaje energii) oraz w postaci kosztów operacyjnych. Maleje również średnioroczna sprawność, czas pracy z mocą znamionową, a rosną wskaźniki emisyjne. Te zagadnienia były tematem prac prowadzonych w latach 2016–2018 przez zespoły Politechniki Śląskiej, Instytutu Energetyki i Politechniki Warszawskiej.

Niezależnie od uwarunkowań technicznych istniejących bloków węglowych i biomasowych, rosnący poziom mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii sprawia, iż elektrownie muszą być w ciągłej gotowości do szybkiej interwencji w celu zapewnienia stabilnej i bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego. Istniejące w Polsce obiekty są często nieprzystosowane do takiej eksploatacji. Perspektywnym rozwiązaniem, które z powodzeniem może być stosowane do współpracy z konwencjonalnymi obiektami energetyki są magazyny energii oparte na stałotlenkowych ogniach elektrochemicznych (ang. *Solid Oxide Electrochemical Cell*, SOC). Instalacja HYDROGIN, która była przedmiotem wspólnego przedsięwzięcia Grupy ORLEN, IMP PAN i IEn, pozwala na zagospodarowanie ciepła i energii elektrycznej (w okresach zmniejszonego zapotrzebowania) na potrzeby produkcji wodoru i jego magazynowania. Konceptcja ta jest realizowana poprzez połączenie obiegu parowego elektrociepłowni z instalacją SOC o zdolności pracy dwukierunkowej – jako elektrolizera (ang. *Solid Oxide Electrolysis*, SOE) lub jako ogniwa paliwowego (ang. *Solid Oxide Fuel Cell*, SOFC). Wodór wytworzony podczas pracy w trybie SOE może zostać wykorzystany do produkcji energii elektrycznej w tym samym układzie, podczas jego pracy w trybie SOFC, lub posłużyć jako substrat do produkcji innych paliw gazowych czy ciekłych, takich jak syntetyczny gaz ziemny (SNG) czy amoniak. Unikalna funkcjonalność ogniwa stałotlenkowego, umożliwiającą szybkie przełączanie między oboma trybami, często nazywana jest pracą odwracalną lub rewersyjną. Stąd wywodzi się skrótowa nazwa rSOC (ang. *re-*

versible Solid Oxide Electrochemical Cell), stosowana dla tego typu rozwiązań.

Dalszą perspektywą stosowania układów rSOC jest ich integracja z obiegami parowymi i gazowo-parowymi, a także z obiegami siłowni jądrowych, niezależnie od technologii reaktora. Taka hybrydyzacja pozwala ograniczyć modulację pracy instalacji bazowej, umożliwia eksploatację obiektu w warunkach optymalnych oraz stwarza możliwość wytwarzania wodoru z wykorzystaniem różnych źródeł energii. Dodatkowo, doposażenie elektrowni przemysłowych i zawodowych w elektrolizer SOE lub instalację rSOC pozwala integrować rozwiązania dedykowane energetyce z produkcją paliw odnawialnych (syntetycznych) oraz tworzy możliwości magazynowania energii w ramach koncepcji integracji sektorów (ang. *sector coupling*). Z punktu widzenia operatora obiektu przemysłowego, zdolność wytwarzania wodoru, magazynowania energii lub wytwarzania paliw wodoronośnych umożliwia optymalizację strategii eksploatacji pod kątem wytwarzania produktów lub mediów o najwyższych marżach.

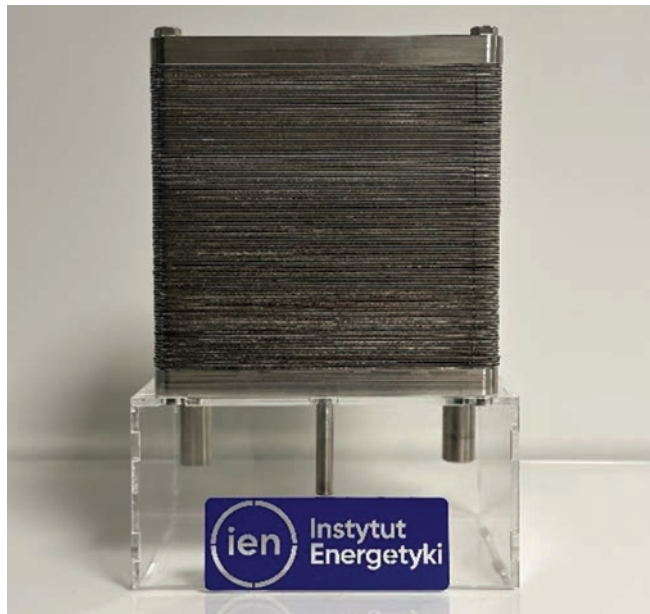
Konstrukcja instalacji z ogniwami stałotlenkowymi

Wykorzystanie ogniwa SOC w rzeczywistej instalacji jest w praktyce realizowane przez integrację serii pojedynczych ogniwa w postaci stosu lub modułu albo matrycy modułów, która zawiera liczne stosy, połączone ze sobą zarówno elektrycznie, jak i kanałami gazowymi. Moduł ogniwa zazwyczaj składa się z kilku niezależnych stosów ogniwa, które dobierane są pod kątem parametrów eksploatacyjnych i geometrii układu. Brane są tutaj pod uwagę parametry elektryczne wymagane dla trybów SOFC i SOE, jednorodność rozplywu gazów, wyprowadzenia napięciowe, połączenia prądowe między stosami, dopuszczalna wysokość czy ograniczenia geometryczne dla instalacji z SOC. Same stosy zbudowane są na bazie szeregu pojedynczych, powtarzalnych pakietów procesowych (ang. *Single Repeating Unit*, SRU), składających się z interkonektora, ogniwa SOC, zestawu uszczelnień oraz separatora. Te komponenty wytwarzane są w Instytucie Energetyki i stosowane w konstrukcji stosów według technologii i patentów IEn.

W przygotowanych stosach wykorzystane zostały ogniwa SOC o wymiarach 110 mm x 110 mm na podłożu wytworzonym z NiO. Każde ogniwo umieszczone jest w przekładce integrującej z interkonektorem, zwanej pakietem procesowym. Pakiety procesowe są następnie łączone w pionowe stosy, które składają się typowo z kilkudziesięciu ogniwa połączonych w jednej zintegrowanej strukturze. Taki sposób łączenia pojedynczych ogniwa zapewnia dużą kompaktowość i modularność technologii, która teoretycznie pozwala na nieograniczone skalowanie instalacji z SOC.

Dodatkowo, integralną częścią modułu są elementy końcowe w postaci płyt zamykających bądź funkcyjnych, zapewniających między innymi odpowiedni rozplyw gazów pomiędzy stosami i połączenia prądowe między stosami. Funkcją płyt zamykających jest przede wszystkim zapewnienie wytrzymałości mechanicznej i stabilizacja konstrukcji, a także umożliwienie poprawnego rozkładu siły dociskowej z układu dociskowego, co jest niezbędne do uzyskania wymaganej szczelności i kontaktu elektrycznego na poszczególnych ogniwach w stosach oraz modułu jako całości.

Rysunek 1. Stos 90 ogniw SOC (5 kW SOE) produkcji Instytutu Energetyki



Źródło: CTH₂ IEn.

Stosy te pracują w temperaturze powyżej 650 °C.

Najważniejszą korzyścią z prowadzenia elektrolizy pary wodnej względem ciekłej wody jest obniżenie energochłonności procesu.

Entalpia właściwa odpowiada całkowitemu zapotrzebowaniu energetycznemu procesu elektrolizy na 1 kg wody/pary wodnej. Jak widać, dla temperatury wrzenia występuje skokowy spadek zapotrzebowania procesu elektrolizy na energię. Wynika to z tego, że produktami procesu elektrolizy są gazy (tlen i wodór). Jeśli do elektrolizera doprowadzona jest ciekła woda, wymagany jest strumień ciepła potrzebny do zmiany stanu skupienia gazów w ogólnym bilansie energetycznym procesu. Strumień ten w elektrolizerach kwasowych i alkalicznych pochodzi od strat mocy elektrycznej spowodowanej rezystancją wewnętrzną

ogniwa elektrolizera. W elektrolizerach wysokotemperaturowych energia ta jest dostarczana w formie entalpii pary. Wielkość zapotrzebowania procesu na ciepło opisana jest ilorzem temperatury absolutnej przewodzenia procesu i zmiany entropii pary ($Q = T\Delta S$). Natomiast entalpia swobodna Gibbsa odpowiada zapotrzebowaniu procesu elektrolizy na energię elektryczną. W efekcie, dla temperatury instalacji z elbląskiej elektrociepłowni, wynoszącej około 600 °C, udział zapotrzebowania na energię elektryczną spada do 80% całkowitego zapotrzebowania procesu elektrolizy na energię kosztem wzrostu, z reguły tańszej, energii termicznej. Wysoka temperatura procesu elektrolizy wynika również z właściwości fizycznych elektrolitu stosowanego w ogniwach, który zaczyna przewodzić prąd elektryczny powyżej około 550 °C.

W zakresie wykorzystania potencjału, jaki niesie technologia SOC, kluczowe jest zapewnienie wystarczająco wysokiego ciśnienia pary do prawidłowej pracy instalacji rSOC zarówno przy nominalnym, jak i minimalnym obciążeniu turbiny parowej, która pracuje w obiegu instalacji bazowej. Zbyt niskie ciśnienie nie zapewni przepływu pary przez instalację rSOC, a zbyt wysokie wymaga zdławienia, co jest nieekonomiczne. Z drugiej strony, temperatura pobieranej pary powinna być możliwie niska. Wynika to z zastosowania regeneracyjnych wymienników ciepła w obrębie instalacji rSOC. Gorące gazy wylotowe z ogniwa ogrzewają gazy dolotowe, tj. parę i powietrze, w przypadku elektrolizy oraz wodór i powietrze w przypadku pracy jako ogniwo paliwowe. O ile zapewnienie dopływu powietrza w trybie pracy ogniwa paliwowego jest zrozumiałe, wraz z powietrzem dostarczany jest tlen do utlenienia wodoru, o tyle dopływ powietrza do elektrod tlenowych w trybie pracy elektrolizera jest konieczny w celu odbioru powstałego tlenu. Zbyt duża koncentracja tlenu prowadzi do wzmożonej korozji elementów konstrukcyjnych. Z tego względu przepływ powietrza jest na tyle duży, że udział tlenu we wzbogaconym powietrzu wzrasta o 1–2 pp. Dostarczenie do instalacji pary o wysokich parametrach wymagałoby więc zdławienia ciśnie-

Rysunek 2. Zdjęcie instalacji rSOC w trakcie realizacji prac badawczych



Źródło: CTH₂ IEn.

nia i schłodzenia produktów elektrolizy w dodatkowych chłodnicach, co byłoby nieefektywne termodynamicznie. Pomimo wymienionych powyżej argumentów, punktem poboru pary do instalacji pilotażowej jest obecnie upust pary technologicznej, co wynika z ograniczenia kosztów inwestycyjnych dla instalacji w małej skali.

Eksploatacja instalacji HYDROGIN prowadzona była na terenie Elektrociepłowni Elbląg, zarządzanej przez Energa Kogeneracja, spółkę zależną Energi z Grupy ORLEN. Instalacja rSOC zintegrowana została z obiektem poprzez przyłącza mediów, takich jak zasilanie elektryczne, sprężone powietrze czy para technologiczna, które doprowadzane były bezpośrednio z infrastruktury bloku biomasowego BB20p. Dzięki temu produkowany w instalacji wodór pochodził w pełni ze źródeł odnawialnych. W skład zintegrowanej z obiegiem elektrociepłowni biomasowej bloku BB20p, instalacji HYDROGIN wchodzi: 1) kontener rSOC, 2) rama z kompresorem wodoru oraz magazynem wodoru, 3) kontener biurowy ze sterownią i 4) stacja rozprężania pary. Rysunek 2 przedstawia kompletną instalację rSOC, przygotowaną do realizacji prac badawczych, posadowioną na terenie Elektrociepłowni Elbląg w pobliżu instalacji elektrofiltrów bloku BB20p. Teren instalacji rSOC był zagrodzony i zabezpieczony przed dostępem osób postronnych.

Integracja z obiektem polegała na przygotowaniu i zabezpieczeniu terenu oraz przyłączeniu niezbędnych mediów, aby zapewnić nieprzerwaną pracę instalacji kontenerowej. Rozkład instalacji został dostosowany do wymagań zarządcy terenu. Finalne rozmieszczenie kontenerów i położenie tras kablowych oraz instalacji pneumatycznej i rurociągów gazowych przedstawia rysunek 3, zaś widok stacji rozprężania pary z bloku na wejściu do instalacji HYDROGIN przedstawia rysunek 4.

Eksploatacja instalacji HYDROGIN

Zespół Centrum Technologii Wodorowych Instytutu Energetyki, jako dostawca ogniwa i stosów SOC, przygotował 6 stosów, przy czym każdy składa się z 30 ogniwa zintegrowanych w pojedynczym module rSOC. Podstawowe parametry

Rysunek 3. Rysunek poglądowy finalnego rozmieszczania kontenerów i tras kablowych oraz zdjęcie lotnicze wykonane w trakcie pracy instalacji

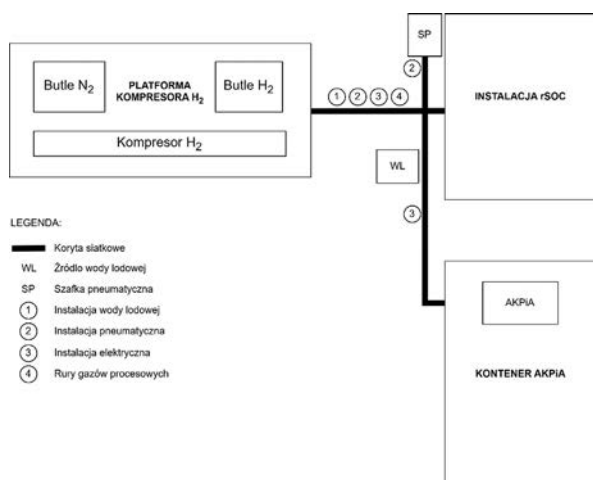


Tabela 1. Zestawienie parametrów pracy rejestrowanych w trybie elektrolizera

Parametr	Oznaczenie	Wartość
Temperatura wylotowa powietrza ze stosu	T_{Oeout}	668–679 °C
Temperatura wylotowa strony paliwowej	T_{FEout}	677–680 °C
Maksymalna moc elektrolizera	P_{max}	10,11 kW
Prąd maksymalny	I_{max}	42 A
Napięcie stosu rSOC w I_{max}	V_{max}	240,64 V
Produkcja wodoru	m_{H2max}	0,282 kg H ₂ /h

instalacji podczas pracy w trybie elektrolizera zostały zestawione w tabeli 1, zaś parametry w trybie ogniwa paliwowego w tabeli 2.

Tabela 2. Zestawienie parametrów pracy rejestrowanych w trybie ogniwa paliwowego

Parametr	Oznaczenie	Wartość
Temperatura wylotowa powietrza ze stosu	T_{Oeout}	665–700 °C
Temperatura wylotowa strony paliwowej	T_{FEout}	637–655 °C
Maksymalna moc elektryczna	P_{max}	5,55 kW
Prąd maksymalny	I_{max}	36 A
Napięcie stosu rSOC w I_{max}	V_{min}	154 V
Przepływ wodoru	V_{H2max}	2,3–3,3 Nm ³ /h

Wyzwaniem w eksploatacji instalacji z ogniwami stałotlenkowymi jest zapewnienie stabilności parametrów, które odpowiadają za produkcję wodoru lub energii elektrycznej zależnie od trybu pracy. Szczególnie istotne jest minimalizowanie wahań temperatury w kluczowych punktach procesowych. Zagadnienie

Rysunek 4. Stacja rozprężania pary w trakcie pracy. Doprowadzenie pary technologicznej z bloku biomasowego do instalacji rSOC



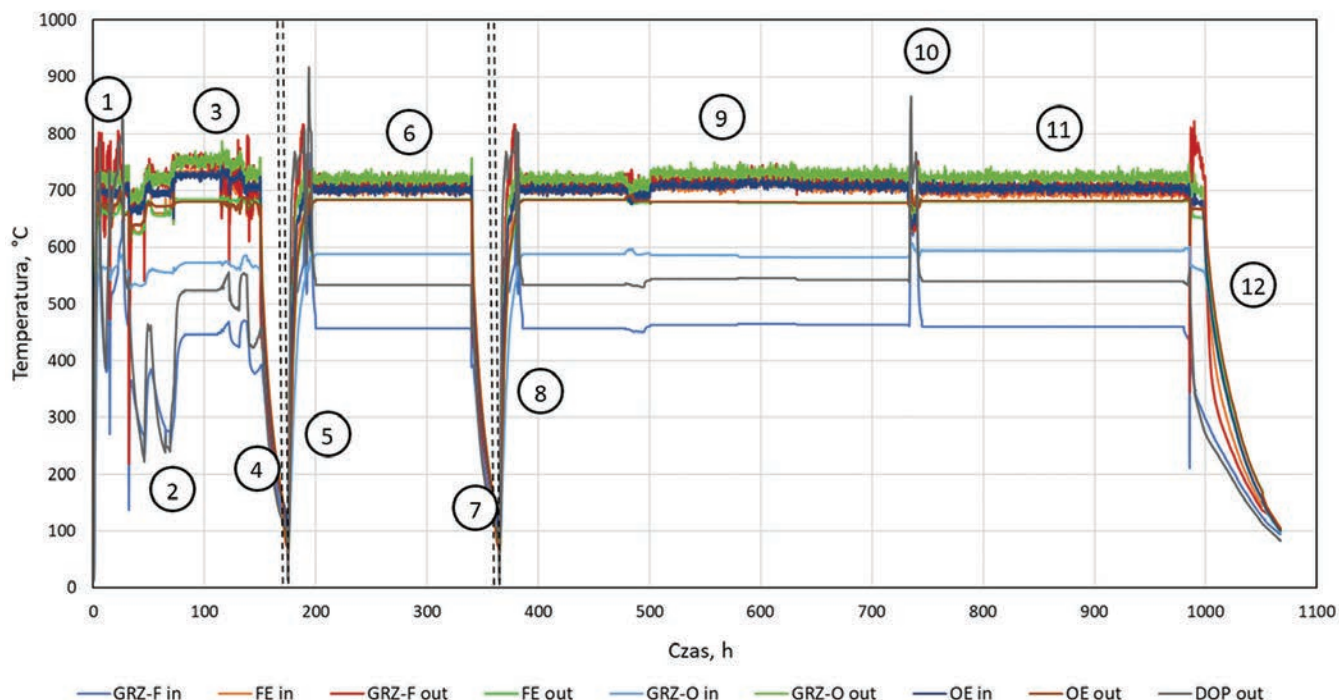
Źródło: CTH₂ IEn.

komplikuje się w sytuacji, w której układ z SOC prowadzony jest z uwzględnieniem celowo wprowadzanych zmian parametrów pracy, co ma charakter jego funkcjonalności w punkcie znamionowym (ang. *design point*) oraz poza nim (ang. *off-design*). W ramach realizowanego projektu instalacja była eksploatowana w kilku trybach, w tym w ruchu długotrwałym, który był cyklem badawczym przewidzianym na co najmniej 1000 godzin pracy. Przykładowy przebieg temperatury podczas ruchu tego typu

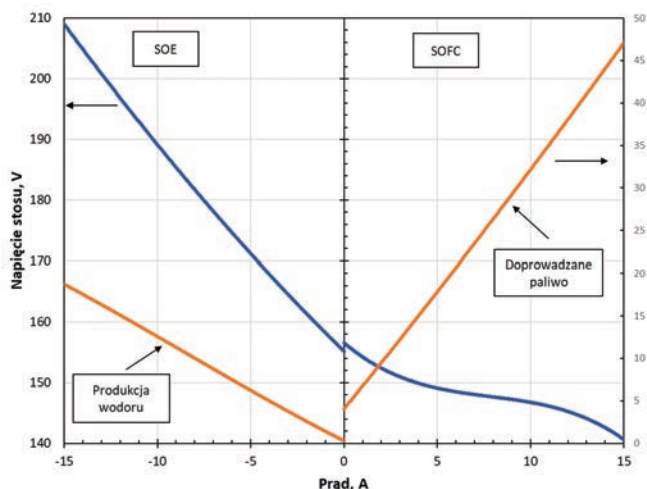
przedstawia rysunek 5. W czasie ruchu kolejno zrealizowano prace (w nawiasach numeracja naniesiona na wykres):

- rozruch instalacji i badania wstępne (1–5),
- stabilna praca w SOE (6),
- odstawienie i rozruch instalacji (7–8),
- stabilna praca w SOE z 3 zmianami mocy (9),
- przejście z trybu SOE na SOFC, stabilizacja pracy przy częściowym obciążeniu w trybie ogniwa paliwowego, przejście SOF–SOE (10),

Rysunek 5. Przebieg poszczególnych temperatur w trakcie ruchu długoczasowego z zaznaczeniem wartości parametru na linii paliwowej (FE) oraz powietrznej (EO), na wejściu i wyjściu z grzałek na tych liniach (GRZ-F, GRZ-O) oraz za dopalaczem gazów resztkowych (DOP).



Rysunek 6. Przebieg zmian napięcia stosu rSOC w czasie procedury przejścia od trybu elektrolizy do trybu ogniwa paliwowego



- stabilna praca w trybie elektrolizera (11),
- schłodzenie instalacji (12).

Szczególną cechą instalacji zabudowanej w EC Elbląg jest możliwość jej przełączania pomiędzy trybami SOFC–SOE i odwrotnie. W takich warunkach stos SOC jest naprzemiennie zasilany parą wodną lub wodorem. Zmianę charakterystycznych wartości napięcia i strumienia wodoru podczas zmian tego typu przedstawiono na rysunku 6.

Omawiany projekt wraz z instalacją był pierwszą w skali świata demonstracją działania instalacji rSOC, zintegrowanej z obiegiem parowym rzeczywistego obiektu energetyki. Instalacja, powstała w Elektrociepłowni Elbląg, jest obiektem w małej skali, który umożliwił potwierdzenie szczególnie wysokiej sprawności SOC zarówno podczas ich pracy w trybie SOE, jak i SOFC. Uzyskana sprawność elektrolizera powyżej 80%, pomimo małej mocy instalacji (klasa 10 kW), jest wyróżnikiem technologii.

Z punktu widzenia pozyskanych doświadczeń projekt jest przełomowy i kluczowy dla rozwoju polskich technologii produkcji wodoru. W trzy lata udało się osiągnąć wszystkie założone cele. Na podkreślenie zasługuje fakt, iż integracja elektrolizera stałotlenkowego z obiektami przemysłowymi niesie ze sobą wiele problemów, jednak udało się je rozwiązać. To niewątpliwie zasługa skutecznej współpracy zespołów projektowych CBRF z Grupy ORLEN, IMP PAN i IEn oraz efekt wielomiesięcznych prac prowadzonych bezpośrednio na obiekcie podczas strojenia instalacji i wprowadzania działań zaradczych, gdy tylko były potrzebne. Prace projektowe przypadły na trudny okres – najpierw pandemii, a później sytuacji w Ukrainie, co spowodowało wiele utrudnień – mimo to udało się je z sukcesem zrealizować.

Jakub Kupecki, Michał Wierzbicki, Marek Skrzypkiewicz, Centrum Technologii Wodorowych, Instytut Energetyki Jędrzej Chmielewski, Marek Laskowski, Centrum Badawczo-Rozwojowe im. Faradaya, Grupa Energa, ORLEN Tomasz Kowalczyk, Zakład Konwersji Energii, Instytut Maszyn Przepływowych PAN.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, a także projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie sprawozdania z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego.

- Izba brała udział również w prekonsultacjach mających na celu przygotowanie projektów aktualizacji krajowych dokumentów strategicznych dotyczących sektora energii, w tym „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” (KPEiK) oraz „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP 2040).

Ponadto, w ramach prac regulacyjnych na poziomie europejskim IGG brała udział w procesie rewizji i aktualizacji zgodności z zaistniałym postępem technicznym i rynkowym materiałów zawierających wytyczne służące do implementacji i wykonania dyrektywy UE nr 2009/31 w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla. Izba uczestniczyła również w konsultacjach publicznych Komisji Europejskiej dotyczących planowanej unijnej „Strategii przemysłowego zarządzania emisjami dwutlenku węgla” (*Industrial carbon management – carbon capture, utilisation and storage deployment*), opiniowaniu studium w zakresie rozwoju rynku transportu i składowania, zleconego przez Komisję Europejską w związku z planowaną strategią: *Study (May 2023) EU regulation for the development of the market for CO₂ transport and storage* oraz w konsultacjach Komisji Europejskiej dotyczących istniejących metodologii certyfikacji pochłaniania (*Industrial removal certification methodologies*).

IGG – na wniosek Instytutu Energetyki – Instytutu Badawczego – wsparła projekt propozycji wspólnego przedsięwzięcia dotyczącego integracji odnawialnych źródeł energii z technologiami wodorowymi

mi. Projekt bierze udział w konkursie *The European Climate Initiative* (EUKI). W trakcie realizacji projektu szczególna uwaga zostanie poświęcona zagadnieniom dotyczącym energii odnawialnej, zielonemu wodorowi, z naciskiem na analizę społeczno-technicznych, środowiskowych i administracyjnych aspektów.

23 września podczas „Spotkania śląskich firm” 35-osobowa grupa przedstawicieli przedsiębiorstw została zapoznana z realizacją prac IGG w 2023 roku. Uczestnicy spotkania dyskutowali o bieżących uwarunkowaniach współpracy inwestor–wykonawca.

27 września odbyło się kolejne posiedzenie Komitetu Standardu Technicznego, o którego wynikach prac szerzej napiszemy w kolejnym numerze kwartalnika.

Już dziś zapraszamy Państwa do rejestracji na zaplanowane jeszcze w bieżącym roku wydarzenia:

- konferencję „Metan jako paliwo i surowiec oraz potencjalny czynnik emisyjny (6.10.2023 roku),
- warsztaty KST, odbędą się 25–26 października w Łukanowicach. Tematem przewodnim będzie „Emisja metanu z sieci gazowej – nowe wyzwania”. Warsztaty rozszerzone zostały o ciekawą część techniczną, o której piszemy na drugiej stronie gazety,
- konferencję „Instalacje dla ciepłownictwa – tematyka silników wodorowych” w Strykowie (16–17.11.2023 roku), z prezentacją realizowanej instalacji w terenie.

Zapowiedź bogatej oferty szkoleniowej na pierwszy kwartał 2024 roku przedstawimy na stronach internetowych IGG w październiku br.

Witamy w swoich szeregach nowe firmy: Górnośląski Zakład Obsługi Gazownictwa sp. z o.o., Instytut Energetyki – Instytut Badawczy, Bruk-Bet Energia sp. z o.o., TEDOM Poland sp. z o.o., Nafta-Gaz-Serwis Technologiczny sp. z o.o.

Zbiorniki V generacji – postępy w zakresie wysokociśnieniowego gromadzenia i transportu wodoru

Jerzy Kaleta, Paweł Gąsior

Przewidywane tempo rozwoju gospodarki wodorowej.

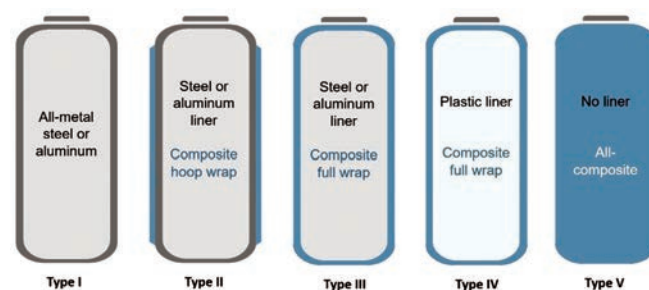
Jak podkreślono w najnowszym raporcie IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), opublikowanym w maju 2022 roku, należy przyspieszyć prace na rzecz przeciwdziałania niekorzystnym zmianom klimatu. Powszechnie akceptowany jest też pogląd, iż szeroko stosowany wodór jest niezbędny do dekarbonizacji światowej gospodarki, z jednoczesnym zapewnieniem jej bezpieczeństwa energetycznego. Wodór może być paliwem w transporcie, może służyć do bezpośredniego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej, zapewnić stabilizację OZE i być surowcem umożliwiającym wdrożenie idei zielonej chemii, zielonego hutnictwa i górnictwa.

Rada do spraw Wodoru opublikowała najnowszy raport pt. „Hydrogen Insights 2022”¹, w którym stwierdza, iż zaplanowane projekty wodorowe osiągają rekordowe pułapy, ale ostateczne decyzje inwestycyjne są nadal zbyt wolne i uzależnione od nadal niskiego popytu na zielony wodór. Imponujące plany inwestycyjne na całym świecie do 2030 roku przewidują 680 dużych projektów z sumarycznym budżetem o wartości 240 miliardów USD, co stanowi wzrost o 50% w stosunku do szacunków z listopada 2021 roku. Z tego prawie 10% (ponad 22 miliardy USD) osiągnęło poziom FID (*Final Investment Decision*), czyli jest w budowie lub już działa. O ponad 80% wzrosła moc zainstalowanych elektrolizerów. Jednocześnie stwierdza się, że skala inwestycji musi się prawie potroić (do 700 mld USD do 2030 roku), aby osiągnąć cele klimatyczne (tzw. zero net) do 2050 roku.

Efektywne gromadzenie i transport wodoru

W procesie wykorzystywania wodoru kluczową rolę odgrywa sposób gromadzenia, szczególnie przy uwzględnieniu jego niskiej gęstości w warunkach otoczenia. Duża gęstość jest natomiast istotna w transporcie, w tym szczególnie w przypadku szerokiego już wykorzystania w kosmonautyce, czy przewidywanego zastosowania w lotnictwie. Wodór gromadzi się i transportuje w postaci gazowej, ciekłej i stałej. Ze względu na zaawansowanie materiałowe, technologiczne, konstrukcyjne, a także aspekty legislacyjne i ekonomiczne, obecnie dominującą formą jest gromadzenie wodoru w postaci sprężonej. Jednocześnie konieczność uzyskania zadowalającej gęstości grawimetrycznej i objętościowej wymaga jego sprężania do wysokich ciśnień (350, 700, a czasem nawet do 1000 bar)².

Rysunek 1. Pięć typów zbiorników wysokociśnieniowych do gromadzenia gazów, w tym wodoru.



Źródło: Composites end markets: Pressure vessels (Composite World, 2023, <https://www.compositesworld.com/articles/composites-end-markets-pressure-vessels-2023>)

Rodzaje zbiorników wysokociśnieniowych do wodoru.

Zbiorniki ciśnieniowe można podzielić na pięć typów (rysunek 1). Zbiornik typu I reprezentuje klasyczne, stosowane najwcześniej rozwiązanie i jest całkowicie metalowy. Aby zmniejszyć ciężar całkowity, zbiornik typu II składa się z metalowej wkładki, stalowej lub aluminiowej, zapewniającej szczelność (zwanej dalej linerem), która dodatkowo wzmocniona jest nawiniętą warstwą kompozytu, ale tylko w obszarze walcowym. Typ III, w odróżnieniu od typu II, posiada nawój również na czaszkach zbiornika. Zbiornik typu IV zawiera liner polimerowy i oplót kompozytowy (zazwyczaj węglowy, szklany, aramidowy lub mieszany).

Kluczowym kryterium użytkowym zbiorników jest gęstość grawimetryczna, czyli stosunek masy zgromadzonego wodoru do masy zbiornika lub systemu magazynowania. Przyjmuje się, iż dla zbiorników typu I, II i III wynosi ona odpowiednio 1,7, 2,1 i 4,2%. W przypadku typu IV wartości podawane przez renomowanych producentów mieszczą się w przedziale od 5,7 do 7%. Oznacza to, iż wysoka wytrzymałość włókna węglowego pozwala na budowę lekkich zbiorników (typ IV) o grawimetrycznej gęstości składowania ponadczterokrotnie większej niż dla zbiornika stalowego. Systematycznie prowadzone są badania nad doskonaleniem typu IV, ale dalsze zwiększanie gęstości energii wiąże się z wysokimi kosztami poprawy już bardzo dojrzałej technologii, z jednoczesnym niebezpieczeństwem obniżenia odporności na uszkodzenia.

W samochodach osobowych zasilanych ogniwami paliwowymi (jak np. *Toyota Mirai*, *Honda Clarity*, *Hyundai Nexo*) stosowane są zbiorniki typu IV, o ciśnieniu roboczym 700 bar. W samochodach ciężarowych, autobusach, pojazdach szynowych i pojazdach ro-

boczych (wózki widłowe, podnośniki, wozidła kontenerowe itp.) zazwyczaj stosowane są zbiorniki III lub IV generacji na ciśnienie 350 bar (rzadziej 700 bar). Inne kluczowe obszary zastosowań zbiorników wysokociśnieniowych to naczepy rurowe do transportu wodoru (również jako mobilne magazyny energii, zastępujące rozwiązania bazujące na dieslu), nadal głównie typu I lub II (maksymalna masa H₂ do 250 kg) oraz wprowadzane stopniowo typu III i IV (maksymalna masa H₂ do około 1000 kg)³.

Innym ważnym obszarem zastosowań są zbiorniki na stacjach tankowania wodoru, których ciśnienia pracy mogą osiągać wartość nawet 900–1000 bar (niezbędna nadwyżka, aby można było tankować pojazdy ze zbiornikami 700 bar). Zbiorniki typu II (zwykle stalowe, wzmocnione włóknem węglowym) lub typu IV są często wybieranymi konfiguracjami do przechowywania przy takich ciśnieniach roboczych (gdy zbiorniki typu I są już nieekonomiczne i ciężkie, a zbiorniki typu III mogą być podatne na zmęczenie spowodowane dużą liczbą cykli tankowania)^{4, 5}. Z kolei pierwsze próby stosowania wysokociśnieniowych zbiorników w lotnictwie dotyczą głównie typu III i IV.

Zbiorniki typu IV, mimo znaczącej pozycji na rynku, nie są pozbawione wad. Złożoność konstrukcyjna (liner i oplot kompozytowy) ogranicza możliwość dalszej redukcji jego masy. Wady technologiczne taniego komponentu, jakim jest liner, nie zawsze łatwe do wykrycia, często są powodem odrzucenia gotowego zbiornika, którego cena końcowa jest wielokrotnie wyższa. Trudny do spełnienia jest wymóg „kompatybilności” naprężeń na powierzchni granicznej lineru i oplotu. Problemem jest też powstawanie pęcherzy gazowych na styku oplot–liner, a w następstwie wyboczenie lineru przy niskim ciśnieniu. Możliwości zwiększenia gęstości zgromadzonej energii oraz redukcji masy kluczowego komponentu kosztowego, czyli wysokomodułowego włókna węglowego (ponad 60% udziału w kosztach całego zbiornika) są mocno ograniczone.

Zbiorniki typu V

Przedmiotem intensywnych badań i początkowych wdrożeń jest zbiornik typu V, który nie posiada lineru, a dokładniej liner jest technologicznie „zintegrowany” z oplotem polimerowym. Oznacza to, iż warstwa kompozytu pełni funkcję zarówno bariery gazowej, jak i konstrukcji nośnej. Skąd zainteresowanie takim rozwiązaniem? Zbiornik typu V w największym stopniu spełnia postulat lekkiej konstrukcji i dlatego jego pierwsze udane zastosowania dotyczyły branży kosmicznej^{6, 7}. Możliwe jest również jego zastosowanie do gromadzenia gazów w postaci ciekłej lub ciekłej i dodatkowo sprężonej. Wykazano już możliwość zmniejszenia masy zbiornika od 20 do 25%^{8, 9}. Inne źródła donoszą o redukcji masy nawet o 85–90% w przypadku zbiornika typu V, ale w porównaniu ze stalowym zbiornikiem typu^{10, 11}.

Kluczowe znaczenie ma też fakt, iż warstwa kompozytu pełni funkcję zarówno bariery gazowej, jak i konstrukcji nośnej rakiety¹². W naturalny sposób wyeliminowany jest też problem różnicy naprężeń między linerem a oplotem, co prowadzi do zwiększonej wytrzymałości zmęczeniowej i możliwości osiągnięcia 10–20-procentowej redukcji masy^{13, 14}.

Zakłada się też, że po rozpoczęciu produkcji na pełną skalę zbiorniki typu V będą tańsze w produkcji, co jest następstwem eliminacji kosztów materiału i wytwarzania. Na przykład całko-

wicie kompozytowe zbiorniki bez lineru mogą być wykonane w konforemnych kształtach, co pozwala projektantom na lepsze wykorzystanie przestrzeni w samolotach lub innych pojazdach. Możliwe ciśnienia robocze zbiorników typu V nie są jeszcze w pełni zbadane, a zrealizowane dotychczas prototypy przewidziane są do pracy przy ciśnieniach znacznie poniżej 700 bar (co obecnie jest standardem dla typu IV¹⁵).

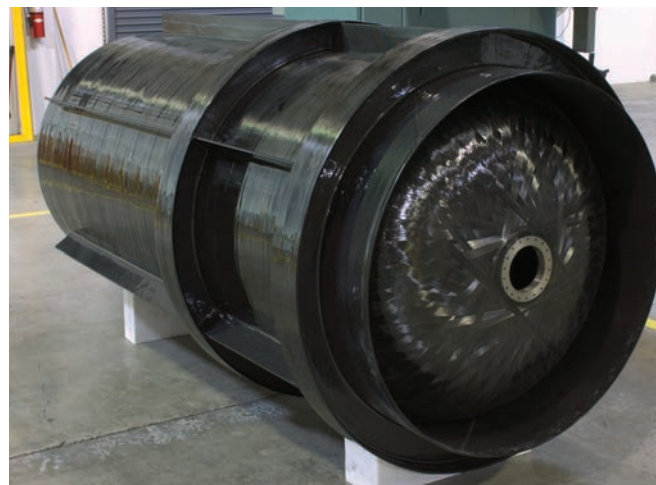
Przykłady zastosowań zbiorników typu V

Co prawda, prace nad jednostkami typu V rozpoczęto już w latach 80. XX wieku¹⁶, ale literatura przedmiotu z tego zakresu nadal jest nieliczna. Pierwszy komercyjny zbiornik kompozytowy typu V został zainstalowany na satelicie FASTRAC 1, wystrzelonym w listopadzie 2010 roku. Zbiornik gromadził argon pod ciśnieniem 14 bar i służył do sterowania położeniem satelity na orbicie. Doświadczenia w sektorze kosmicznym umożliwiły firmie CTD (*Composite Technology Development Inc.*, USA) podjęcie certyfikacji zbiornika typu V do użytku w samolotach komercyjnych. CTD przewiduje zakończenie tego procesu w 2–3 lata¹⁷. Znaczące sukcesy we wdrażaniu zbiorników typu V w sektorze kosmicznym odnosi też firma Infinite Composites (USA).

Co ciekawe, zbiorniki te nadają się również do gromadzenia gazów w postaci ciekłej. Infinite Composites twierdzi, że ich zbiorniki typu V charakteryzują się redukcją masy o 40%, a ponadto mniejszymi kosztami (o 50%) i krótszym czasem wytwarzania (o 70%), w porównaniu z typowymi zbiornikami kompozytowymi dla sektora kosmicznego.

Innym spektakularnym przykładem wdrożenia najnowszej technologii jest zbiornik kriogeniczny typu V firmy Scorpius Space Launch Company (SSLC, USA) pokazany na rysunku 2.

Rysunek 2. Zbiornik kriogeniczny typu V jako element struktury nośnej rakiety



Źródło: <https://scorpius.com/wp-content/uploads/2018/07/All-Composite-Hydrazine-Tank.jpg>

Zbiornik jest integralnym elementem struktury nośnej rakiety i zawiera przegrodę rozdzielającą dwa różne gazy w postaci ciekłej. Możliwe do uzyskania ciśnienia wynoszą kilka tysięcy psi (kilkaset bar), a zakres temperatur pracy mieści się w przedziale od -320 °F (-195,5 °C) do +170 °F (+76,6 °C). Wszystkie części zbiornika wykonane są z dwóch materiałów: włókna węglowe-

go i zastrzeżonego typu żywicy odpornej na działanie temperatur kriogenicznych.

Obecnie wiele firm z sektora kosmicznego i lotniczego jest zainteresowanych wytwarzaniem lub wdrożeniem zbiorników typu V, w tym w wersji kriogenicznej (NASA, Airbus, SpaceX,

Rysunek 3. Poglądowe zdjęcie rurowozu do transportu sprężonego wodoru (ciśnienie 500 bar, masa wodoru 1100 kg)



Źródło: <https://www.thenewsmarket.com/news/linde-raises-the-bar-for-hydrogen-transport-efficiency/s/3bcca99c-ef75-47c3-b443-320b5129f2c6>

Thales Alenia Space, Virgin Orbit, RocketLab, MT Aerospace, NCC – National Composites Centre). Prace badawcze prowadzą też wszystkie wiodące firmy wytwarzające zbiorniki typu IV (Fau-recia, Hexagon Purus, NPROXX, Plastic Omnium, Viritech).

Wyzwania w zakresie powszechnego wdrożenia zbiorników typu V

Pojedyncze sukcesy w zakresie aplikacji zbiorników typu V w sektorze kosmicznym nie oznaczają automatycznie możliwości ich powszechnego zastosowania w pojazdach drogowych, szynowych, wodnych, w lotnictwie czy jako stacjonarnych magazynów wodoru. Pojazdy kosmiczne to najczęściej obiekty „jednorazowego użytku”, dla których procedury legislacyjne w zakresie bezpieczeństwa są inne (mniej rygorystyczne). Spełnienie wymagań umożliwiających bezpieczne i ekonomicznie uzasadnione stosowanie tych zbiorników w pozostałych sektorach, gdy może być zagrożone życie ludzkie, a następstwa prawne, ekologiczne i inne potencjalnych katastrof są duże – jest trudne.

Główne wyzwania dotyczą wielu aspektów, na przykład związanych z nową generacją materiałów kompozytowych (w tym np. z nowymi rodzajami termoplastycznych żywic polimerowych), konstrukcją i technologią wykonania zbiorników czy koniecznością stworzenia regulacji w zakresie certyfikacji wyrobów. Optymistycznie zakłada się, że taki proces może potrwać dekadę i wymagać będzie zaangażowania wielu zespołów badawczych oraz znacznych nakładów finansowych.

Przykładem prac nad wdrożeniem zbiorników typu V w Unii Europejskiej jest projekt w ramach dużego konsorcjum europejskiego (konkurs: HORIZON-JTI-CLEANH2-2022-1), w którym bierze udział zespół autorów niniejszego artykułu. Celem przedsięwzięcia o akronimie ROAD TRHYP¹⁸ (ROAD trailer design – use of Type V the Rmoplastic tube with light composite structure for

Hydrogen transport) jest wytworzenie zbiorników V generacji o dużej pojemności (330 litrów) i ciśnieniu pracy 700 bar. Kontenerowe zestawy zbiorników na dedykowanej naczepie samochodowej (rysunek 3) umożliwią transport wodoru o masie 1500 kg, a gęstość grawimetryczna wyniesie minimum 5,3%. Konstrukcja powinna pozwolić na zmniejszenie masy zbiornika o 10% w porównaniu z typem IV, a koszt gromadzenia 1 kg wodoru nie powinien przekroczyć 400 euro (obecnie 600–800 euro).

Prof. dr hab. inż. Jerzy Kaleta, dr inż. Paweł Gąsior, Katedra Mechaniki, Inżynierii Materiałowej i Biomedycznej, Wydział Mechaniczny, Politechnika Wroclawska
e-mail: jerzy.kaleta@pwr.edu.pl, pawel.gasior@pwr.edu.pl

¹ <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2022/09/Hydrogen-Insights-2022-2.pdf>

² E. Rivard, M. Trudeau, K. Zaghbi, *Hydrogen storage for mobility: a review*, Materials Jun. 2019;12(12), <https://doi.org/10.3390/ma12121973>

³ K. Reddi, M. Mintz, A. Elgowainy, E. Sutherland, 2016, *Challenges and opportunities of hydrogen delivery via pipeline, tube-trailer, LIQUID tanker and methanation-natural gas grid. Hydrogen science and engineering: materials, processes, systems and technology.*

⁴ K. Reddi, M. Mintz, A. Elgowainy, E. Sutherland, 2, 2016, *Building a hydrogen infrastructure in the United States. In Compendium of hydrogen energy* (pp. 293–319).

⁵ G. Parks, R. Boyd, J. Cornish, R. Remick, 2014, *Hydrogen station compression, storage, and dispensing technical status and costs: Systems integration* (No. NREL/BK-6A10-58564), Lab. NREL.

⁶ B. H. Jones, M. C. Li, 2003, November, *Liner-less tanks for space application-design and manufacturing considerations*, In 5th Conference on Aerospace Materials, Processes, and Environmental Technology.

⁷ K. Mallick, J. Cronin, S. Arzberger, M. Tupper, L. Grimes-Ledesma, J. Lewis, J. Welsh, 2004, *Ultralight linerless composite tanks for in-space applications*, In Space 2004 Conference and Exhibit.

⁸ R. K. Ahluwalia, T. Q. Hua, J. K. Peng, S. Lasher, K. McKenney, J. Sinha, M. Gardiner, 2010, *Technical assessment of cryo-compressed hydrogen storage tank systems for automotive applications. International journal of hydrogen energy.*

⁹ M. F. Ren, X. W. Zhang, C. Huang, B. Wang, T. Li, 2019, *An integrated macro/micro-scale approach for in situ evaluation of matrix cracking in the polymer matrix of cryogenic composite tanks*. Composite Structures.

¹⁰ J. Sjöberg, J. Smith, O. Haglund Nilsson, P. Emanuelsson, S. Otlu, 2021, *Liquid Hydrogen Tanks for Low-Emission Aircraft* (Ph.D. thesis), Chalmers University of Technology, 2021.

¹¹ R. Vaidyanathan, 2015, *Manufacturing and testing of lightweight, liner-less all-composite tanks for storage and transportation of CNG.*

¹² A. Air, M. Shamsuddoha, B. G. Prusty, 2023, *A review of Type V composite pressure vessels and automated fibre placement based manufacturing. Composites Part B: Engineering.*

¹³ B. H. Jones, M. C. Li, 2003, November, *Liner-less tanks for space application-design and manufacturing considerations*, In 5th Conference on Aerospace Materials, Processes, and Environmental Technology.

¹⁴ M. Azeem, H. H. Ya, M. A. Alam, M. Kumar, P. Stabla, M. Smolnicki, M. Mustapha, 2022, *Application of filament winding technology in composite pressure vessels and challenges: a review. Journal of Energy Storage.*

¹⁵ I. A. Hassan, H. S. Ramadan, M. A. Saleh, D. Hissel, 2021, *Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives. Renewable and Sustainable Energy Reviews.*

¹⁶ K. Mallick, J. Cronin, S. Arzberger, M. Tupper, L. Grimes-Ledesma, J. Lewis, J. Welsh, 2004, *Ultralight linerless composite tanks for in-space applications*, In Space 2004 Conference and Exhibit.

¹⁷ <https://www.compositesworld.com/articles/next-generation-pressure-vessels>, updated 3/31/2020|Published 7/2/2012. The first commercial Type V composite pressure vessel

¹⁸ <https://road-trhyp.eu/>

Filary finansowania rozwoju gospodarki wodorowej w Unii Europejskiej

Robert Mikulski

Europejski Bank Wodorowy i unijne środki na rzecz rozwoju projektów wodorowych

Obecnie sytuacja energetyczna wymaga od nas podjęcia wysiłków w kierunku zrównoważonej produkcji i wykorzystania energii. W tym kontekście coraz większą uwagę przyciąga wodór jako czyste źródło energii, a Unia Europejska już uznaje go za ważny element strategiczny w dążeniu do neutralności klimatycznej. Kluczową rolę w zapewnieniu przejrzystości i wsparcia dla tego sektora ma zapewnić utworzony na mocy komunikatu KE z 16 marca 2023 roku Europejski Bank Wodorowy.

Głównym celem Unii Europejskiej jest osiągnięcie stałej produkcji 10 mln ton odnawialnego wodoru rocznie, co wymaga znacznych nakładów finansowych, szacowanych na 350–500 mld euro. W tym zakresie planuje się inwestycje między innymi w budowę mocy odnawialnych, elektrolizerów, dedykowanych gazociągów i infrastruktury magazynowej. Duża część tych wydatków ma pochodzić od prywatnych inwestorów, co zapewni zrównoważony rozwój sektora.

Finansowanie projektów wodorowych będzie wspierane przez różne programy unijne, takie jak Horyzont 2000, Wspólne Przedsięwzięcie na rzecz Czystego Wodoru, Fundusz Innowacyjny, mechanizm IPCEI oraz krajowe plany odbudowy. To istotny krok naprzód w rozwijaniu tej obiecującej branży.

Wstępnie zaproponowana dopłata wspierająca za kilogram wodoru wynosi około 4 euro i przewiduje się, że będzie maleć w miarę postępującej optymalizacji procesów produkcyjnych, co zwiększy konkurencyjność tego źródła energii.

Filary finansowania rozwoju gospodarki wodorowej w Unii Europejskiej

Aukcje na wsparcie produkcji odnawialnego wodoru

Jesienią 2023 roku zostaną wprowadzone aukcje finansowane z Funduszu Innowacyjnego, mające na celu wsparcie produkcji odnawialnego wodoru. W trakcie aukcji będą przyznawane dopłaty do każdego kilograma wyprodukowanego wodoru w okresie dziesięciu lat. Pierwsza transza budżetowa na te cele to około 800 mln euro. Aukcje przeprowadzi Europejska Komisja Wykonawcza ds. Klimatu, Środowiska i Infrastruktury. Istnieje także propozycja dodatkowego systemu wsparcia, nazwanego *auction-as-a-service*, który państwom członkowskim umożliwi dodatkowe finansowanie dla tych krajowych przedsiębiorców, którzy

nie zdobyli wsparcia podczas głównych aukcji. Pomoc udzielana w ramach tego systemu będzie miała charakter notyfikacji pomocy publicznej.

Wsparcie dla importu odnawialnego wodoru

Chociaż mechanizm wsparcia dla importu odnawialnego wodoru wciąż jest w fazie projektowania, jego główna idea będzie opierać się na modelu aukcji. Nacisk kładziony będzie przede wszystkim na rozwój infrastruktury portowej, co ma na celu usprawnienie procesu importowania wodoru drogą morską.

Koordinacja rynku poprzez bazę danych

Aby umożliwić efektywną koordynację działań na rynku wodorowym, zostanie utworzona baza danych zarządzana przez bank. Zawierać ona będzie informacje na temat aktualnego stanu gospodarki wodorowej w UE, w tym listy intencyjne, benchmarki cenowe oraz zawierane branżowe porozumienia.

Zarządzanie istniejącymi źródłami finansowania

Bank będzie również odgrywał kluczową rolę w koordynacji istniejących źródeł finansowania, jednocześnie ułatwiając wymianę międzynarodowej i międzysektorowej wiedzy w zakresie innowacyjnych rozwiązań wodorowych. Będzie to również platforma do dzielenia się informacjami o efektach osiągniętych przez poszczególne państwa i o skuteczności różnych modeli finansowania.

Krajowe wsparcie na rzecz rozwoju technologii wodorowych

Finansowanie w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO)

W polskim systemie wsparcia technologii wodorowych przewidywane są działania w ramach Krajowego Planu Odbudowy. Obecnie procedowany jest projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie udzielania pomocy publicznej na rozwój technologii wodorowych oraz infrastruktury współtowarzyszącej w ramach KPO i zwiększania odporności (934). Projekt ten znajduje się na etapie opiniowania.

Warunkiem uruchomienia programu będzie jednak odblokowanie przez Komisję Europejską środków dla KPO. Zgodnie z projektem, kwalifikowalność wydatków obejmuje okres od dnia następującego po dniu złożenia wniosku, do 30 czerwca 2026 roku.

Czas na realizację projektów będzie zatem stosunkowo krótki. Wniosek trzeba będzie złożyć przed rozpoczęciem realizacji projektu inwestycyjnego. Zgłaszający projekty powinni być przygotowani na szersze rozumienie terminu „rozpoczęcie realizacji”, co może być problematyczne. Warto pamiętać, że im więcej uzyskanych pozwoleń (decyzji administracyjnych), tym większa szansa na pozytywne rozpatrzenie wniosku.

Głównym celem Unii Europejskiej jest osiągnięcie stałej produkcji 10 mln ton odnawialnego wodoru rocznie, co wymaga znacznych nakładów finansowych, szacowanych na 350–500 mld euro. W tym zakresie planuje się inwestycje między innymi w budowę mocy odnawialnych, elektrolizerów, dedykowanych gazociągów i infrastruktury magazynowej. Duża część tych wydatków ma pochodzić od prywatnych inwestorów, co zapewni zrównoważony rozwój sektora.

Wsparcie dla projektów z zakresu technologii wodorowych

W Rządowym Centrum Legislacyjnym procedowany jest projekt nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw (UD382). Zakłada on wprowadzenie mechanizmów wsparcia dla prowadzenia działalności badawczo-rozwojowej w zakresie technologii wodorowych. Projekt zakłada również wpisanie do ustawy o Narodowym Centrum Badań i Rozwoju organu odpowiedzialnego za przydzielanie środków na prowadzenie działalności badawczo-rozwojowej w zakresie wodoru.

Dofinansowanie będzie poprzedzone merytoryczną oceną złożonych wniosków o dofinansowanie oraz analizą korzyści dla systemu energetycznego, wynikających z udzielenia grantu na dany projekt. Na szczególne rozwiązania dotyczące procedur konkursowych, wysokości wsparcia i wymaganych przesłanek projektu będziemy musieli poczekać do czasu przedstawienia projektów aktów wykonawczych do nowelizacji.

Wsparcie z Funduszu Modernizacyjnego

Program Funduszu Modernizacyjnego pozwala na realizację projektów kogeneracyjnych opartych na wodorze. Oferowane konkursy kierowane są do przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii lub ciepła. Dofinansowanie w tym zakresie może wynieść do 60% kosztów kwalifikowanych. Operatorem krajowym Funduszu Modernizacyjnego jest NFOŚiGW.

Wsparcie z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW)

Program „Wsparcie infrastruktury do ładowania pojazdów elektrycznych i infrastruktury do tankowania wodoru” przewiduje możliwość uzyskania dofinansowania na budowę lub przebudowę ogólnodostępnych stacji wodoru.

Pierwszy konkurs w ramach tego programu zakończył się w styczniu. Jednak osoby zainteresowane dofinansowaniem powinny śledzić działania NFOŚiGW, ponieważ w najbliższym czasie

planowane są kolejne nabory, co otwiera nowe perspektywy dla inwestycji w zieloną mobilność.

Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FEnIKS)

Program ten stanowi kontynuację inicjatyw z lat 2007–2013 oraz 2014–2020. Jego nadrzędnym celem jest tworzenie solidnych podstaw dla dalszego rozwoju kraju głównie poprzez budowę zaawansowanej infrastruktury technicznej i społecznej, której podstawą są założenia zrównoważonego rozwoju.

Jednym z kluczowych elementów tego programu jest wsparcie dla technologii wodorowej, które realizowane będzie w ramach podprogramu FENX.02.02 „Rozwój OZE”. Za pośrednictwem tej inicjatywy planowane jest finansowanie projektów skupiających się na tworzeniu i rozbudowie instalacji do wytwarzania wodoru z odnawialnych źródeł energii. Projekt ten obejmuje także budowę magazynów wodoru, które będą służyć potrzebom poszczególnych źródeł OZE, oraz rozbudowę połączeń sieciowych, w tym specjalistycznych sieci przeznaczonych do transportu wodoru. Chociaż szersze wdrożenie programu planowane jest na 2024 rok, już dziś budzi on duże zainteresowanie wśród inwestorów i ekspertów branży.

* * *

Z przedstawionych założeń wynika, że w nadchodzących latach, a nawet miesiącach, będziemy świadkami wielu możliwości zdobycia dofinansowania w obszarze technologii wodorowych. Kluczową rolę w tym systemie odgrywają powiązania między organizacjami unijnymi a krajowymi, których efektywne wdrożenie może przynieść znaczące korzyści z wykorzystania technologii wodorowej.

Finansowanie projektów wodorowych będzie wspierane przez różne programy unijne, takie jak Horyzont 2000, Wspólne Przedsięwzięcie na rzecz Czystego Wodoru, Fundusz Innowacyjny, mechanizm IPCEI oraz krajowe plany odbudowy.

Obecnie wydaje się, że głównym wyzwaniem jest kontynuowane zamrożenie funduszy z KPO przez Unię Europejską, które bez wątpienia będą kluczowym źródłem wsparcia dla technologii wodorowych w naszym kraju. Niemniej jednak prognozowanie, kiedy dokładnie te środki zostaną udostępnione jest wyjątkowo trudne ze względu na brak jasności sytuacji. Należy jednak uważnie obserwować postępy projektów prowadzonych przez RCL oraz aktualności dotyczące naboru nowych wniosków w ramach już działających programów.

Robert Mikulski, radca prawny, partner zarządzający w BRILLAW Kancelaria Radców Prawnych Mikulski & Partnerzy, członek zarządu Stowarzyszenia Polski Wodór, wiceprzewodniczący rady nadzorczej Warszawskiej Izby Gospodarczej

Rozpoczęliśmy rewolucję w sektorze energetycznym i jesteśmy zdeterminowani, aby podążać tą drogą

Rozmowa z **Constantinem Borosanem**, sekretarzem stanu w Ministerstwie Energii Republiki Mołdawii, odpowiedzialnym za sektor gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła i kogeneracji oraz paliw



W lutym 2022 roku, kiedy Rosja zaatakowała Ukrainę, Mołdawia była w 100 proc. zależna od rosyjskiego gazu. W jakim miejscu drogi do niezależności i wolności energetycznej jest dziś? I jaką cenę za to płaci?

Mołdawia jest obecnie w znacznie lepszej sytuacji niż rok temu. Niedawno przyjęliśmy plan zimowy, uwzględniający kilka scenariuszy dostaw gazu i energii elektrycznej w okresie największego zapotrzebowania. Nauczyliśmy się kupować gaz z rynków zagranicznych i europejskich oraz tworzyć zapasy gazu. Po raz pierwszy w naszej historii przed nadchodzącą zimą zrobiliśmy zapasy surowca w sąsiednich krajach – Rumunii i Ukrainie. Dziś jesteśmy mniej podatni na szantaż i mniej szantażowani w kwestii gazu. Ostatniej zimy Mołdawia – prawy brzeg Dniestru [terytorium kontrolowane przez władze w Kiszyniowie, bez Naddniestrza – red.] – pokazała, że może zmniejszyć zależność od Gazpromu ze 100 do 0%.

Podobnie jest z energią elektryczną, kiedy MGRES – elektrownia znajdująca się w regionie naddniestrzańskim – wstrzymała dostawy, udało nam się pokryć nasze zużycie energii elektrycznej z Rumunii. Było to możliwe dzięki istniejącym połączeniom międzysystemowym i synchronizacji z ENTSO-E w marcu 2022 roku.

Od grudnia ubiegłego roku lewy brzeg Dniestru [obszar separatystycznego Naddniestrza – red.] zużywa cały gaz dostarczany przez Gazprom do Moldovagazu (spółki kontrolowanej przez Gazprom, w której państwo mołdawskie jest mniejszościowym udziałowcem). Zaakceptowaliśmy tę umowę, ponieważ na lewym brzegu Dniestru znajduje się elektrownia z Dniestrowska (MGRES), która zapewnia nam większość potrzebnej energii elektrycznej po niższych cenach niż mamy w regionie. Prawdą jest, że Naddniestrzanie nie płacą za

gaz dostarczany przez Gazprom, a dochód z energii elektrycznej wytwarzanej przez MGRES zasila budżet separatystycznego regionu, ale dla nas ta umowa jest najlepszym kompromisem, jaki można obecnie uzyskać – mamy energię elektryczną po stosunkowo niskich cenach.

W listopadzie ubiegłego roku kupowaliśmy energię elektryczną wyłącznie od Rumunii, więc technicznie możemy obejść się bez regionu Naddniestrza, tylko po innych cenach, znacznie wyższych, na które Mołdawian nie stać.

Jak wspominałem, Mołdawia (prawy brzeg Dniestru) dobrze poradziła sobie ostatniej zimy pod względem zakupów gazu, co zauważyło wielu zagranicznych ekspertów i partnerów. Od maja kupujemy gaz na następną zimą. W czerwcu taryfy zostały obniżone, a ceny na rynku dają nam pewność, że regulator będzie w stanie ponownie obniżyć taryfy w następnym okresie.

Podsumowując, rozpoczęliśmy rewolucję w sektorze energetycznym i jesteśmy zdeterminowani, aby podążać tą drogą, zliberalizować rynek i zintegrować go z rynkami UE.

Renomowane organizacje międzynarodowe, takie jak Wspólnota Energetyczna [Energy Community to międzynarodowa organizacja zrzeszająca Unię Europejską i jej sąsiadów w celu stworzenia zintegrowanego paneuropejskiego rynku energii – red.] i agencja ratingowa Moody's, uznają znaczący postęp Mołdawii w kierunku wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i wdrożenia *acquis* energetycznego [przyjmując Traktat o Wspólnocie Energetycznej, umawiające się strony zobowiązały się prawnie do przyjęcia podstawowego prawodawstwa UE w zakresie energii, tzw. *acquis communautaire* – red.].

Jak w tak krótkim czasie i pod tak ogromną presją udało się doprowadzić do sytuacji, w której rok od wybuchu wojny w Ukrainie premier Mołdawii mógł ogłosić: „nie używamy już gazu z Rosji”? Z iloma dostawcami gazu dziś współpracujecie? Jakie kierunki dywersyfikacji są dla Mołdawii strategiczne?

Przed kryzysem w Mołdawii mówiło się tylko teoretycznie o dywersyfikacji źródeł i szlaków dostaw. W październiku 2021 roku, a zwłaszcza w ubiegłym roku, proeuropejski rząd przygotował się na najgorsze scenariusze i odrzucił szantaż Rosjan. W ten sposób dokapitalizowaliśmy państwowe przedsiębiorstwo dostarczające gaz i energię elektryczną Energocom, zagraniczni partnerzy pomogli nam funduszami, dostępem do uznanych ekspertów i *know how*, a co najważniejsze – wsparciem politycznym. Efekt był taki, że w kilka miesięcy udało nam się uruchomić zakupy surowca, co było niewyobrażalne jeszcze do października 2021 roku [w październiku 2021 roku rosyjski Gazprom obniżył ciśnienie w gazociągach mołdawskich, oczekując natychmiastowej zapłaty należności za gaz. Kiszyniów uznał to działanie za formę szantażu. Wsparcie finansowe Komisji Europejskiej, EBOiR, a także dostawy interwencyjne z Polski pomogły wówczas Mołdawanom przetrwać kryzys i zmniejszyć zależność od rosyjskiego gazu – red.].

Dziś Energocom kupuje gaz od siedmiu firm (OMV Petrom, Trafigura Trading Europe, Axpo Bulgaria, DEPA Commercial, MET International, PGNiG Supply & Trading, DXT Commodities) i podpisał umowy EFET z piętnastoma podmiotami. O ile rok temu niewiele podmiotów wiedziało o Energocom i Mołdawii, teraz jest inaczej. Podczas ubiegłorocznej zimy Energocom po raz pierwszy wykorzystał gazociąg Jassy (Rumunia) – Ugheni – Kiszyniów, a także interkonektor między Bułgarią a Grecją, również szlak transbałkański w odwrotnym kierunku. Ten sukces dotyczy nie tylko Mołdawii, ale także regionalnego rynku. Po raz pierwszy w naszej historii korzystamy z podziemnych magazynów gazu w Rumunii i Ukrainie. Jesteśmy zarejestrowani na międzynarodowych platformach, co pozwala nam rezerwować zdolności przesyłowe i magazynowe, a także kupować i handlować gazem i energią elektryczną.

Dlatego nie jesteśmy już zależni od jednej firmy – Gazpromu – i od jednego kraju. Pomaga nam to stać się krajem bardziej niezależnym energetycznie.

Wiemy, że sytuacja geopolityczna Mołdawii nie jest najprostsza, nadal separatystyczne Naddniestrze to obszar pod wpływami rosyjskimi, a gaz dostarcza tam Gazprom. Jako kraj pokazaliście dużą determinację i skuteczność w pozbyciu się Gazpromu z terytorium będącego pod wpływem rządu w Kiszyniowie. Czy starczy wam tej determinacji jeszcze na to wyzwanie? Czy – pana zdaniem – scenariusz pełnej niezależności jest możliwy do realizacji? Jeśli tak, to na jakich warunkach?

Naddniestrze jest częścią Republiki Mołdawii, większość jego mieszkańców ma obywatelstwo Republiki Mołdawii. Oczywiście, bierzemy pod uwagę scenariusz całkowitej niezależności energetycznej Republiki Mołdawii, która może nastąpić wraz z decyzją Rosji o niedostarczaniu darmowego gazu do regionu Naddniestrza. Będziemy wówczas domagać się, aby mieszkańcy Naddniestrza płacili za energię, tak jak ludność i firmy na prawym brzegu, bez wyjątków.

W ubiegłym roku do Mołdawii trafiło 300 mln euro pożyczki z EBOiR na wypadek zakłóceń w dostawach – na zakup paliwa gazowego w europejskich hubach i utworzenie strategicznych rezerw gazu do magazynowania w Rumunii lub Ukrainie, aby uniknąć sezonowych skoków cen i poprawić bezpieczeństwo energetyczne. Dodatkowo, Rada UE podjęła decyzję o tym, aby niemal dwukrotnie zwiększyć uzgodnioną przed rokiem kwotę pomocy makrofinansowej dla Mołdawii, do 295 mln euro. Jakie najważniejsze zmiany następują, i nastąpią, w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Mołdawii oraz jej przygotowania do członkostwa w UE dzięki tym środkom?

Ta pożyczka na trzy lata bardzo nam pomogła. Ma ona charakter odnawialny. Energocom już ją zwrócił przed terminem, a my ponownie wykorzystamy te pieniądze na magazynowanie gazu na przyszłą zimą, kiedy ceny będą przystępne.

Jeśli chodzi o bezpieczeństwo energetyczne, zwiększymy do 15% ilość zapasów potrzebnych na okres jesienno-zimowy – zgodnie z rozporządzeniem UE w sprawie zapasów gazu, będziemy również kontynuować wzmocnianie Energocomu.

Po uzyskaniu przez Mołdawię statusu kraju kandydującego do UE, podjęto dodatkowe wysiłki w celu zbliżenia Mołdawii do Unii Europejskiej. Nowa ustawa o efektywności energetycznej ustanowiła Fundusz Efektywności Energetycznej, przeznaczony dla sektora mieszkaniowego, który jest największym sektorem zużywającym energię w Mołdawii, ale na szczęście z największym potencjałem oszczędności energii. Wkrótce ma zostać zatwierdzona nowa ustawa o energii odnawialnej, która umożliwi inwestycje w farmy wiatrowe i słoneczne na dużą skalę. Udany *unbundling* w sektorze energii elektrycznej i wkrótce finalizacja rozdziału w sektorze gazowym stanowią dowód naszej determinacji i zaangażowania, aby stać się częścią europejskich wartości i standardów.

Bezpieczeństwo energetyczne i efektywność energetyczna są priorytetami rządu i stanowią część Narodowego Planu Działania „Budowa europejskiej Mołdawii”.

Otwarta pozostaje kwestia pozwania Gazpromu za niewypełnienie zobowiązań wynikających z umowy na dostawy gazu. Czy Mołdawia pozwie Gazprom? Jeśli tak – na ile szacują państwo swoje straty? Byłby to kolejny pozew wymierzony w rosyjski koncern. Polska przeszła ten bój zwycięsko, a trwał on około pięciu lat i dotyczył formuły cenowej.

Po pierwsze, od maja 2022 roku umowa na dostawy gazu może zostać rozwiązana przez obie strony. Podjęliśmy się przeprowadzenia międzynarodowego audytu historycznych długów spółki Moldovagaz, który zakończyliśmy latem tego roku. Wstępne dane są interesujące. Wnioski przedstawimy najpierw Gazpromowi, a następnie upublicznimy je mołdawskiemu społeczeństwu i obywatelom Mołdawii, którzy terminowo i w pełnej wysokości płacili rachunki za gaz, nawet wtedy, gdy Gazprom znacznie podniósł ceny. Dzisiaj wstępnie możemy powiedzieć, że część długów wynika z błędnego zarządzania, które zostało zapewnione i przejęte przez Gazprom.

Jeśli sięgniemy do historii, okaże się, że pierwszą w historii dostawę nierosyjskiego gazu do Mołdawii zrealizowała Grupa Kapitałowa PGNiG (dzisiaj Grupa Orlen) we współpracy z amerykańsko-ukraińskim ERU. Było to w październiku 2021 roku, kiedy Gazprom niespodziewanie ograniczył dostawy

błękitnego paliwa do Mołdawii. Jak widzi pan możliwości współpracy z Polską, polskimi firmami w obszarze energetyki?

PGNiG Supply & Trading nadal dostarcza nam gaz. Doceniamy gest Polski i polskich firm, które pomagają nam w trudnych czasach. Polskie firmy mogą uczestniczyć w kolejnych zakupach gazu lub innych przetargach publicznych w sektorze energetycznym.

Możemy się od was wiele nauczyć. Na przykład doświadczenie Polski może nam pomóc w dziedzinie efektywności energetycznej lub integracji rozwiązań energii odnawialnej w elektrociepłowniach. Co więcej, dzisiaj możemy uczyć się bezpośrednio z waszego doświadczenia, współpracując z doradcami w ramach projektu pomocy technicznej Misji Doradców Wysokiego Szczebla Unii Europejskiej dla Mołdawii (*EU High Level Advisors Mission to Moldova*), „mając na pokładzie” Macieja Woźniaka, eksperta ds. gazu z Polski, byłego wiceprezesa PGNiG. Biorąc pod uwagę wiele zmian, które czekają nasz kraj – widzimy duży potencjał i możliwości współpracy z polskimi firmami.

Mołdawia w Unii Europejskiej staje się realnym scenariuszem od czasu, kiedy w czerwcu ubiegłego roku otrzymała status państwa kandydującego, także dzięki zaangażowaniu Polski. Warto podkreślić, że położenie Mołdawii jest bardzo obiecujące energetycznie w perspektywie przystąpienia do UE. Mają państwo szansę stać się łącznikiem Europy Środkowej i Północnej z jej południem także poprzez wykorzystanie magazynów gazu w Ukrainie. Jakie kraje byłyby największymi beneficjentami włączenia Mołdawii do Unii Europejskiej? Jak pan widzi rolę Mołdawii na energetycznej mapie Europy?

To bardzo dobre pytanie. Wojna w Ukrainie i wszystko, co po niej nastąpiło sprawiło, że Mołdawia po raz pierwszy w swojej hi-

storii znalazła się w agendzie europejskiej nie jako problem, ale jako część rozwiązania. Poprzez swoje położenie i istniejącą infrastrukturę przesyłową stajemy się jednym z ważnych „dostawców” bezpieczeństwa na energetycznej mapie Europy, szczególnie w naszym regionie. Ukraina ma największą w Europie pojemność magazynową gazu, a my oczywiście chcemy służyć jako korytarz łączący obszar śródziemnomorski z Europą Południowo-Wschodnią oraz Środkową i Północną.

Na początku wojny musieliśmy zmierzyć się z kryzysem uchodźczym, przygotowaliśmy się na taki scenariusz, ale inne obszary funkcjonowania państwa wymagały odważnych decyzji. Do nich należały sprawy związane z kryzysem energetycznym. Uważnie analizujemy wszystkie pojawiające się szanse, a mołdawskie firmy są tego świadome.

Interweniowaliśmy kilka razy i będziemy nadal zmieniać ramy regulacyjne, aby umożliwić nowe połączenia handlowe i jeszcze bardziej wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne.

Kryzys pokazał nam, że miejsce Mołdawii jest w Europie i jesteśmy bardziej niż kiedykolwiek zdeterminowani, by nadal podążać tą drogą.

Bardzo dziękuję za rozmowę. Z wielkim zainteresowaniem śledzimy państwa działania i decyzje. Życzymy, aby ten pierwszy milowy krok Mołdawii do niezależności energetycznej stał się trampoliną do pełnego członkostwa w UE i wzmocnienia Europejskiej Wspólnoty Energetycznej.

Rozmawiała **Agata Samcik**,
doradca ds. komunikacji, Invent Consulting,
Subiektywnie o Finansach

Co nowego w standaryzacji IGG?

W okresie wakacyjnym – może trochę wolniej niż zazwyczaj – nadal trwały prace nad dokumentami standaryzacyjnymi. W lipcu Zarząd IGG ustanowił 5 standardów, w tym jeden nowy – **ST-IGG-0204 Przeliczniki i rejestratory**. Udział w jego opracowaniu wzięli przedstawiciele wszystkich krajowych firm produkujących przeliczniki oraz przedstawiciele użytkowników. Pozostałe cztery ustanowione DS to standardy znowelizowane: **ST-IGG-0501 do 0503**, dotyczące stacji gazowych oraz zespołów gazowych na przyłącach, oraz **ST-IGG-0205**, dotyczący chromatografów procesowych. Wszystkie powinny być dostępne w sprzedaży w październiku br.

Zostały już zakończone prace nad nowelizacją kolejnego standardu, dotyczącego chromatografów, tym razem laboratoryjnych, **ST-IGG-0206**. KST rozpatrzy wniosek o jego zatwierdzenie 27 września, podobnie jak wniosek o zatwierdzenie znowelizowanego **ST-IGG-0201 Protokół komunikacyjny SMART-GAZ**.

W maju prace rozpoczęły cztery nowe zespoły, trzy przygotowały już propozycje zakresu prac, które będą przedstawione do zatwierdzenia przez KST: ZR 47, który pracuje nad jakością bioCNG i bioLNG, ZR 48, opracowujący DS dotyczący lokal-

nych sieci biogazu, oraz ZR 49, zajmujący się łączeniem rur gazowych za pomocą metod alternatywnych. Przewiduje się, że prace nad tymi standardami zostaną zakończone na przełomie lat 2024/2025.

Na ukończeniu jest też **WT-IGG-4501 2023 Infrastruktura do transportu paliw gazowych z domieszką H₂ – wytyczne do projektowania, budowy i przebudowy**. W pierwszej połowie października odbędzie się konferencja uzgodnieniowa dla tego standardu, która już dzisiaj wzbudza duże zainteresowanie.

25 i 26 w Tamowie odbędą się warsztaty techniczne IGG: „Emisje metanu z sieci gazowej – nowe wyzwania”, poświęcone aktualnej tematyce; tzw. rozporządzenie metanowe zostało zatwierdzone przez Parlament Europejski w maju br., a we wrześniu ukazał się DS **WT-IGG-4101 Metody określania wielkości emisji metanu z sieci gazowej**. Podczas warsztatów oprócz GAZ-SYSTEM, PSG i ORLEN swoje prezentacje przedstawią także INiG, GIG i Politechnika Gdańska. W części technicznej przewidywane jest zwiedzanie stanowiska GAZ-SYSTEM do badania urządzeń do wykrywania i pomiaru wielkości emisji w Łukanowicach.

Eliza Dyakowska

Konsekwencje kryzysu gazowego dla europejskich rynków gazu

Marcin Sienkiewicz

Gaz ziemny w Unii Europejskiej stał się powszechnie wykorzystywanym surowcem między innymi w branży chemicznej, ciepłownictwie czy elektroenergetyce. Dostępności paliwa gazowego sprzyjało wdrożenie w Unii Europejskiej zliberalizowanego modelu rynku, który oparty był (i nadal jest) na zasadach konkurencji i wolnego handlu gazem. Natomiast w kontekście realizacji celów polityki klimatycznej gaz ziemny zaczął być postrzegany jako paliwo pomostowe w procesie transformacji energetycznej. Pomyślny rozwój europejskich rynków gazu ziemnego został jednak w latach 2021–2022 zahamowany wywołanym przez Federację Rosyjską kryzysem gazowym. Jego przyczyny, przebieg oraz zastosowane przez Rosję narzędzia zostały już opisane w literaturze¹. Warto natomiast zastanowić się nad konsekwencjami wydarzeń we wskazanym okresie, które wpłynęły na funkcjonowanie europejskich rynków gazu i na ich dalsze perspektywy. Prezentowany artykuł jest więc próbą zwięzłego uchwycenia najważniejszych konsekwencji – zdaniem autora – jakie przyniósł kryzys gazowy.

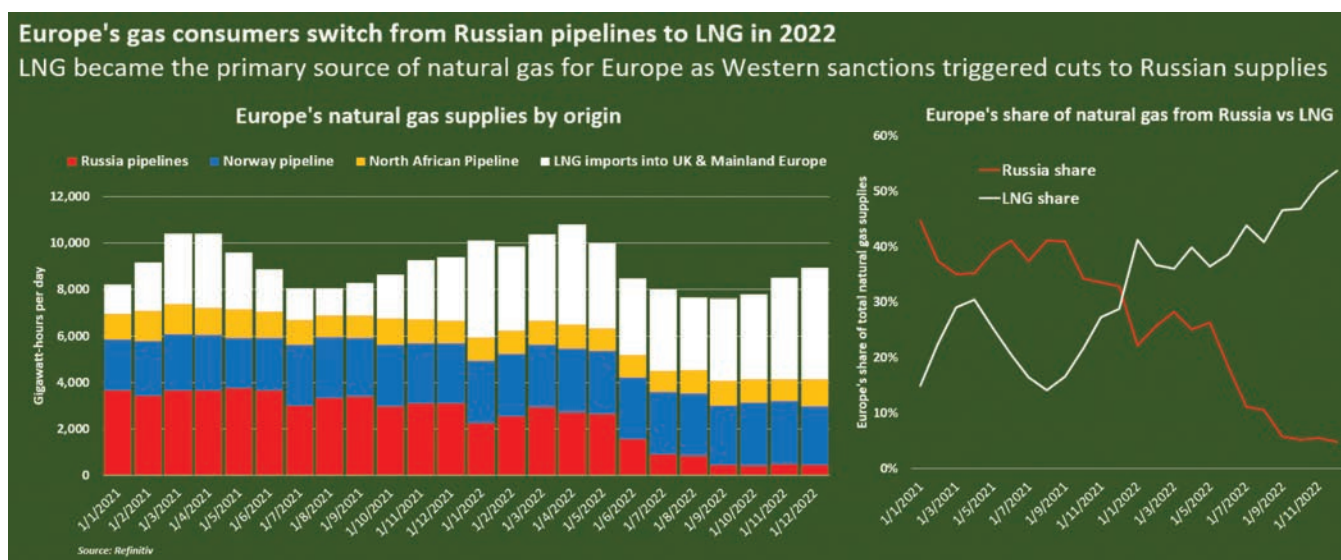
Marginalizacja wschodniego kierunku dostaw gazu do Unii Europejskiej

Ograniczenie podaży gazu, zastosowane przez Federację Rosyjską, uwypukliło słabości budowanego przez kilkadziesiąt lat systemu dostaw na europejskie rynki. W 2021 roku państwa członkowskie Unii Europejskiej zużyły 412,5 mld m³ gazu, pochodzącego głównie z importu. Na unijne rynki sprowadzono od zewnętrznych dostawców 356 mld m³, co odpowiadało w przybliżeniu 86% skonsumowanego wolumenu gazu ziemnego². Największy udział w ilości importowanego gazu do Unii Europejskiej miała Federacja Rosyjska, która za pośrednictwem Gazpromu dostarczyła w 2021 roku 148 mld m³ gazu. Udział rosyjskiego gazu w strukturze europejskiego importu w latach poprzedzających pełnoskalową agresję Rosji na Ukrainę oscylował na poziomie 40–45% i w przeważającej ilości transportowany był rozbudowywanym jeszcze od czasów Związku Sowieckiego systemem gazociągów. Wzmacnianiu pozycji Rosji służyły takie inwestycje jak gazociągi Nord Stream I i II czy przyzwolenie na przejście przez Gazprom, poprzez jego spółkę zależną Gazprom Germania, wielu kluczowych elementów infrastruktury magazynowej i przesyłowej na terenie Unii Europejskiej³. Osiągnięte przez Rosjan uzależnienie europejskich rynków zostało ostatecznie wykorzystane jako broń w wojnie ekonomicznej z UE. Federacja Rosyjska, ograniczając podaż lub zrywając kontrakty z europejskimi odbiorcami, doprowadziła do gwałtownego wzrostu cen, a także do równie gwałtownego zmniejszenia swojej roli w zaopatrzeniu unijnych rynków gazu. Według danych Komisji Europejskiej, w III kwartale 2022 roku udział rosyjskiego gazu transportowanego rurociągami w imporcie gazu do UE spadł do 11%. W ujęciu rok do roku udział rosyjskiego importu realizowanego transportem przesyłowym spadł o 29%. W październiku i listopadzie 2022 roku gazociągi transportujące rosyjski gaz pokryły mniej niż 10% importu gazu do UE⁴. Ostatecznie w 2022 roku dostawy rurociągowo rosyjskiego gazu do UE spadły o 56% w porównaniu z rokiem poprzednim, mimo braku

sankcji⁵. W przypadku gazu skroplonego, rosyjscy dostawcy Gazprom i Novatek w 2022 roku odnotowali wzrost sprzedaży na rynki UE, osiągając poziom 22 mld m³ (w 2021 roku sprzedaż rosyjskiego LNG osiągnęła 16 mld m³)⁶. Ograniczenie dostaw na rynek europejski (najważniejszy dla Rosji rynek zbytu) zmusiło Rosjan do znaczącego ograniczenia produkcji gazu ziemnego. Według informacji przekazanych przez Gazprom, wydobycie gazu w 2022 roku osiągnęło najniższy poziom od 13 lat i wyniosło jedynie 412,6 mld m³, co oznacza spadek o około 20% w porównaniu z 2021 rokiem, w którym rosyjski koncern wydobyl 514,8 mld m³⁷.

Konsekwencje kryzysu gazowego mają także wymiar polityczny. Zakończenie uzależnienia od dostaw rosyjskiego gazu (i pozostałych surowców energetycznych) stało się bowiem celem politycznym całej UE, wyrażonym w przyjętej w maju 2022 roku strategii REPowerUE. W dokumencie tym wskazano m.in. na „(...) nadmierną zależność UE od importu gazu, ropy i węgla z Rosji” oraz „(...) potrzebę rozwiązania problemu braku niezawodności rosyjskich dostaw energii”⁸. Celem nowej strategii ma być zatem „(...) szybkie zmniejszenie naszej zależności od rosyjskich paliw kopalnych”⁹. Negatywną ocenę Rosji wyrazili także członkowie europejskiej polityki, tacy jak Ursula von der Leyen, przewodnicząca Komisji Europejskiej, która w maju 2021 roku oceniła, że: „Rosja nie jest już partnerem godnym zaufania. Nie możemy dalej być zależni od takiego dostawcy i nie możemy umożliwiać miliardowych zysków krajowi, który napada na swojego sąsiada”¹⁰. Utratę zaufania do dotychczasowego wschodniego partnera wyraził także Olaf Scholz, kanclerz Niemiec: „Rosja nie jest już wiarygodnym dostawcą energii (...)”¹¹. Powyższe zacytowane deklaracje mogą świadczyć o zerwaniu z obowiązującym do 24 lutego 2022 roku modelem relacji politycznych i handlowych UE, a szczególnie niektórych jej państw członkowskich, z Federacją Rosyjską. Czas pokaże, czy za twardymi deklaracjami stać będzie niewzruszona wola polityczna trwałego usunięcia rosyjskiego zagrożenia¹².

Rysunek 1. Dynamika zmian w strukturze dostaw importowanego gazu do Europy w okresie styczeń–listopad 2022 roku



Źródło: G. Magrie, *U.S. LNG exports both a lifeline and a drain for Europe in 2023*, 21.12.2023, <https://www.reuters.com/business/energy/us-lng-exports-both-lifeline-drain-europe-2023-maguire-2022-12-20/>

Wzrost znaczenia dostaw LNG

Brakujące wolumeny transportowanego rurociągami z kierunku wschodniego rosyjskiego gazu w dużej mierze zostały zastąpione gazem skroplonym kupowanym na globalnym rynku. Wysokie ceny kontraktów spotowych, odnotowywane w europejskich hubach gazowych, sprzyjały przekierowaniu przez globalnych producentów LNG większych strumieni swojego towaru do zaspokojenia popytu generowanego przez odbiorców z Unii Europejskiej¹³. W konsekwencji import gazu skroplonego do Europy w 2022 roku wzrósł o około 70 mld m³ (50,4 MPT) w porównaniu z rokiem poprzednim¹⁴. Głównymi wygranymi kryzysu gazowego w Europie stali się natomiast amerykańscy producenci LNG. Niedobory podaży po rosyjskim gazie zaczęły bowiem w największym stopniu wypełniać gaz ziemny pochodzący ze Stanów Zjednoczonych. Udział amerykańskiego skroplonego gazu w całkowitym imporcie LNG do Europy w 2022 roku wyniósł 44%¹⁵. Według danych, opublikowanych w grudniu 2022 roku przez Reuters, w okresie styczeń–listopad 2022 roku amerykański eksport LNG do Europy zwiększył się aż o 137% w porównaniu z tym samym przedziałem czasowym roku poprzedniego¹⁶.

Natomiast według oficjalnych danych opublikowanych przez amerykańską agencję – U.S. Energy Information Administration (EIA), eksport LNG ze Stanów Zjednoczonych do Europy w 2022 roku wzrósł o 141% w porównaniu z 2021 rokiem¹⁷.

Sprostanie rosnącym potrzebom importowym Europy było możliwe również dzięki zwiększeniu możliwości produkcyjnych branży LNG. W 2022 roku globalne zdolności produkcyjne zwiększyły się o 4,3% w porównaniu z rokiem poprzednim, osiągając około 660 mld m³ gazu (478,4 MTPA). Liderem rozwoju zdolności w tym sektorze okazały się Stany Zjednoczone, które odpowiadały za 75% przyrostu mocy skraplających w 2022 roku¹⁸.

Spadek konsumpcji gazu

Bezpośrednią konsekwencją kryzysu gazowego stało się także zmniejszenie konsumpcji gazu niemal we wszystkich państwach Unii

Europejskiej. Według danych International Energy Agency (IEA), w 2022 roku popyt na gaz ziemny w Unii Europejskiej spadł o 55 mld m³, czyli o 13% rok do roku, co stanowi największy spadek w historii¹⁹. Natomiast według danych opublikowanych przez Eurostat, spadek zużycia gazu w UE w okresie sierpień 2022–marzec 2023 roku wyniósł 17,7% w porównaniu ze średnim zużyciem gazu w tych samych miesiącach (sierpień–marzec) w latach 2017–2022²⁰.

Rysunek 2 przedstawia procentowy spadek zużycia w poszczególnych państwach członkowskich. Na uwagę zasługuje sytuacja rynkowa w czterech państwach położonych nad północno-wschodnim wybrzeżem Morza Bałtyckiego: Finlandii, Estonii, Łotwie i Litwie, w których rynki skurczyły się o kilkadziesiąt procent.

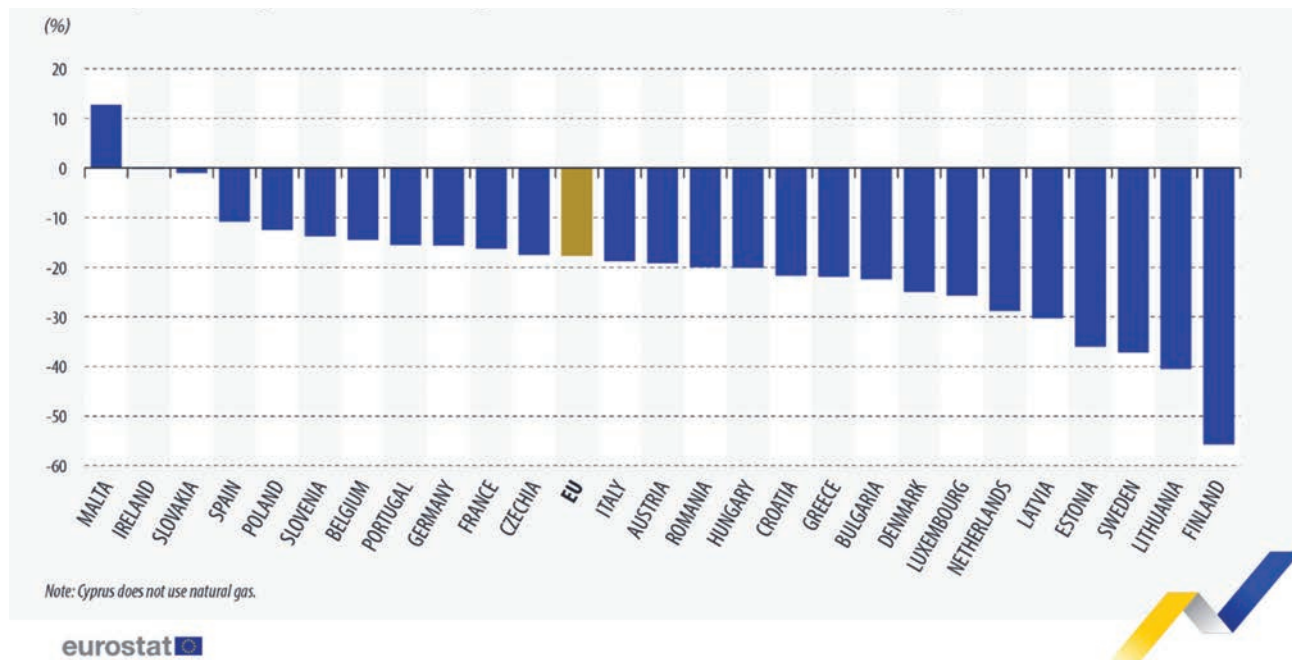
Znacząca redukcja zużycia gazu ziemnego w 2022 roku nastąpiła także na rynku polskim. Według danych Urzędu Regulacji Energetyki, całkowita sprzedaż gazu ziemnego (łącznie wysokometanowego i zaazotowanego Lw) do odbiorców końcowych w Polsce w 2022 roku wyniosła 171 795 031 MWh, co oznacza zmniejszenie konsumpcji krajowej o 16,86% w porównaniu z rokiem poprzednim (206 626 689 MWh sprzedanego gazu w 2021 roku)²¹.

Przyspieszenie dekarbonizacji sektora gazowego

Kryzys gazowy wzmocnił także determinację Unii Europejskiej w realizacji polityki klimatycznej. Według wymienionej powyżej strategii REPowerUE, szybki rozwój odnawialnych źródeł energii ma – równoległe z realizacją celów klimatycznych – przyczynić się do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego. Przejście Unii Europejskiej na „czystą energię” ma bowiem doprowadzić do zdecydowanego zmniejszenia zużycia paliw kopalnych (a dokładnie: zastąpienia paliw kopalnych „czystą energią”), a w konsekwencji do ograniczenia obecnej zależności importowej²².

Wdrażanie coraz ambitniejszej polityki klimatycznej następuje przede wszystkim poprzez przyjmowanie nowych lub nowelizo-

Rysunek 2. Procentowa wielkość spadku konsumpcji gazu ziemnego w poszczególnych państwach członkowskich UE w okresie sierpień 2022–marzec 2023 w porównaniu z latami 2017–2022.



Źródło: Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/DDN-20230419-1>

wanie istniejących aktów prawnych, wymuszających na drodze formalnej odchodzenie od paliw kopalnych. Przykładem takiego prawa jest m.in. tzw. dyrektywa budynkowa. 14 marca 2023 roku Parlament Europejski (PE) przyjął stanowisko w sprawie nowelizacji wspomnianej dyrektywy, przygotowanej przez Komisję Europejską. Projekt tej nowelizacji przewiduje m.in. wprowadzenie zakazu montażu pieców na paliwa kopalne (w tym na gaz) w nowych budynkach i duże ograniczenia w ich montowaniu w istniejących budynkach już od 2030 roku²³.

Również w poszczególnych państwach członkowskich odnotować można określone działania władz państwowych, zmierzające do uruchomienia procesu degazyfikacji swoich krajów. Przykładem takiego państwa jest Holandia, która chce ograniczyć emisję gazów cieplarnianych o 49% do 2030 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku, a o 95% do 2050 roku. Cele te zostały określone w ustawie klimatycznej z 28 maja 2019 roku, a następnie wpisane m.in. do Krajowego Planu Energetycznego i Klimatycznego²⁴. Obecnie holenderski rząd pracuje nad nową ustawą (ang. *Municipal instruments heat transition act*), na mocy której władze samorządowe uzyskają możliwość likwidacji sieci gazowej na podlegającym im terenie, mimo braku akceptacji ze strony mieszkańców. Do wykonania decyzji władz samorządowych zobowiązani będą operatorzy sieci dystrybucyjnych. Ustawa, której wejście w życie przewidziano na czerwiec 2024 roku ma pozwolić na odcięcie od sieci gazowej w pierwszym etapie do 2030 roku 1,5 mln budynków, a następnie doprowadzić do pozbawienia dostępu do gazu ziemnego łącznie 7,5 mln budynków w 2050 roku²⁵.

* * *

Przeprowadzone przez Federację Rosyjską uderzenie w europejskie rynki gazu wywołało duże zmiany w dotychczasowej architekturze dostaw do Unii Europejskiej. Wschodni kierunek

transportu gazu został prawie wygaszony, a rosyjski surowiec na poziomie politycznym został uznany za towar niepożądany na rynkach Unii Europejskiej. Taki obrót spraw prawdopodobnie nie był intencją władz na Kremlu, tym bardziej że powstałą lukę podażową zaczął wypełniać gaz skroplony, dostarczany przeważnie przez amerykańskich producentów. Tym samym światowy sektor LNG (a głównie branża amerykańska) umocnił przewagę konkurencyjną, wykazując w obliczu kryzysu gazowego w Europie swoją elastyczność i zdolność do szybkiej reakcji na zmieniające się potrzeby rynkowe. Można zatem przypuszczać, że filarem bezpieczeństwa europejskich rynków gazu w kolejnych latach będzie infrastruktura LNG i realizowane za jej pomocą dostawy ze światowego rynku gazu skroplonego. W związku z tym mogą ujawniać się potrzeby w zakresie kolejnych inwestycji w terminale odbiorcze LNG oraz w infrastrukturę transportową likwidującą „wąskie gardła” pomiędzy poszczególnymi państwami UE. Pomimo ewidentnej konieczności podjęcia działań wzmacniających bezpieczeństwo dostaw gazu do UE wzrastać będzie presja na dekarbonizację gazownictwa i ograniczanie konsumpcji gazu ziemnego. To może rodzić problemy związane z podziałem środków przeznaczanych na finansowanie przedsięwzięć infrastrukturalnych w gazownictwie, a tym samym skomplikować proces podejmowania decyzji inwestycyjnych. Rozładowaniu rodzących się na tym tle napięć powinno służyć wypracowanie przez europejskich decydentów politycznych i biznesowych racjonalnego konsensusu wprowadzającego równowagę w równoległe osiągniętych celach w zakresie bezpieczeństwa i ochrony klimatu.

Dr Marcin Sienkiewicz, Uniwersytet Wrocławski, Instytut Studiów Międzynarodowych

¹ Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych, *Gaz zakładnikiem geopolityki. Wykorzystanie gazu na cele energetyczne w Unii Europejskiej w aspekcie oddziaływania czynników geopolitycznych*, Wrocław, grudzień 2022, Towarowa Giełda Energii S.A., *Wpływ zmian regulacyjnych na rynek energii w Polsce. Nowy*

model rynku?, Warszawa, 24 kwietnia 2023.

² European Council, *Where does the EU's gas come from?* <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>; Bruegel, *European natural gas imports*, 27.07.2023 r., <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>

³ I. Trusiewicz, *Gazprom Germania znacjonalizowany przez niemiecki rząd*, 22.09.2022, <https://energia.rp.pl/gaz/art37101421-gazprom-germania-znacjonalizowana-przez-niemiecki-rzad>; M. Sienkiewicz, *Niemiecko-rosyjska współpraca w sektorze gazu ziemnego*, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”, 1(165), styczeń 2012, s. 13–17.

⁴ European Commission, *Quarterly report. On European gas market*, Volume 15 (issue 3, covering third quarter of 2022), s. 10.

⁵ A. Łoskot-Strachota, Ośrodek Studiów Wschodnich, *Rynek gazu w UE: rewolucyjne zmiany i widmo nowej zmiany*, 25.05.2023, <https://www.osw.waw.pl/en/publikacje/osw-commentary/2023-05-25/eu-gas-market-revolutionary-changes-and-spectre-another-winter>

⁶ K. Abnett, M. Rashad, G. Baczynska, *Analysis: LNG imports test EU resolve to quit Russian fossil fuel*, „Reuters”, 12.04.2023, <https://www.reuters.com/business/energy/lng-imports-test-eu-resolve-quit-russian-fossil-fuel-2023-04-12/>

⁷ Russian pipeline gas exports to Europe collapse to a post-Soviet low, <https://www.reuters.com/business/energy/russian-pipeline-gas-exports-europe-collapse-post-soviet-low-2022-12-28/>

⁸ Komisja Europejska, Komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Plan REPowerUE, Bruksela, 18.05.2022, s. 1, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

⁹ *Ibidem*.

¹⁰ Ursula von der Leyen: – *Musimy uwolnić się od rosyjskiego gazu*, 06.05.2021, <https://wydarzenia.interia.pl/raport-priorytety-ue-w-dobie-pandemii/news-ursula-von-der-leyen-musimy-uwolnic-sie-od-rosyjskiego-gazu,nld,6006630>

¹¹ Polska Agencja Prasowa, kanclerz Scholz: – *Rosja nie jest już wiarygodnym dostawcą energii*, 04.09.2022, <https://www.pap.pl/aktualnosci/news%2C141-5890%2Ckanclerz-scholz-rosja-nie-jest-juz-wiarygodnym-dostawca-energii.html>

¹² Jeszcze w październiku 2021 roku Frans Timmermans, wiceprzewodniczący Komisji Europejskiej, twierdził, że: – *Rosja wypełnia swoje kontrakty na dostawy gazu i nie ma powodów, aby uważać, że wywiera presję na rynek gazu*

i manipuluje nim, Pytanie poselskie – P-004945/2021 Wypowiedź Fransa Timmermansa, zwalniająca Gazprom z odpowiedzialności za sytuację na rynku gazowym w UE, 29.10.2021, https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/P-9-2021-004945_PL.html

¹³ IEA, *Natural gas markets expected to remain tight into 2023 as Russia further reduces supplies to Europe*, 03.10.2022, <https://www.iea.org/news/natural-gas-markets-expected-to-remain-tight-into-2023-as-russia-further-reduces-supplies-to-europe>

¹⁴ International Gas Union, 2023 *World Gas Report*, s. 9.

¹⁵ International Gas Union (IGU), 2023 *World LNG Report*, s. 9.

¹⁶ G. Maguire'a, *Column: U.S. LNG exports both a lifeline and a drain for Europe in 2023*, 21.12.2022,

<https://www.reuters.com/business/energy/us-lng-exports-both-lifeline-drain-europe-2023-maguire-2022-12-20/>

¹⁷ IEA, *Europe was the main destination for U.S. LNG exports 2022*, 22.03.2023, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=55920>

¹⁸ IGU, 2023 *World ...*, *op. cit.*, s. 6.

¹⁹ IEA, *Europe's energy crisis: What factors drove the record fall in natural gas demand in 2022?*

<https://www.iea.org/commentaries/europe-s-energy-crisis-what-factors-drove-the-record-fall-in-natural-gas-demand-in-2022>

²⁰ <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/DDN-20230419-1>

²¹ URE, *Charakterystyka rynku paliw gazowych 2022*, <https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/charakterystyka-rynku/11092,2022.html>

²² Komisja Europejska, Komunikat Komisji... (ib. idem.), s. 6., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

²³ Polska Organizacja Gazu Płynnego, *Dyrektywa EPBD a przyszłość kotłowni gazowych*, 17.03.2023, <https://www.pogp.pl/aktualnosci/dyrektywa-epbd-a-przyszlosc-kotlow-gazowych>

²⁴ Government of the Netherlands, *Climate policy*, <https://www.government.nl/topics/climate-change/climate-policy>

²⁵ *Municipalities could force neighborhoods off gas network in new bill*, 29.04.2022, <https://nltimes.nl/2022/04/29/municipalities-force-neighborhoods-gas-network-new-bill>

Czy Bruksela wyłączy ogrzewanie gazowe?

Bartosz Kwiatkowski

Ogrzewanie – słoń w salonie

W grudniu 2019 roku Komisja Europejska przedstawiła Europejski Zielony Ład (EZŁ) – strategię polityczną, która w założeniu ma nadać nową dynamikę projektowi Unii Europejskiej. Celem EZŁ jest przekształcenie „UE w sprawiedliwe i prosperujące społeczeństwo, żyjące w nowoczesnej, zasobooszczędnej i konkurencyjnej gospodarce, która w 2050 roku osiągnie zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto i w ramach której wzrost gospodarczy będzie oddzielony od wykorzystania zasobów naturalnych. (...) Celem EZŁ jest również ochrona, zachowanie i poprawa kapitału naturalnego UE oraz ochrona zdrowia i dobrostanu obywateli przed zagrożeniami i negatywnymi skutkami związanymi ze środowiskiem”.

W 2021 roku Komisja Europejska w dwóch transzach zaprezentowała elementy pakietu legislacyjnego *Fit for 55*, zawie-

rającego projekty wdrażające Europejski Zielony Ład. Jednym z priorytetów pakietu jest przyspieszenie dekarbonizacji sektora budowlanego.

Cele klimatyczne UE ustalone są od dwudziestu lat, od kiedy uruchomiono filar europejskiej polityki klimatycznej – system handlu uprawnieniami emisji. O ile cele w zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla i upowszechnienia odnawialnych źródeł energii są konsekwentnie osiągnięte, o tyle dotychczas działania zmierzające do podniesienia efektywności energetycznej gospodarek nie przyniosły pożądanego rezultatu. Efektywność energetyczna jest trudniejsza, niż się wydawało.

Budynki – w tym budynki mieszkalne – należą do największych wyzwania efektywności energetycznej. Unia Europejska ma z nimi duży problem. 9/10 istniejących budynków dotrwa do 2050 roku, kiedy Europa ma osiągnąć pełną neutralność klimatyczną. Według

danych KE, budynki odpowiadają za 40% całkowitego zużycia energii i 36% emisji gazów cieplarnianych. Obecnie 35% europejskich budynków jest starszych niż 50 lat, a 75% uznaje się za nieefektywne energetycznie. 80% energii zużywanej przez budynki (1/3 energii zużywanej w Europie) pochłania ogrzewanie i chłodzenie.

Regulatorzy zabrali się do pracy, aby ograniczyć zużycie energii przez budynki, zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych i wymusić przyspieszenie termomodernizacji zasobów.

Gorąca dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków

Najważniejszym i podstawowym instrumentem dążenia Unii Europejskiej do osiągnięcia celu zeroemisyjnych zasobów budowlanych w 2050 roku jest dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (tzw. EPBD). Została zaprojektowana jako rozwiązanie komplementarne do innych narzędzi, zwłaszcza do dyrektyw: w sprawie efektywności energetycznej (EED), o systemie handlu emisjami (ETS) oraz w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych (RED). Projekt dyrektywy, przedstawiony w grudniu 2021 roku, po długim, burzliwym i polaryzującym procesie legislacyjnym, został przyjęty przez Parlament Europejski w marcu 2023 roku. Rada Unii Europejskiej, czyli przedstawiciele państw członkowskich, nadal nie osiągnęła porozumienia.

Europejskie regulacje dotyczące ogrzewania i termomodernizacji stały się czołowym tematem politycznym w państwach członkowskich UE. Były one gorąco dyskutowane podczas niedawnych kampanii wyborczych w Finlandii i Estonii. Marco Buschmann, liberalny niemiecki minister sprawiedliwości, określił dyrektywę EPBD zamachem na prawa własności, a czeskie stowarzyszenie właścicieli domów jednorodzinnych nazwało ją megalomańską wizją aktywistów klimatycznych. Kontrowersje wokół regulacji przyczyniają się do wzrostu poparcia dla partii eurosceptycznych w całej Europie.

Dlaczego EPBD jest politycznie tak wybuchowym tematem? Bo europejska polityka klimatyczna dopiero w rozwiązaniach z pakietu *Fit for 55* po raz pierwszy zeszła z poziomu regulacji przemysłu i gospodarki pod strzechy – i nowe przepisy bezpośrednio dotkną osoby prywatne, w tym grupy wrażliwe społecznie, takie jak na przykład emeryci. Europejskie prawo pójdzie dalej niż w przypadku słynnego zakazu sprzedaży nowych samochodów spalinowych po 2035 roku, bo ingerować będzie także w budynki już istniejące.

Kluczowym dla dyrektywy pojęciem jest budynek zeroemisyjny (ZEB). Jest to budynek mieszkalny o całkowitym zużyciu energii pierwotnej na poziomie <65 kWh/m²/rok, wykorzystujący wyłącznie energię odnawialną, generowaną lub składowaną w miejscu zużycia, z lokalnej społeczności energetycznej lub z efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego. Po 2028 roku wszystkie nowo budowane budynki mają mieć status zeroemisyjnych. Wszystkie nowe budynki powinny być także od 2028 roku wyposażone w technologie solarne, o ile jest to możliwe z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego. Budynki mieszkalne poddawane gruntownym remontom muszą spełnić te wymogi do 2032 roku.

Państwa członkowskie muszą określić nowe klasy energetyczne dla budynków, aby zmodernizować budynki o najgorszych parametrach, przy czym 15% najmniej efektywnych otrzymałoby

klasę G. Wszystkie budynki mieszkalne musiałyby osiągnąć co najmniej klasę energetyczną E do 2030 roku, a D do 2033 roku. Budynki niemieszkalne i publiczne musiałyby osiągnąć te same klasy odpowiednio do 2027 i 2030 roku. Do 2050 roku wszystkie budynki w UE muszą uzyskać charakter bezemisyjnych. W sumie około 35 milionów budynków w Europie ma zostać zmodernizowanych, a roczny wskaźnik remontów – obecnie na poziomie 1% – ma nawet się potroić.

Dyrektywa w wersji przyjętej przez Parlament Europejski wprowadza też zakaz od 2035 roku wykorzystania samoistnych systemów grzewczych opartych na paliwach kopalnych. Finansowanie ze środków publicznych wymiany źródeł ciepła na takie systemy grzewcze powinno zostać zakazane już od 2024 roku. Z drugiej strony – według przyjętego przez Parlament Europejski tekstu – dopuszczone byłoby wykorzystanie kotłów gazowych certyfikowanych do pracy z paliwami odnawialnymi, a także hybrydowych systemów grzewczych. W nowych i modernizowanych budynkach nie będą mogły być wykorzystywane jedynie źródła ciepła zasilane wyłącznie paliwami kopalnymi.

W praktyce oznacza to, że jeżeli dyrektywa EPBD wejdzie w życie w obecnej postaci, co najmniej 1/5 budynków mieszkalnych będzie musiała być zmodernizowana do 2030 roku, w tym w zakresie źródeł ciepła. Zarazem ze środków publicznych, takich jak program „Czyste powietrze”, nie będzie można dofinansować instalacji systemu grzewczego wykorzystującego paliwa kopalne.

Szczęśliwie dla nowych krajów Unii Europejskiej posłowie do Parlamentu Europejskiego, mimo lobbingu na rzecz pełnej elektryfikacji ogrzewania w Europie, zdecydowali się zachować w dyrektywie możliwość wykorzystania w przyszłości do ogrzewania także kotłów i instalacji hybrydowych zasilanych paliwami odnawialnymi. Chyba, że...

Nie kijem go, to pałką, czyli ekoprojekt

Przyjęty przez Parlament Europejski tekst dyrektywy EPBD zakłada, że „przy określaniu wymogów (dla instalacji budynkowych) państwa członkowskie uwzględniają warunki projektowe i (...) warunki eksploatacji oraz zapewniają stosowanie urządzeń spełniających kryteria dla najwyższych dostępnych klas efektywności energetycznej zgodnie z odpowiednimi aktami prawnymi UE, dotyczącymi etykietowania energetycznego, z uwzględnieniem efektywności systemu i zasady prymatu efektywności energetycznej”.

Dyrektywa odsyłałaby zatem do przepisów o ekoprojekcie i etykietowaniu energetycznym, które... w zakresie wykorzystania ogrzewania gazowego wkrótce mogą być z nią sprzeczne. Obecnie w Brukseli trwają bowiem prace nad nowym rozporządzeniem w sprawie ekoprojektu i etykietowania energetycznego, które zastąpi obowiązującą dyrektywę w tej sprawie. Oznacza to, że nowe przepisy w tej dziedzinie, które wejdą w życie od 2029 roku, będą działać wprost, bez potrzeby transpozycji do krajowego prawa. Zawarte w nich ograniczenia dotyczące stosowania technologii grzewczych weszłyby w życie na terenie całej Unii Europejskiej.

Gdy Komisja Europejska wiosną przedstawiła państwom członkowskim proponowane zapisy nowego rozporządzenia, w wielu stolicach zapaliły się alarmowe lampki. Systemy grzewcze otrzymają nowe klasy energetyczne, przy czym w wytycznych pojawia

się postulat podniesienia od 2029 roku minimalnej sprawności sezonowej wprowadzanych na rynek instalacji do 115%. Nawet w przypadku najwyższej klasy kotłów kondensacyjnych osiągnięcie takiego poziomu sprawności jest niewykonalne. Przy takich założeniach wszystkie kotły grzewcze otrzymałyby nowe etykiety w zakresie od G do F. Nowe wymagania uniemożliwiłyby sprzedaż samodzielnych kotłów i ograniczyłyby hybrydowe systemy grzewcze wyłącznie do zaprojektowanych do sprzedaży i użytkowania jako pojedyncza jednostka, co uniemożliwiłoby konsumentom na przykład połączenie samodzielnego kotła z pompą ciepła. Przedstawiciele europejskiej Dyrekcji Generalnej do spraw Energii argumentują, że nie jest to zakaz, bowiem wystarczy wprowadzić na rynek kotły grzewcze o wyższej sprawności... Co przypomina oburzenie lobby elektromobilności na zarzuty, że po 2035 roku w Europie będzie obowiązywał zakaz sprzedaży nowych samochodów spalinowych, bo przecież jeśli samochód spalinowy nie będzie emitował spalin, będzie mógł być wprowadzony na rynek.

Propozycja Komisji Europejskiej jest jednak nie tylko nierealistyczna z technologicznego punktu widzenia. Po raz kolejny narusza ona nietykalną wcześniej zasadę neutralności technologicznej, polegającą na równym traktowaniu przez władze publiczne technologii i tworzenia warunków uczciwej konkurencji. Autorzy świadomie, drogą legislacji, eliminują jedną z konkurujących technologii grzewczych i arbitralnie wskazują na inną (pompy ciepła) jako preferowaną dla europejskiego sektora budynków, ingerując tym samym w kompetencje rządów państw członkowskich w zakresie prowadzenia polityki energetycznej. Wiele stolic nie zorientowało się jeszcze, że rozporządzenie o ekoprojekcie w obecnym kształcie oznacza także wycofanie z ogrzewania biometanem, biopropanem czy zielonym wodorem, które państwa członkowskie starają się rozwijać... opierając się na celach Unii Europejskiej. Jak zakaz sprzedaży kotłów wpłynie choćby na realizację polskich umów sektorowych na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej?

Bo też projekt rozporządzenia w sprawie ekoprojektu jest sprzeczny z duchem innych aktów prawnych wchodzących w skład pakietu *Fit for 55*. Nowelizowana dyrektywa EPBD jasno postuluje rozdzielanie technologii od rodzaju paliwa, wytyczając zarazem ścieżkę wycofania paliw kopalnych z ogrzewania budynków. Nowelizowana dyrektywa RED – w sprawie promocji energii ze źródeł odnawialnych – podnosi dla krajów członkowskich cele wykorzystania paliw odnawialnych, określając jednocześnie katalog paliw uprawnionych do wsparcia. Pakiet wodorowy wprowadza instrumenty stymulacji rozwoju rynku wodoru. Tymczasem twórcy rozporządzenia w sprawie ekoprojektu mówią otwarcie, że nie zamierzają koordynować swojego projektu z innymi rozwiązaniami. Mamy w Polsce na takie zjawisko dobre określenie – silosowość organizacji.

Europa A i Europa B

Do propozycji rozporządzenia w sprawie ekoprojektu poważne zastrzeżenia – przede wszystkim dotyczące ograniczenia wyboru i finansowych skutków dla konsumenta – przedstawiły Cypr, Włochy, Polska, Norwegia, Chorwacja, Rumunia, Czechy i Słowacja. Po kosztownym konflikcie wokół nowej ustawy grzewczej w Niemczech uwagi przedstawiły także Niemcy, które domagają się odzwierciedlenia w rozporządzeniu wprowadzanych przez sie-

bie przepisów. Berlin zwrócił uwagę na sprzeczność rozporządzenia o ekoprojekcie z dyrektywą o charakterystyce energetycznej budynków (EPBD) w zakresie wykorzystania odnawialnych paliw grzewczych, co EPBD dopuszcza. Włochy proponują pozostawienie minimalnego progu sprawności w gestii państw członkowskich i eliminację na poziomie rozporządzenia tylko najbardziej nieefektywnych urządzeń grzewczych. Hiszpania także przedstawiła wątpliwości dotyczące specyfiki zasobu mieszkaniowego, który w 80% przypadków nie pozwala na instalację pomp ciepła.

Lista państw członkowskich przedstawiających zastrzeżenia wobec rozporządzenia w sprawie ekoprojektu mniej więcej odpowiada katalogowi krajów, w których relacja kosztów mieszkaniowych do dochodów rozporządzalnych jest najwyższa. Według Eurostatu, w Rumunii, Bułgarii, na Litwie, w Chorwacji i na Łotwie wskaźnik ten jest istotnie wyższy na obszarach wiejskich niż w miastach, co sprawia, że przystępne kosztowo ogrzewanie jest podstawową potrzebą dla tych społeczności. W 2022 roku zespół badawczy z Central European University w Wiedniu opublikował krytyczną analizę skutków społecznych wdrożenia pakietu *Fit for 55* – ze szczególnym uwzględnieniem narzędzi w zakresie efektywności energetycznej – dla społeczeństw Europy Środkowo-Wschodniej. Zasadniczy wniosek jest następujący: zbyt radykalne działania, zmierzające do legislacyjnego wymuszenia efektywności energetycznej, doprowadzą do wstrzymania konwergencji jakości życia w postkomunistycznych państwach członkowskich UE do tego poziomu dobrobytu gospodarstw domowych w tzw. starych państwach członkowskich i stagnację wskaźnika jakości życia w naszym regionie.

Dekarbonizacja zasobów mieszkaniowych w Europie jest dla realizacji celów polityki klimatycznej Unii Europejskiej konieczna. Jednak warto postawić na forum Rady Unii Europejskiej kilka pytań. Czy Komisja Europejska nie myli celów z narzędziami – czy ograniczenie wyboru technologii, którymi mają w przyszłości posługiwać się obywatele w sektorze ogrzewania czy transportu najlepiej służy efektywnej kosztowo modernizacji budynków? Czy brak koordynacji między kluczowymi – z punktu widzenia nakładów inwestycyjnych konsumentów – aktami prawnymi nie jest receptą na wywołanie oporu wobec Europejskiego Zielonego Ładu? Czy podejście oparte na finansowym wsparciu dla wycofywania paliw kopalnych nie byłoby skuteczniejsze i bardziej akceptowane dla Europejczyków niż fala zakazów dla stosowania powszechnie wykorzystywanych i ciągle doskonalonych technologii?

Państwa Europy Środkowo-Wschodniej – przede wszystkim Polska, Czechy, Bułgaria i Rumunia – są na etapie odchodzenia od wykorzystania do celów opałowych wysokoemisyjnych paliw stałych. Ogrzewanie gazowe pozwala na dekarbonizację starszych budynków przy niskich kosztach dla gospodarki i samych użytkowników: wymiana pieców węglowych na efektywne gazowe kotły kondensacyjne jest relatywnie niedroga, nie wymaga głębokiej ingerencji w infrastrukturę, a pozwala szybko przynieść redukcję emisji gazów cieplarnianych o 50%, a w przypadku paliw odnawialnych – nawet ponad 90%. Przyszedł moment, aby ignorowana w dialogach technicznych Unii Europejskiej Europa B wspólnym frontem przeciwstawiła się szkodliwym postulatowi rozporządzenia w sprawie ekoprojektu, bo jest realna szansa na stworzenie szerokiego bloku racjonalnej transformacji ogrzewania komunalnego. Jeśli tego nie zrobimy, już za kilka lat zapłacą za to najsłabiej uposażeni.

Bartosz Kwiatkowski, dyrektor generalny POGP

ORLEN inwestuje w bezpieczeństwo energetyczne – ruszyła rozbudowa największego magazynu gazu w Polsce

Piotr Wojtasik

W sierpniu br. rozpoczęła się największa w historii inwestycja zwiększająca pojemność krajowych magazynów gazu. W wyniku rozbudowy PMG Wierzchowice pojemność czynna tego największego podziemnego magazynu gazu w Polsce wzrośnie o 800 mln m sześć. – z obecnych 1,3 mld m sześć. do 2,1 mld m sześć. Zakończenie inwestycji planowane jest na przełomie lat 2025 i 2026.

– Bezpieczeństwo paliwowo-energetyczne jest naszym najważniejszym celem. Dlatego zbudowaliśmy koncern multienergetyczny, łącząc się z PGNiG, Lotosem i Energa. Dzięki temu mamy znacznie większy potencjał, aby realizować projekty gwarantujące bezpieczeństwo dostaw paliw i energii, odpowiadających potrzebom polskich rodzin i przedsiębiorstw. Taką inwestycją jest rozpoczęta rozbudowa podziemnego magazynu gazu w Wierzchowicach. Łączna pojemność krajowych magazynów gazu wzrośnie aż o 25 proc. i przekroczy 4 mld metrów sześciennych. To tyle, ile zużywają wszystkie gospodarstwa domowe w Polsce przez około 10 miesięcy. Dysponując taką rezerwą, będziemy lepiej przygotowani na wypadek ewentualnych przerw w dostawach z zagranicy lub gwałtownego wzrostu zapotrzebowania w okresie ostrych mrozów. Tym samym rozbudowa magazynów wpisuje się w nasz strategiczny cel wzmocnienia bezpie-

Wykonane zostaną 3 nowe odwierty umożliwiające zatłaczanie i odbiór gazu.



Pierwsze prace inwestycyjne ruszyły w sierpniu 2023 roku.





– Rozbudowa magazynów wpisuje się w nasz strategiczny cel wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju – powiedział Daniel Obajtek, prezes zarządu Grupy ORLEN S.A.



Do prac zastosowano urządzenie kroczące marki Bentec, które umożliwia wykonanie kolejnych otworów bez konieczności demontażu i ponownego montażu wieżnicy.



czeństwa energetycznego kraju. Zwiększamy nie tylko możliwość gromadzenia zapasów gazu, ale inwestujemy także we własne wydobycie w Polsce i za granicą, zwłaszcza w Norwegii, zawieramy kolejne kontrakty na zakup surowca i rozbudowujemy flotę statków do przewozu LNG – powiedział Daniel Obajtek, prezes zarządu Grupy ORLEN.

Decyzja o rozbudowie PMG Wierchowice została podjęta w kwietniu 2022 roku i była odpowiedzią na kryzys energetyczny związany z agresją Rosji na Ukrainę. Podziemne magazyny gazu są nie tylko rezerwą konieczną w sytuacji kryzysu i zagrożenia brakiem dostaw, pracują także na rzecz stabilizacji całego systemu gazowego. Ich działanie pozwala wyrównywać sezonowe wahania popytu na gaz, wynikające ze wzrostu zapotrzebowania na energię w sezonie grzewczym i spadku zapotrzebowania w sezonie letnim. Dzięki temu profil dostaw do systemu w całym roku jest bardziej równomierny.

Po rozbudowie Podziemny Magazyn Gazu Wierchowice będzie dysponował połową krajowych zdolności magazynowych.

Grupa ORLEN jest właścicielem siedmiu podziemnych magazynów gazu wysokometanowego, o łącznej pojemności około 3,3 mld m sześć. Pięć podziemnych magazynów gazu: Wierchowice, Strachocina, Husów, Swarzów i Brzeźnica to magazyny złożowe zlokalizowane w szczytowych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej.

Dwa, w Kosakowie i Mogilnie, to magazyny kawernowe, zlokalizowane w kawernach solnych – pustych przestrzeniach utworzonych w złożach soli w wyniku jej wypłukiwania (tzw. ługowania).

Piotr Wojtasik, główny specjalista ds. public relations, Oddział Centralny PGNiG w Warszawie ORLEN S.A.

Największa w historii polskiego gazownictwa rozbudowa podziemnych magazynów gazu

Piotr Wojtasik

Grupa ORLEN inwestuje we wzrost bezpieczeństwa energetycznego w Polsce. W sierpniu br. rozpoczęły się prace mające na celu rozbudowę Podziemnego Magazynu Gazu (PMG) Wierzchowice. Inwestycja zwiększy krajowe możliwości przechowywania błękitnego paliwa aż o jedną czwartą i wpisuje się w strategię Grupy ORLEN 2030.

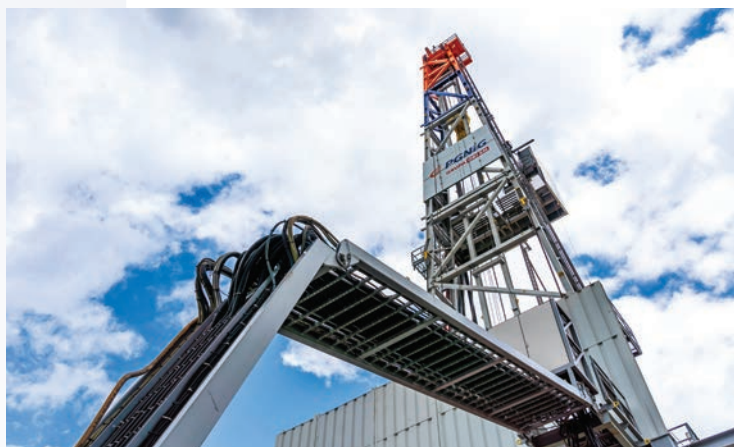
Możliwość magazynowania gazu ziemnego jest ważnym ogniwem w zapewnieniu nieprzerwanego łańcucha dostaw tego surowca do odbiorców. Jak bardzo ważnym, w sposób bolesny udowodnił kryzys energetyczny wywołany agresją Rosji na Ukrainę. Destabilizacja dostaw surowców z kierunku wschodniego sprawiła, że zarówno w Polsce, jak i w krajach Unii Europejskiej w 2022 roku w rekordowym tempie zapełniane były podziemne magazyny gazu. Dzięki zgromadzonym rezerwom ceny gazu, utrzymujące się na europejskich giełdach w 2022 roku na rekordowym poziomie, od początku 2023 roku zaczęły systematycznie spadać. Magazyny spełniły swoją rolę, zarówno pozwalając zgromadzić konieczne zapasy, jak i przyczyniając się do stabilizacji europejskiego rynku gazu.

W odpowiedzi na zawirowania na rynku energii, już w kwietniu 2022 roku PGNiG (obecnie Grupa ORLEN) podjęło decyzję o rozbudowie największego polskiego podziemnego magazynu gazu. Rozpoczęcie prac inwestycyjnych poprzedzone zostało etapem opracowania szczegółowego projektu inwestycji oraz precyzyjnym okre-

śleniem zakresu prac ujętych w zawieranych umowach z wykonawcami. Na podstawie koncesji na bezbiornikowe magazynowanie gazu ziemnego, w sierpniu 2023 roku ruszyły pierwsze prace budowlane. W ich efekcie pojemność czynna PMG Wierzchowice zwiększy się o 800 mln m sześć. – z obecnych 1,3 do 2,1 mld m sześciennych gazu, a największy magazyn gazu w Polsce będzie dysponował prawie połową krajowych pojemności magazynowych.

Rozbudowa magazynu gazu w Wierzchowicach jest największą w historii polskiego gazownictwa inwestycją zwiększającą pojemności magazynowe. W wyniku jej realizacji wzrosną one w naszym kraju o prawie 25% – z obecnych około 3,3 do ponad 4,1 mld m sześciennych. To bardzo duży wzrost w krótkim czasie, biorąc pod uwagę wymagający proces inwestycyjny, którego zakończenie planowane jest na przełomie lat 2025 i 2026. Zwiększenie pojemności czynnej PMG Wierzchowice w znaczący sposób wzmocni odporność polskiego systemu gazowniczego na kryzysy, zwiększy też potencjał rozwoju rynku gazu w naszym kraju. Gdyby odnieść osiągnięta w wyniku inwestycji łączną pojemność krajowych magazynów do średniego zużycia gazu przez wszystkie gospodarstwa domowe w Polsce, zgromadzonego paliwa wystarczyłoby przez mniej więcej 10 miesięcy. Należy podkreślić, że inwestycja w znacznym stopniu poprawi również efektywność pracy instalacji magazynowej PMG Wierzchowice. Moc zatlaczania tego magazynu wzrośnie aż o jedną trzecią – do 19,2 mln m sześć. na dobę, natomiast moc odbioru zostanie zwiększona jeszcze bardziej, bo aż o 66 proc. – do 24 mln m sześć. na dobę.

Rozpoczęte przez ORLEN w sierpniu br. wiercenie pierwszego otworu to początek prac, na które złożą się łącznie trzy nowe odwierty, umożliwiające zatlaczanie i odbiór gazu, oraz instalacja potrzebnych do tego sprzętów. Do odwiertów zastosowano urządzenie marki Bentec, które posiada system umożliwiający kroczenie. Dzięki temu





kolejne odwierty realizowane będą bez konieczności demontażu i ponownego montażu prawie 1000-tonowego urządzenia, które przemieści się samodzielnie między kolejnymi lokalizacjami. To bardzo przyspieszy i usprawni realizację inwestycji, której kluczowymi wykonawcami są spółki z Grupy Kapitałowej ORLEN. PGNiG Technologie jest głównym wykonawcą prowadzącym nadzór nad inwestycją. Spółka Gazoprojekt opracowała projekt inwestycji, a Exalo Drilling wykona zaplanowane odwierty. Realizacja tak dużej inwestycji wiąże się również z zaangażowaniem wielu podwykonawców, w tym regionalnych firm, co przyczyni się do zwiększonej aktywności lokalnego biznesu.

Inwestycja w rozbudowę pojemności magazynowych jest bardzo ważna dla zapewnienia nieprzerwanego łańcucha dostaw, dzięki któremu Grupa ORLEN stale zwiększa krajowe bezpieczeństwo energetyczne. Wpisuje się w cele strategii Grupy ORLEN do 2030 roku, związane z zapewnieniem stabilnych dostaw energii, paliw i gazu. Jednym z filarów tej strategii jest również planowane, w perspektywie najbliższych siedmiu lat, zwiększenie wydobycia gazu ziemnego z własnych złóż do poziomu około 12 mld metrów sześciennych rocznie (w 2022 roku wyniosło ono około 7,7 mld m szeć.). Kluczową rolę odegra tu produkcja gazu realizowana na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, ale równie ważne zadanie przypadnie zapewnieniu i utrzymaniu stabilnego poziomu wydobycia gazu ziemnego z krajowych złóż.

Podziemne magazyny gazu w systemie gazowniczym pełnią rolę stabilizującą, umożliwiając dopasowanie poziomu dostaw do zapotrzebowania rynku, które jest zróżnicowane sezonowo. W sezonie letnim, gdy zapotrzebowanie odbiorców jest niższe, magazyny są zatłaczane. Z kolei w sezonie zimowym, kiedy następuje wzrost zapotrzebowania na gaz, magazyny oddają błękitne paliwo do systemu, dzięki czemu profil pozostałych dostaw do odbior-

ców jest bardziej równomierny. Są także żelazną rezerwą na wypadek zdarzeń nadzwyczajnych, w których mogłaby zaistnieć potrzeba uzupełnienia odpowiednich wolumenów gazu do krajowego systemu.

Grupa ORLEN jest właścicielem siedmiu podziemnych magazynów gazu wysokometanowego, o łącznej pojemności około 3,3 mld m szeć. Pięć z nich: Wierzchowice, Strachocina, Husów, Swarzów i Brzeźnica to magazyny złożowe zlokalizowane w szczerpanych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej. Kolejne dwa, w Kosakowie i Mogilnie, to magazyny kawernowe, zlokalizowane w kawernach solnych – pustych przestrzeniach utworzonych w złożach soli w wyniku jej wyplukiwania, tzw. ługowania.

Choć podziemne magazyny gazu są własnością Grupy ORLEN, ich pojemnościami zarządza spółka Gas Storage Poland z Grupy ORLEN, która posiada status operatora systemu magazynowania. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, udostępnia pojemności magazynowe na równych warunkach wszystkim zainteresowanym uczestnikom rynku. Według informacji podanej przez operatora stan napełnienia krajowych instalacji magazynowych na 17 września 2023 roku wyniósł 98%.

Doceniając rolę podziemnych magazynów gazu w zapewnieniu nieprzerwanych dostaw do odbiorców, Parlament Europejski i Rada UE wprowadziły wymóg, że począwszy od 2023 roku państwa członkowskie UE zobowiązane są do osiągnięcia 90 proc. napełnienia magazynów do 1 listopada. Podziemne magazyny gazu w Polsce osiągnęły wymagany poziom już 1 sierpnia 2023 roku. Tym samym, na 3 miesiące przed terminem określonym w rozporządzeniu unijnym, Polska spełniła warunki stawiane państwom członkowskim w tym zakresie.

**Piotr Wojtasik, główny specjalista ds. public relations,
Oddział Centralny PGNiG w Warszawie, Grupa ORLEN S.A.**

Rola gazu w zmieniającym się otoczeniu multienergetycznym

Jacek Brzozowski

Pogorszenie się sentymentu do gazu ziemnego oraz kryzys gazowy związany z sytuacją międzynarodową nie przekreślają automatycznie roli i walorów użytkowych błękitnego paliwa. Zwłaszcza, gdy wraz z zabezpieczeniem alternatywnych kierunków Polska zyskała bezpieczny dostęp do długoterminowych dostaw. Przez lata gaz ziemny będzie znaczącym składnikiem krajowego miksu energetycznego. Potrzebny jest jednak wysiłek środowiska związany ze zdefiniowaniem nowej roli gazu w gospodarce, poparty odpowiednią komunikacją.

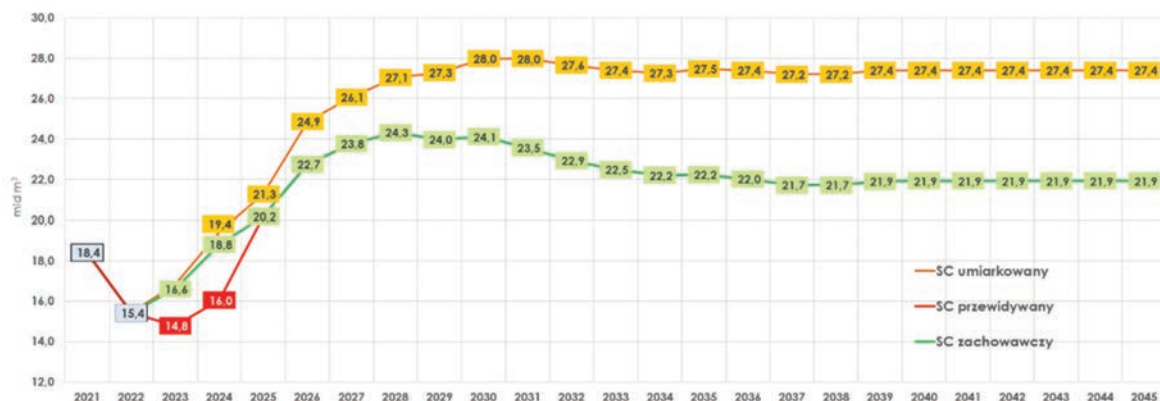
Jeszcze kilka lat temu rola gazu ziemnego w gospodarce globalnej wydawała się zdefiniowana i przesądzona. W 2030 roku gaz miał wyprzedzić węgiel, aby stać się drugim co do wielkości paliwem w światowym bilansie energetycznym. Ta sukcesja była oczekiwana w modelu oczywistym – gaz detronizuje węgiel i coraz pewniej wchodzi na jego miejsce. Wszystko jednak wskazuje na to, że ewolucja rynku nie pozostawia wyboru i przynajmniej w Europie gaz nadal traktowany będzie jako istotny element strategii energetycznych, którego rola definiowana będzie na równi z rozwiązaniami alternatywnymi. Towarzyszyć temu będzie zjawisko przenikania się branż i zacierania się granic między segmentami rynków, znane jako łączenie sektorów (*sector coupling*). Równocześnie, z punktu widzenia perspektyw dla globalnej roli gazu, coraz wyraźniej widać dwie główne, przeciwstawne tendencje. Rosnący popyt w gospodarkach wschodzących, wraz ze wzrostem ich uprzemysłowienia, równoważony będzie stopniowym odchodzeniem od błękitnego paliwa przez kraje najlepiej rozwinięte.

Wdaje się, że Polska jest na pograniczu obu tych sfer. Z jednej strony, zużycie gazu ziemnego w naszym kraju regularnie rosło wraz ze wzrostem gospodarczym ostatnich kilku lat. Staliśmy się bowiem piątą gospodarką pod względem wysokości produkcji przemysłowej w Unii Europejskiej. To właśnie gaz napędza wiele sektorów wytwórczych, a połowa jego zużycia przypada na ten przemysł. Z drugiej strony, dojrzeliliśmy już do przekonania, że transformacja pole-

gająca na zmniejszaniu udziału paliw kopalnych w bilansie energetycznym jest nieunikniona, przy czym powinna to być transformacja sprawiedliwa. Taka transformacja ma budować wartość dla odbiorców, a nie opierać się wyłącznie na przesłankach ideologiczno-populistycznych.

Punktem wyjścia do rozważań na temat perspektyw i roli gazu ziemnego w polskich realiach powinno być odniesienie do szerszych ram zdefiniowanych trendami w globalnym handlu paliwami. Zwłaszcza w ostatnim czasie uwidoczniła się sytuacja, w której rynki gazu, zarówno światowe, jak i przede wszystkim europejskie wykazywały dużą niestabilność. Dotyczy to kierunków dostaw, cen, a także wzrostu zużycia ze strony nowych odbiorców i związane z tym przenoszenie znaczącej części popytu. Stwarza to nowy kontekst strategiczny dla Polski, realizującej politykę zapewnienia bezpieczeństwa gazowego z uwzględnieniem czynników ekonomicznych, geopolitycznych, a także społecznych. W tym kontekście jednego możemy być pewni – w każdym z potencjalnych scenariuszy dla krajowego miksu energetycznego gaz ziemny pozostanie liczącym się jego składnikiem jeszcze przez wiele lat.

Według prognoz operatora gazociągów przesyłowych GAZ-SYSTEM, zapotrzebowanie na gaz ziemny, wyrażone w jednostkach objętości, po krótkotrwałym, znaczącym zachwianiu wróci na ścieżkę wzrostu¹. Jednak nie będzie to poziom zakładany we wcześniejszych planach tego typu.



Kryzys gazowy na rynkach hurtowych

Analizując krótkoterminowe skutki kryzysu gazowego wywołanego wojną, podstawowym problemem okazały się duże zawirowania wokół cen gazu na rynkach hurtowych, które znalazły rozwiązania oparte głównie na aktywnej roli państwa (między innymi system rekompensat). O ile rozwiązania te pozwoliły na zmniejszenie doraźnych problemów rynkowych, to pojawiły się wyraźne negatywne następstwa kryzysu. Podkopane zostało zaufanie do paliwa gazowego w sektorze przedsiębiorstw – nieprzewidywalna zmienność utrudnia planowanie biznesowe, wpływa na decyzje inwestycyjne i plany rozwojowe firm. W segmencie użytkowników indywidualnych, użytkujących gaz do celów grzewczych, także pojawiło się duże zamieszanie, mimo że odbiorcy ci byli, i są, chronieni poprzez mechanizm taryfowy. Intensywna akcja komunikacyjna, prowadzona przez środowiska związane z systemami grzewczymi alternatywnymi do gazu, przyniosła negatywne skutki także w tej grupie, w której pojawiła się spora niepewność zarówno co do warunków ekonomicznych dostaw gazu, jak i ich stabilności.

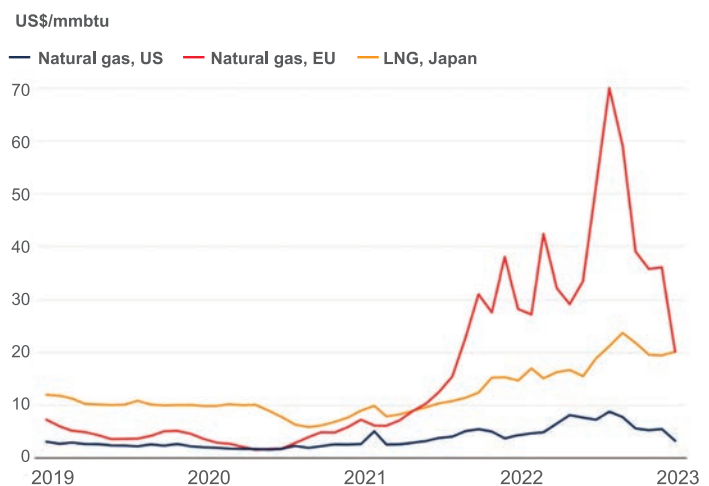
Najprawdopodobniej długoterminowy wpływ będzie tu dużo ważniejszy. Mamy bowiem do czynienia zwłaszcza z ograniczeniem dynamicznej gazyfikacji oraz znaczącą modyfikacją zakładanych scenariuszy dla wzrostu konsumpcji gazu w Polsce. Podobne zjawiska wystąpiły w większości krajów europejskich, warto jednak zauważyć, że w związku z prowadzoną przez Polskę politykę budowania niezależności energetycznej nasz kraj narażony był na niższą ekspozycję na kryzys gazowy w stosunku do bardziej uzależnionych od importu surowców z kierunku wschodniego. Dlatego w wielu krajach Unii Europejskiej coraz wyraźniejsze są istotne obawy o podkopanie pozycji konkurencyjnej europejskiego przemysłu na skutek braku dostępu do taniego surowca. Wymusza to przyspieszoną transformację energetyczną do gospodarki niskoemisyjnej. Jednak gaz ziemny to nie tylko paliwo, ale też istotny surowiec dla ważnych gałęzi przemysłu. Na razie nie ma opłacalnych ekonomicznie pomysłów na eliminację zastosowań gazu w chemii, farmacji czy przemyśle spożywczym.

Konsumpcja gazu ziemnego w Europie będzie maleć

Według danych Międzynarodowej Agencji Energii² zapotrzebowanie na gaz w Unii Europejskiej w 2022 roku spadło o rekordową wielkość 55 mld m³ (13% r/r). Najwięcej, bo o 28 mld m³, czyli o 20% r/r, zmniejszyło się zużycie w sektorze budynków (zarówno gospodarstw domowych, jak i budynków komercyjnych i użyteczności publicznej). Powyższe było przede wszystkim reakcją na duże wzrosty cen gazu oraz wynikające z tego ograniczenia lub nawet wstrzymanie produkcji i przedstawienie się częściowo na import gazochłonnych produktów spoza UE (najwidoczniejsze w przypadku produkcji nawozów). Wiązało się to więc z destrukcją – nie wiadomo, na ile trwała – popytu na gaz w przemyśle. Według badań firmy McKinsey³, w obliczu rosnących cen i niepewnych dostaw dwie trzecie ankietowanych firm europejskich, będących istotnymi nabywcami gazu, ograniczyło jego zużycie od początku kryzysu. Natomiast aż trzy czwarte nabywców planuje w okresie najbliższych kilku lat ograniczenia zużycia gazu. Aż 40% z grona tych firm spodziewa się redukcji średnio o 25% w najbliższych dwóch

latach. Jednym z istotniejszych czynników jest tu wykazana w trakcie ostatniego kryzysu znacznie większa wrażliwość Europy na tego typu niekorzystne i nieuzasadnione wzrosty cen, co przedstawia zamieszczony wykres, opracowany przez ekspertów Banku Światowego⁴.

Wszystko to wskazuje, że droga do zrównoważenia rynków gazu w Europie została wytyczona. Ze względu na uzależnienie kontynentu od importu surowca nie obędzie się bez redukcji zapotrzebowania. Przyszłość w branży gazowej to biznes oparty na wypracowaniu nowej roli gazu w środowisku multienergetycznym, to umiejętność dostarczania uzupełniających się, ale również konkurujących ze sobą rozwiązań, zdolnych do zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych klienta. Gaz ziemny i jego dostawcy będą musieli odnaleźć się w tej nowej roli. Roli, która uwzględniać musi rozwiązania hybrydowe z wykorzystaniem gazu, łączenie sektorów, efektywność energetyczną oraz „zazielenianie” gazu, czyli produkcję biogazu i zielonego wodoru. Te wszystkie elementy znalazły się już w strategiach i ich rola będzie rosła. To wyraźna odpowiedź na zapotrzebowanie klientów. Każdy, kto szybko odczytuje nowe



trendy wygra dobrą pozycję na rynku. W polskich realiach należy przy tym pamiętać, że gaz ziemny to specyficzny rodzaj produktu, zaspokajający podstawowe potrzeby bytowe społeczeństwa. Według danych Centralnej Ewidencji Emisyjności Budynków, mamy w kraju ponad 3 miliony zarejestrowanych gazowych urządzeń grzewczych różnego typu. I zwłaszcza w tym segmencie potrzebna jest konsekwentna praca komunikacyjna, a także proponowanie klientom i promowanie nowych rozwiązań, które umożliwią optymalne łączenie gazowych źródeł ciepła z innymi technologiami.

Jacek Brzozowski, PGNiG Obrót Detaliczny Grupa ORLEN

¹ GAZ-SYSTEM: Konsultacje projektu Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej Gazu na lata 2024–2033, 24.02.2023.

² IEA: Natural gas supply-demand balance of the European Union in 2023. How to prepare for winter 2023/24.

³ <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-of-european-gas-how-buyers-needs-will-shape-the-market>

⁴ <https://blogs.worldbank.org/opendata/bubble-trouble-whats-behind-highs-and-lows-natural-gas-markets>



PSG rozpoczyna certyfikację sieci w zakresie przesyłu wodoru

Grzegorz Cendrowski

Polska Spółka Gazownictwa już niedługo będzie pierwszym w Polsce podmiotem posiadającym sieci gazowe poddane ocenie przez jednostkę certyfikującą w zakresie przesyłania wodoru lub gazu ziemnego z jego domieszkami. Spółka, razem z partnerami, zainaugurowała w lipcu prekursorski projekt, który ma na celu ocenę bezpieczeństwa wszystkich komponentów sieci gazowych podczas transportu gazu zawierającego do 20 proc. wodoru.

Ze względu na kilkudziesięcioletni okres eksploatacji obecnie budowane sieci gazowe powinny być przygotowane na to, że już wkrótce mogą posłużyć do dystrybucji przynajmniej domieszek wodoru. Dlatego Polska Spółka Gazownictwa, wpisując się w cele Polskiej Strategii Wodorowej, podjęła decyzję o uruchomieniu innowacyjnego projektu certyfikacji budowanej sieci.

– Już od jesieni 2014 roku jesteśmy bardzo aktywni, jeśli chodzi o możliwości dystrybucji mieszaniny gazu ziemnego z wodorem lub czystego wodoru za pomocą eksploatowanych sieci gazowych. Z uwagi na brak norm i specyfikacji technicznych na poziomie zarówno unijnym, jak i krajowym, wspólnie z naszymi partnera-



mi, Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym oraz „Gaz” sp. z o.o. z siedzibą w Błoniu, rozpoczynamy certyfikację trzech zadań inwestycyjnych. Będzie ona realizowana za pomocą autorskiego programu Instytutu Nafty i Gazu – powiedział **Robert Więckowski**, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa.

Do projektu wytypowano zadania na terenie Dolnego Śląska, które umożliwią zbadanie działania wodoru zarówno na sieć gazową wykonaną z polietylenu, jak i ze stali, w zakresie ciśnienia średniego i średniego podwyższonego. Będą to następujące inwestycje:

- przebudowa gazociągu podwyższonego ciśnienia relacji Biernatki–Legnica,
- budowa gazociągu średniego ciśnienia Jelenia Góra–Piechowice,
- budowa gazociągu średniego ciśnienia Stanowice–Iwiny.

– W pierwszym etapie, który już się rozpoczął, analiza poddawana jest posiadana przez spółkę dokumentacja. Wnioski i rekomendacje zostaną wykorzystane podczas drugiego etapu, obejmującego kontrolę procesów budowy i procedur wykorzystywanych podczas jej realizacji przez wykonawcę – dodał **Mariusz Konieczny**, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego we Wrocławiu.

Termin realizacji pierwszego etapu to przełom lipca i sierpnia br. Pierwsze odcinki sieci gazowej zostaną poddane pełnej ocenie dwa miesiące później, a zakończenie projektu nastąpi razem z ukończeniem prac inwestycyjnych.

Grzegorz Cendrowski, rzecznik prasowy PSG



10 lat Polskiej Spółki Gazownictwa

Robert Więckowski

Polska Spółka Gazownictwa działa na rynku już od dziesięciu lat, stanowiąc kluczowy element dystrybucji gazu ziemnego w Polsce. Nasza spółka wkracza w drugą dekadę funkcjonowania, mając precyzyjną wizję strategii na kolejne lata.

Najpierw nieco o historii. Do 30 czerwca 2013 roku dystrybucją gazu ziemnego w Polsce zajmowało się sześć spółek gazownictwa: dolnośląska, górnośląska, karpacka, mazowiecka, pomorska i wielkopolska. 1 lipca 2013 roku, w ramach procesu konsolidacji segmentu dystrybucji, PGNIG SPV 4 przejęła cały majątek sześciu spółek, które przekształcone zostały w oddziały regionalne. Następnie, 12 września 2013 roku, nazwa firmy została zmieniona na Polską Spółkę Gazownictwa.

Konsolidacja, do której doszło, przyniosła wiele korzyści, między innymi zwiększenie możliwości inwestycyjnych czy poprawienie jakości usług, w tym związanych z obsługą klienta. Największym wyzwaniem, przed którym wtedy stanęła spółka, było zagwarantowanie ciągłości dostaw gazu ziemnego do odbiorców. Ponad 25 proc. sieci, którą przejęliśmy, miało więcej niż 25 lat, a część sieci pamiętała okres Centralnego Okręgu Przemysłowego, czyli lata 30. XX wieku. W znacznej części były to gazociągi stalowe. W związku z tym w pierwszych latach działania spółki duży nacisk położyliśmy na modernizację sieci, gwarantującą poprawę i utrzymanie stanu technicznego naszych gazociągów. Ówczesny zarząd spółki kontynuował również reali-

zacje 18 projektów w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnych. Umowy o dofinansowanie tych projektów z funduszy unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko zostały zawarte w poprzednich latach przez poszczególne spółki gazownictwa. Realizowaliśmy także przedsięwzięcia inwestycyjne we własnym zakresie.

Przez ostatnie 10 lat zmieniło się wiele – od sytuacji geopolitycznej na świecie, poprzez wynikające z tego zawirowania na rynku cen gazu, czy politykę Unii Europejskiej, która znacznie przyspieszyła w kierunku uzyskania zeroemisyjności przez kraje wspólnoty. Niewątpliwie, dla nas był to jednak czas wielu sukcesów.

O ciągłym rozwoju spółki świadczy zwiększające się zaangażowanie finansowe w realizację inwestycji. W 2014 roku przeznaczaliśmy na ten cel 1,4 mld zł, natomiast od 2021 roku średnio co roku to już ponad 4 mld zł. Wzrost zaangażowania finansowego przełożył się na przyspieszenie gazyfikacji kraju. Dla porównania: w 2015 roku liczba wybudowanych nowych przyłączy gazowych wyniosła 37 tys. sztuk, a w ostatnich trzech latach co roku średnio około 115 tys. sztuk. Analogiczna tendencja wzrostowa odnosi się do zrealizowanej długości sieci gazowej. Łącznie przez ten czas powiększyliśmy ją o prawie 25 proc., z niewiele ponad 170 tys. km do prawie 210 tys. km. W rekordowym czasie zwiększyliśmy o prawie 35 proc. ilość dystrybuowanego paliwa, pozyskaliśmy także prawie milion nowych klientów. Jako największa firma dystrybuująca gaz w Polsce mieliśmy także potencjał, aby realizować inwestycje, które przełożyły się na rozwój polskiej gospodarki, tworzenie nowych miejsc pracy czy wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Przez te dziesięć lat na wszystkie inwestycje przeznacziliśmy prawie 25 mld zł.

Od 2014 roku ujednoliliśmy podejście do sposobu rozbudowy gazociągów, dzięki czemu udało się stopniowo dogęszczać nowo budowane sieci. Widoczny rozwój obszarów podmiejskich i zainteresowanie odbiorem paliwa gazowego utwierdziły nas w przekonaniu, że rozwój poprzez gazyfikację pozostających do tej pory bez infrastruktury terenów wiejskich oraz obszarów przemysłowych i logistycznych jest właściwym



kierunkiem. W większych miastach, z uwagi na inwestycje deweloperów, rozpoczęto działania mające na celu gazyfikację całych osiedli.

Dwa lata później uruchomiony został Program Inwestycji Strategicznych, w ramach którego realizowane są projekty inwestycyjne o znaczeniu kluczowym dla naszego kraju, w tym współfinansowane ze środków Unii Europejskiej. Obecnie zakończono cztery takie projekty: gazyfikację miasta Bielsk Podlaski, budowę gazociągu relacji Lewin Brzeski–Paczków, gazyfikację rejonu Szczawnicy i gmin ościennych oraz budowę sieci gazowej na terenie aglomeracji białostockiej. W 2023 roku planujemy zakończyć budowę gazociągu relacji Witnica–Gorzów Wlkp. i sieci gazowej w Kostrzynie nad Odrą, budowę gazociągu relacji Sandomierz–Ostrowiec Świętokrzyski, przebudowę gazociągów relacji Dąbrowa Górnicza–Szopienice oraz Lubienia–Kielce, a także budowę sieci gazowej na terenie aglomeracji warszawskiej i gazyfikację miejscowości w gminach Kłobuck, Wręczyca Wielka, Opatów i Krzepice.

Przełomowy dla spółki był 2018 rok. Wtedy PSG zwiększyła możliwości gazyfikacji dzięki zastosowaniu technologii LNG, co miało znaczenie dla obszarów o atrakcyjnym potencjale rynkowym, ale znacznie oddalonych od istniejących sieci gazowych. Dzięki tej metodzie zgazyfikowano w Polsce dodatkowo 63 gminy i w znaczący sposób zmniejszono liczbę białych plam na gazowej mapie naszego kraju.

Jednym z głównych wyzwań stojących obecnie przed PSG jest dostosowanie funkcjonowania spółki do trwającej transformacji energetycznej, która będzie przyspieszać i obejmować kolejne gałęzie gospodarki. Z punktu widzenia wspomnianej transformacji bardzo ważny jest w Polsce rozwój rynku biogazu i biometanu. Ze szczególną uwagą obserwujemy działania prowadzone na etapie prac legislacyjnych. Mamy świadomość wyzwań stojących przed nami, związanych z rolą PSG w rozwoju tworzącej się branży. Jednym z pierwszych zadań, które musimy wykonać, jest poprawienie chłonności zarządzanej przez nas sieci gazowej. Koncentrujemy się zwłaszcza na obszarach, na których składane są wnioski o przyłączenie instalacji wytwarzających biogaz oraz w tych rejonach, gdzie zidentyfikowaliśmy największy potencjał substratu, który mógłby posłużyć do produkcji biogazu. Miejsca te znajdują się na terenach rolniczych, na których sieć gazowa nie jest rozbudowana w stopniu wystarczającym, aby przyjąć deklarowaną przez producentów ilość biometanu. Przeanalizowaliśmy obecną sytuację i mamy zidentyfikowane miejsca, gdzie należy modernizować i rozbudowywać naszą sieć dystrybucyjną. Prowadzimy intensywny dialog z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, dotyczący pozyskania niezbędnych funduszy z programu FENiKS. Dotychczasowe rozmowy wskazują, że ministerstwo przychyli się do naszych argumentów i uzyskanie środków finansowych jest realne.

Pod względem technicznym jesteśmy gotowi, aby naszymi sieciami dystrybuować biometan. Pewnym



wyzwaniem jest chłonność naszej sieci gazowej. Rozwój tego rynku – a tym jesteśmy bardzo zainteresowani – z jednej strony pozwoli na stosunkowo szybkie uzupełnienie miksu energetycznego o odnawialne źródła energii, które są niezależne od pogody. Natomiast z drugiej strony jest ogromną szansą dla sektora rolniczego w Polsce, który dzięki temu może generować dodatkowe dochody. Aby jednak w pełni wykorzystać potencjał biometanu, konieczne jest stworzenie odpowiednich ram prawnych, które pozwolą nam zaproponować lepsze warunki przyłączeniowe dla tworzących się biometanowni. Obecnie obowiązujące przepisy nie dają nam takiej elastyczności, jaka byłaby potrzebna, aby współpraca między PSG a podmiotami zajmującymi się wytwarzaniem biometanu mogła spełnić oczekiwania wszystkich zaangażowanych stron.

Innym przedmiotem naszego zainteresowania jest wodór, bez wątpienia będący paliwem przyszłości. Spodziewamy się, że będzie on produkowany i wykorzystywany lokalnie, m.in. w transporcie publicznym, przemyśle i energetyce. Aby to paliwo mogło trafić do potencjalnych konsumentów, niezbędna jest sieć rurociągów dostarczających je od producentów do wszystkich potencjalnych odbiorców. Przygotowujemy się do tej roli. Wykorzystanie naszej sieci do transportu mieszaniny wodoru i innych paliw gazowych, a mam tu na myśli gaz ziemny i biometan, wydaje się naturalną konsekwencją działań prowadzonych w ramach transformacji energetycznej. Dlatego prowadzimy własny projekt dotyczący wpływu wspomnianej mieszaniny na istniejącą sieć gazową i przystępujemy do badań prowadzonych w tym zakresie z innymi podmiotami z GK ORLEN. Zainaugurowaliśmy również wraz z partnerami prekursorski projekt, mający na celu ocenę bezpieczeństwa komponentów sieci gazowych podczas transportu gazu zawierającego do 20 proc. wodoru. Polska Spółka Gazownictwa będzie dążyć do uzyskania pozycji operatora dystrybucyjnego wodoru. Mamy ku temu potencjał i kompetencje.

Robert Więckowski, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa

GAZ–SYSTEM podpisał porozumienie z dowództwem wojsk obrony terytorialnej

Tomasz Pietrasieński

Współpraca szkoleniowa, budowanie odporności państwa oraz przygotowanie do współdziałania żołnierzy wojsk obrony terytorialnej (WOT) i pracowników spółki w sytuacjach kryzysowych to najważniejsze założenia porozumienia, podpisanego 27 lipca w siedzibie GAZ–SYSTEM.

Obecna na uroczystości Anna Łukaszewska-Trzeciakowska, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej, powiedziała:

– *Konsekwentne działania rządu RP umacniają bezpieczeństwo energetyczne Polski. Cel dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw gazu do Polski został zrealizowany. Teraz naszym zadaniem jest chronienie obiektów infrastruktury krytycznej w świadomy i zaplanowany sposób, w ścisłej współpracy z odpowiednimi służbami. Inicjatywa WOT, dająca możliwość szkoleń dla pracowników kluczowych spółek i instytucji w kraju, wychodzi naprzeciw potrzebie wspólnego budowania bezpieczeństwa państwa. Zawarte porozumienie stanowi element skutecznego i konsekwentnego budowania wielowarstwowego systemu ochrony kluczowych obiektów i instalacji, których niezakłócone działanie gwarantuje zarówno utrzymanie tempa rozwoju gospodarczego, jak i odpowiedniego standardu życia obywateli naszego kraju. Jestem przekonana, że ta wspólna inicjatywa spółki GAZ–SYSTEM i dowództwa WOT zapoczątkuje proces uzgadniania tego rodzaju dokumentów przez innych operatorów usług kluczowych. Jest to kierunek oczekiwany zarówno*



Fot. WOT

przez polskie władze, jak i przeze mnie jako pełnomocnika polskiego rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej.

GAZ–SYSTEM jest spółką strategiczną dla polskiej gospodarki. Odpowiada za przesyłanie gazu ziemnego, zarządza niemal 12 tys. km gazociągów w Polsce i podmorskim gazociągiem *Baltic Pipe*, jest też właścicielem Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Marcin Chludziński, prezes zarządu GAZ–SYSTEM, stwierdził, że bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej, a także przygotowanie obronne społeczeństwa to obecnie podstawowe elementy niezbędne dla zachowania ciągłości działania państwa. Realizacja żadnego z tych aspektów nie jest możliwa bez współpracy z policją, siłami zbrojnymi, strażą pożarną i innymi służbami mundurowymi. Sformalizowanie i koordynacja to następny krok do zwiększenia bezpieczeństwa krajowego systemu przesyłu gazu ziemnego.

Współpraca ma dotyczyć przede wszystkim trzech obszarów:

- szkoleń pracowników GAZ–SYSTEM w zakresie podstaw szkolenia wojskowego, działania systemu obronnego oraz współdziałania z siłami zbrojnymi RP,
- wzajemnego przekazywania informacji o zagrożeniach i zdarzeniach istotnych dla działania GAZ–SYSTEM oraz jednostek WOT,



Od lewej: Artur Zawartko, wiceprezes GAZ–SYSTEM, Anna Łukaszewska-Trzeciakowska, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej, Marcin Chludziński, prezes zarządu GAZ–SYSTEM, gen. dywizji Maciej Klisz, dowódca WOT.

Fot. WOT



Porozumienie z WOT zwiększa poziom bezpieczeństwa takich obiektów jak tłocznia Gusterzyn.

Fot. GAZ-SYSTEM

■ przygotowania żołnierzy WOT i pracowników GAZ-SYSTEM do współdziałania w sytuacjach kryzysowych.

Maciej Klisz, dowódca WOT, którego niecałe dwa tygodnie później prezydent Andrzej Duda awansował na stopień generała dywizji, podczas uroczystości w siedzibie GAZ-SYSTEM powiedział:

– Podpisanie porozumienia z GAZ-SYSTEM jest realizacją zadania, które prowadzą wojska obrony terytorialnej w zakresie budowania powszechnej gotowości obronnej państwa. To zadanie znajduje się w „Strategii bezpieczeństwa narodowego”, ogłoszonej przez prezydenta Andrzeja Dudę w maju 2020 roku. To, jak ważne dla zapewnienia funkcjonowania państwa, a w tym efektywnego działania sił zbrojnych, jest bezpieczeństwo energetyczne, pokazała wojna wywołana agresją rosyjską na Ukrainę w lutym 2022 roku. Współpraca WOT i GAZ-SYSTEM będzie więc miała charakter szkoleniowy, ale również wymiar operacyjny, zapewniający świadomość zagrożeń dla strategicznej infrastruktury gazowej w Polsce. Zwiększenie ochrony infrastruktury krytycznej, w tym takich obiektów jak terminal LNG w Świnoujściu, jest niezwykle ważne dla bezpieczeństwa energetycznego państwa i budowania społecznej świadomości w tym zakresie.

Porozumienie formalizuje zasady przyszłej współpracy, którą dotychczas GAZ-SYSTEM i WOT realizowały w innym trybie. Na przykład personel oddziału w Tarnowie został przeszkolony przez żołnierzy 3. Podkarpackiej Brygady Obrony Terytorialnej z Rzeszowa. Natomiast pracowników kilku pionów spółki szkoliła 5. Mazowiecka Brygada Obrony Terytorialnej z Ciechanowa. Łącznie we wszystkich do-



Terminal LNG w Świnoujściu.

Fot. GAZ-SYSTEM



Tłocznia gazu Kędzierzyn.

Fot. GAZ-SYSTEM

tychczasowych szkoleniach prowadzonych przez żołnierzy WOT udział wzięło 522 pracowników GAZ-SYSTEM.

Tomasz Pietrasieński, ekspert, GAZ-SYSTEM



Blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Siekierki będzie niemal bliźniaczą kopią jednostki pracującej od dwóch lat na Żeraniu.

Konsekwentnie inwestujemy w niebieskie paliwo

Monika Skołyżyńska, Wojciech Dorobiński

Jednym z największych wyzwań stojących przed polskim ciepłownictwem jest dekarbonizacja. Zgodnie z zapisami dotyczącymi transformacji energetycznej, całkowita rezygnacja z węgla powinna nastąpić w 2050 roku. Do tego czasu główną rolę w okresie przejściowym będą odgrywały elektrociepłownie gazowe, uzupełniające wytwarzanie energii z OZE, a później z atomu.

GAZOWE DOŚWIADCZENIA I PLANY

Pierwszym znaczącym krokiem PGNiG TERMIKA SA na rzecz zastępowania gazem ziemnym węgla w aglomeracji stołecznej była budowa bloku gazowo-parowego o mocy cieplnej 326 MWt i elektrycznej 494 MWe oraz dwóch kotłowni gazowych (opartych na pięciu kotłach po 130 megawatów termicznych każdy) w Elektrociepłowni Żerań. Inwestycje bazujące na wykorzystaniu paliwa gazowego prowadzone są też w Ciepłowni Kawęczyn i Ec Pruszków, w których będą działały nowoczesne kotłownie gazowo-olejowe i silniki gazowe.

Jednak największym projektem, do którego trwają przygotowania, będzie budowa bloku gazowo-parowego i kotłowni szczytowo-rezerwowej w Ec Siekierki. Zostanie to poprzedzone doprowadzeniem gazociągu do największej w Polsce elektrociepłowni. Rozpoczęcie budowy nitki planowane jest na 2025 rok. Trasa projektowanego gazociągu wyniesie około 16 km i przebiegać będzie od miejscowości Gassy do Elektrociepłowni Siekierki przez teren powiatu piaseczyńskiego (gmina Konstancin-Jeziorna) oraz m.st. Warszawy (dzielnice Mokotów i Wilanów). Obecnie zakończono prace geodezyjne i wytyczono ostateczny przebieg gazo-

ciągu. W wyniku konsultacji społecznych obrano jak najmniej kolizyjną opcję, a większość prac w miejscach o szczególnym znaczeniu będzie prowadzonych metodą bezwykopową. Gaz pod ciśnieniem 8,4 MPa popłynie prawie szesnastokilometrową rurą o przekroju 70 cm. Pierwszy przesył ma nastąpić w 2028 roku.

Planowany na Siekierkach blok gazowo-parowy w okresie początkowym będzie wspomagał pracę tamtejszych jednostek, a z czasem zastąpi część kotłów węglowych. Obecnie plany spółki zakładają budowę jednej jednostki (niemal bliźniaczej do zastosowanej w Ec. Żerań) klasy 500 lub 300 MWe – w zależności od możliwości wyprowadzenia mocy elektrycznej. Wraz z realizacją BGP przewidujemy budowę gazowej kotłowni szczytowo-rezerwowej o mocy odpowiednio 520 lub 650 MWt, co łącznie zapewni nowe moce wytwórcze na poziomie 850 MWt. Zużycie gazu ziemnego w ciągu roku przez te jednostki szacuje się na około 0,75 mld m³.

W ramach wstępnych prac obecnie przygotowujemy jest teren pod realizację inwestycji. Wystąpiono też z wnioskiem o decyzję o uwarunkowaniach środowiskowych, która będzie determinować dalsze decyzje i działania spółki.

Całość projektu inwestycyjnego TERMIKI na Siekierkach oprócz bloku gazowo-parowego przewiduje również kotłownię gazową, akumulator ciepła oraz kocioł elektrodowy. W dalszej perspektywie rozważa się zabudowę układu odzysku ciepła ze spalin bloku gazowo-parowego z wykorzystaniem pomp ciepła, co będzie krokiem w stronę zagospodarowania ciepła odpadowego.

Obecnie spółka pracuje nad zapewnieniem wyprowadzenia mocy elektrycznej. Po uzyskaniu odpowiednich decyzji administracyjnych i wyłonieniu wykonawcy budowa mogłaby rozpocząć się w 2026 roku, a zakończyć w 2030 roku.

ZALETY INWESTYCJI

Realizacja inwestycji jest elementem planu rozwoju Ec. Siekierki, który wpisuje się w działania na rzecz transformacji sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego w Polsce oraz dążenia do osiągnięcia neutralności klimatycznej w perspektywie 2050 roku. Inwestycja jest jednym z narzędzi realizacji celów strategicznych firmy, jakim jest eliminacja węgla kamiennego do 2035 roku. Pozwoli na odbudowanie mocy wytwórczych istniejących kotłów węglowych, które planowane są do wyłączenia z eksploatacji.

Budowa bloku gazowo-parowego i gazowej kotłowni w Warszawie ma być odpowiedzią na oczekiwania mieszkańców stolicy związane z ekologicznym i nowoczesnym sposobem produkcji energii. Warto podkreślić, że nowa inwestycja na Siekierkach to przede wszystkim:

- kolejne niskoemisyjne źródło energii,
- ograniczenie zużycia węgla nawet o 800 000 ton/rok,
- wytarzanie ciepła i prądu przy osiągnięciu wysokiej efektywności energetycznej procesu,

- krok w kierunku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i eliminacji węgla kamiennego,
- zmniejszenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery (ze spalania paliwa gazowego nie powstają takie zanieczyszczenia jak dwutlenek siarki, pył czy metale ciężkie, co korzystnie wpłynie na jakość powietrza),
- zmniejszenie uciążliwości związanych z transportem węgla i ubocznych produktów jego spalania,
- strategiczne przedsięwzięcie, mające istotny wpływ na poprawę bezpieczeństwa energetycznego i możliwości zrównoważonego rozwoju Warszawy.

WIĘCEJ GAZU, MNIEJ WĘGLA

Pod koniec 2021 roku w Elektrociepłowni Żerań ruszył wspomniany blok gazowo-parowy. Wraz z dwoma kotłowniami gazowymi zastąpił on pracę dziewięciu kotłów węglowych i zredukował udział węgla w całkowitym miksie paliwowym spółki do około 75%. PGNiG TERMIKA SA planuje, że dzięki licznym inwestycjom realizowanym we wszystkich zakładach, w tym w Ec. Siekierki, do 2030 roku proporcje te ulegną zmianie na rzecz gazu – ilość węgla w miksie paliwowym spadnie poniżej 30%, a w 2035 roku do zera.

17 lipca br. w Ec. Żerań została uruchomiona kotłownia gazowa nr 2. Składa się z zespołu dwóch kotłów wodnych o mocy 2 x 130 MWt. Jest to kotłownia szczytowa, co oznacza, że będzie jednostką wspierającą pracę bloku gazowo-parowego oraz KG1 w zależności od zapotrzebowania na ciepło.

KG2 zastąpi wyłączone z eksploatacji kotły węglowe K-9 i K-10. Zamiast kotłów K-11 i K12 pracuje już jej poprzedniczka – KG1. Tym samym na Żeraniu ostatecznie pozostaną jedynie 2 kotły

węglowe (fluidalne). W poprzednich latach zostały wyposażone w dodatkowe instalacje oczyszczające spaliny, dzięki czemu spełniają najbardziej restrykcyjne krajowe i unijne normy środowiskowe.

– *To dla nas ważny krok w drodze do transformacji energetycznej, choć niejedyny* – podkreśla Jarosław Maślany, wiceprezes zarządu PGNiG TERMIKA SA. – *Jednocześnie inwestujemy w nowe jednostki w Kawęczynie i Pruszkowie, gdzie również stawiamy przede wszystkim na gaz ziemny z domieszką biomasy i oleju. Cały czas dopracowujemy plany inwestycyjne dla naszego największego zakładu – Elektrociepłowni Siekierki – i jestem przekonany, że niedługo dopniemy je na ostatni guzik. Biorąc pod uwagę, jak wielkie są to przedsięwzięcia, mamy dobre tempo. W 2022 roku opalaliśmy nasze zakłady w około 73% węglem. W 2030 roku niewiele mniej będziemy używać gazu.*



Kominy KG2 w Ec. Żerań widoczne pośrodku.

Monika Skołożyńska, Wojciech Dorobiński,
Biuro Komunikacji, PGNiG TERMIKA SA Grupa ORLEN

Koncesjonowanie działalności związanej z wodorem

Piotr Seklecki

21 października 2022 roku na stronie internetowej¹ Rządowego Centrum Legislacji ukazał się projekt nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne”, który do polskiego porządku prawnego ma wprowadzić zasady prowadzenia działalności gospodarczej związanej z wodorem. Projekt ustawy jest elementem Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (kamieniem milowym) i stanowi część pakietu legislacyjnego zwanego „Konstytucją dla wodoru”.

Zawarte w nim przekrojowe zmiany zakładają między innymi:

- wprowadzenie siatki pojęć w ustawie „Prawo energetyczne”, koniecznych do rozwoju i funkcjonowania rynku wodoru w Polsce,
- uregulowanie zasad koncesjonowania działalności związanej z wodorem,
- zaprojektowanie zasad funkcjonowania systemu dedykowanego wodorowi – sieci wodorowe,
- wprowadzenie systemowych mechanizmów wsparcia dla prowadzenia działalności badawczo-rozwojowej w zakresie projektów dotyczących technologii wodorowych,
- uwzględnienie międzysektorowych możliwości wykorzystania wodoru.

Nowelizacja ustawy „Prawo energetyczne” zakłada, że aktywność gospodarcza w obszarze związanym z wodorem będzie działalnością koncesjonowaną, wzorem reżimu regulacyjnego dla paliw gazowych. Zatem, koncesja ma być wymagana na:

- 1) magazynowanie wodoru, z wyjątkiem lokalnego magazynowania w stacjonarnych instalacjach magazynowych wodoru o pojemności do 5000 Nm²,
- 2) przesyłanie wodoru³,
- 3) obrót wodorem, chyba że roczna wartość obrotu nie przekracza 100 tys. euro,
- 4) dostarczanie wodoru bezpośrednimi rurociągami wodorowymi.

W projekcie nowelizacji z obowiązku posiadania koncesji postanowiono wyłączyć wytwarzanie wodoru, wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem wodoru niskoemisyjnego. Projektodawcy podkreślili, że na obecnym etapie rozwoju rynku brak obowiązku koncesjonowania jest uzasadniony, a jego wprowadzenie stanowiłoby nadmierną regulację, a co więcej – obecnie wódór jest szeroko wykorzystywany w przemyśle i jego wytwarzanie nie podlega reglamentacji.

Warunki konieczne, które powinien spełniać przyszły koncesjonariusz występujący z wnioskiem o udzielenie koncesji muszą spełniać przesłanki do jej uzyskania, określone w art. 33 ustawy „Prawo energetyczne”. Zgodnie ust. 1 tego artykułu, prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy, który:

- 1) ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcar-

skiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji,

- 2) dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź jest w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania,
- 3) ma możliwości techniczne gwarantujące prawidłowe wykonywanie działalności,
- 4) zapewni zatrudnienie osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych, o których mowa w art. 54 ustawy „Prawo energetyczne”⁴,
- 5) uzyskał decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu (jeżeli konieczność uzyskania takiej decyzji wynika z uwarunkowań wnioskodawcy),
- 6) nie zalega z zapłatą podatków stanowiących dochód budżetu państwa, z wyjątkiem przypadków, gdy uzyskał przewidziane prawem zwolnienie, odroczenie, rozłożenie na raty zaległości podatkowych albo podatku lub wstrzymanie w całości wykonania decyzji właściwego organu podatkowego.

Z kolei, w przypadku magazynowania wodoru wniosek o udzielenie koncesji musiałby zostać uzupełniony o oznaczenie instalacji magazynowej⁵ wodoru zawierające:

- a) określenie technologii wykorzystywanej do magazynowania wodoru,
- b) dane dotyczące całkowitej pojemności instalacji magazynowej wodoru określonej w Nm³,
- c) dane dotyczące pojemności czynnej instalacji magazynowej wodoru określonej w tonach,
- d) miejsce przyłączenia instalacji magazynowej wodoru,
- e) wskazanie, czy instalacja magazynowa wodoru stanowi część jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego⁶.

Wskazane warunki stanowią część nowo projektowanego postanowienia o utworzeniu rejestru instalacji magazynowych wodoru, przyłączonych do sieci wodorowej. Zgromadzenie w rejestrze całościowych informacji dotyczących specyfikacji i statusu prawnego tego rodzaju instalacji oraz danych ich posiadaczy ma na celu ochronę interesu publicznego, ponieważ tego rodzaju instalacje (ze względu na skalę objętościową) mogą stanowić część infrastruktury strategicznej państwa.

Aby uzyskać pełny obraz zagadnienia, powyższe wywody muszą zostać uzupełnione o przesłanki negatywne, czyli okoliczności uniemożliwiające uzyskanie koncesji. W art. 33 ust. 3 ustawy „Prawo energetyczne” przesłanki te zostały zredagowane w sposób niepozostawiający organowi regulacyjnemu „luzów decyzyjnych” co do możliwości podjęcia określonego rozstrzygnięcia w sytuacji zrealizowania się którejs z nich. W każdym przypadku określonym w tym przepisie prezes URE jest zobligowany do odmówienia udzielenia koncesji. Przesłanki te charakteryzują się także tym, że w określonym układzie postępowania w aspekcie przedmiotowym i podmiotowym nie podlegają konwalidacji w tym znaczeniu, że przedsiębiorca, któremu cofnięto koncesję przed upływem określonego w ustawie czasu, nie może się o nią ponownie ubiegać, a osoba skazana prawomocnym wyrokiem nie uzyska koncesji przed zatarciem się skazania.

Zatem, koncesja nie może być wydana wnioskodawcy:

- 1) który znajduje się w postępowaniu upadłościowym lub likwidacji,
- 2) któremu w okresie ostatnich trzech lat cofnięto koncesję na działalność określoną ustawą z przyczyn wymienionych w art. 41 ust. 3 ustawy „Prawo energetyczne” lub którego w okresie ostatnich trzech lat wykreślono z rejestru działalności regulowanej z przyczyny wydania decyzji o zakazie wykonywania przez wnioskodawcę działalności objętej wpisem⁷,
- 3) skazanemu prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą,
- 4) który nie jest zarejestrowany jako podatnik podatku od towarów i usług,
- 5) jeżeli inny podmiot posiadający wobec niego znaczący wpływ lub sprawujący nad nim kontrolę albo współkontrolę⁸, został w okresie ostatnich trzech lat prawomocnie skazany za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą.

Natomiast w myśl art. 33 ust. 3a ustawy „Prawo energetyczne” w przypadku wnioskodawcy będącego osobą prawną lub jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej albo przedsiębiorcą zagranicznym lub przedsiębiorcą zagranicznym prowadzącym działalność na terytorium RP⁹, warunek, o którym mowa w ust. 3 pkt 3, dotyczy również osób uprawnionych do ich reprezentowania, a także członków rad nadzorczych.

Należy również mieć na uwadze, że zgodnie z art. 33 ust. 3c ustawy „Prawo energetyczne” prezes URE zawiesza postępowanie o udzielenie koncesji w przypadku wnioskodawcy, wobec którego wydano postanowienie o przedstawieniu zarzutów w sprawie popełnienia przestępstwa lub przestępstwa skarbowego mającego związek z prowadzoną przez niego działalnością gospodarczą, lub gdy wydano takie postanowienie wobec osób oraz członków, o których mowa w ust. 3a, do czasu zakończenia postępowania przygotowawczego i sądowego. Ponadto, należy zauważyć, że – zgodnie z art. 41 ust. 2 pkt 4 ustawy „Prawo energetyczne” – prezes URE cofa koncesję w przypadku niespełnienia któregokolwiek z warunków, o których mowa w art. 33 ust. 1 lub w przypadku wystąpienia

okoliczności, o których mowa w art. 33 ust. 3 pkt 2–7 lub 3a. Wracając do postanowień projektowanej nowelizacji, należy również wspomnieć o zmianie treści art. 43 ust. 1, mówiącej o tym, że w przypadku zamiaru wykonywania działalności gospodarczej polegającej na magazynowaniu lub przesyłaniu wodoru, przedsiębiorcy będą mogli ubiegać się o wydanie promesy koncesji, która stanowi swego rodzaju przyrzeczenie udzielenia koncesji w przyszłości, po spełnieniu odpowiednich warunków. Promesa koncesji nie daje prawa do prowadzenia działalności gospodarczej, jednakże może być dokumentem ułatwiającym przedsiębiorstwu realizację planowanej inwestycji.

Ostatnim elementem, na który przedsiębiorcy będą musieli uważać, to „pokusa” prowadzenia działalności bez wymaganej koncesji. W art. 57g ust. 1a projektodawcy zaproponowali karę grzywny do 2500 stawek dziennych albo karę pozbawienia wolności od trzech miesięcy do pięciu lat¹⁰.

Wydaje się, że reglamentacyjne uregulowanie obszaru omawianej aktywności gospodarczej ma uzasadnienie w dotychczasowej praktyce regulacyjnej rynku paliw gazowych. Pozytywnie należy ocenić zaproponowane wyłączenia spod koncesjonowania lub wpisu do rejestru instalacji magazynowej, w myśl zasady promowania swobody gospodarczej i zmniejszania biurokratyzacji, a także wprowadzenia ułatwień dla właścicieli lokalnej infrastruktury magazynowej. Przedmiotowa nowelizacja to zdecydowanie wyczekiwany dokument przez branżę gazowniczą, który będzie istotnym krokiem naprzód w rozwoju polskiej gospodarki wodorowej.

Piotr Seklecki, kierownik Działu Analiz w SGT EuRoPol GAZ s.a.

¹ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12365500/katalog/12921252#12921252>

² Zgodnie z uzasadnieniem do ustawy przez lokalne magazynowanie rozumiane jest magazynowanie w miejscu produkcji. Przez instalacje stacjonarne rozumiane są naziemne magazyny, niemobilne.

³ Przez przesyłanie rozumie się transport wodoru sieciami wodorowymi w celu jego dostarczenia odbiorcom, z wyłączeniem transportu wodoru małymi sieciami wodorowymi oraz sprzedaży wodoru.

⁴ W projektowanej nowelizacji art. 54 wprowadzono rozszerzenie zakresu kwestii, które będzie brał pod uwagę minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w art. 54 ust. 7 ustawy „Prawo energetyczne”, o zapewnieniu bezpieczeństwa technicznego i niezawodności funkcjonowania oraz bezpiecznej eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci wodorowych.

⁵ Wpisowi do rejestru podlegałyby instalacje magazynowe wodoru o łącznej pojemności powyżej 5000 Nm³.

⁶ Zgodnie z projektowanym art. 43h ust. 6 pkt. 2.

⁷ Ze względu na: a) złożenie oświadczenia o spełnieniu warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności niezgodnego ze stanem faktycznym lub b) nieusunięcie naruszeń warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności w wyznaczonym przez organ terminie lub c) rażące naruszenie warunków wymaganych prawem do wykonywania tej działalności.

⁸ Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 34, 35 i pkt 36 lit. a, b, e i f ustawy z 29 września 1994 roku o rachunkowości.

⁹ W ramach oddziału z siedzibą na terytorium RP, utworzonego na warunkach i zasadach określonych w ustawie z 6 marca 2018 roku o zasadach uczestnictwa przedsiębiorców zagranicznych i innych osób zagranicznych w obrocie gospodarczym na terytorium RP (Dz.U. z 2022, poz. 470).

¹⁰ Zmiana po uwagach Ministerstwa Sprawiedliwości.

Receptury zaczynów i kamieni cementowych o podwyższonej szczelności dla podziemnych magazynów wodoru w kawernach solnych

Paweł Wilkosz, Marcin Rzepka, Marcin Warnecki, Sławomir Szuflita, Miłosz Kędziński, Łukasz Kut, Jerzy Kuśnierczyk, Bogumił Augustyn

Gas Storage Poland sp. z o.o. (GSP) w 2021 roku uruchomiła projekt pn. H2020, dotyczący podziemnego wielkoskalowego magazynowania wodoru w kawernach solnych. W 2022 roku GSP, we współpracy z Instytutem Nafty i Gazu, rozpoczął prace badawczo-rozwojowe, mające na celu opracowanie efektywnych ekonomicznie i bezpiecznych rozwiązań, pozwalających na magazynowanie wodoru w kawernach solnych. Jednym z podjętych zadań jest opracowanie receptury zaczynów i kamieni cementacyjnych, które zostaną wykorzystane przy uszczelnieniu przestrzeni między skałami a rurami eksploatacyjnymi i zapewnią długoterminową szczelność dla magazynowanego wodoru w kawernie solnej (rysunek 1).

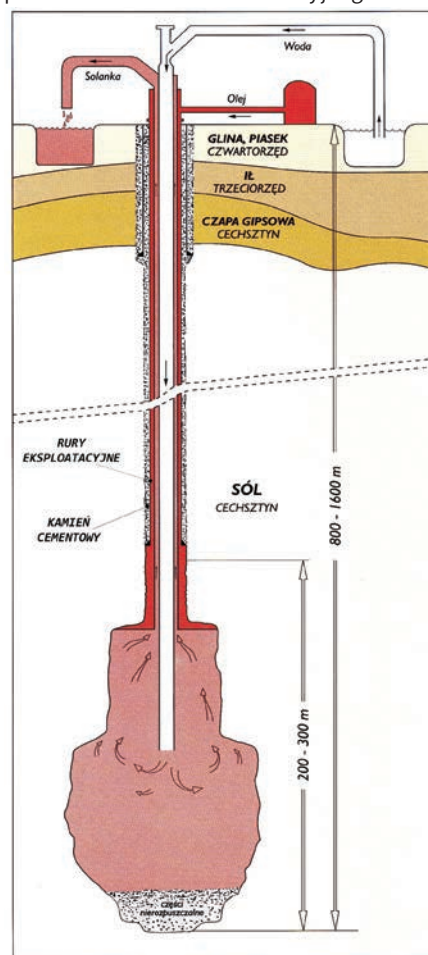
Pierwsze wyniki badań laboratoryjnych, wykonane dla receptur zaczynów cementowych i kamieni cementowych o podwyższonej szczelności dla podziemnych magazynów wodoru w kawernach solnych, zostały zaprezentowane w formie posteru na konferencji Forgaz 2023. Poster ten uznano za najlepszy na tej konferencji.

Receptury cementowe opracowane zostały w INiG – PIB w Laboratorium Zaczynów Uszczelniających na zlecenie Gas Storage Poland. W badanych zaczynach cementowych jako spoiwo wiążące zastosowano cement wiertniczy G. Zaczyny cementowe sporządzano na solance o pełnym nasyceniu o gęstości $1,2 \text{ g/cm}^3$ ze względu na bezpośrednią obecność soli w otworze. Do solanki dodawano kolejno środki: odpieniający, upłynniający i obniżający filtrację. Pozostałe składniki: mikro-cement, gips modelowy oraz cement mieszano ze sobą i następnie wprowadzano do wody zarobowej. Wstępne badania prowadzono dla dziewięciu próbek kamieni cementowych. Do badań szczegółowych wytypowano trzy próbki: B, G i J. Gęstość badanych zaczynów wynosiła około $1,91\text{--}1,92 \text{ g/cm}^3$. Zaczyny cementowe charakteryzowały się dobrymi parametrami reologicznymi oraz zerowym odstożem wody. Receptury wykazywały dodatnie zmiany objętościowe po 24 i 48 godzinnych. Wytrzymałość na ścislenie badanych próbek po 28 dniach przekraczała 20 MPa. Najniższą przenikalnością względem wodoru cechowała się próbka J.

W najbliższych latach podziemne magazynowanie wodoru może stanowić jeden z ważniejszych elementów w polityce energetycznej zarówno w Europie, jak i na świecie. Dotyczy to zwłaszcza planów, w których do około połowy XXI wieku

powinna zostać zapewniona neutralność klimatyczna krajów zrzeszonych w Unii Europejskiej. Wytwarzanie wodoru przeznaczonego do magazynowania może odbywać się dzięki wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, a także poprzez zastosowanie źródeł konwencjonalnych. Zmagazynowany wodór może być następnie wykorzystywany w przemyśle chemicznym, rafineryjnym i petrochemicznym jako paliwo niskoemisyjne lub jako nośnik i magazyn energii do stabilizacji systemu elektroenergetycznego opartego na OZE.

Rysunek. 1. Schemat kawerny magazynowej ze wskazanym położeniem kamienia cementacyjnego



Źródło:
Gas Storage Poland.

Tabela 1. Składy testowanych zaczynów cementowych

Symbol zaczynu/składniki [%]	Zaczyn B	Zaczyn G	Zaczyn J
Solanka NaCl o gęstości 1,20 g/cm ³	60	59	60
Dodatek odpieniający (gazujący pianę)	0,5	0,5	0,5
Dodatek upłynniający (plastyfikator)	0,4	0,4	0,4
Dodatek antyfiltracyjny (ograniczający wolną wodę)	0,1	0,1	0,1
Mikrocement	10	8	10
Cement wiertniczy klasy G	100	100	100
Dodatek spęczniający	0,15	0,15	0,15
Gips modelowy	8	10	10

W celu bezpiecznego magazynowania wodoru w strukturach geologicznych należy zapewnić jak najwyższą szczelność całego układu infrastruktury podziemnej. Wiąże się to z koniecznością opracowania i doboru szczelnych dla wodoru receptur zaczynów cementowych, które po związaniu wytworzą nieprzepuszczalny płaszcz cementowy między rurami okładzinowymi a ścianą otworu wiertniczego.

Badania laboratoryjne zaczynów cementowych

W latach 2022–2023 w Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym, na zlecenie Gas Storage Poland, prowadzone są testy zmierzające do opracowania zaczynów cementowych o podwyższonej szczelności, przeznaczonych dla podziemnych magazynów wodoru w kawernach solnych. Schemat kawerny solnej ze wskazaniem lokalizacji płaszcza cementowego przedstawiono na rysunku 1. W trakcie wykonywania testów dokonywana jest ocena podstawowych parametrów zaczynów i kamieni cementowych oraz prowadzone są zaawansowane, długofalowe badania weryfikujące szczelność kamieni cementowych dla wodoru.

Rysunek 2. Przenikalność względem wodoru dla poszczególnych próbek kamieni cementowych

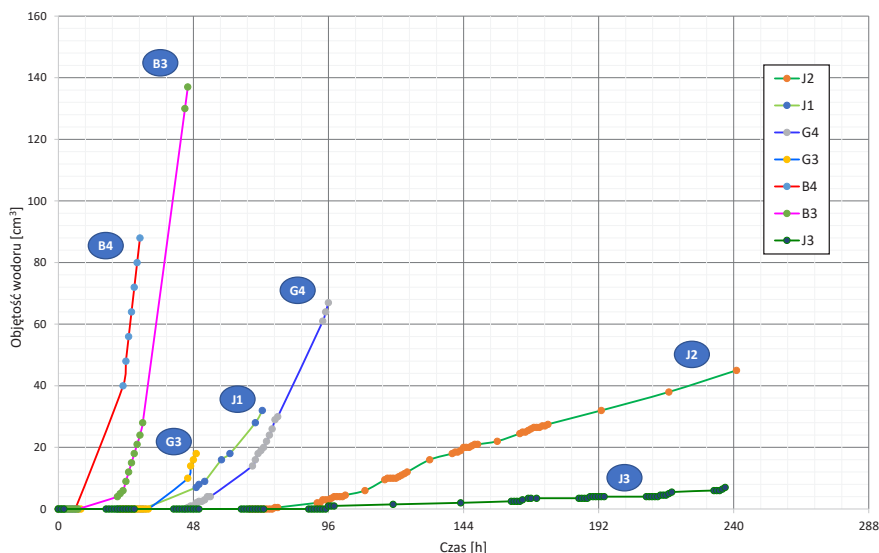


Tabela 2. Parametry zaczynów i kamieni cementowych

Symbol zaczynu, temperatura/ oznaczany parametr	Zaczyn B (25 °C)	Zaczyn G (25 °C)	Zaczyn J (25 °C)
Gęstość zaczynu cementowego [kg/m ³]	1915	1920	1920
Odstój wody z zaczynu (wolna woda) mierzony pod kątem 90° [%]	0,0	0,0	0,0
Lepkość plastyczna zaczynu [Pa·s]	0,0707	0,0726	0,0712
Granica płynięcia zaczynu [Pa]	8,5	9,2	8,9
Zmiany objętości (pęcznienie) po 24 h	+0,125	+0,125	+0,128
Zmiany objętości (pęcznienie) po 48 h	+0,148	+0,144	+0,149
Początek wiązania [h·min]	38–30	38–45	38–00
Koniec wiązania [h·min]	40–00	40–15	40–15
Wytrzymałość na ściskanie kamienia cementowego po 7 dniach [MPa]	12,8	12,5	12,8
Wytrzymałość na ściskanie kamienia cementowego po 14 dniach [MPa]	17,0	16,8	17,1
Wytrzymałość na ściskanie kamienia cementowego po 28 dniach [MPa]	22,4	21,9	22,7
Porowatość ogólna [%]	34,2	34,1	34,0
Udział porów o średnicy powyżej 10 000 nm w całej matrycy kamienia cementowego [%]	2,2	2,5	2,0
Udział porów o średnicy od 100 do 10 000 nm w całej matrycy kamienia cementowego [%]	1,7	5,1	1,6
Udział porów o średnicy poniżej 100 nm w całej matrycy kamienia cementowego [%]	96,1	92,4	96,4

Badania laboratoryjne zaczynów cementowych wykonywane były w Zakładzie Technologii Wiercenia INiG – PIB O/Krosno w Laboratorium Zaczynów Uszczelniających zgodnie z normami:

- PN-EN ISO 10426-1. *Przemysł naftowy i gazowniczy. Cementy i materiały do cementowania otworów. Część 1: Specyfikacja*, Warszawa 2013.
- PN-EN ISO 10426-2. *Przemysł naftowy i gazowniczy. Cementy i materiały do cementowania otworów, Część 2: Badania cementów wiertniczych*, Warszawa 2006.

W badaniach wstępnych, prowadzonych w temperaturze 25 °C, sporządzono dziewięć zaczynów (A, B, C, D, E, F, G, H i J), z których następnie wybrano trzy (B, G, J) do badań szczegółowych (tabela 1). Badania te miały na celu wybranie receptury o najkorzystniejszych parametrach technologicznych.

W poszczególnych próbkach badano gęstość zaczynu cementowego, odstój wody, parametry reologiczne zaczynu cementowego, wykonywano pomiary pęcznienia zaczynu cementowego oraz oznaczano czas początku i końca wiązania zaczynu cementowego. Dla kamienia cementowego prowadzono testy wytrzymałości na ściskanie, porowatości oraz przenikalności względem wodoru (tabela 2).

Badania szczelności kamienia cementowego

Długofalowe testy weryfikujące szczelność prowadzone będą m.in. z wykorzystaniem zmodyfikowanej aparatury PVT (*Pressure-Volume-Temperature*) do badań płynów i skał złożowych (w tym kamienia cementowego) przy odtworzeniu termobarycznych warunków złożowych. Aparatura PVT umożliwia prowadzenie zaawansowanych badań w szerokim zakresie ciśnień (0–100 MPa) i temperatur (od -20 do 200 °C) oraz bardzo precyzyjne (do 0,001 cm³) pomiary objętości. Sterowanie aparaturą odbywa się za pomocą specjalistycznego oprogramowania umożliwiającego bieżącą zmianę warunków badania, monitoring i ciągłą rejestrację parametrów w trakcie eksperymentu. Przenikalność względem wodoru dla poszczególnych próbek kamieni cementowych przedstawiono na rysunku 2.

* * *

- Opracowane zaczyny cementowe (których cieczą zarobową jest solanka NaCl o pełnym nasyceniu) sporządzane były na bazie cementu wiertniczego G.
- Zaczyny zawierały kilka rodzajów środków upłynniających, antyfiltracyjnych, spęczniających i przeciwpieniących. Użyto różnych ilości gipsu modelowego i mikrocementu.
- Gęstość badanych zaczynów wynosiła ok. 1,91–1,92 g/cm³. Zaczyny nie posiadały odstoju wody (brak wolnej wody). Parametry reologiczne zaczynów były odpowiednie do wykonania zabiegu uszczelniania rur okładzinowych w kawernach solnych.
- Receptury wykazywały dodatnie zmiany objętościowe po 24 i 48 godzinach.

- Wytrzymałość na ściskanie badanych próbek po 28 dniach przekraczała 20 MPa.
- Najniższą przenikalnością względem wodoru cechowała się próbka J (podczas testów prowadzonych przez 240 godzin zanotowano jedynie minimalną przenikalność).
- Testy przenikalności dla wodoru są kontynuowane przy różnych wariantach ciśnień.

Paweł Wilkosz, Bogumił Augustyn, Gas Storage Poland sp. z o.o. Marcin Rzepka, Marcin Warnecki, Sławomir Szuflika, Miłosz Kędzierski, Łukasz Kut, Jerzy Kuśnierczyk, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Literatura

- M. Kędzierski, M. Rzepka, *Wstępne badania nad opracowaniem zaczynów cementowych przeznaczonych do podziemnego magazynowania wodoru w kawernach solnych*, „Nafta-Gaz” 2/2022, s. 120–127, DOI: 10.18668/NG.2022.02.04.
- A. S. Lord, P. H. Kobos, D. J. Borna, 2014, *Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands*, Int. J. Hydrog. Energy, 39(28): 15570–15582. doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.121.
- M. Miziołek, B. Filar, T. Kwilosz, *Magazynowanie wodoru w szczerpanych złożach gazu ziemnego*, „Nafta-Gaz” 3/2022, s. 219–239, DOI: 10.18668/NG.2022.03.06.
- P. Such, *Magazynowanie wodoru w obiektach geologicznych*, „Nafta-Gaz”, 11/2020, s. 794–798, DOI: 10.18668/NG.2020.11.04.
- M. Wojnicki i in., *Ocena szczelności stwardniałych zaczynów cementowych dla wodoru*, „Nafta-Gaz” 6/2023, s. 385–397, DOI: 10.18668/NG.2023.06.02.
- F. Zhang, P. Zhao, M. Niu, J. Maddy, 2016, *The survey of key technologies in hydrogen energy storage*, Int. J. Hydrog. Energy, 41(33): 14535–14552. Doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.05.293.

Warsztaty kogeneracyjne – 24.08.2023

Kraje Unii Europejskiej przebudowują systemy energetyczne w kierunku zwiększania udziału paliw zeroemisyjnych. W procesie transformacji energetyki konieczne będzie wykorzystywanie innowacyjnych rozwiązań kogeneracyjnych opartych na nowych paliwach – tego zdania są uczestnicy warsztatów technicznych „Kogeneracja i poligeneracja w układach silnikowych na paliwa gazowe – wodór, biogaz”, zorganizowanych przez IGG.

Dr Robert Perkowski, członek zarządu ds. wydobywania ORLEN S.A., prezes IGG, zwracając się do uczestników warsztatów, powiedział, że wyzwania pojawiające się wraz z nowymi nośnikami energii i gazami zdekarbonizowanym determinują rozwój nowych technologii, na co ORLEN jest dobrze przygotowany, ponieważ ma doskonałe umiejętności implementacji innowacyjnych technologii. Zaznaczył, że IGG od lat realizuje swoją misję dotyczącą rozwoju nowych technologii wspierających działalność branży między innymi poprzez opracowanie dokumentów standaryzacyjnych w tym obszarze.

W części prawnej radca prawny Robert Mikulski z Brillaw Kancelarii Radców Prawnych Mikulski & Partnerzy zwrócił uwagę, że w celu realizacji ambitnych planów strategii wodorowej niezbędne są pilne rozwiązania legislacyjne, a przede wszystkim **stworzenie do 2025 roku ram prawnych funkcjonowania infrastruktury wodorowej oraz wsparcie prac i inicjatyw badawczych i wdrożeń**.

W referacie o rozwoju układów kogeneracyjnych na paliwa gazowe Wacław Bilnicki z IGG przedstawił najnowsze trendy w tej technologii. Jak podkreślił, na świecie wciąż pojawiają się nowe rozwiązania techniczne, zwiększające sprawność układów kogeneracyjnych, ich elastyczność paliwową oraz funkcjonalność w zakresie bilansowania i roli w systemach elektroenergetycznych.

Marcin Skop z TEDOM POLAND podkreślił zakres zrealizowanych przez Grupę TEDOM zainstalowanych już dziesięciu tysięcy jednostek kogeneracyjnych w Europie. Zaprezentował modele współpracy z potencjalnymi inwestorami, wskazał też przykładowe realizacje w Polsce.

W kolejnej sesji tematycznej warsztatów Grzegorz Drabik z TEDOM POLAND omówił proces produkcji prądu i ciepła w jednostce kogeneracyjnej. Prelegent wskazał perspektywiczne możliwości współspalania wodoru w silnikach gazowych i przedstawił znane i zbadane parametry techniczne tego procesu.

Krzysztof Maciąg z TEDOM POLAND omówił europejskie cele w zakresie ograniczenia emisji CO₂ i taksonomię w perspektywie 2050 roku. Jak zaznaczył, legislacja i certyfikacja nie nadążają za rozwojem technologii opartych na wodrze jako paliwie.

W części praktycznej Grzegorz Drabik z TEDOM POLAND zaprezentował rachunek opłacalności inwestycji w kogeneracyjne układy silnikowe, wskazując na ich wysoką opłacalność i stosunkowo krótki okres zwrotu, nawet poniżej dwóch lat.

Reforma rynku bilansującego

– wykorzystaj nowe możliwości z WIRE 14.0!

Rafał Kawęcki

Planowana na 2024 rok reforma rynku bilansującego ma na celu stworzenie bardziej efektywnego, elastycznego i stabilnego systemu elektroenergetycznego, otwierając nowe możliwości zarządzania energią w dynamicznym środowisku rynkowym. Wymaga ona dostosowania systemów informatycznych do nowych standardów i protokołów komunikacji z operatorem systemu elektroenergetycznego (OSP). Nowy rynek bilansujący to także możliwość zwiększenia przychodów elastycznych jednostek wytwórczych, a więc szansa dla całego sektora energetyki gazowej.

Transition Technologies – Systems (TTSystems) jest liderem w dostarczaniu oprogramowania IT dla sektora energetycznego i gazowego. Aplikacja WIRE jest nieustannie aktualizowana i rozwijana, aby spełniać najnowsze wymagania i oczekiwania klientów. Obecnie TTSystems oferuje system dostosowany do standardów WIRE 14.0, który wprowadza wiele nowości i udogodnień.

Aplikacja WIRE 14.0, to innowacyjna odpowiedź na reformę rynku bilansującego. Ten rewolucyjny system gwarantuje nie tylko skuteczną wymianę informacji z OSP, ale także umożliwia zarządzanie energią elektryczną oraz procesami związanymi z rynkiem bilansującym. Aplikacja WIRE 14.0 to kompleksowe narzędzie, które zapewnia optymalizację kosztów, minimalizację ryzyka, poprawę jakości danych i usług oraz szybkie reagowanie na zmiany rynkowe.

Reforma na rynku bilansującym otwiera nowe możliwości również dla jednostek zasilanych paliwem gazowym. Nowoczesne

narzędzia od TTSystems zapewniają optymalne wykorzystanie elastyczności pracy i błyskawiczną reakcję na te zmiany. Aplikacja jest rozwiązaniem sprawdzonym i polecanym przez naszych klientów, którzy doceniają jej niezawodność, funkcjonalność i łatwość obsługi. Aplikacja WIRE jest wdrażana u podmiotów polskich i zagranicznych, zarówno w sektorze produkcji, jak i obrotu energią elektryczną oraz jest skierowana do podmiotów, które pełnią lub chcą pełnić rolę operatora rynku (OR). Dzięki temu narzędziu uczestnicy rynku bilansującego mogą w prosty sposób przesyłać informacje handlowe i techniczne.

Zaufaj naszemu, ponad 20-letniemu doświadczeniu i kompetencjom w branży energetycznej. Dostarczamy kompleksowe rozwiązania informatyczne dla sektora energii, gazu i OZE, w tym systemy handlowe, techniczne, analityczne i integracyjne. Współpracujemy z ponad 100 podmiotami energetycznymi w Polsce i za granicą, oferując im wysoką jakość usług i wsparcie.

Nowy WIRE to bardziej efektywne zarządzanie danymi i procesami związanymi z rynkiem bilansującym! Skontaktuj się z naszymi ekspertami już teraz i wejdź na wyższy poziom komunikacji z OSP!

<https://ttst.com.pl/tt-systems/>

Rafał Kawęcki, dyrektor REE ds. systemów handlowo-technicznych w Transition Technologies Systems sp. z o.o.

Co możesz zyskać dzięki WIRE 14.0?



MultiWIRE SaaS - wdrażaj WIRE w chmurze



Biblioteka PrimeFaces i framework Angular



REST API - integracja WIRE z BI, moduł Swagger



Rozbudowana kontrola dostępu



Automatyzacja procesów do standardów WIRE



Obsługa wszystkich standardów WIRE

Gaz w przyszłym ogrzewnictwie

Janusz Starościk

Zarówno w 2022 roku, jak i w I i II kwartale 2023 roku w Polsce gwałtownie spadła sprzedaż kotłów gazowych. W pierwszych trzech miesiącach tego roku zmalała w przypadku kotłów wiszących o 45 proc., a stojących o 55 proc. w porównaniu z I kwartałem ubiegłego roku. Największy, przekraczający nawet 50 proc., spadek odnotowano w przypadku kotłów na gaz i gazowych podgrzewaczy wody użytkowej. W II kwartale 2023 roku zanotowano spadek o 60% dla wszystkich gazowych kotłów ogółem, z tym że w wypadku najpopularniejszych obecnie wiszących kotłów kondensacyjnych ten spadek sprzedaży wyniósł nawet 62%. To efekt bardzo intensywnej kampanii antygazowej, którą od pewnego czasu można zaobserwować w mediach.

Środowiska mające na celu zlikwidowanie ogrzewania opartego na gazie pod hasłem elektryfikacji ogrzewnictwa, pod koniec 2021 roku rozpoczęły działania na rzecz zminimalizowania zapotrzebowania na ogrzewanie z wykorzystaniem gazu, najpierw pod hasłem podwyżek cen gazu, później wykorzystując argument groźby braku tego surowca, następnie powołując się na konieczność uniezależnienia się od Rosji, a w końcu na potrzebę dekarbonizacji i odchodzenia od paliw kopalnych, co było głównym powodem działań podejmowanych przez Komisję Europejską. Efektem tych działań były zmiany w dyrektywie o efektywności energetycznej budynków oraz proponowane zmiany w ekoprojekcie, nad którymi prace w Parlamencie Europejskim nadal się nie zakończyły.

Wywołana „histeria” antygazowa oraz wzrastające ceny paliw i gazu, a także niepewność co do zabezpieczenia popytu w sezonie grzewczym, miały wpływ na wybór urządzeń grzewczych zarówno do wymiany, jak i do zasilania nowych budynków, co przełożyło się na spadek sprzedaży kotłów gazowych i lawinowy wzrost zapotrzebowania na pompy ciepła, a także inne urządzenia grzewcze na energię elektryczną. Przekształcane i nieprawdziwe, krążące na rynku informacje dotyczące zakazu montażu kotłów gazowych (zakaz miałby obowiązywać od 2027 roku dla nowych budynków, a od 2030 roku dla modernizowanych) ukierunkowane zostały na przekaz o całkowitym zakazie montażu kotłów gazowych. Mamy więc do czynienia z typową manipulacją, która niestety ma duży wpływ na kształtowanie rynku i bezpieczeństwo zaopatrzenia domostw w ciepło w najbliższym czasie.

Źródła ogrzewania do wyboru

Transformacja ogrzewnictwa i przechodzenie na odnawialne źródła energii są konieczne i powinny być przeprowadzane konsekwentnie, krok po kroku, z równoczesnym zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego oraz uwzględnieniem wszystkich kosztów, zarówno inwestycyjnych, jak i ekonomicznych, a także możliwości infrastrukturalnych. Dlatego powinien być możliwy wybór źródeł ogrzewania, oparty na wszystkich dostępnych technologiach wykorzystujących OZE, w tym instalacji hybrydowych. W bezpiecznym miksie energetycznym jest miejsce zarówno dla

pomp ciepła, jak i innych źródeł ogrzewania elektrycznego, energii słonecznej pozyskiwanej przez kolektory, a także przez PV, dla kotłów na biomasę oraz, oczywiście, kotłów gazowych, które już obecnie mogą być bez problemu zasilane biogazem, domieszką do 20% zielonego wodoru, a specjalnie dedykowane urządzenia nawet wyłącznie wodorem.

Zbytne przyspieszanie działań zmierzających do wycofania tradycyjnych urządzeń grzewczych może przynieść odwrotny efekt do zamierzonego. Na przykład w Austrii po wprowadzeniu ograniczeń montażu kotłów gazowych w nowych i zmodernizowanych budynkach mieszkańcy zaczęli wstrzymywać inwestycje termomodernizacyjne ze względu na wysokie koszty, a w Niemczech sprzedaż kotłów gazowych wzrosła o ponad 20% ze względu na obawy ewentualnych zakazów ich montażu.

Odchodzenie od paliw kopalnych, w tym od obecnej postaci gazu ziemnego, jest koniecznością i nie wynika wyłącznie z kwestii klimatycznych lub politycznych. Podyktowane jest przede wszystkim pilną potrzebą ograniczenia emisji CO₂ i zmniejszenia wpływu na ocieplenie klimatu. W przypadku gazu dodatkowo występuje określona niepewność co do stabilności rynku i paliwo to może być przedmiotem działań spekulacyjnych, jak pokazały wydarzenia w 2022 roku. Pod koniec 2022 roku okazało się, że zakładana niepewność dostaw, wywołana zakręceniem kurka w gazociągach z Rosji, dzięki podjętym działaniom związanym z dywersyfikacją kierunków dostaw, nie wpłynęła znacząco na gospodarkę Europy. W Polsce własne wydobywanie pokrywa około 25% zużycia gazu, co odpowiada mniej więcej zapotrzebowaniu na gaz gospodarstw domowych na cele kuchenne i grzewcze.

Hybrydowe układy grzewcze

Zwiększając efektywność energetyczną budynków, a w konsekwencji zmniejszając zapotrzebowanie na ciepło, a zarazem paliwa i energię do jego wytwarzania, dostępny gaz możemy bezpiecznie wykorzystywać do momentu stworzenia alternatywnych rozwiązań, pozwalających na całkowitą rezygnację z gazu ziemnego, co nie nastąpi w najbliższych dekadach i nie oznacza rezygnacji z gazu jako paliwa gwarantującego stabilne działanie systemu energetycznego i grzewczego opartego na OZE. Dyskutowane w UE w ostatnich miesiącach propozycje ukierunkowane są na rozwiązania hybrydowych układów grzewczych składających się z pomp ciepła, kolektorów słonecznych z magazynami ciepła, wspomaganymi w zapotrzebowaniu szczytowym ogrzewaniem gazowym, a w przyszłości nawet w całości gazami odnawialnymi. Takie rozwiązania są elastyczne i pozwalają na dopasowanie relacji OZE–gaz do aktualnych warunków, a po osiągnięciu odpowiedniej efektywności budynków (co wymaga jednak sporo czasu i nakładów finansowych, na które obywatele państw członkowskich po prostu nie stać) muszą być rozłożone w perspektywie dłuższego czasu.

Dyskusje unijne

Unia Europejska, analizując realność wdrożenia proponowanych rozwiązań w poszczególnych krajach, na obecnym etapie nie narzuciła dotychczas sztywnego okresu zmian, stawiając wymagania w zakresie osiągnięcia odpowiedniej efektywności energetycznej.

Narzucenie krótkich terminów odchodzenia od paliw czy technologii w wielu przypadkach mogłoby być trudne do zrealizowania, ponieważ niesie ze sobą ryzyko ograniczonych możliwości produkcyjnych unijnych dostawców pomp ciepła w założonym czasie i następnego uzależnienia się od dostaw z Dalekiego Wschodu. Nowe regulacje unijne nie mogą spowodować (jak to było w przypadku dostawców pomp ciepła w 2022 roku) stworzenia problemu dla europejskiego zaplecza producentów urządzeń. Rozważane niedawno propozycje ograniczenia dla instalacji kotłów gazowych w proponowanym na początku kształcie uniemożliwiłyby wykorzystanie w przyszłości biometanu i wodoru wytwarzanego z wykorzystaniem energii elektrycznej pozyskiwanej w instalacjach OZE, co ograniczyłoby wybór wykorzystywanego do ogrzewania nośnika energii pozyskiwanego z OZE. Dlatego zaproponowano kompromisowe rozwiązanie, polegające na oddzieleniu technologii od paliw w procesie transformacji. Dzięki temu używana obecnie infrastruktura w przyszłości mogłaby być wykorzystywana przy zasilaniu zielonymi gazami, co zwiększałoby bezpieczeństwo funkcjonowania przyszłego miksu energetycznego opartego na OZE.

Cenne gazowe nośniki energii

Od sierpnia 2022 roku do stycznia 2023 roku państwa UE wspólnie zmniejszyły o 19% ilość zużywanego gazu ziemnego. Daje to w sumie 41,5 mld metrów sześciennych. W niektórych krajach zużycie zmalało o ponad 40 proc.

Jest to efekt wspólnych przepisów przyjętych latem 2022 roku. Określono w nich dobrowolny cel zmniejszenia zużycia gazu ziemnego o 15% w okresie od sierpnia 2022 roku do marca 2023 roku w porównaniu ze średnim zużyciem w ostatnich pięciu latach. Państwa mogą same wybrać środki do osiągnięcia tego celu.

W interesie krajów członkowskich UE, szczególnie w 100% uzależnionych od dostaw błękitnego paliwa z zagranicy, jest jak najszybsze uzyskanie niezależności energetycznej.

Realizowane antygazowe wysiłki lobbystów, z włączeniem w te działania części urzędników unijnych, to absurd działań zmierzających do zachwiania równowagi bezpieczeństwa energetycznego, spokoju społecznego i celów środowiskowych.

W związku z tym Komisja Europejska zaproponowała dokonanie przeglądu unijnych przepisów dotyczących gazu w celu ułatwienia wejścia na rynek gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych.

Przyszłe zazielenianie nośników energii, tj. źródeł energii elektrycznej oraz paliw gazowych, jest kluczowym czynnikiem w celu skutecznego przeprowadzenia dekarbonizacji energetyki i ciepłownictwa, ponieważ nie pozostawia nikogo w tyle, optymalizuje koszty transformacji systemu energetycznego oraz umożliwia wprowadzenie konkurencyjnych cen energii opartych na dywersyfikacji źródeł energii.

Warunkiem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz optymalizacji kosztów zaopatrzenia w energię jest dywersyfik-

kacja sposobów pozyskiwania energii, w tym ciepła, z użyciem lokalnych zasobów. Wykorzystanie biogazu, biometanu, gazów syntetycznych czy wodoru ma w przyszłości pokryć istotną część popytu na paliwa gazowe, przyspieszając zieloną transformację. Narzucenie z góry sposobu pozyskiwania energii powoduje ryzyko niezgodności z art. 194 „Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej” (TFUE), ponieważ takie podejście może wpływać na prawo państw członkowskich do decydowania o wyborze źródeł energii.

Zielone gazy na drodze do neutralności klimatycznej

Gazy odnawialne i zdekarbonizowane mają zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia do 2050 roku neutralności zasobu budynków pod względem emisji dwutlenku węgla. Tymczasem 75% budynków w Europie nie spełnia aktualnych wymogów efektywności energetycznej. Aby to zmienić, znaczna część ciepła do ogrzewania pomieszczeń w budynkach mieszkalnych, biurowych i przemysłowych będzie musiała być generowana przez odnawialne źródła ciepła.

Już dziś gazowe urządzenia grzewcze zainstalowane w budynkach europejskich są dostosowane do zasilania biometanem, mieszkanką metanowo-wodorową, metanem syntetycznym i bio-LPG. Nowoczesna technologia gazowych kotłów kondensacyjnych pozwala obecnie na wykorzystanie mieszanek gazu z udziałem do 20% wodoru (najlepsze dostępne technologie działają z maksymalnie 30-procentową zawartością wodoru w mieszance gazu). Rozwiązania te pasują zarówno do nowo wybudowanych budynków, jak i budynków poddawanych renowacji, a jednocześnie pozwalają na optymalne wykorzystanie istniejącej już infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej gazu oraz zagwarantowanie komfortu cieplnego osobom przebywającym w budynku nawet przy bardzo niskich temperaturach zewnętrznych. Branża grzewcza opracowuje szeroką gamę produktów z przeznaczeniem dla budynków mieszkalnych, handlowych i przemysłowych, które będą w 100% zasilane wodorem. Dotyczy to zarówno ogrzewania, jak i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Do takich urządzeń można zaliczyć np. kotły grzewcze, instalacje do mikrokogeneracji, zasilane cieplnie pompy ciepła czy instalacje hybrydowe. Na rynku są już obecnie ogniwa paliwowe¹ zasilane wyłącznie wodorem.

Elektryfikacja europejskiego sektora transportu, budownictwa i przemysłu do 2050 roku mogłaby ograniczyć emisję gazów cieplarnianych nawet o 60%.

Gazy odnawialne i zdekarbonizowane mają zasadnicze znaczenie zarówno dla zwiększenia udziału elektryfikacji w zaopatrzeniu w energię w sposób bezpieczny, jak i podwyższenia efektywności energetycznej.

Oczekuje się, że budynki pozostaną największym odbiorcą energii końcowej w Europie, ze szczytowym zapotrzebowaniem na energię w czasie występowania najniższych temperatur. Zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej do ogrzewania pomieszczeń i podgrzewania wody za pomocą wydajnych pomp ciepła i grzewczych układów hybrydowych jest efektywną technologią prowadzącą do osiągnięcia założonych celów. Scenariusze UE, zmierzające do osiągnięcia do 2050 roku neutralności klimatycznej, zakładają między innymi zwiększenie udziału energii

elektrycznej w ogrzewaniu budynków mieszkalnych, który wyniesie maksymalnie 34%. Dogłębna analiza na poparcie komunikatu Komisji COM (2018) 773 i oceny skutków dla planu celu klimatycznego do 2030 roku). Niecałe zapotrzebowanie na ciepło będzie pokrywane przez elektryczne pompy ciepła ze względu na ograniczenia w dostawach energii elektrycznej oraz możliwe problemy z siecią przesyłową i dystrybucyjną. Wysokie koszty początkowe inwestycji i zróżnicowane zachęty są jednymi z głównych barier utrudniających szybkość i głębokość renowacji. Wynika z tego, że znaczna część ciepła do ogrzewania pomieszczeń w budynkach mieszkalnych, biurowych i przemysłowych będzie musiała być generowana również przez źródła ciepła oparte na OZE, niewykorzystujące energii elektrycznej jako podstawowego źródła energii.

Przyszłościowe technologie w drodze

Ogrzewanie gazowe to najczęściej stosowane źródło ciepła w budynkach na terenie UE. W 2017 roku kotły gazowe stanowiły 70% zainstalowanych urządzeń grzewczych wykorzystujących wodę jako nośnik ciepła w UE². Równocześnie około 44 mln zainstalowanych obecnie kotłów gazowych to urządzenia starego typu i nieefektywne energetycznie, które niedługo trzeba będzie zastąpić przez przyszłościowe technologie, takie jak kotły gazowe przystosowane do spalania wodoru i typowe kotły wodorowe, elektryczne pompy ciepła, hybrydowe pompy ciepła, pompy ciepła napędzane termicznie, instalacje hybrydowe, termicznie zasilane pompy ciepła, instalacje kolektorów słonecznych z magazynami ciepła i mikrokogenerację. Jest to zgodne z założeniami renowacji, która jest niezbędna do realizacji celów klimatycznych do 2030 roku oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Wykorzystanie zrównoważonej mieszanki gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych w budynkach przyczyni się do zwiększenia efektywności systemu i bezpieczeństwa dostaw energii. Technologie spalania, wykorzystujące do ogrzewania gazy ekologiczne i pozbawione węgla, mogą zapewnić czyste, bezpieczne i niedrogie ciepło. Badania³ wskazują na wiele korzyści zastosowa-

nia zbilansowanego miksu energetycznego złożonego z kombinacji ciepła wytwarzanego z zielonych gazów i energii elektrycznej.

Wodór w budownictwie

Wykorzystanie paliwa wodorowego w budynkach może doprowadzić do osiągnięcia szybkiej redukcji emisji przy optymalnych kosztach. Już dziś biometan wprowadzany jest do sieci gazowej, a domieszki 10% wodoru są technicznie możliwe w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu. Większość sieci w Europie można przystosować do przesyłania gazu z domieszką do 20% wodoru bez konieczności ponoszenia wysokich kosztów.

Poza korzyściami skali i bezpieczeństwem inwestycji wykorzystanie wodoru w budynkach może przynieść też znaczne obniżenie kosztów wstępnych, ograniczając potrzebę koniecznych inwestycji w sieć elektroenergetyczną lub nadmiernych kosztów dla użytkowników końcowych, zwłaszcza w istniejących zasobach budowlanych trudnych do elektryfikacji.

Gazy odnawialne i pozbawione lub zrównoważone pod względem emisji dwutlenku węgla, wykorzystywane jako paliwo w ogrzewaniu, oferują zoptymalizowane i elastyczne ścieżki inwestycyjne dla trudnych do ograniczenia emisji.

Stopniowe i zrównoważone odchodzenie od gazu ziemnego jest nieuniknione, ale nie oznacza rezygnacji z wykorzystania gazu jako takiego. Stopniowo gaz ziemny jest już zastępowany przez zielone gazy i będzie mocnym elementem stabilizującym miks energetyczny i gwarantującym bezpieczeństwo energetyczne przy wykorzystaniu dużej części istniejącej i dostępnej infrastruktury.

Janusz Starościk, prezes zarządu Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych

¹⁾ Ogniwa paliwowe mają ogólną wydajność ponad 85% (energia elektryczna i ciepło) i działają poprzez połączenie wodoru wytwarzanego z paliwa i tlenu z powietrza w celu wytworzenia energii, wody i ciepła.

²⁾ Dane EHI, zainstalowana liczba urządzeń grzewczych wykorzystujących wodę jako czynnik cieplny w UE-27, 2017.

³⁾ Dena Leitstudie, 2018; Navigant, 2019.

Nagrody na Targach EXPO-GAS

Medal w Kategorii „Przyrządy pomiarowe” otrzymał wystawca COMMON S.A. za gazomierz rotorowy CGR-05

Producent: **COMMON S.A. Łódź**

Zespół pomiarowy zbudowany jest z (ułożyskowanych) wirujących rotorów. Gazomierz rotorowy jest maszyną objętościową rotacyjną, działającą na zasadzie proporcjonalności pomiędzy liczbą obrotów rotorów a rzeczywistą objętością przepływającego gazu. Układ przekładni mechanicznych przekazuje napęd przez sprzęgło.



dokończenie ze str. 7

cieplarnianych w UE oraz decyzją UE w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Na mocy zmienionej dyrektywy do rezerwy stabilności rynkowej unijnego systemu trafia większa liczba uprawnień do emisji – 200 zamiast 100 mln. Efektem jest mniejsza liczba uprawnień dostępnych na rynku, co powoduje utrzymywanie się wysokiej ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

● **28 lipca.** URE podał, że w I kwartale 2023 roku nastąpił wzrost dostaw z terminalu LNG i z Unii Europejskiej.

Dostawy gazu terminalem LNG wzrosły o ponad 39 proc., a dostawy gazu z Unii Europejskiej aż o około 59 proc. W porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku, w pierwszym kwartale 2023 roku o 14,8 proc. zmniejszyła się ilość gazu wysokometanowego przepływającego przez polski system przesyłowy.

● **28 lipca.** Sejm przyjął kolejną nowelizację ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023, poz. 1681). W trakcie prac legislacyjnych Senat zgłosił 54 poprawki, część o charakterze merytorycznym. Większość została przyjęta. Negatywnie zaopiniowano poprawkę dotyczącą biogazowni, ponieważ – jak tłumaczyła strona rządowa – spowodowałaby wzrost odmów przyłączenia biogazowni.

Ustawa przewiduje m.in. możliwość tworzenia obywatelskich społeczności energetycznych w formach spółdzielni, spółdzielni mieszkaniowej, wspólnoty mieszkaniowej, stowarzyszenia, z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego, spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej, oraz spółdzielni rolników. Podmioty te mają umożliwić bezpośrednie zaangażowanie odbiorców końcowych rynku energii elektrycznej i biogazu.

Ustawa przewiduje, że właścicielami połączeń międzysystemowych gazowych i elektroenergetycznych z sąsiednimi krajami będą mogli być tylko polscy operatorzy przesyłu energii elektrycznej lub gazu. Elementy systemu przesyłowego gazu lub energii elektrycznej będą mogli budować tylko operatorzy przesyłowi.

● **24 lipca.** GAZ–SYSTEM otrzymał decyzję lokalizacyjną dla gazociągu Lewin Brzeski–Nysa oraz odgałęzień do stacji gazowych w Lewinie Brzeskim, Skoroszycach i Grodkowie.

Projektowana inwestycja polegać będzie na budowie 41 km gazociągu o średnicy 500 mm i ciśnieniu 8,4 MPa relacji Lewin Brzeski–Nysa na terenie województwa opolskiego. W ramach tego zadania powstaną także gazociągi łączące modernizowane obecnie stacje gazowe z projektowanym gazociągiem. Ich długość wyniesie łącznie około 14 km i będą miały średnice 100 i 150 mm. Nowa infrastruktura przesyłowa powstanie na terenie gmin Lewin Brzeski, Niemodlin, Grodków, Skoroszyce, Pakosławice i Nysa.

● **14 lipca.** GAZ–SYSTEM uruchamia procedurę oceny popytu i przyznania przepustowości (*Open Season*) dla drugiej jednostki regazyfikującej w Gdańsku.

Celem procedury *Open Season* FSRU 2 (druga pływająca jednostka regazyfikacyjna LNG) jest potwierdzeniem zapotrzebowania na dodatkowe zdolności regazyfikacji poprzez złożenie wstępnych ofert przez zainteresowanych uczestników rynku. Zgłoszone zainteresowanie uzasadni przystąpienie przez GAZ–SYSTEM do realizacji projektu.

● **12 lipca.** GAZ–SYSTEM zakończył proces pozyskiwania decyzji administracyjnych dla wszystkich trzech gazociągów lądowych

realizowanych w ramach projektu FSRU. Nowe gazociągi zapewnią możliwość odbioru i transportu do centralnej Polski dodatkowych ilości gazu pochodzącego z terminalu FSRU, planowanego w rejonie Zatoki Gdańskiej. Ich budowa ma ruszyć w 2024 roku.

– *Otrzymanie kompletu pozwoleń administracyjnych dla części lądowej FSRU jest kluczowym momentem w procesie realizacji drugiego gazoportu LNG w Polsce. Dzięki temu możemy przystąpić do prac w terenie. Równolegle projektujemy gazociąg podmorski wraz z infrastrukturą techniczną i wybieramy jednostkę FSRU, którą zacumujemy na wodach Zatoki Gdańskiej. Rozwijając krajowy system przesyłowy, odpowiadamy na potrzeby odbiorców gazu w Polsce. Tym samym zwiększamy bezpieczeństwo energetyczne kraju, a także naszą rolę w zaopatrzeniu gazowym Europy* – powiedział Marcin Chludziński, prezes zarządu GAZ–SYSTEM.

● **10 lipca.** Wojewoda śląski wydał decyzję o ustaleniu lokalizacji gazociągu wysokiego ciśnienia do nowoczesnego bloku gazowo-parowego w Rybniku. W ramach projektu GAZ–SYSTEM wybuduje gazociąg o długości 4,5 km i średnicy 500 mm, powstanie też stacja pomiarowa o przepustowości 160 tys. m³/h. Gazociąg zostanie połączony z gazociągiem Racibórz–Rybnik, którego budowa jest w planach. Aby umożliwić przyłączenie do sieci przesyłowej nowej jednostki gazowo-parowej w Rybniku – oprócz gazociągu przyłączeniowego – GAZ–SYSTEM zrealizuje dodatkowo budowę dwóch połączeń: Kędzierzyn–Kozłe–Racibórz o długości około 37 km oraz połączenia Racibórz–Rybnik o długości ponad 38 km, stanowiącego część planowanego gazociągu Racibórz–Oświęcim. Te trzy kluczowe projekty inwestycyjne realizowane przez spółkę zapewnią łącznie dostawy 1 mld m³ gazu rocznie do bloku gazowo-parowego w Rybniku. Powstający w Rybniku blok gazowo-parowy – największy w Polsce i jeden z największych w Europie – ma zostać zakończony w 2026 roku.

● **7 lipca.** Sejm znoveelizował ustawę o odnawialnych źródłach energii (Dz.U.2023, poz. 1436), która ma na celu m.in. dalsze zwiększanie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii. Regulacja dotyczy m.in. sektora biometanu i klastrów energii.

Nowelizacja zakłada, że wytwórcy biometanu z biogazu lub biogazu rolniczego będą mogli prowadzić w tym zakresie działalność gospodarczą i korzystać z systemu wsparcia określonego w ustawie. Akt wprowadza definicję biometanu oraz wyłącza pojęcie biogazu rolniczego z definicji biogazu, rozszerza uprawnienia prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) w zakresie prowadzenia kontroli informacji oraz oświadczeń składanych przez wytwórcę biometanu, określa zasady prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biogazu lub biometanu z biogazu – przez utworzenie rejestru wytwórców biogazu prowadzonego przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Wytwórcy biometanu, którzy wejdą do systemu *feed-in-premium* (system dopłat do ceny rynkowej) otrzymują gwarancję uzyskania pomocy publicznej na cały czas trwania wsparcia, tj. 15 lat, na podstawie złożonej prezesowi URE deklaracji i po spełnieniu określonych w projekcie ustawy wymagań, które upoważnią do uzyskania zaświadczenia o możliwości sprzedaży biometanu.

CERTYFIKATY F-gaz

ekoUDT w obszarze urzędzeń oddziałujących na ekosystem cz.1

Krzysztof Rudzewicz

Unia Europejska konsekwentnie prowadzi działania zmierzające do ograniczenia emisji substancji wpływających destrukcyjnie na warstwę ozonową oraz wywołujących tzw. efekt cieplarniany. Działania te polegają na ograniczaniu emisji i wycofywaniu substancji zubożających warstwę ozonową oraz ograniczaniu dostępności czynników chłodniczych z grupy gazów fluorowanych, tzw. F-gazów, które są gazami cieplarnianymi. W UDT prowadzimy działania wpisujące się w ten kierunek.



WYKORZYSTANIE F-gazów

Fluorowane gazy cieplarniane (F-gazy) to rodzina gazów wytworzonych przez człowieka, wykorzystywanych w wielu produktach codziennego użytku, a także w zastosowaniach przemysłowych.

F-gazy są stosowane w kilku rodzajach produktów i urzędzeń, głównie jako zamienniki substancji zubożających warstwę ozonową, takich jak chlorofluorowęglowodory (CFC), wodorochlorofluorowęglowodory (HCFC) i halony, które są już wycofywane na mocy „Protokołu montrealskiego” i prawodawstwa Unii Europejskiej.

F-gazy wykorzystuje się jako czynniki chłodnicze, spieniające, gaśnicze, rozpuszczalniki oraz w roli gazów izolujących czy pędnych. Charakteryzują się bardzo wysokim wpływem na efekt cieplarniany, wyrażonym współczynnikiem globalnego ocieple-

nia (ang. *Global Warming Potential* – GWP), którego wartość sięga nawet 23 000 (np. heksafluorek siarki SF6). Należy zatem rozumieć, że 1 kg takiej substancji powoduje taki sam efekt cieplarniany, jak 23 000 kg CO₂. Odniesienie do wartości dwutlenku węgla danej substancji i jej oddziaływania na klimat nakłada na wytwórców substancji chemicznych oraz producentów i dostawców urzędzeń jeszcze większe wymagania i starania o dobro środowiska naturalnego.

Zamienniki SZWO (substancje zubożające warstwę ozonową)

- **Wodorofluorowęglowodory (HFC)** – wykorzystywane w różnych sektorach i stosowane na przykład jako czynniki chłodnicze w urzędzeniach chłodniczych, klimatyzacyjnych i pompach ciepła, środki porotwórcze do pianek, rozpuszczalniki oraz używane w gaśnicach i aerozolah.
- **Perfluorowęglowodory (PFC)** – zwykle stosowane w sektorze elektronicznym (na przykład do czyszczenia plazmowego płytek krzemowych), a także w przemyśle kosmetycznym i farmaceutycznym. W przeszłości PFC były również stosowane w gaśnicach i nadal można je znaleźć w starszych systemach przeciwpożarowych.
- **Heksafluorek siarki (SF6)** – stosowany głównie jako gaz izolacyjny, w rozdzielnicach elektrycznych oraz w produkcji magnezu i aluminium.

EUROPEJSKI ZIELONY ŁĄD

F-gazy nie niszczą atmosferycznej warstwy ozonowej, są jednak silnymi gazami cieplarnianymi, których wpływ na globalne ocieplenie jest do 25 tysięcy razy większy niż dwutlenku węgla (CO₂).

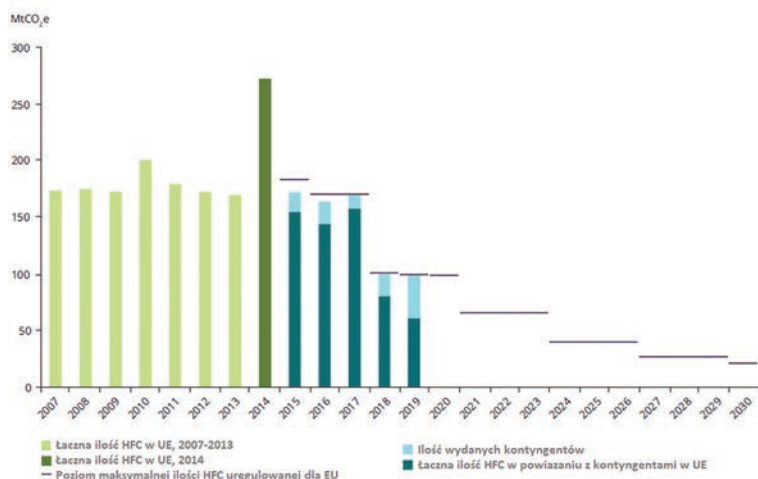
Państwa zaangażowane w ochronę środowiska podejmują działania regulacyjne w celu kontroli F-gazów w ramach polityki przeciwdziałania zmianie klimatu. Celem jest zmniejszenie emisji wspomnianych gazów o dwie trzecie do 2030 roku

Rysunek 1. Plan Unii Europejskiej dla Europejskiego Zielonego Ładu



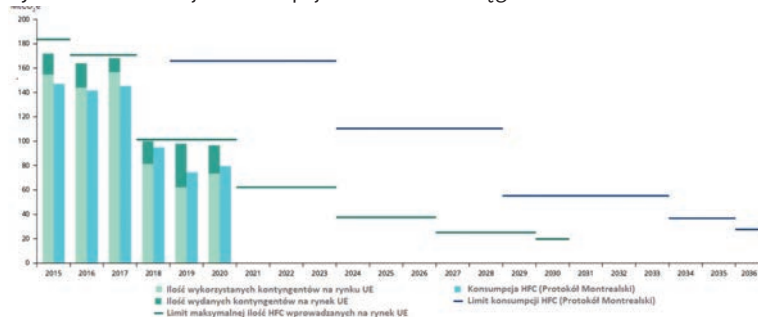
Źródło: <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

Rysunek 2. Wpływ regulacji prawnych na redukcję wodorofluorowęglowodorów



Źródło: www.eea.europa.eu

Rysunek 3. Redukcja konsumpcji wodorofluorowęglowodorów



Źródło: www.eea.europa.eu

w Unii Europejskiej w porównaniu z poziomami z 2014 roku. Założenia Unii Europejskiej odniosły się również do Ramowej Konwencji Narodów Stanów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCC) z 1992 roku, w której zobowiązała się ona do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o 20% do 2020 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku i cel ten osiągnięto.

Unia Europejska tworzy natomiast obecnie tzw. pakiet *Fit for 55*, co należy rozumieć jako Europejski Zielony Ład. Komisja Europejska przedłożyła Parlamentowi Europejskiemu i Radzie propozycję przekształcenia Unii Europejskiej w nowoczesną, zasobooszczędną i konkurencyjną gospodarkę.

UNIA EUROPEJSKA ZGODNIE Z EUROPEJSKIM ZIELONYM ŁADEM

- Zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto w 2050 roku.
- Oddzielenie wzrostu gospodarczego od zużycia zasobów.
- Żadna osoba i żaden region nie pozostaną w tyle.

W 2020 roku całkowita dostawa F-gazów do Unii Europejskiej nieznacznie wzrosła (po ciągłym spadku w latach 2015–2019). Spowodowane to było dużym zainteresowaniem dotyczącym urządzeń chłodniczych, klimatyzacyjnych lub pomp ciepła ze względu na kluczowe zastosowanie F-gazów w tych urządzeniach. W 2020 roku nastąpił wzrost wynoszący zaledwie 4% w stosunku do 2019 roku, co było poniżej limitu rynkowego. W ślad za tym UE podjęła działania redukujące ilości przyznawanych kontyngentów HFC ze względu na niepełne ich wykorzystywanie. Pokazuje to, że jesteśmy na dobrej drodze do stopniowego wycofywania HFC z powszechnego użytku.

Obiecujące założenia szacuje Europejska Agencja Środowiska, która – w odniesieniu do 1990 roku – planuje do 2030 roku ograniczyć emisję gazów cieplarnianych o 55%.

Źródło: Fluorinated greenhouse gases 2021 — European Environment Agency (europa.eu)

KE w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych

Komisja Europejska 5 kwietnia 2022 roku przedstawiła wniosek ustawodawczy dotyczący rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych, zmieniający dyrektywę (UE) 2019/1937 i uchylający rozporządzenie (UE) nr 517/2014.

Główne kierunki zmian

- Wprowadzenie systemu Jednego Okienka (*Eu Single Window*) dla monitorowania importu i eksportu oraz zawierających je produktów i urządzeń oraz obowiązku zorganizowania systemu wzajemnej informacji o nielegalnym handlu czynnikami przez służby celne, służby ochrony środowiska i inne właściwe organy. Ułatwi to egzekwowanie przepisów w zakresie handlu i funkcjonowania systemu kontyngentów.
- Współpraca i wymiana informacji pomiędzy właściwymi organami państw członkowskich w celu zapewnienia zgodności z rozporządzeniami. Poprawa monitorowania i sprawozdawczości w celu wypełnienia istniejących luk oraz poprawa jakości tych procesów w odniesieniu do zgodności z przepisami.
- Ustanowienie lub dostosowanie programu certyfikacji zarówno personelu, jak i przedsiębiorców świadczących usługi na rzecz innych stron, obejmującego rozwiązania alternatywne dla fluorowanych gazów cieplarnianych. Brak szczegółów co do formy tych uprawnień.
- Określenie warunków decydujących o konieczności przeprowadzania kontroli szczelności w odniesieniu do urządzeń zawierających F-gazy, z podziałem na nienasycone (chloro)wodorowęglowodory (Sekcja 1, załącznik II projektu rozporządzenia).
- Wprowadzenie stopniowej redukcji emisji F-gazów – nowy harmonogram. Redukcja emisji gazów o 55% do 2030 roku oraz neutralności dwutlenku węgla do 2050 roku.
- Spójność z innymi przepisami Unii Europejskiej, tj. rozporządzeniem (WE) nr 1005/2009 w sprawie substancji zubożających warstwę ozonową, które jest równolegle zmieniane dyrektywą w sprawie emisji przemysłowych 2010/75/UE, która obejmuje działania odpowiedzialne za około 15% całkowitych emisji gazów w UE, nieobjętych systemem handlu emisjami. Przebudowa rozporządzenia (WE) nr 166/2006 sprawie ustanowienia Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń. Dzięki temu możliwe będzie usprawnianie sprawozdawczości i publicznego dostępu do informacji o emisji zarówno zanieczyszczeń, jak i gazów cieplarnianych.

F-GAZY W POLSCE!

Wdrożenie przepisów europejskich na grunty prawa krajowego nastąpiło w wyniku uchwalenia ustawy z 15 maja 2015 roku o substancjach zubożających warstwę ozonową oraz

Ujednoczenie przepisów sprawiło, że w ustawie o SZWO i F-gazach znalazły się substancje kontrolowane oraz fluorowane gazy cieplarniane. Zaczęło obowiązywać jedno uprawnienie zarówno do SZWO, jak i F-gazów. Wszystkie wcześniej wydane uprawnienia w odniesieniu do substancji kontrolowanych zachowały ważność w zakresie oraz okresie ich obowiązywania. Jednak ostatecznie wyparły je certyfikaty SZWO i F-gaz, prawdopodobnie ze względu na ograniczenia w powszechnym użyciu stosowania substancji kontrolowanych.

o niektórych fluorowanych gazach cieplarnianych (Dz.U. z 2015, poz. 881 z późn. zm.). 12 lipca 2017 roku ustawa doczekała się zmiany tzw. ustawy zmieniającej (Dz.U. z 2017, poz. 1567), która wprowadziła możliwość rozszerzenia zakresu certyfikatów personalnych i przedsiębiorców o czynności napraw i likwidacji.

Kolejne nowelizacje ustawy o SZWO i F-gazach związane były z koniecznością wdrożenia do prawa krajowego postanowień rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 517/2014 z 16 kwietnia 2014 roku w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych, uchylającego rozporządzenie (WE) nr 842/2006 oraz zmian wysokości kar administracyjnych za nieprzestrzeżenie przepisów ustawy.

Zgodnie z rozporządzeniem ministra rozwoju i finansów z 7 listopada 2017 roku, UDT zostało wskazane do pełnienia funkcji jednostki certyfikującej przedsiębiorców oraz jednostki certyfikującej personel.

ZAKRES DZIAŁANIA UDT

1. Wydawanie, cofanie, zmiana danych i wydawanie wtórników certyfikatów dla personelu.
2. Wydawanie, cofanie, zmiana danych, wydawanie wtórników, zawieszanie i odwieszanie certyfikatów dla przedsiębiorców.
3. Wymiana certyfikatów dla personelu i certyfikatów dla przedsiębiorców.
4. Sprawdzanie spełnienia wymagań i kontrola jednostek oceniających personel (JOP), jednostek prowadzących szkolenia (JPS) i jednostek wydających zaświadczenia (JWZ).
5. Tworzenie, prowadzenie i udostępnianie rejestrów:
 - jednostek oceniających personel (JOP),
 - jednostek prowadzących szkolenia (JPS),
 - jednostek wydających zaświadczenia o odbytych szkoleniu w odniesieniu do niektórych pojazdów silnikowych (JWZ),
 - wydanych certyfikatów dla personelu,
 - wydanych, zawieszonych, odwieszonych i cofniętych certyfikatów dla przedsiębiorców.

W kolejnej części tego cyklu zamieścimy informacje o wymaganych certyfikatach osób realizujących czynności na urzędzeniach zawierających SZWO lub F-gazy. Przedstawione zostaną kategorie tych certyfikatów oraz zakres ich uprawnień. Również przedsiębiorstwa podlegają certyfikowaniu. Szczególnie dotyczy to takich obszarów działania, jak instalowanie, konserwacja lub serwisowanie. Omówione też będą system nadawania certyfikatów, kontrole UDT i ich zakres.

Krzysztof Rudzewicz, specjalista ds. rozwoju technologii środowiskowych, Wydział Elektromobilności i Nowych Technologii Departament Techniki, Urząd Dozoru Technicznego

Biogaz i biometan w świetle przyjętych rozwiązań legislacyjnych

Andrzej Woźniak

Przyjęte przez państwo polskie zobowiązania wynikające z unijnej polityki energetyczno-klimatycznej, w tym konieczność zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii i gazu oraz uniezależnienie się od dostaw zewnętrznych surowców energetycznych, a także rozwijająca się gazyfikacja kraju powodują, iż w polskim miksie energetycznym konieczne jest uwzględnienie segmentu oczyszczania biogazu do jakości pozwalającej na zatłaczanie go do sieci dystrybucyjnej (lub przesyłowej), tj. biometanu, przy czym Polska – według raportu „Gas For Climate Report” – znajduje się w pierwszej piątce państw Unii Europejskiej pod względem możliwości jego wytwarzania.

Istotne jest to, że dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 82, z późn. zm.) ustanawia wspólne ramy prawne w zakresie stosowania energii ze źródeł odnawialnych w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i promowania transportu mniej szkodliwego dla środowiska naturalnego, przy czym jej głównym celem jest zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii, a to z kolei powinno stanowić podstawę do osiągnięcia kolejnych celów polegających na redukcji emisji gazów cieplarnianych, oszczędności nieodnawialnych zasobów środowiska, zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, zmniejszeniu zależności od importowanych paliw kopalnych, wspieraniu rozwoju technologicznego i innowacji oraz zapewnieniu rozwoju gospodarczego i społecznego, w tym wzrostu możliwości zatrudnienia i rozwoju regionalnego, zwłaszcza na obszarach wiejskich. Instrumenty wsparcia dla odnawialnych źródeł energii należy tak konstruować, aby efekt tych działań nie ograniczał się jedynie do krótkoterminowego wzrostu udziału energii z odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii, ale przynosił długotrwałe, zrównoważone skutki w wymiarze zarówno gospodarczym i społecznym, jak i w sferze ochrony środowiska i klimatu.

Przy promowaniu rozwoju energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii duże znaczenie ma systemowe wsparcie w tym zakresie rozwoju technologicznego. Należy przy tym podkreślić, że zwiększenie celu klimatycznego na 2030 rok w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% w porównaniu z 1990 rokiem, a w konsekwencji osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku, będzie wymagało ambitniejszych działań również w zakresie odnawialnych źródeł energii. Dodatkowo, należy spodziewać się wzrostu i znaczenia odnawialnych źródeł energii dla sektora przemysłowego ze względu na planowaną eliminację z rynku UE produktów zawierających duży „śląd węglowy”.

W tym kontekście szczególnie ważna jest konieczność wprowadzenia ram prawnych i instrumentów operacyjnego wsparcia

wytwarzania biometanu, integracji instalacji biometanowych z siecią gazową, a także wprowadzenia ułatwień w całym procesie inwestycyjno-budowlanym, bowiem biometan jako paliwo uznawany jest za jedno z najważniejszych odnawialnych źródeł energii w kontekście procesu dekarbonizacji energetyki. Jest to o tyle istotne, że w Polsce nie ma obecnie żadnej biometanowni, a na całym świecie sektor rozwija się w dynamicznym tempie.

W przyszłości biometan może stać się jednym z kluczowych źródeł energii w Polsce, co będzie miało niebagatelny wpływ na sektor energetyczny, ciepłowniczy, rolniczy i transportowy.

W raporcie z marca 2020 roku Międzynarodowej Agencji Energii (IEA – *International Energy Agency*) czytamy m.in. „(...) branża biometanu wzbudza coraz większe zainteresowanie ze względu na swój potencjał dostarczania energii do szerokiego grona odbiorców końcowych, przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury”. Głównym regionem świata stawiającym na rozwój tej gałęzi energetyki jest Europa, na terenie której w 2022 roku istniało łącznie około 1200 instalacji. Według Europejskiego Stowarzyszenia Biogazu (EBA – *European Biogas Association*) Europa produkuje obecnie 18,4 mld m³ biogazu i biometanu. Jak wynika z szacunków, do 2030 roku produkcja biometanu może wzrosnąć do 35–45 mld m³. Do 2050 roku produkcja może zwiększyć się co najmniej pięciokrotnie w porównaniu z obecnym poziomem – do 167 mld m³. Tym samym potencjał na 2050 rok stanowi do 40% zużycia gazu w UE w 2021 roku. Przy założeniu zmniejszonego zapotrzebowania na gaz biometan będzie w stanie do 2050 roku pokryć do 61% zapotrzebowania na gaz. Taki wzrost oznacza 460 000 miejsc pracy do 2030 roku i ponad 1 milion do 2050 roku.

Wzrost popularności tego paliwa spowodowany jest przede wszystkim tym, iż biometan – jako neutralne klimatycznie paliwo gazowe – nie tylko pozwala na realizację celów ambitnej unijnej polityki energetyczno-klimatycznej w obszarze redukcji emisji CO₂, ale może być też istotnym elementem poprawy bezpieczeństwa energetycznego państwa i sytuacji finansowej obywateli. Nie ma bowiem zależności zarówno od uprawnień do emisji CO₂, jak i od wyjątkowo zmiennej, szczególnie w obecnej sytuacji

geopolitycznej koniunktury na rynku gazu. Według „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” potencjał produkcji biogazu w Polsce sięga nawet 8 mld m³, natomiast – według szacunku PGNiG SA – krajowy potencjał wytwarzania biometanu wynosi około 7 mld m³ ogółem, a surowcem do jego produkcji będą odpady z rolnictwa i branży spożywczej, instalacje przy składowiskach odpadów i oczyszczalniach ścieków. Produkcja biogazu będzie rozwijać się również z powodu konieczności rozwiązania problemu rosnącej corocznie ilości bioodpadów.

Polskie regulacje w tym zakresie już oczekują na wejście w życie. W uchwalonej przez Sejm 17 sierpnia 2023 roku ustawie o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (dalej „ustawa o OZE”, „nowelizacja”) wprowadzono m.in. legalną definicję biometanu i doprecyzowano definicję biogazu rolniczego, wsparcie dla instalacji do 1 MW przyłączonych do sieci gazowej oraz przepisy o przysługujących gwarancjach pochodzenia.

Z kolei w ustawie z 13 lipca 2023 roku o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie biogazowni rolniczych, a także ich funkcjonowaniu (Dz.U z 2023, poz. 1597), która wejdzie w życie 11 września br., wprowadzono m.in. ułatwienia w procesie inwestycyjnym, w toku postępowania o wydanie decyzji o warunkach zabudowy oraz postępowania w sprawie wydania decyzji o pozwoleniu na budowę, dotyczące biogazowni rolniczych, a także wydania warunków przyłączenia biogazowni rolniczej do sieci, ułatwienia w wykorzystaniu lokalnego potencjału substratu, poprzez wskazanie, że określone w wydanym na podstawie projektowej ustawy rozporządzeniu wykonawczym substraty nie będą traktowane jako odpad, co doprowadzi do tego, że nie będzie wymagane przeprowadzenie określonej procedury administracyjnej przed odpowiednim marszałkiem województwa w sprawie uznania przedmiotu lub substancji za produkt uboczny oraz potwierdzenia spełnienia warunków uznania przedmiotu lub substancji za produkt uboczny, a także ułatwienia w zakresie wykorzystania produktu pofermentacyjnego poprzez określenie, że wymieniony w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw rolnictwa surowiec będzie mógł być wprowadzany do obrotu jako produkt pofermentacyjny bez konieczności uzyskania pozwolenia, co w efekcie umożliwi producentom ich zbycie lub zagospodarowanie bez konieczności uzyskiwania określonej decyzji administracyjnej.

Zgodnie z definicją zawartą w znowelizowanej ustawie o OZE, biometan jest to gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego, poddanych procesowi oczyszczenia, wprowadzany do sieci gazowej lub transportowany w postaci sprężonej albo skroplonej środkami transportu innymi niż sieci gazowe, lub wykorzystany do tankowania pojazdów silnikowych bez konieczności jego transportu. Jak czytamy w uzasadnieniu do projektu ustawy, jego parametry jakościowe będą określone w odrębnych przepisach właściwych dla końcowego wykorzystania tego paliwa gazowego lub przyjętego sposobu transportu. Ustawa w tym zakresie wskazuje zarówno możliwość wprowadzenia do sieci gazowych, jak również (coraz powszechniej stosowany) transport środkami transportu innymi niż sieci gazowe oraz bezpośrednie wykorzystanie do tankowania pojazdów silnikowych, bez konieczności transportu biometanu z miejsca jego wytworzenia. Ponadto, aby biometan mógł być wprowadzany do sieci dystrybucyjnych lub przesyłowych gazu ziemnego, będzie musiał spełniać wymagania jakościowe określone w przepisach wydanych na podstawie ustawy z 10 kwietnia 1997 roku „Prawo energetyczne”.

W związku z pojawieniem się definicji biometanu dokonano również uaktualnienia takich pojęć jak biogaz, instalacja odnawialnego źródła energii, odnawialne źródło energii. Z uwagi na pojawiające się w orzecznictwie sądów administracyjnych wątpliwości interpretacyjne doprecyzowaniu uległa również definicja biogazu rolniczego.

Zdecydowanie pozytywnym elementem ustawy o OZE dla rozwoju rynku biometanu w Polsce jest wprowadzenie rozwiązania w zakresie mechanizmów wsparcia dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej w postaci taryf stałych (*feed-in-premium*). W tym celu wprowadzono dwie nowe definicje: mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, służącej do wytwarzania biometanu, oraz stałej ceny zakupu biometanu. Te definicje służą określeniu mocy instalacji przystępującej do mechanizmu wsparcia oraz wprowadzeniu ceny będącej podstawą do rozliczania ujemnego salda.

Wprowadzono też nowy rozdział 4a, określający szczegółowe wymogi dotyczące mechanizmu wsparcia w zakresie wytwarzania biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii. W uzasadnieniu przyjętych rozwiązań legislacyjnych wskazano, że wprowadzenie mechanizmu *feed-in-premium* jest jednym z najpopularniejszych obecnie rozwiązań w państwach członkowskich UE, które postawiły na rozwój biometanu. Ponadto, biorąc pod uwagę stosunkowo proste zasady obowiązywania tego mechanizmu na potrzeby wsparcia wytwarzania energii odnawialnej z biogazu, funkcjonujące w ramach ustawy o OZE, było to podejście, które szczególnie preferowała strona branżowa.

W ustawie o OZE wprowadzono uprawnienie dla wytwórcy biometanu, umożliwiające zastosowanie systemu wsparcia dla tego paliwa gazowego wprowadzonego do sieci gazowej, z zastrzeżeniem, że łączna moc zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu, przeliczona na moc zainstalowaną elektryczną, nie może być większa niż 1 MW. Polska Organizacja Biometanu (POB) wskazuje jednak, że to może być za mało, aby na dużą skalę ruszyć w Polsce z produkcją biometanu. W ocenie POB, zaproponowany system wsparcia nie jest dostosowany do obecnych warunków rynkowych, bowiem produkcja biometanu jest opłacalna w dużych instalacjach, powyżej 3–5 MW ze względu na to, iż oczyszczanie biogazu do jakości biometanu jest bardzo kosztowne. Jednak w ocenie projektodawców nowelizacji takie rozwiązanie jest zgodne z treścią rozporządzenia Komisji UE nr 651/2014 z 17 czerwca 2014 roku, uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 traktatu, w myśl którego pomoc operacyjna przeznaczona na rozwój wytwarzania biometanu w instalacjach działających na małą skalę nie wymaga stosowania procedury przetargowej. Dodatkowo, wskazano katalog przedsiębiorców, którzy zostali wyłączeni z możliwości przystąpienia do systemu wsparcia. Ustawa precyzuje także poszczególne elementy procesu związanego z przystąpieniem do mechanizmu wsparcia przez wytwórcę biometanu oraz działaniami podejmowanymi przez prezesa URE w zakresie oceny deklaracji złożonej przez wnioskodawcę oraz wysokość, sposób obliczania oraz termin zwrotu opłaty rezerwacyjnej.

Art. 83n ustawy o OZE określa stałą cenę zakupu biometanu, która jest równa cenie referencyjnej biometanu, przy czym przy wyznaczeniu jej wartości należy uwzględnić wartość udzielonej pomocy inwestycyjnej i podlega waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym przez prezesa Głównego Urzędu Sta-

tystycznego. W art. 83o ustawy o OZE zawarto delegację dla ministra właściwego do spraw klimatu do określenia, w drodze rozporządzenia, wysokości ceny referencyjnej biometanu w zł za 1 MWh energii zawartej w tym paliwie, oraz katalog przesłanek, które należy wziąć pod uwagę, określając wysokość ww. ceny. W dalszych artykułach ustawy określono okres, w którym przysługuje prawo wytwórcy biometanu do pokrycia ujemnego salda, tj. 20 lat od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia i termin zakończenia obowiązywania mechanizmu wsparcia (30 czerwca 2048 roku), uregulowano kwestie dotyczące tzw. reguły kumulacji oraz doprecyzowano katalog wyłączeń z zakresu pojęcia pomocy inwestycyjnej, którą należy uwzględnić przy wyznaczaniu skorygowanej ceny zakupu biometanu.

Nowelizacja wprowadza również zmiany w ustawie „Prawo energetyczne” w zakresie definicji paliw gazowych, którymi oprócz biogazu rolniczego ma być również biometan. Zmiana ta jest zgodna z treścią definicji biometanu przyjętą w ustawie o OZE, dzięki czemu umożliwia stosowanie tego nośnika energii w gazowych sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych i nie będzie mieć wpływu na obowiązywanie rozporządzenia ministra klimatu i środowiska z 6 sierpnia 2022 roku, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. z 2022 r., poz. 1899).

Pozytywnie należy również ocenić kolejną zmianę wprowadzoną przedmiotową ustawą do ustawy „Prawo energetyczne” (dodania w art. 7 ustawy p.e. ust. 1e), która bezspornie usprawni proces przyłączania instalacji wytwarzania biometanu do sieci gazowych.

Zmiana ta jest również wyjątkowo korzystna dla potencjalnych inwestorów, bowiem przepis ten zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych do wskazania w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, najbliższej lokalizacji alternatywnej, jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne. Unormowania te niewątpliwie mogą przyczynić się do rozwoju produkcji biometanu, bowiem umożliwią inwestorom pozyskanie informacji co do lokalizacji potencjalnie umożliwiającej uzyskanie zgody na przyłączyć oraz stworzą możliwość dokonania analizy opłacalności i zasadności inwestycji biometanowej w ramach tej lokalizacji. Takie rozwiązanie – z uwagi na obecnie występujące ograniczone możliwości odbioru biometanu do sieci dystrybucyjnych z powodu ich niewystarczającej chłonności – znacznie zwiększy szanse na wydanie pozytywnej decyzji w zakresie przyłączenia tych instalacji do sieci gazowej.

Wszystkie przyjęte rozwiązania legislacyjne niewątpliwie przyczynią się do tego, że Polska przestanie być „białą plamą” na mapie europejskich biometanowni i w najbliższych kilku latach będziemy świadkami dynamicznego rozwoju tego sektora.

Andrzej Woźniak, radca prawny, specjalizuje się w zakresie prawa zamówień publicznych, prawa spółek i prawa komunalnego oraz prawa energetycznego, Kancelaria Prawna WHB



WARSZTATY TECHNICZNE IGG

Rola produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem silników gazowych zasilanych gazem ziemnym z dodatkiem wodoru w przyszłym systemie energetycznym

16–17.11.2023 r., Stryków, HOTEL 500

Tematyka:

- finansowanie inwestycji w kogeneracyjne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, oparte na zdekarbonizowanych paliwach gazowych – wodorze, biometanie.
- rola silników gazowych w przyszłym systemie energetycznym,
- wpływ układów kogeneracyjnych na sieć ciepłowniczą i energetyczną,
- bilansowanie układów hybrydowych,
- zastosowanie paliwa wodorowego do celów energetycznych,
- wymogi bezpieczeństwa dla instalacji energetycznych z udziałem wodoru.

W trakcie warsztatów przedstawione będą doświadczenia w zakresie gazowych paliw specjalnych i przykłady zrealizowanych projektów wykorzystujących paliwo wodorowe oraz propan-GZ, biogaz-GZ.

Podczas warsztatów będzie można wziąć udział w pokazie pracującej instalacji kogeneracyjnej.

ZAPRASZAMY

Uwarunkowania prawne w obszarze gospodarki wodorowej w Polsce i Unii Europejskiej

Robert Mikulski

Rozwój technologii wodorowych coraz częściej postrzegany jest jako kluczowy element w procesie transformacji energetycznej, zwłaszcza w kontekście dążenia do neutralności klimatycznej. Celem tego artykułu jest dokonanie przeglądu regulacji prawnych w zakresie gospodarki wodorowej zarówno w kontekście polityki Unii Europejskiej, jak i działań Polski. Ujęcie prawne zagadnienia gospodarki wodorowej jest złożone, obejmujące wiele aktów prawnych na różnych poziomach zarządzania. W związku z tym skupię się na kluczowych dokumentach strategicznych oraz istotnych przepisach prawa dotyczących tego sektora.

Europejska strategia wodorowa

Neutralność klimatyczna do 2050 roku to strategiczny cel dla Unii Europejskiej, określony przez Komisję Europejską podczas COP 24 w Katowicach w 2018 roku, a także potwierdzony w ramach Europejskiego Zielonego Ładu i planu REPowerEU. W tym kontekście Komisja Europejska 8 lipca 2020 roku uchwaliła strategię wodorową UE, która skupia się na całościowym łańcuchu wartości, aspektach przemysłowych, rynkowych i infrastrukturalnych. Strategia ta identyfikuje „czysty wodór” oraz jego łańcuch wartości jako jedno z głównych pól do uruchomienia inwestycji. Te inwestycje mają na celu promowanie zrównoważonego rozwoju gospodarczego i tworzenia miejsc pracy, co jest kluczowe w kontekście odbudowy po kryzysie spowodowanym pandemią COVID-19.

Strategia wodorowa UE przewiduje wdrożenie wodoru w przemyśle i mobilności jako dwóch głównych rynków wiodących. Do 2024 roku planuje się instalację co najmniej 6 GW mocy elektrolizerów i roczną produkcję co najmniej 1 mln ton wodoru z OZE. Natomiast do 2030 roku celem jest instalacja co najmniej 40 GW mocy elektrolizerów i roczna produkcja co najmniej 10 mln ton wodoru z OZE.

Polska w kontekście Unii Europejskiej

Strategia wodorowa Polski jest spójna z wytycznymi Unii Europejskiej, które promują zrównoważoną i inteligentną mobilność. W tym ambitnym planie paliwa alternatywne są przewidziane jako istotne narzędzia transformacji, które mogą przyczynić się do stworzenia bardziej zielonej i zrównoważonej przyszłości. Polska nie jest jedynie biernym obserwatorem tych zmian, lecz aktywnym uczestnikiem na arenie europejskiej. Przyspieszając implementację innowacyjnych technologii wodorowych, nasz kraj angażuje się w dyskusje na forum Unii Europejskiej, aby wpłynąć na kształtowanie przyszłego rynku wodoru. Powszechna jest wiara, że dzięki tak zaangażowanej postawie Polska będzie mogła przyczynić się

do przyspieszenia europejskiego przejścia na czystą energię oraz skutecznie zrealizować cele związane z ochroną środowiska.

Regulacje prawne w UE

Głównym dokumentem Unii Europejskiej, który wpływa na gospodarkę wodorową, jest dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku na temat promowania wykorzystania energii z odnawialnych źródeł.

W jednym z kluczowych punktów tego dokumentu (motyw 59) podkreśla się, że gwarancje pochodzenia – stosowane do energii odnawialnej – powinny obejmować także gazy odnawialne. Krajom członkowskim stwarza to możliwość wprowadzenia takiej gwarancji dla energii z nieodnawialnych źródeł. Ta zmiana miałaby świadczyć o odnawialnym pochodzeniu gazu, jak na przykład biometanu, i ułatwić międzynarodowy handel nim. Można by także rozważyć wprowadzenie takiej gwarancji dla innych odnawialnych gazów, w tym wodoru.

Mimo to dyrektywa nie zawiera wielu szczegółów dotyczących specyficznych aspektów wykorzystania wodoru. W artykule 7., dotyczącym wyliczenia udziału energii ze źródeł odnawialnych, wskazuje się, że gaz, energia elektryczna i wodór z odnawialnych źródeł są brane pod uwagę tylko dla celów obliczania udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii.

Kolejny ważny punkt – artykuł 19. dyrektywy zawiera regulacje dotyczące gwarancji pochodzenia dla energii odnawialnej. Celem tego rozwiązania jest ułatwienie konsumentom zrozumienia, jak dużo energii dostarczanej przez danego dostawcę pochodzi z odnawialnych źródeł. W ramach tych przepisów państwa członkowskie muszą potwierdzać, że energia pochodzi z odnawialnych źródeł, zgodnie z obiektywnymi kryteriami. Wśród aspektów gwarancji uwzględniane jest również wykorzystanie wodoru.

W kwietniu 2023 roku Komisja Europejska – w ramach dwóch aktów delegowanych – zaproponowała konkretne przepisy dotyczące wodoru odnawialnego w UE. Projekty te są kluczowym ele-

mentem docelowych regulacji UE dotyczących wodoru, które będą obejmowały kwestie inwestycji, regulacje pomocy publicznej oraz cele przemysłowe i transportowe. Ustalają one, że wszystkie paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego muszą być produkowane z odnawialnej energii elektrycznej. Pierwszy akt precyzuje warunki, na podstawie których wodór może być uznany za paliwo odnawialne, podkreślając, że produkcja wodoru musi przyczyniać się do zwiększenia dostępnej odnawialnej energii. Drugi natomiast określa metodologię obliczania emisji gazów cieplarnianych przez cały cykl życia paliw odnawialnych, uwzględniając przy tym wszystkie etapy – od produkcji do dostarczenia do konsumenta.

W ramach pakietu *FIT for 55* zaproponowano zmianę dyrektywy RED. Proponowany artykuł 22a wskazuje, że do 2030 roku wykorzystywane w przemyśle paliwa RFNBO powinny stanowić co najmniej 50% całkowitego zużycia wodoru, z perspektywą zwiększenia tego poziomu nawet do 75%. Podsumowując, proponowane zmiany do dyrektywy RED oraz nowy akt delegowany będą stanowić kryteria decydujące o tym, czy produkowany w przyszłości wodór na bazie elektrolizy będzie spełniał wymogi RFNBO w rozumieniu dyrektywy RED.

Polska w drodze do gospodarki wodorowej

Kiedy patrzymy na polskie prawo, należy podkreślić, że wciąż daleko mu do kompleksowego uregulowania kwestii gospodarki wodorowej. Jednak nasz ustawodawca nie pozostaje bierny wobec tego zagadnienia. W październiku 2021 roku została przyjęta „Polska strategia wodorowa do 2030 roku” z perspektywą do 2040 roku (PSW), która jest kluczowym dokumentem strategicznym, wyznaczającym kierunek rozwoju gospodarki wodorowej w naszym kraju.

Nadrzędnym celem PSW jest stworzenie i rozwój polskiego sektora gospodarki wodorowej, który ma przyczynić się do osiągnięcia neutralności klimatycznej i podtrzymać konkurencyjność polskiej gospodarki. PSW określa sześć szczegółowych celów, które obejmują między innymi: wdrożenie technologii wodorowych w energetyce, wykorzystanie wodoru jako alternatywnego paliwa w transporcie, wspieranie dekarbonizacji przemysłu i stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego.

Sukces tej strategii będzie oceniany na podstawie różnych wskaźników. Wśród nich jest moc instalacji wodorowych, której planowane osiągnięcie to 50 MW do 2025 roku i 2 GW do 2030 roku. Liczba autobusów na wodór powinna wzrosnąć do 250 do 2025 roku, a następnie do 1000 do 2030 roku. Planuje się utworzenie co najmniej 32 stacji wodoru do 2025 roku i przynajmniej pięć dolin wodorowych. Porozumienie na rzecz budowy gospodarki wodorowej zostało już zawarte. Dodatkowo, planowany jest rozwój Ekosystemu Innowacji Dolin Wodorowych oraz Centrum Technologii Wodorowych.

Chociaż w obecnym stanie prawa energetycznego w Polsce pojęcie wodoru nie jest zdefiniowane, Ministerstwo Klimatu i Środowiska zgłosiło propozycję nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne”, która pozwoliłaby na właściwe uregulowanie kwestii wodoru, w tym na jego legalną definicję. Projekt ten (UD382) jest obecnie na etapie konsultacji publicznych, jednak już teraz można zauważyć, że porusza on kilka kluczowych założeń otwierających polską gospodarkę na skuteczniejsze wykorzystanie rozwiązań wodorowych. Wśród nich oprócz wspomianej już oficjalnej definicji

wodoru są między innymi: wprowadzenie regulacji prawnych dla interdyscyplinarnych zastosowań wodoru oraz przepisów przejściowych dla sieci wodorowych i ich operatorów. Projekt przewiduje również regulacje techniczne dostosowane do specyfiki gospodarki wodorowej, ustalenie zasad oddziaływania inwestycji wodorowych na środowisko, systemy wsparcia dla badań i rozwoju technologii wodorowej oraz wsparcie dla rozbudowy infrastruktury wodorowej, w tym rurociągów i instalacji oczyszczających.

Chociaż w obecnym stanie prawa energetycznego w Polsce pojęcie wodoru nie jest zdefiniowane, Ministerstwo Klimatu i Środowiska zgłosiło propozycję nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne”, która pozwoliłaby na właściwe uregulowanie kwestii wodoru, w tym na jego legalną definicję. Projekt ten (UD382) jest obecnie na etapie konsultacji publicznych, jednak już teraz można zauważyć, że porusza on kilka kluczowych założeń otwierających polską gospodarkę na skuteczniejsze wykorzystanie rozwiązań wodorowych.

Ponadto, rozwiązania oparte na wodorze są stopniowo wprowadzane do także do innych ustaw. Dobrym przykładem jest tutaj ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych, która reguluje kwestie stacji wodoru, pojazdów napędzanych wodorem, a także definiuje takie pojęcia jak wodór niskoemisyjny, elektroliptyczny i odnawialny.

* * *

Obowiązujące prawne ramy gospodarki wodorowej opierają się głównie na przepisach prawa unijnego. Zarówno na poziomie europejskim, jak i krajowym, istnieją strategiczne dokumenty, które szczegółowo omawiają przyszłościowe wykorzystanie wodoru w gospodarce. Stopniowo wprowadzane są prawne uregulowania związane z wodorem, a obecnie trwają prace nad kluczowymi aktami prawnymi zarówno na poziomie unijnym, jak i krajowym. Wśród nich są ważne inicjatywy, takie jak nowelizacja dyrektywy RED, regulacja dotycząca metodyki UE dla RNFBOs, regulacja dotycząca minimalnego progu oszczędności emisji GHG dla paliw z recyklingu węgla (i jej załącznik), a także ustawa zmieniająca ustawę „Prawo energetyczne” oraz inne ustawy.

Na szczególną uwagę zasługuje ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych, która stanowi ważny instrument wdrażania strategii wodorowych w Polsce. Ustawa ta jest istotnym krokiem na drodze do pełnej realizacji potencjału wodoru jako ekologicznego nośnika energii i kluczowego elementu przyszłej gospodarki niskoemisyjnej i obecnie stanowi najważniejszy akt polskiego prawodawstwa wodorowego.

Robert Mikulski, radca prawny, partner zarządzający w BRILLAW Kancelaria Radców Prawnych Mikulski & Partnerzy, członek zarządu Stowarzyszenia Polski Wodór, wiceprzewodniczący rady nadzorczej Warszawskiej Izby Gospodarczej.



„GAZ” sp. z o.o. obchodzi 18. urodziny

Poznaj kluczowe inwestycje i kierunek rozwoju lidera branży gazowniczej

Wrzesień bieżącego roku to szczególny miesiąc dla firmy „GAZ” sp. z o.o., która świętuje 18-lecie. Rocznica założenia spółki to okazja nie tylko do celebracji, ale także doskonały moment do podsumowania jej najważniejszych osiągnięć oraz przyjrzenia się wyzwaniom stojącym dziś przed twórcami nowoczesnej infrastruktury gazowej na miarę XXI wieku.

NIEZAWODNY PARTNER NA RYNKU USŁUG GAZOWNICZYCH

Firma „GAZ” z siedzibą w Błoniu jest doświadczonym dostawcą zintegrowanych usług gazowniczych. Filarem działalności spółki jest kompleksowe projektowanie i budowanie nowoczesnej infrastruktury gazowej. Firma specjalizuje się w konstruowaniu sieci i przyłączy gazowych, a także punktów, zespołów i stacji gazowych. Nieustannie rozwijając swoje kompetencje, „GAZ” przeprowadza także modernizacje oraz remonty infrastruktury, często na czynnych sieciach gazowych, ograniczając do niezbędnego minimum przerwy w dostawie paliwa gazowego.

Od początku działalności spółka realizuje strategiczne projekty dla Polskiej Spółki Gazownictwa, z którą jest zintegrowana w ramach struktury właścicielskiej. W okresie osiemnastu lat działalności firma nie tylko wyznaczyła standardy jakości w realizacji zadań inwestycyjnych, ale stała się jedyną firmą w Polsce o tak szerokim zakresie działalności gazowniczej, przyczyniając się do zapewnienia niezawodności i bezpieczeństwa dostaw gazu praktycznie na terenie całego kraju.

INFRASTRUKTURA GAZOWA PRZYSZŁOŚCI

Jak podkreśla Karol Papiernik, prezes zarządu „GAZ” sp. z o.o., – *Proces dynamicznego rozwoju spółki „GAZ” rozpoczął się od gruntownych zmian w zarządzaniu i zbudowania nowych kompetencji na miarę wyzwań współczesnego rynku gazowniczego.*

W okresie ostatnich trzech lat firma mocno zaangażowała się w innowacyjne projekty związane z technologią wykorzystywania

alternatywnych form gazu ziemnego – LNG i CNG. W ramach tych działań uruchomiono m.in. największą stację tankowania CNG w Polsce, powstałą w celu obsługi taboru MZA w Warszawie. Stacja umożliwia jednocześnie napełnienie zbiorników dla ponad stu pojazdów. Do ostatnich osiągnięć spółki „GAZ” należy również oddanie do użytku jednej z największych stacji gazowych w Polsce, w miejscowości Ostrożne, które wpłynęło na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego mieszkańcom Białegostoku oraz północno-wschodniej części Polski.

GAZ WSZĘDZIE TAM, GDZIE GO POTRZEBUJESZ

Spółka „GAZ” jest gotowa na wyzwania przyszłości, inwestując w rozwiązania umożliwiające wykorzystanie alternatywnych form gazu ziemnego w coraz szerszym zakresie. Stacje regazyfikacji LNG dają możliwość korzystania z paliwa gazowego wszędzie tam, gdzie nie istnieje połączenie z tradycyjną siecią gazową lub jest ono ograniczone. W zależności od potrzeb klientów inżynierowie firmy dobierają najbardziej efektywną formę wykorzystania regazyfikacji, np. do zasilania procesów produkcyjnych czy utrzymywania odpowiednich warunków temperaturowych w obiektach magazynowych. Stacja regazyfikacji LNG może stanowić podstawowe źródło zasilania każdego obiektu, być zabezpieczeniem na wypadek ograniczeń w dostawach sieciowych oraz stanowić pokrycie szczytowego zapotrzebowania. Dotychczas firma wybudowała już kilkanaście tego rodzaju stacji w województwach mazowieckim, łódzkim i podlaskim. „GAZ” dysponuje też mobilnymi zestawami, które wdzierza swoim klientom na określony czas.



BRANŻA GAZOWNICZA W OBLCZU TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

Współczesny rynek usług gazowniczych staje w obliczu dwóch kluczowych czynników determinujących kierunek rozwoju branży. Pierwszy to sytuacja geopolityczna, spowodowana między innymi wojną w Ukrainie, która zagroziła bezpieczeństwu energetycznemu wielu krajów, w tym Polski. Kwestie geopolityczne wywołały świadomość konieczności zdywersyfikowania dostaw gazu i poszukiwania alternatywnych rozwiązań przemysłowych. Drugim kluczowym czynnikiem jest gospodarcza transformacja energetyczna, będąca konsekwencją decyzji podejmowanych na szczeblu unijnym i oparta na celach ustanowionych w „Polityce energetycznej Polski” (PEP 2040). Polska stoi przed wyzwaniem zmiany systemu energetycznego na bardziej zrównoważony. Dla spółki „GAZ” to kolejna szansa rozwoju związanego głównie z rynkiem wodoru, biogazu i biometanu.

Jednym z dalszych kierunków rozwoju gazownictwa przyszłości staje się dziś transportowanie gazu ziemnego z domieszką wodoru. W ślad za zmianami w środowisku prawnym, strategią zrównoważonego rozwoju oraz strategią wodorową, spółka „GAZ”, w współpracy z Polską Spółką Gazownictwa, uczestniczy w prekur-

sorskim projekcie dotyczącym certyfikacji nowo budowanej infrastruktury gazowej do transportu gazów domieszkowych zawierających do 20% wodoru. Projekt ma na celu ocenę bezpieczeństwa i funkcjonalności komponentów, urządzeń oraz procesów technologicznych do budowy sieci gazowych. Ocena zgodności przeprowadzana jest przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy. W efekcie realizacji projektu spółka „GAZ”, jako pierwsza w Polsce, dysponować będzie, potwierdzoną przez jednostkę notyfikowaną, wiedzą i technologiią w zakresie wdrażania gospodarki wodorowej.

Spółka „GAZ”, świętując 18-lecie, gotowa jest sprostać współczesnym wyzwaniom i kontynuować rolę lidera branży gazowniczej. Firma aktywnie reaguje na potrzeby rynku, a zadania inwestycyjne zrealizowane w 2022 roku, między innymi w Kaliszu, Poznaniu i Siedlcach, wskazują na nowe obszary biznesowe związane z przyłączeniem do sieci gazowej podmiotów wytwarzających ciepło.

– Z nadzieją i odwagą patrzymy w przyszłość, w której spółka „GAZ” nadal będzie prekursorem innowacyjnych rozwiązań w branży gazowniczej, przyczyniając się do zapewnienia stabilności, bezpieczeństwa i zrównoważonego rozwoju sektora energetycznego w Polsce – dodaje Karol Papiernik.





GRUPA ORLEN WZMACNIA BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE POLSKI

W trosce o bezpieczeństwo i niezależność energetyczną Polaków zwiększyliśmy dostawy LNG, które obecnie są jednym z głównych źródeł zaopatrzenia Polski w gaz ziemny. W 2022 roku w terminalach im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz litewskiej Kłajpedzie odebraliśmy rekordową liczbę ładunków skroplonego gazu. Rozwijamy również własną flotę gazowców, która zagwarantuje stabilność dostaw oraz wzmocni naszą pozycję na globalnym rynku LNG. Dwie jednostki w barwach naszej Grupy dostarczają już gaz do Polski.

