

czerwiec 2022

# Przegląd gazowniczy

nr 2 (74)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

## **RYNEK GAZU W NOWYCH REALIACH**





# VIII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego

## Rynek gazu w nowych realiach

27-29 czerwca 2022 r., Hotel Andel's, ul. Ogrodowa 17, 91-065 Łódź

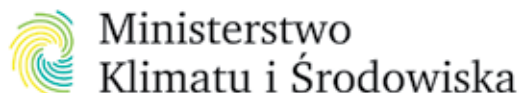
GŁÓWNY PARTNER KONGRESU



PATRONAT HONOROWY



MINISTERSTWO  
AKTYWÓW  
PAŃSTWOWYCH



Ministerstwo  
Klimatu i Środowiska



Urząd  
Regulacji  
Energetyki

PATRONAT BRANŻOWY



PARTNERZY KONGRESU

PICARRO



PGNiG | TERMIKA

EWE



PGNiG | TECHNOLOGIE

PATRONAT MEDIALNY



Energetyka 24



Nie ma ważniejszego wydarzenia dla polskiego samorządu sektora gazowniczego od Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego. VIII edycja odbędzie się 27–29 czerwca br. z wiodącym przesłaniem: „Rynek gazu w nowych realiach”. Te nowe realia musimy analizować w kontekście wydarzeń w Ukrainie, ale przede wszystkim odnotować, że to one przyspieszyły działania w zakresie uniezależnienia się od jednego dostawcy. Z satysfakcją możemy stwierdzić, że podjęta wiele lat temu, w 2006 roku, strategiczna decyzja Polski o budowie gazoportu, kontynuowana i realizowana przez kolejne ekipy rządowe, ponad podziałami, stała się naszym „oknem na świat”, umożliwiła odbiór gazu drogą morską z dowolnego kierunku na świecie, otworzyła drogę do dywersyfikacji źródeł dostaw gazu. Konsekwentny rozwój tego projektu, rozbudowa terminalu, kolejne kontrakty na dostawy LNG, rozbudowa logistyki transportu poprzez własną flotę, te wszystkie przemyślane działania zbudowały fundamenty bezpiecznego, trwałego i perspektywicznego krajowego rynku gazu. W porównaniu z Europą Polska zabezpieczyła i przyspieszyła już w minionym czasie działania na rzecz bezpieczeństwa gazowego.

Musimy jednak brać pod uwagę unijną perspektywę, która również powinna ulec modyfikacji w zmieniających się warunkach geopolitycznych. Założenia Europejskiego Zielonego Ładu powinny być bardziej ukierunkowane na bezpieczeństwo energetyczne, przede wszystkim w obszarach finansowych i kształtowania budżetów unijnych.

W bieżącym numerze publikujemy rozmowę z Anną Moskwą, ministrem klimatu i środowiska, pod znamienym tytułem: „Wyznaczamy dla sektora gazowego możliwą ścieżkę przejścia do gospodarki niskoemisyjnej”.

Coraz klarowniej budowana jest strategia rozwojowa dla naszego sektora, w dialogu administracji państwa

i samorządów branżowych rynku energii, co stało się już nowym modelem współpracy. Wymownym przykładem nowego podejścia jest ocena wykonania uchwały z poprzedniego, VII KPPG, wskazująca, jak wiele postulatów środowiska gazowniczego zostało przyjętych, choć kilka nadal wymaga dialogu i porozumienia.

W programie VIII kongresu wiele miejsca zajmują kwestie nowego podejścia do stosowania węglowodorów w polityce klimatycznej UE, a także model „zielonego ładu” w gospodarce krajowej. Ważnym segmentem obrad będą również „nowe technologie”, wodorowe i biometanowe, a także rola przemysłu gazowniczego. Oczywiście, istotnym kontekstem obrad będą kierunki zmian w prawie gospodarczym, oczekiwane szczególnie w tych obszarach. Zawarte porozumienia sektorowe stwarzają nadzieję na kreatywną współpracę, z pożytkiem dla nowej gospodarki. Giganci sektora węglowodorowego redefiniują swój *core business*, rozbudowując „zielone” produkty. Musimy o tych sprawach dyskutować również u nas, a forum kongresowe jest bardzo dobrym miejscem. Szczególnie, że każdy kongres kończy przyjęcie uchwały składającej się z dwóch bloków tematycznych poświęconych odpowiednio postulatом dedykowanym administracji państwowej i branży. Ten głos środowiska – patrząc historycznie – ma znaczenie.



**Dr Robert Perkowski,**  
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

#### **RADA PROGRAMOWA** **„Przeglądu Gazowniczego”**

Teresa Laskowska  
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)  
Rafał Pazura (PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.)  
Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ–SYSTEM S.A.)  
Anna Krupa-Cristescu (PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.)  
Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)  
Magdalena Wiciak (PSG sp. z o.o.)  
Ewa Kukułska-Zajęc (INiG-PIB)  
Arkadiusz Piłat (Transition Technologies S.A.)  
Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA S.A.)  
Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)  
Marta Szygenda (PGNiG SA)  
Bartosz Pijawski (PGNiG SA)  
Alicja Walecka (Gas Storage Poland sp. z o.o.)



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

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

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

**Projekt graficzny:** Jolanta Krafft-Przeździecka

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

# Spis treści

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Ograniczenia dostaw gazu zahamują transformację energetyczną** – prof. Władysław Mielczarski, Politechnika Łódzka
- 10 **Model zielonego ładu w gospodarce krajowej**, prof. Konrad Świrski, Politechnika Warszawska
- 12 **Jak kryzys energetyczny wpłynie na kierunki rozwoju gazownictwa?**  
Maria Olczak, pracownik naukowy Florence School of Regulation
- 16 **Wykwalifikowana kadra staje się kluczowym aktywem nowoczesnego przedsiębiorstwa energetycznego**,  
Robert Więckowski, prezes zarządu PSG

## NASZ WYWIAD

- 18 **Dla sektora gazowego wyznaczamy możliwą ścieżkę przejścia do gospodarki niskoemisyjnej.**  
Rozmowa z Anną Moskwą, minister klimatu i środowiska



18

## TECHNOLOGIE

- 21 **Wodór jako element bezpieczeństwa energetycznego**, Szymon Byliński,  
dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej, Ministerstwo Klimatu i Środowiska
- 22 **Wpływ dodatku wodoru na granicę wybuchowości metanu**,  
Jacek Pogoda, kierownik Pogotowia Górniczego PGNiG SA
- 26 **Transformacja cyfrowa w branży gazowniczej**,  
Rafał Bałdys-Rembowski, Jacek Magiera
- 29 **Badanie procesów spęczenia wód poziomów solankowych podczas nasycania ich CO<sub>2</sub> w procesach sekwestracji**, Marcin Warnecki, Piotr Kasza, Mirosław Wojnicki, Jerzy Kuśnierczyk,  
Sławomir Szuflika, INiG-PIB
- 32 **Emisje metanu w rolnictwie: przyczyny i skala problemu**,  
prof. Jacek Dach, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu

## REPORTAŻ

- 34 **GAZ-SYSTEM: interkonektor gazowy Polska-Słowacja jest już nagazowany**

## PGNiG SA

- 36 **Wodór – magazynowanie i produkcja niebieskiego wodoru**
- 37 **bioLNG pomostem na drodze rozwoju biogazu w kierunku biometanu**

## PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 38 **Reklama społeczna**

## POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 **Nowe funkcjonalności w Portalu Przyłączeniowym**
- 41 **Nawet 60 mld zł – taki jest koszt przestawienia na gaz sektora ciepłownictwa**
- 43 **Zmodernizowana dzierzoniowska gazownia**

## GAZ-SYSTEM

- 44 **GAZ-SYSTEM uruchomił nową tłocznnię gazu w Kędzierzynie-Koźlu**

## GAS STORAGE POLAND

- 46 **Termodynamiczny model pracy kawerny magazynowej na wodór, wykonanej w złożu soli kamiennej**,  
Paweł Wilkosz, Łukasz Grzybowski, Władysław Uthke, Mariusz Chromik

## PGNiG TERMIKA

- 48 **Czy Warszawa będzie miała zapewnione ciepło systemowe? O bezpieczeństwie energetycznym stolicy w obliczu wojny w Ukrainie rozmawiamy z Jarosławem Maślany, prezesem PGNiG TERMIKA**
- 49 **Gazowe inwestycje w Rybniku**

## EuRoPol GAZ s.a.

- 50 **Nowe zasady tworzenia i utrzymywania zapasów gazu ziemnego w Polsce**

## TRANSITION TECHNOLOGIES SA

- 52 **Prognozowanie oraz wykrywanie wycieków na obiektach infrastruktury gazowej**

## TECHNOLOGIE

- 54 **Monitorowanie zużycia urządzeń ciśnieniowych online**, Bartłomiej Siedmiogrodzki, UDT
- 56 **Wielopaliwowe układy kogeneracyjne ze stałotlenkowymi ogniwami paliwowymi (SOFC)**,  
prof. Jakub Kupecki, dr Marcin Blesznowski, Instytut Energetyki

## PRAWO

- 60 **Raport z działalności Zespołu ds. Kodeksu Dobrych Praktyk dla Gazownictwa**
- 63 **Gazy zdekarbonizowane – przyspieszenie transformacji gazownictwa**,  
Kamil Iwicki, Adam Wawrzynowicz, Marcel Krzanowski, Kancelaria Prawna Wawrzynowicz i Wspólnicy
- 66 **Efektywna waloryzacja wynagrodzeń wykonawców jako remedium na obecną sytuację rynkową**,  
prof. Przemysław Drapała, radca prawny, partner zarządzający w Kancelarii JDP Drapała & Partners, Konrad Gortad, adwokat

NA OKŁADCE: GAZ-SYSTEM uruchomił nową tłocznnię gazu w Kędzierzynie-Koźlu.



34

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

II kwartał 2022 roku zdominowała wojna w Ukrainie. W tych trudnych czasach Izba Gospodarcza Gazownictwa bierze udział w różnych spotkaniach i przyłącza się do działań mających na celu zapewnienie pomocy i wsparcia uchodźcom z Ukrainy. Mimo trudnych okoliczności IGG realizuje też wiele zadań na rzecz branży.

21 kwietnia 2022 roku odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG (szerzej na str. 6).

W II kwartale trwały intensywne prace nad przygotowaniem VIII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Tematem dwudniowych obrad będzie: „Rynek gazu w nowych realiach”. Podczas kongresu odbędą się sesje tematyczne poświęcone nowemu modelowi europejskich dostaw gazu, stabilności i bezpieczeństwu systemu gazowego, budowie gospodarki wodorowej i rozwojowi przemysłu gazowniczego, rozwiązaniom systemowym dla dostaw gazu, technologiom CCS/CCUS dla klimatu oraz otoczeniu biznesowemu gazownictwa.

7 i 8 czerwca 2022 roku w Tarnowie Podgórnym koło Poznania odbyły się warsztaty techniczne pod hasłem „**Biometan – niekopalny, zielony składnik miks paliwowy w sieciach gazowych – standardy techniczne IGG**”, połączone ze zwiedzaniem nowoczesnej biogazowni w Przybrodzie, w której będzie wytwarzany nie tylko biogaz, ale głównie biometan.

Podczas warsztatów przedstawione zostały referaty dotyczące:

- budowy i eksploatacji biogazowni, zwłaszcza w aspekcie produkcji biometanu,
- standardu IGG o wymaganiach technicznych dla infrastruktury związanej z przyłączaniem biogazowni,
- wyzwań związanych z projektowaniem biogazowni,
- uwzględnienia wymagań dla biogazu w nowych standardach IGG, zastępujących normy krajowe serii PN-C-0475x,
- planów i prac związanych z rozwojem biogazowni i ich przyłączeniem do sieci.

W ramach kontynuacji działalności Komitetu Standardu Technicznego (KST), 31 maja 2022 roku – w trybie on-line odbyło się posiedzenie KST, a na 29 czerwca 2022 roku w trybie stacjonarnym, bezpośrednio po zakończeniu VIII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego w Łodzi, zaplanowano kolejne posiedzenie.

IGG podejmuje także intensywne działania w obszarze szeroko rozumianej gospodarki wodorowej. Przypomnijmy, że w I kwartale br. przeprowadzono prace przygotowujące rozpoczęcie warsztatów w IGG, które mają być wsparciem transferu know-how z obszaru gospodarki wodorowej do podmiotów zrzeszonych w IGG. Spotkanie odbyło się 4 kwietnia 2022 roku w formule hybrydowej w postaci wideokonferencji i obecności bezpośredniej, a uczestniczyło w nim około 120 przedstawicieli z 43 podmiotów zrzeszonych w IGG, naukowcy z wiodących uczelni i członkowie Grupy Ekspertów IGG ds. Wodoru.

Zgodnie z przyjętym harmonogramem, IGG przygotowuje kolejny etap, tj. spotkanie warsztatowe dotyczące transferu know-how, w którym przewidywany jest udział przedstawicieli German Hydrogen and Fuel Cell Association i niemieckich podmiotów z branży projektowania sieci gazowych (dla mieszanin z czystym wodorem) oraz podmiotów z IGG zainteresowanych tematyką budowy i wdrażania norm i standardów dla urządzeń gospodarki wodorowej oraz zagadnieniami projektowania sieci gazowych. Wiedza pozyskana przez przedstawicieli IGG w tego rodzaju wydarzeniach będzie sukcesywnie transferowana do zainteresowanych podmiotów stowarzyszonych w IGG.

Nadal trwa ścisła współpraca z Ministerstwem Klimatu i Środowiska w zakresie realizacji porozumienia na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz realizacji porozumienia sektorowego na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej. Powołane zostały grupy robocze przy ministerstwie, do których IGG zgłosiła swoich przedstawicieli. W ramach prac związanych z realizacją porozumienia na rzecz roz-

woju sektora biogazu i biometanu w końcowej fazie jest opracowanie zagadnień objętych porozumieniem, a dotyczących sektora gazowego. Opracowanie zostanie przekazane do ministerstwa w celu dalszego wykorzystania.

W II kwartale trwały także prace zespołów powołanych przy IGG, m.in.:

1. Zespołu ds. Samoobsługowego Tankowania Pojazdów Sprężonym Gazem CNG – w ramach prac zespołu przygotowany jest projekt rozporządzenia ministra infrastruktury, zmieniający rozporządzenie w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie projektowania, wytwarzania, eksploatacji, naprawy i modernizacji specjalistycznych urządzeń ciśnieniowych, oraz pismo do ministra infrastruktury, uzasadniające proponowane zmiany z materiałami zawierającymi analizy wskazujące na potrzebę zmiany rozporządzenia.
2. Zespołu Konsultacyjnego ds. Rynku Energii i Gazu. Odbyło się kolejne posiedzenie Rady Rynku przy TGE, w którym wzięli udział przedstawiciele IGG będący członkami Zespołu Konsultacyjnego ds. Rynku Energii i Gazu przy IGG. Na posiedzeniu jednogłośnie przyjęto program prac na 2022 rok.

Ponadto, w czerwcu 2022 roku, w ramach współpracy z IGG, kancelarie JDP Drapała & Partners i Alto Legal Orczykowski sp.k. zorganizowały dwa bezpłatne webinary, odpowiednio: „Odstąpienie od umowy o roboty budowlane – strategia uniknięcia skutków wzrostu kosztów realizacji” oraz „Nowe zasady organizacji, funkcjonowania zarządu i rady nadzorczej, odpowiedzialność członków organów – nowe wymogi *compliance*. Prawo holdingowe”.

Jak informowaliśmy w poprzednim numerze „Przeglądu Gazowniczego”, w związku z upływającym 20.09.2022 roku terminem obowiązywania rozporządzenia ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, IGG podjęła działania i rozpoczęła rozmowy mające na celu przyspieszenie prac nad rozporządzeniem ministra klimatu i środowiska, które zapewni ciągłość regulacyjną dla branży gazownicznej. W II kwartale 2022 roku, a dokładnie 11 maja 2022 roku, weszły w życie przepisy, na mocy których termin obowiązywania ww. rozporządzenia został wydłużony o 24 miesiące.

Ponadto, w II kwartale IGG opiniowała znaczące dla branży akty prawne, m.in. dotyczące projektu ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw, projektu ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw, projektu ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw oraz projektu rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie sposobu prowadzenia rozliczeń oraz bilansowania systemu przesyłowego gazowego w przypadku uruchomienia zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Wielkimi krokami zbliżamy się do jednego z najważniejszych wydarzeń branżowych w 2022 roku, tj. VIII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, który odbędzie się 27–29 czerwca 2022 roku w Łodzi (w hotelu Vienna Andel's Łódź). Mając na uwadze sukces poprzednich edycji, z ogromną przyjemnością zapraszamy naszych Czytelników do wzięcia udziału w tym wydarzeniu.



Bartosz Prugar

- **13 czerwca br.** 4 lipca po raz pierwszy przepustowości nowych interkonektorów gazowych z Danią, Litwą i Słowacją zostaną wystawione na aukcji produktów rocznych GAZ–SYSTEM. GAZ–SYSTEM przedstawił ofertę produktów rocznych dla istniejących i nowych punktów połączeń, które będą udostępnione w ramach aukcji na Platformie GSA i RBP.

- **14 czerwca br.** – *Komitet Stały Rady Ministrów przyjął projekt ustawy liberalizującej regulę 10H i skierował projekt pod obrady Rady Ministrów. Szacujemy, że dzięki liberalizacji tej zasady potencjał rozwoju lądowej energetyki wiatrowej może sięgnąć 10 GW mocy, w związku z tym do 2030 roku możemy prognozować, że łączna wartość energii z wiatru na lądzie w Polsce przekroczy 20 GW mocy zainstalowanej – powiedział Ireneusz Zyska, podsekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska.*

- **8 czerwca br.** GAZ–SYSTEM przed zakładanym terminem dokonał odbioru technicznego gazociągu relacji Ciecierzycze–Lwówek, jednego z lądowych odcinków *Baltic Pipe*. Po 18 miesiącach budowy gazociąg jest gotowy do nagazowania. Gazociąg Ciecierzycze–Lwówek ma długość 69 km, a jego trasa przechodzi przez 6 gmin w województwie lubuskim i wielkopolskim.

- **8 czerwca br.** PGNiG będzie czarterować statki od norweskiego armatora Knutsen OAS Shipping. Pierwszy z nich został już zwodowany w południowokoreańskiej stoczni Hyundai Heavy Industries. To gazowiec „Lech Kaczyński”, który może pomieścić 174 tys. m sześć. gazu. 9 czerwca br. w południowokoreańskiej stoczni położono stępkę pod budowę drugiego z zamówionych przez PGNiG statków do przewozu LNG, który będzie nosił imię „Grażyna Gęsicka”. Gazowce „Lech Kaczyński” i „Grażyna Gęsicka”, które wejdą do użytku w 2023 roku, to pierwsze statki do przewozu LNG budowane specjalnie na potrzeby PGNiG. W sumie Grupa Kapitałowa PGNiG zamówiła osiem takich jednostek. Dwie kolejne rozpoczną służbę w 2024 roku, a w 2025 roku zostaną oddane do użytku aż cztery nowe gazowce.



- **6 czerwca br.** 700 mln złotych zainwestuje PGNiG w dwie największe kopalnie ropy naftowej i gazu ziemnego w kraju: Lubiatów i Dębno. Plan rozbudowy instalacji został opracowany za pomocą zaawansowanych cyfrowych narzędzi, wykorzystywanych w ramach platformy *Smart Field*. Efektem będzie zwiększenie

nie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego oraz przedłużenie okresu działania kopalni o 15–20 lat.

- **3 czerwca br.** GAZ–SYSTEM ma kontrakty na 80 proc. mocy przesyłowych gazociągu *Baltic Pipe*, który zostanie uruchomiony w październiku. Na pozostałe 20 proc. przeprowadzone zostaną aukcje jeszcze w tym roku.

- **Czerwiec br.** Polska Spółka Gazownictwa zajęła 7. miejsce w badaniu marki pracodawcy Randstad Employer Brand Research 2022, które zostało zrealizowane w Polsce na próbie prawie 5 tysięcy respondentów aktywnych na rynku pracy. Ankietowani docenili m.in. stabilność zatrudnienia w spółce. Uczestniczący w badaniu respondenci, których głosy zdecydowały o zajęciu przez Polską Spółkę Gazownictwa tak wysokiej pozycji wśród najatrakcyjniejszych pracodawców w Polsce, wskazali m.in. na stabilność zatrudnienia, przyjazną atmosferę w pracy i benefity oferowane pracownikom. Randstad Employer Brand Research to projekt badawczy dotyczący wizerunku i czynników atrakcyjności pracodawców. Pierwsze badanie przeprowadzono w 2000 r. w Belgii. Dziś badania realizowane są w 31 krajach. W Polsce w tym roku odbyła się jego 12. edycja. W badaniu Randstad Employer Brand Research ankietowani określają, czy według nich dana firma jest atrakcyjnym miejscem pracy. Na ich ocenę wpływ mają poszczególne czynniki analizowane w badaniu, wśród nich m.in. stabilność zatrudnienia, satysfakcjonujące wynagrodzenie, perspektywy rozwoju zawodowego, równowaga między życiem zawodowym a prywatnym czy przyjazna atmosfera w miejscu pracy.

- **31 maja br.** W maju aż sześć ładunków skroplonego gazu ziemnego odebrało PGNiG w Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego. Rekordowa miesięczna liczba dostaw to efekt intensyfikacji importu LNG.

- **25 maja br.** Spółka z grupy Venture Global podjęła ostateczną decyzję inwestycyjną dotyczącą terminalu skraplającego Plaquemines LNG. PGNiG będzie odbierało z tej instalacji 4 mln ton skroplonego gazu ziemnego rocznie. – *Jesteśmy dumni z możliwości ogłoszenia ostatecznej decyzji inwestycyjnej dla Plaquemines LNG, naszego drugiego projektu terminalowego, zaledwie kilka miesięcy po rozpoczęciu eksportu z instalacji*

## 21 kwietnia br. w Zegrzu odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Na mocy statutu IGG oraz uchwały Zarządu IGG, Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby rozpatrzyło i zatwierdziło sprawozdanie z działalności IGG w 2021 roku oraz Komisji Rewizyjnej, rozpatrzyło i zatwierdziło sprawozdanie finansowe IGG oraz przyjęło sprawozdanie z działalności standardyzacyjnej IGG w 2021 roku.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków podjęło uchwałę w sprawie udzielenia absolutorium członkom zarządu IGG za 2021 rok oraz członkom Komisji Rewizyjnej.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa podjęło uchwałę w sprawie przyznania odznak honorowych IGG.

Komisja Uchwał i Wniosków poinformowała, że nie otrzymała propozycji wniosków.

w Calcasieu Pass. Chciałbym podziękować nie tylko naszemu zespołowi, ale także PGNiG, które odegrało istotną rolę w projekcie Plaquemines jako tzw. klient założycielski – zaznaczył Mike Sabel, prezes zarządu Venture Global LNG.

- **24 maja br.** Polski rząd pracuje nad wsparciem sektora biogazowego w odpowiedzi na embargo na zakup gazu ziemnego z Rosji. Do Sejmu trafił projekt ustawy odblokowujący między innymi rozwój produkcji energii z biomasy. Zgodnie z nim, wytwórcy biogazu zostaną dopuszczeni do udziału w aukcjach jeszcze w tym roku. Dzięki temu możliwe będzie szybsze rozpoczęcie inwestycji w biogazownię.

- **21 maja br.** PGNiG Upstream Norway podpisało z Wellesley Petroleum umowę kupna udziałów w złożu gazowym Ørn na Morzu Norweskim. Jego eksploatacja zapewni GK PGNiG dodatkowe 0,25 mld m sześć. gazu ziemnego rocznie od 2026 roku.

- **18 maja br.** PGNiG podpisało listy intencyjne z trzema firmami w ramach projektu z obszaru wodorowego Blue H2. Współpraca z partnerami przemysłowymi ma umożliwić kontynuację prac, po etapie badawczym, poprzez zastosowanie instalacji produkcji niebieskiego wodoru m.in. w hutniczych procesach technologicznych. Sygnatariuszami listów, obok PGNiG i Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze, są firmy przemysłowe i huty działające na terenie województwa śląskiego: ECOGLASS sp. z o.o., Huta Pokój SA i Messer Polska sp. z o.o. Na mocy nawiązanej współpracy projekt Blue H2 – zakładający opracowanie technologii wytwarzania niebieskiego wodoru – obejmie budowę pilotażowej instalacji produkcyjnej, która będzie zlokalizowana na Śląsku w Zabrzu.

- **16 maja br.** PGNiG zawarło porozumienie z Sempra Infrastructure, określające główne postanowienia kontraktu kupna-

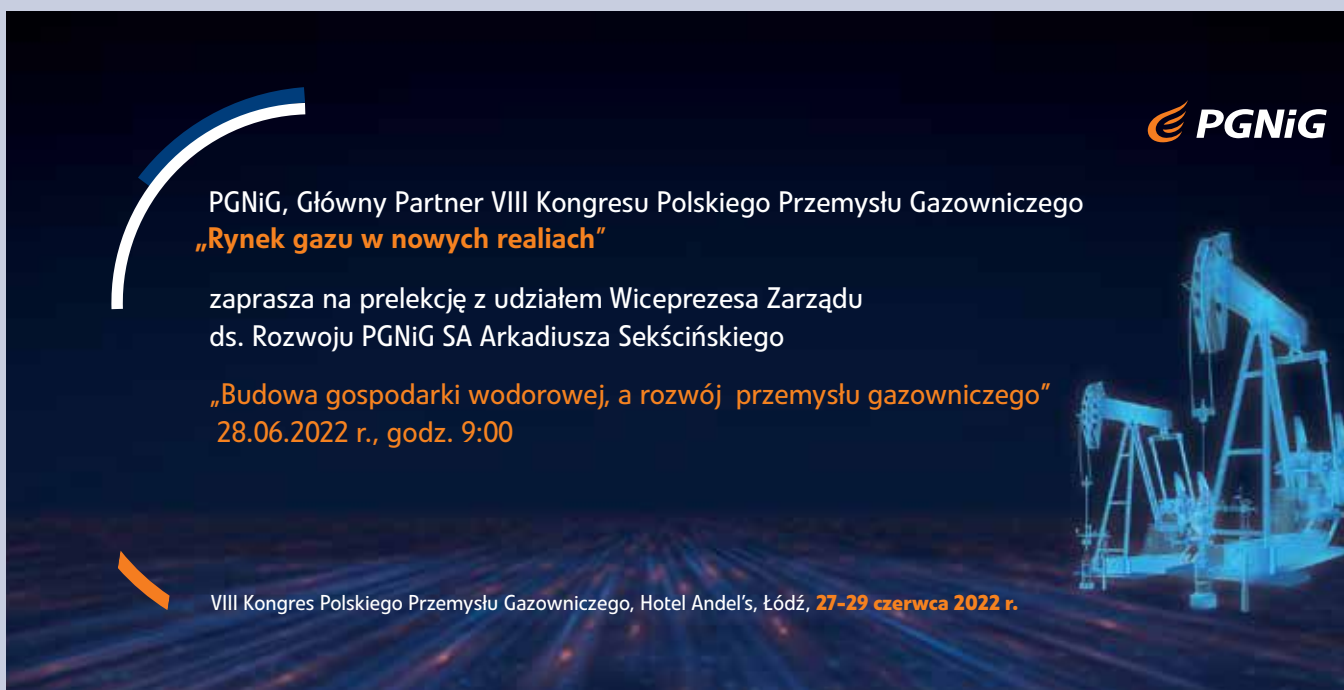
-sprzedaży 3 mln ton skroplonego gazu ziemnego. Gaz byłby odbierany z dwóch terminali skraplających nad Zatoką Meksykańską, a do Polski trafiłby m.in. poprzez pływający terminal regazyfikacyjny w Zatoce Gdańskiej.

- **14 maja br.** Do terminalu LNG w Świnoujściu przyplłynął tankowiec Maran Gas Apollonia z ładunkiem ponad 65 tys. ton skroplonego gazu ziemnego. To pierwsza dostawa zrealizowana statkiem wycarterowanym przez GK PGNiG, a zarazem pierwszy ładunek odebrany od amerykańskiego Venture Global LNG, z którym ma podpisane wieloletnie umowy na zakup skroplonego gazu ziemnego. – *Po raz pierwszy ładunek LNG został dostarczony statkiem wycarterowanym przez PGNiG, co otwiera nowy etap w działalności spółki. Do tej pory kupowaliśmy tylko ładunki LNG, które miały zapewniony transport. Teraz kupujemy gaz również bezpośrednio z terminali skraplających. To zdecydowanie poszerza nasze możliwości pozyskania LNG. Własna flota daje nam dostęp do rynku kontraktów free-on-board, czyli takich, w których to kupujący odpowiada za odbiór i transport LNG od producenta* – podkreśliła Iwona Waksmundzka-Olejniczak, prezes zarządu PGNiG SA.

- **7 maja br.** Do Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego dotarł kolejny ładunek LNG dla PGNiG na mocy kontraktu długoterminowego z firmą Qatargas. To drugi transport skroplonego gazu ziemnego odebrany w Świnoujściu przez spółkę od początku maja oraz setny, który dopłynął z Kataru od uruchomienia polskiego gazoportu. Do Świnoujścia dotarła 163. dostawa skroplonego gazu ziemnego zakupionego przez PGNiG. Między 25 kwietnia a 2 maja spółka odebrała aż trzy ładunki LNG.

- **6 maja br.** Do terminalu regazyfikacyjnego w Kłajpedzie na Litwie dotarł pierwszy ładunek prawie 65 tys. ton amerykań-

dokończenie na str. 24



**PGNiG**

**PGNiG, Główny Partner VIII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego „Rynek gazu w nowych realiach”**

zaprasza na prelekcję z udziałem Wiceprezesa Zarządu ds. Rozwoju PGNiG SA Arkadiusza Sekścińskiego

**„Budowa gospodarki wodorowej, a rozwój przemysłu gazowniczego”**  
28.06.2022 r., godz. 9:00

VIII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, Hotel Andel’s, Łódź, **27-29 czerwca 2022 r.**

# Ograniczenia dostaw gazu zahamują transformację energetyczną

Władysław Mielczarski

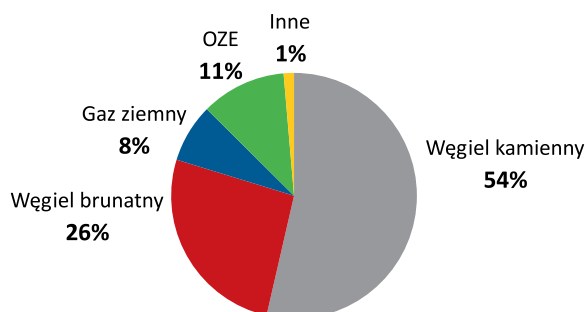
Jednym z głównych elementów transformacji energetycznej jest dekarbonizacja elektroenergetyki poprzez rezygnację z użycia węgla do produkcji energii elektrycznej. Węgiel ma być zastąpiony gazem ziemnym, też paliwem kopalnym i też emisyjnym, jako paliwem przejściowym do czasu wynalezienia nowych technologii produkcji energii elektrycznej. Jednak dążenie Unii Europejskiej do uniezależnienia się od dostaw gazu z Rosji będzie ograniczało jego zastosowanie w transformacji energetycznej, stawiając całą politykę Unii Europejskiej pod znakiem zapytania.

## Zużycie gazu ziemnego w elektroenergetyce

Zgodnie z danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, energia elektryczna produkowana jest głównie z węgla kamiennego (54%), węgla brunatnego (26%) i odnawialnych źródeł energii (ponad 11%). Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego jest stosunkowo niewielka i wynosi zaledwie około 8% całej produkcji i odnosi się głównie do elektrociepłowni (rysunek 1) Zgodnie z danymi Agencji Rynku Energii za 2021 rok, produkcja energii elektrycznej z gazu to tylko 13,3 TWh na całkowitą produkcję wynoszącą 173 TWh, z czego około 12 TWh w zawodowych elektrociepłowniach i około 1,5 TWh w elektrociepłowniach niezależnych.

Dwa nowe bloki parowo-gazowe, budowane w elektrowni Dolna Odra, mają mieć moc 1340 MW i będą w stanie dostarczyć około 8–9 TWh energii elektrycznej rocznie, przy zakładanym czasie pracy około 6000 godzin rocznie. Jest to niewiele jak na potrzeby dekarbonizacji i zastąpienia starzejących się instalacji w elektrowniach węglowych przez nowe jednostki gazowe. Nie ma informacji o realnych planach budowy kolejnych istotnych mocy wytwórczych energii elektrycznej, wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny.

Rysunek 1. Udział procentowy paliw w produkcji energii elektrycznej w Polsce, [www.pse.pl](http://www.pse.pl)



## Scenariusze dekarbonizacji

W 2021 roku produkcja energii elektrycznej wynosiła ponad 173 TWh i nawet bardzo ostrożne prognozy pokazują wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce w 2050 roku, końcowym roku transformacji energetycznej, na poziomie 220–250 TWh ze względu na rosnący popyt na energię elektryczną ze strony e-mobilności i zwiększającego się stosowania pomp ciepła. Znaczna część tej energii powinna zostać wyprodukowana przez odnawialne źródła energii, ale konieczne będzie również zastąpienie węgla w produkcji energii elektrycznej przez gaz ziemny.

W celu analizy zapotrzebowania na gaz ziemny dla elektroenergetyki wielkoskalowej (JWCD), zapewniającej ciągłość dostaw, przyjęto trzy główne scenariusze, jak pokazano w tabeli 1.

Tabela 1. Scenariusz dekarbonizacji dla 2050 roku

Scenariusz	OZE	Kogeneracja	Przemysł	Elektrownie gazowe	Razem
S1 [TWh]	125	20	10	95	250
S1 [%]	50	8	4	38	250
S2 [TWh]	163	20	10	58	250
S2 [%]	65	8	4	23	250
S3 [TWh]	200	20	10	20	250
S3 [%]	80	8	4	8	250

Zakładano utrzymywanie się na poziomie stałym produkcji energii w elektrowniach przemysłowych i pewien wzrost produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach systemowych. Główna uwaga w czasie symulacji scenariuszy została skupiona na relacji: OZE–gaz ziemny, przy założeniu, że do 2050 roku zostaną

zrealizowane pełne plany dekarbonizacji, odejścia od węgla brunatnego i kamiennego w produkcji energii elektrycznej.

Założono trzy scenariusze, dla których punktem wyjściowym był udział OZE w całej produkcji energii elektrycznej w Polsce. Scenariusze te obejmowały: S1 – 50%, S2 – 65% i S3 – 80% udziału odnawialnych źródeł energii elektrycznej. Do wzrastającego udziału OZE, w poszczególnych scenariuszach, zostało dostosowane zapotrzebowanie na gaz ziemny dla elektroenergetyki wielkoskalowej (jednostki wytwórcze centralnie dysponowane) zapewniające ciągłość dostaw produkcji energii elektrycznej.

Dekarbonizacja, zastąpienie węgla w produkcji energii elektrycznej gazem ziemnym jako paliwem przejściowym, wymaga zwiększania dostaw gazu na potrzeby elektroenergetyki wielkoskalowej. Zakładano, że produkcja energii elektrycznej w miejsce likwidowanych elektrowni węglowych będzie przejmowana przez jednostki gazowe o podwójnym cyklu (CCGT) o sprawności produkcji nie mniejszej niż 55%.

\* \* \*

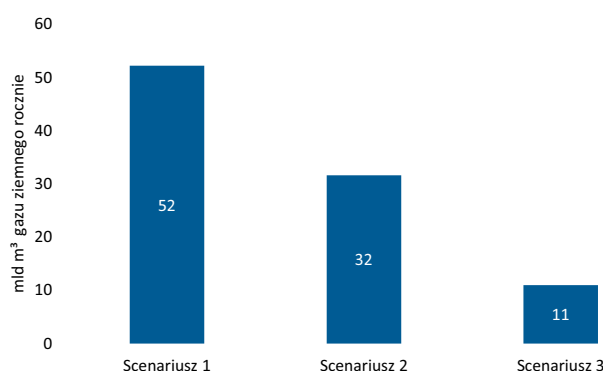
W przypadku scenariusza zakładającego (S1) udział OZE w produkcji energii elektrycznej na poziomie 50% w 2050 roku zachodzi konieczność produkcji około 95 TWh energii elektrycznej w jednostkach gazowych. Powoduje to wzrost zapotrzebowania ponad istniejące w 2022 roku i wynoszące 19 mld m<sup>3</sup> o ponad 52 mld m<sup>3</sup> rocznie tylko na potrzeby elektroenergetyki wielkoskalowej.

Wzrost zapotrzebowania na gaz może być jeszcze większy, jeżeli część gospodarstw domowych korzystających obecnie z węgla do ogrzewania pomieszczeń zacznie używać gazu, co jest bardzo prawdopodobne. W najmniejszym scenariuszu udziału OZE (S1), nieprzekraczającym 50% całej produkcji na potrzeby zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną, pokrycie zapotrzebowania na gaz wymagałoby skierowania do Polski dużej ilości gazu, np. odpowiadającej całym możliwościom transportowym rurociągu North Stream 2, co jest nierealne.

Nowe jednostki gazowe, zastępujące likwidowane elektrownie węglowe, muszą również zapewnić bilans mocy elektrycznej, oznaczający, że suma mocy dostępnych nowych jednostek gazowych musi odpowiadać największemu zapotrzebowaniu w roku plus około 18% rezerwy. Obecnie jednostki węglowe zapewniają około 23 GW mocy dyspozycyjnych, co oznacza, że przy wzroście zapotrzebowania na moc do 2050 roku należy wybudować ponad 30 GW nowych mocy wytwórczych, co odpowiada ponad 43 jednostkom o mocy 700 MW (budowane są dwa bloki – 1400 MW) w elektrowni Dolna Odra.

Realizacja najmniej wymagającego scenariusza (S1) zwiększenia produkcji z OZE do 50% oznacza zwiększenie produkcji odnawialnych źródeł energii z obecnych około 19 do 125 TWh rocznie, co oznacza wzrost o prawie 700%. Wyczerpywanie się możliwości zwiększenia produkcji z farm wiatrowych na lądzie oraz stopniowe wyczerpywanie się możliwości budowy farm paneli PV, dostarczających obecnie tylko około 7 TWh, powoduje, że największym dostawcą energii odnawialnej staną się morskie farmy wiatrowe.

Rysunek 2. Wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny dla elektroenergetyki wielkoskalowej (w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii)



Aby wyprodukować 125 TWh energii z OZE, należy zwiększyć jej produkcję o ponad 100 TWh rocznie. Możliwy wzrost produkcji z paneli PV i farm wiatrowych lądowych to w najlepszym przypadku około 10–20 TWh rocznie. Pozostałą część, ponad 80 TWh, czyli 80 000 GWh rocznie, należy wyprodukować w morskich farmach wiatrowych. Jeden wiatrak morski o mocy 6 MW jest w stanie wyprodukować rocznie około 2,4 GWh, co oznacza konieczność budowy ponad 33 tysięcy wiatraków na Bałtyku tylko na potrzeby wariantu S1, zwiększającego udział do 50% całej produkcji. Co również jest mało realne.

W kolejnych wariantach rośnie ilość energii, jaka powinna być wyprodukowana w odnawialnych źródłach energii, co oznacza zmniejszenie zapotrzebowania na gaz ziemny jako paliwo do produkcji energii elektrycznej. Elektrownie gazowe pracowałyby wówczas jako rezerwy mocy i ich wykorzystanie roczne spadłoby z około 3000 godzin rocznie w wariantcie S1 do około 650 godzin rocznie w wariantcie S3. Oznaczałoby to wzrost kosztu stałego (CAPEX) z około 160 PLN/MWh w wariantcie S1 do ponad 800 PLN/MWh w wariantcie S3, a to pociągnie za sobą znaczny wzrost kosztów energii elektrycznej.

Dekarbonizacja, polegająca na zastąpieniu węgla w produkcji energii elektrycznej, jest nierealna nawet w umiarkowanym wariantcie S1, w którym około 50% energii elektrycznej pochodzi ze źródeł odnawialnych. Realizacja tego wariantu wymagałaby zwiększenia produkcji energii z OZE ponad 7-krotnie oraz zwiększenie dostaw gazu o ponad 50 mld m<sup>3</sup> rocznie tylko na potrzeby elektroenergetyki wielkoskalowej w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Dodatkowo, realizacja tego wariantu dekarbonizacji wymaga budowy do 2050 roku ponad 30 000 MW w nowych gazowych mocach wytwórczych, co odpowiada konieczności budowy ponad 43 bloków gazowych o mocy 700 MW.

Realizacja planu dekarbonizacji nawet przy umiarkowanym udziale 50% OZE w produkcji energii odnawialnej jest mało realna. Jeszcze mniej realne jest zwiększenie produkcji OZE do 65 czy 80%. Ograniczenie wzrostu dostaw gazu na rynek europejski, co będzie skutkiem uniezależnienia się Unii Europejskiej od rosyjskich dostaw gazu, bardzo szybko wykaże, jak nierealne są plany dekarbonizacji energetyki, a tym bardziej osiągnięcia neutralności klimatycznej.

Prof. dr Władysław Mielczarski, Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Łódzka

# Model zielonego ładu w gospodarce krajowej

Konrad Świrski

Jeszcze kilka miesięcy temu świat wydawał się uporządkowany i prosty, a energetyka – przynajmniej w wydaniu europejskim – poruszała się wytyczoną i ustaloną ścieżką. Założenia *Green Deal* prowadziły w kierunku gospodarki zeroemisyjnej (*neutrality 2050*) ze stopniową, ale konsekwentną eliminacją paliw kopalnych – węgla już teraz (większość krajów UE do 2030 roku), a gazu – w optymistycznych scenariuszach i wykresach do 2040 roku.

**D**ominującą rolę w pokryciu zapotrzebowania na energię miały przejąć źródła odnawialne (ewentualnie, w modelu francuskim, także energetyka jądrowa), połączone z wielkoskalowymi magazynami energii – zarówno w wydaniu rozwiązań bateryjnych, jak i przy wykorzystaniu wodoru. Sama gospodarka wodorowa miała rozwinąć się po 2030 roku, wraz z nowymi rozwiązaniami technicznymi zarówno w wytwarzaniu zielonego wodoru (elektrolizery), jak i produkcji energii (np. turbiny wodorowe) i pełnić rolę wspomagania OZE w sektorze energetycznym oraz samodzielnie wypierać część ropy naftowej z transportu. Powszechna elektryfikacja miała też za cel wyparcie paliw kopalnych zarówno z transportu, jak i innych sektorów. W strategii większości firm dominowały słowa zeroemisyjność, redukcja śladu węglowego i ESG.

Na tym tle Polska borykała się z problemami transformacji energetyki od dominującego udziału węgla do wybrania modelu niemieckiego (OZE plus wodór) lub francuskiego (atom, OZE i wodór), ale w zasadzie od dłuższego czasu miała duży problem ze zmniejszeniem udziału paliw kopalnych w wytwarzaniu. Główną strategią było jednak *follow the market* w rozumieniu rozwiązań europejskich – być może nieco wolniej (prognozowane opuszczenie węgla po 2040 roku), ale również poprzez wykorzystanie gazu jako paliwa przejściowego do momentu pełnego rozwinięcia komercyjnych rozwiązań wodorowych i realnego startu pracy polskich reaktorów jądrowych. Ten rodzaj „spóźnionego zielonego ładu” powoli rozwijał się w Polsce i wymagał realnej realizacji wielkich inwestycji w OZE (m.in. wiatrowej energetyki morskiej), usprawnienia sieci dystrybucyjnych dla rosnącego segmentu generacji energii ze słońca oraz naturalnego – w takiej strategii – okresowego zwiększenia zużycia gazu w gospodarce (już powiększono z dawnych 16 do około 20 mld m<sup>3</sup>, a prawdopodobnie – według tego modelu – prowadziłoby to do konsumpcji około 30 mld m<sup>3</sup> rocznie w obecnej dekadzie).

Rosyjska inwazja w Ukrainie zmieniła wszystkie reguły gry. Pierwsze sygnały, że energetyczny świat będzie wyglądał inaczej, przyniosła zima 2021/2022, kiedy lawinowo rosły ceny energii na europejskich rynkach spotowych (co jeszcze wówczas uza-

sadniano „pandemicznym odbiciem gospodarek”), ale 24 lutego w zasadzie „wywrócił się stół” obecnego modelu energetycznego. Europa staje przed koniecznością radykalnego obniżenia importu rosyjskich surowców (gazu, ropy i węgla), a termin „dekarbonizacja”, długo dominujący w kształtowaniu polityki UE, zamieniany jest na „derusyfikację”. Bezpieczeństwo energetyczne staje się zagadnieniem pierwszoplanowym – nie tylko z uwagi na konieczność wprowadzania sankcji dla agresora, ale i nieprzewidywalną politykę Rosji w kwestii dostaw. Europa z dnia na dzień staje wobec konieczności jak najszybszego zastąpienia około 150 mld m<sup>3</sup> gazu importowanego rocznie z Rosji dostawami z innych kierunków, co nie jest nawet fizycznie możliwe. Realne oceny mówią o zmniejszeniu importu w pierwszym roku o około 2/3. Wydaje się, że nic już nie zmieni tej strategii i Rosja na zawsze przestaje być dostawcą surowców energetycznych dla Europy – co jest problemem technicznym i ekonomicznym dla obu stron. Europa jest gotowa (poza stanowiskiem kilku krajów) na wyrzeczenia i przejściowe wysokie ceny surowców, bo alternatywy nie ma – obecnie nie jest możliwe handlowanie z rosyjskim reżimem.

Polska posiada stosunkowo lepiej przygotowaną infrastrukturę dla zakupów gazu (gazoport w Świnoujściu, od października 2022 roku *Baltic Pipe* oraz połączenia interkonektorów z innymi krajami europejskimi), co umożliwi całkowite odcięcie się od gazowych dostaw rosyjskich (już to nastąpiło) – oczywiście, o ile możliwe będzie, oprócz kontraktów LNG, znalezienie pełnych dostaw dla *Baltic Pipe* w nowym sezonie zimowym (a tu dostępność gazu na rynkach zależeć będzie od tempa odcinania rosyjskich dostaw w całej UE). Priorytet „bezpieczeństwo energetyczne *first*” zmienia jednak także podejście do wdrażania modelu zielonego ładu w polskiej energetyce (i całej gospodarce), ponieważ ogranicza i spowalnia możliwość wykorzystania gazu jako zamiennika węgla. Polska (należy to przyznać) dzięki umiejętnej polityce dywersyfikacji zbudowała możliwości alternatywnego importu gazu w wysokości około 20 mld m<sup>3</sup> (może nawet trochę powyżej), ale bez możliwości szybkiego zwiększania konsumpcji w kolejnych latach. Wobec tego budowa nowych jednostek gazowych

będzie nieco spowolniona, a rola źródeł węglowych znacznie wzmocniona.

Zmienia się także radykalnie poziom kosztów. Wobec gigantycznego wzrostu cen gazu (węgiel także, ale wolniej) ceny generacji z jednostek gazowych osiągają bardzo wysokie wartości (obecnie ceny rynków spotowych, w większości krajów europejskich wyznaczone przez cenę krańcową źródeł gazowych, są 2–3 razy wyższe niż rok temu), a w okresie zimowym mogą być jeszcze wyższe. Węgiel w energetyce (dawniej znacznie droższy na rynkach niż energia z OZE i ceny spotowe) nagle daje możliwość generacji energii po cenie znacząco niższej od gazu, ale i tak (patrz na TGE) obecna ścieżka cenowa energii (indeks BASE w dni robocze) waha się w zakresie 500–800 PLN/MWh (ceny giełd europejskich czasami nawet razy 2). A przecież niedawno byliśmy przyzwyczajeni do cen wynoszących około 200 PLN/MWh. Energia staje się znacząco droższa, dostęp do surowców energetycznych limitowany jest podażą, a gaz jest wyjątkowo drogi. Polska musi zweryfikować kolejne kroki w swoim scenariuszu wdrażania zielonego ładu, a tak naprawdę – przewidzieć przyszły rozwój gospodarki światowej.

Stajemy wobec dwóch alternatywnych scenariuszy. Pierwsze – pesymistycznego, związanego z pogłębianiem się wojny w Ukrainie, jej dalszą brutalizacją, a *de facto* rozpadem gospodarki globalnej i jeszcze większej intensyfikacji zagrożeń związanych z bezpieczeństwem energetycznym. W tym wypadku z ogromnym prawdopodobieństwem cały świat staje w obliczu recesji, a może także kolejnych dramatycznych konfliktów. Wówczas model energetycznej transformacji staje się mało aktualny, bo wkraczamy w okres globalnej niepewności. Jest też scenariusz pozytywny – nowe zmiany (jakie?) prowadzące do ustanowienia (jakiejś?) formy pokoju w Ukrainie i szybki powrót gospodarki światowej na ścieżki wzrostu i rozwoju. Powrót do „świata, jaki znaliśmy wcześniej”, znowu z modelem *Green Deal* i liberalizowanym rynkiem energii o umiarkowanych cenach. Tu jednak chyba w dużej mierze surowce rosyjskie są wykluczone z dostaw dla Europy. Pomiędzy tymi dwoma scenariuszami

rozgrywać się będzie przyszłość transformacji Polski i jej model zielonego ładu.

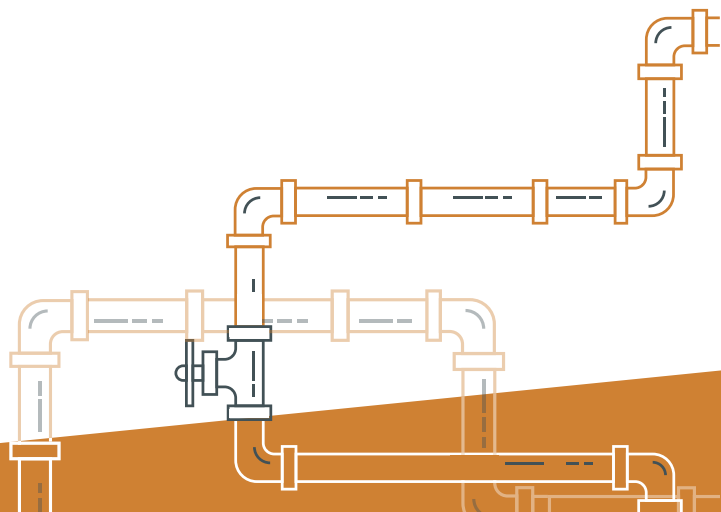
Wszyscy liczymy na scenariusz optymistyczny i (we wszystkich scenariuszach) pamiętajmy także, że światową transformację energetyczną w każdym przypadku będzie trudno zatrzymać. Model zastępowania paliw kopalnych przez źródła odnawialne będzie kontynuowany, a może nawet (także w każdym przypadku) wzmacniany w UE (można popatrzeć na tzw. wielkanocną rewizję niemieckiej *Energiewende*, zakładającą przyspieszenie celów udziału OZE do 2030 roku). Każda MWh produkowana z instalacji odnawialnych to zmniejszenie udziału paliw kopalnych (a więc także zależności od importu z Rosji), wobec czego w każdym scenariuszu należy liczyć się z większymi inwestycjami (na poziomie UE). Na pewno zarówno środki KPO poszczególnych krajów, jak i inne finansowanie europejskie może być nawet dodatkowo powiększone. Przede wszystkim należy jednak uważać, aby obecna sytuacja geopolityczna nie spowodowała zatrzymania transformacji w kierunku OZE w Polsce (złudna iluzja, że zielony ład się skończy), bo może to skutkować katastrofalnymi (dla przyszłości polskiej gospodarki) zaniedbaniami.

Chyba wszyscy chcemy końca wojny i warto pomyśleć o takim hipotetycznym scenariuszu, że za rok czy dwa lata wszystko wraca do normy, Europa (wraz z wolną Ukrainą) rozwija się szybko i dynamicznie, a *Green Deal* znowu staje się obowiązującym paradygmatem nie tylko dla energetyki, ale całego europejskiego przemysłu, wymagającego produktów z minimalizowanym śladem węglowym. Jeśli Polska zaniedba transformację w kierunku źródeł zeroemisyjnych, może się to skończyć silnym załamaniem polskiego eksportu, związanym z niekonkurencyjnością na rynku Unii Europejskiej.

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



**Narodowy  
Operator  
Systemu  
Dystrybucyjnego  
Gazu**



# Jak kryzys energetyczny wpłynie na kierunki rozwoju gazownictwa?

**Maria Olczak**

Trwający od roku kryzys energetyczny boleśnie przypominał nam, jak fundamentalne znaczenie dla funkcjonowania gospodarki ma energetyka. Porównania z kryzysami naftowymi z lat 70. ubiegłego wieku nasuwają się same, jednak – zdaniem Fatiha Birola, szefa Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) – tym razem mamy do czynienia z pierwszym globalnym kryzysem energetycznym.

## Pierwszy globalny kryzys energetyczny

Globalny, ponieważ załamanie nie dotyczy tylko rynku ropy naftowej, jak prawie pół wieku temu, ale także rynku gazu, węgla i energii elektrycznej. Jednak to europejski rynek energii ucierpiał najbardziej, bo ceny gazu wzrosły średnio o prawie 400% w latach 2020–2021<sup>1</sup>. Wynika to z kilku czynników zarówno po stronie podażowej, jak i popytowej. Jednak decydujące znaczenie miało rosnące uzależnienie UE od importu surowców – ponad połowa energii wykorzystywanej w UE pochodzi z państw trzecich (57,5%), głównie z Rosji<sup>2</sup>.

Rosja wykorzystała tę słabość, oferując mniej gazu na rynkach spotowych czy utrzymując wyjątkowo niskie wypełnienie komercyjnych magazynów gazu – zlokalizowanych między innymi w Niemczech, Holandii i Austrii – a będących w posiadaniu Gazpromu. Rosyjska inwazja na Ukrainę pogłębiła kryzys na rynkach energetycznych, zwiększając niepewność co do ciągłości dostaw gazu. Kolejnym czynnikiem strukturalnym są luki w infrastrukturze, np. ograniczona przepustowość interkonektorów gazowych łączących Hiszpanię i Francję uniemożliwia przyjmowanie większych ilości gazu skroplonego, mimo gotowości hiszpańskich terminali LNG<sup>3</sup>.

## Przyspieszenie transformacji energetycznej

Oznacza to, że UE musi mierzyć się teraz z wieloma kryzysami jednocześnie – energetycznym, ekonomicznym (napędzanym przez rekordową inflację<sup>4</sup>) i klimatycznym. Unijna recepta na kryzys, zapisana w komunikacie REPowerEU<sup>5</sup> oraz deklaracji kończącej nadzwyczajny szczyt Rady Europejskiej w Wersalu, to przyspieszenie procesu transformacji energetycznej<sup>6</sup>. Dzięki zwiększeniu produkcji energii odnawialnej UE ma uniezależnić się od importu paliw kopalnych, przede wszystkim z Rosji, do 2027 roku, a dzięki temu od potencjalnych szantaży energetycznych w przyszłości.

Deklaracja wersalska zwraca także uwagę na konieczność łączenia tych długoterminowych celów z działaniami krótkotermi-

nowymi: zapewnieniem odpowiedniego wypełnienia magazynów gazu, monitorowaniem sytuacji na rynku energii elektrycznej, koordynacją inwestycji infrastrukturalnych (w tym LNG) oraz poprawą połączeń z państwami trzecimi sąsiadującymi z UE.

## REPowerEU

REPowerEU, opublikowany 8 marca, oraz RePowerEU plan<sup>7</sup>, z 18 maja, wyznacza tym samym kierunek, w jakim ma rozwijać się unijna energetyka w perspektywie do 2030 roku.

REPowerEU koncentruje się na czterech obszarach, takich jak:

- ograniczenie zużycia energii poprzez zwiększenie z 9 do 13% unijnego celu zapisanego w dyrektywie o efektywności energetycznej czy zmniejszenie konsumpcji gazu,
- dywersyfikacja dostaw energii m.in. poprzez wspólne zakupy gazu,
- przyspieszenie transformacji energetycznej m.in. poprzez ustanowienie nowego, 45-procentowego celu OZE i zwiększenie produkcji wodoru i biometanu,
- ustanowienie pakietu inwestycyjnego.

Analiza strategicznych dokumentów przedstawionych przez Komisję Europejską pozwala lepiej zrozumieć, w jakim kierunku będzie zmierzać europejski sektor gazu w perspektywie krótko-, średnio- i długoterminowej.

## Kierunki rozwoju gazownictwa: perspektywa do 2024 roku

W najbliższej przyszłości – rok, dwa lata – priorytetem pozostanie bezpieczeństwo energetyczne oraz przygotowanie na potencjalną eskalację kryzysu energetycznego. Dla sektora gazu prawdziwy sprawdzian przyjdzie zimą, weryfikując skuteczność pierwszych decyzji podjętych po wybuchu kryzysu. Odpowiedź UE opiera się na dwóch filarach: nowych unijnych regulacjach w zakresie magazynowania gazu oraz zapoczątkowaniu procesu dywersyfikacji dostaw gazu do Unii Europejskiej.

Komisja Europejska zaproponowała projekt rozporządzenia dotyczący europejskiej polityki magazynowania gazu 23 marca br.<sup>8</sup>. Projekt proponuje zmiany w dwóch obowiązujących rozporządzeniach: o bezpieczeństwie dostaw gazu i o dostępie do sieci przesyłowych gazu ziemnego. W myśl wstępnego porozumienia między Radą a Parlamentem Europejskim, z ramienia którego negocjacje prowadził Jerzy Buzek, polski eurodeputowany<sup>9</sup>, podziemne magazyny gazu w państwach członkowskich mają zostać napełnione przynajmniej w 80% przed zimą 2022/2023 oraz w 90% przed kolejnymi zimami. Tylko w 2022 roku UE postara się napełnić podziemne magazyny łącznie w 85%.

To duża zmiana, ponieważ do tej pory kwestie obowiązkowych zapasów gazu były regulowane na poziomie państw członkowskich, a nie unijnym. Takie rozwiązania przyjęto m.in. we Francji i w Polsce. Rozporządzenie precyzuje środki, jakie mogą przyjąć państwa członkowskie w celu osiągnięcia zobowiązań magazynowych: wspólne zakupy gazu, zachęty finansowe, instrumenty zobowiązujące dostawców gazu do przechowywania minimalnych ilości gazu w magazynach oraz instrumenty wymagające od posiadaczy zdolności magazynowych wykorzystania lub uwolnienia niewykorzystanych zarezerwowanych zdolności.

Rada i Parlament Europejski osiągnęły porozumienie także w zakresie obowiązkowej certyfikacji wszystkich operatorów systemu magazynowania. Od momentu wejścia w życie rozporządzenia państwa członkowskie będą miały 150 dni na certyfikację dużych instalacji oraz 1,5 roku na certyfikację pozostałych. Operatorzy, którzy nie uzyskają certyfikacji, będą musieli zrzec się własności magazynowych lub kontroli nad nimi. Obowiązki napełnienia będą obowiązywać do 31 grudnia 2025 roku, natomiast obowiązki dotyczące certyfikacji będą obowiązywać również po tej dacie.

Warto wspomnieć, że REPowerEU Plan wzywa państwa członkowskie do przestrzegania już istniejących obowiązków, np. w zakresie opracowania planów awaryjnych, mechanizmu solidarności wprowadzonego rozporządzeniem SoS<sup>10</sup>, zmniejszenia zużycia energii czy wzywa do zwiększenia zdolności rewersowych z zachodu na wschód.

## Perspektywa do 2030 roku

W tej perspektywie kluczowe znaczenie będą miały: dalsza dywersyfikacja dostaw gazu, redukcja popytu na gaz, zwiększenie unijnej produkcji biogazu/biomietanu i wodoru oraz rozbudowa infrastruktury gazowej tam, gdzie jest to niezbędne.

Ważną rolę w procesie dywersyfikacji może odegrać unijna platforma energetyczna na rzecz dobrowolnych wspólnych zakupów gazu, LNG i wodoru, utworzona w marcu 2022 roku. Platforma będzie wspierać wspólne zakupy gazu poprzez:

- 1) agregowanie i strukturyzowanie popytu na gaz,
- 2) zoptymalizowane i transparentne wykorzystanie istniejącej infrastruktury importowej, magazynowej i transportowej,
- 3) wypracowanie długoterminowych ram współpracy z zaufanymi partnerami, np. poprzez ustanowienie mechanizmu *You collect/we buy*, pozwalającego na uzyskanie dodatkowych wolumenów gazu (do 46 miliardów metrów sześciennych gazu rocznie), np. poprzez ograniczenie praktyki odpowietrzania i spalania gazu<sup>11</sup>.

Kolejnym krokiem byłoby ustanowienie dobrowolnego, operacyjnego mechanizmu wspólnych zakupów, który umożliwiłby negocjowanie i zawieranie umów w imieniu uczestniczących państw członkowskich. Platforma ma działać także za pośrednictwem regionalnych grup zadaniowych oraz grupy doradczej, mającej dostarczać informacje w zakresie specjalistycznej wiedzy dotyczącej np. handlu LNG, finansowania, zabezpieczenia i innych elementów w całym łańcuchu wartości LNG.

Oprócz wynegocjowania dodatkowych dostaw gazu oraz redukcji popytu ważne będzie uzupełnienie luk infrastrukturalnych w poszczególnych regionach. Dla zapewnienia potrzeb regionu Morza Bałtyckiego istotne znaczenie będzie miała budowa pływającego terminalu LNG w Gdańsku o zdolności regazyfikacyjnej przekraczającej 6 mld metrów sześciennych gazu, który ma zostać ukończony w 2025/2026 roku. Komisja otworzyła nabór projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PWZ) w ramach instrumentu „Łącząc Europę” – energia z budżetem około 800 mln euro. Lista zakwalifikowanych projektów ma być znana już w drugiej połowie 2022 roku. Kolejny nabór planowany jest na początek 2023 roku.

REPowerEU stawia na przyspieszenie produkcji zielonego wodoru, który ma zastąpić paliwa kopalne w trudnych do zdekarbonizowania sektorach przemysłu (np. produkcji stali) oraz w transporcie. Unia ma produkować 10 milionów ton wodoru i importować kolejne 10 do 2030 roku w ramach trzech korytarzy – śródziemnomorskiego, obszaru Morza Północnego oraz, w przyszłości, poprzez Ukrainę. Co ciekawe, wodór uzyskany z wykorzystaniem energii jądrowej ma tutaj także rolę do odegrania.

Aby przyspieszyć produkcję wodoru w UE, KE zaproponowała: wprowadzenie nowych celów w dyrektywie OZE oraz zaapelowała o jak najszybsze zakończenie prac nad pakietem rynku wodoru i gazu, udostępnienie dodatkowych środków finansowych w ramach programu „Horyzont Europa” (200 mln euro), opublikowanie w najbliższych miesiącach pierwszej listy PWZ dotyczących wodoru oraz przyjęcie dwóch aktów delegowanych dotyczących definicji oraz produkcji odnawialnego wodoru. REPowerEU Plan wzywa przemysł do przyspieszenia prac nad brakującymi standardami w zakresie produkcji, infrastruktury oraz urządzeń w ramach użytkowania końcowego. Komisja oceniła potrzeby inwestycyjne na 28–38 miliardów euro na rozwój unijnej infrastruktury oraz 6–11 miliardów euro na magazynowanie.

REPowerEU zakłada ponaddziesięciokrotne zwiększenie produkcji biometanu w UE z obecnych około 3 bcm do 35 do 2030 roku. Według wyliczeń KE, osiągnięcie tego celu wymaga inwestycji w wysokości około 37 mld euro w okresie 2022–2030. W tym celu unijna egzekutywa zaproponowała utworzenie partnerstwa promującego zrównoważoną produkcję i wykorzystanie biogazu/biomietanu wzdłuż całego łańcucha dostaw, zachęcenie producentów biogazu do tworzenia wspólnot energetycznych, wprowadzenie zachęt dotyczących uszlachetniania biogazu do biometanu, dostosowanie istniejącej infrastruktury oraz rozwój nowej w celu zapewnienia transportu biometanu, a także dalsze działania w ramach badań i rozwoju.

W tym celu mogą zostać wykorzystane fundusze w ramach instrumentu „Łącząc Europę”, polityki spójności, RRF i wspólnej polityki rolnej. Warunkiem jest, aby biogaz/biomietan były produkowane w sposób zrównoważony, np. z odpadów rolniczych czy odpadów biodegradowalnych, a nie z upraw energetycznych.

## Perspektywa po 2030 roku

Jest raczej mało prawdopodobne, aby udało się zrealizować wszystkie cele REPowerEU, ale z pewnością plan ten przyczyni się do przyspieszenia transformacji energetycznej w Europie. Realizacja nowych propozycji KE oznacza szybszy spadek konsumpcji gazu w UE, z jednoczesnym wzrostem liczby i kierunków przepływu gazu między krajami UE. Produkcja energii elektrycznej z gazu ma się zmniejszyć o 240 TWh (-67% w 2030 roku), przy jednoczesnym wzroście energii elektrycznej produkowanej z węgla (+105 TWh) w porównaniu z pakietem *Fit-for-55*<sup>12</sup>. Rola gazu w systemie energetycznym może się bardzo zmienić po 2030 roku, co zależy także od tego, na jakim poziomie ustabilizują się ceny gazu. Jeżeli do tego czasu nie uda się rozwiązać problemu z magazynowaniem energii elektrycznej, a inwestycje w nowe elektrownie atomowe będą się opóźniać, gaz może zyskać istotną rolę w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego oraz zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego w postaci sezonowego magazynowania (*seasonal storage*).

Utrzymywanie się wysokich cen gazu oznacza szybszą transformację w kierunku unijnego rynku gazów, a nie gazu jak do tej pory. Oznacza to m.in., że wytwarzanie oraz wtlaczanie gazu (np. biometanu) będzie miało bardziej rozproszony charakter, zwiększając konieczność przepływu gazu w kierunku odwrotnym niż do tej pory – od poziomu dystrybucji do przesyłu, a także rozbudowy nowej infrastruktury do transportu wodoru.

## Kryzys energetyczny a transformacja energetyczna w Polsce

1. To ostatni moment, żeby przyspieszyć transformację energetyczną w Polsce. Mimo iż energetyka węglowa będzie miała istotny wkład w zapewnienie bezpieczeństwa ciągłych dostaw energii w perspektywie najbliższych miesięcy, w dłuższej perspektywie utrzymywanie *status quo* nie gwarantuje ani bezpieczeństwa energetycznego, ani niskich cen energii elektrycznej. Od 2018 roku Polska była importerską netto, głównie węgla energetycznego z Rosji<sup>13</sup>. W 2020 roku aż 75% importu węgla (9,4 mln ton) pochodziło z Rosji<sup>14</sup>. Co więcej, tylko w tym roku ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych wzrosły o 37% w porównaniu z 2021 rokiem. W przyszłym roku spodziewane są jeszcze większe podwyżki, co jest spowodowane wzrostami cen węgla na rynkach światowych, które wpływają na cenę tego surowca w Polsce<sup>15</sup>. MAE szacuje, że w Polsce wydaje się prawie 2 mld euro rocznie na subsydia dla paliw kopalnych, głównie dla węgla<sup>16</sup>. To suma, która znacznie wzrosła w ostatnich kilku latach mimo pogarszającej się sytuacji ekonomicznej polskich kopalń, a która mogłaby zostać wykorzystana na finansowanie transformacji energetycznej w Polsce.
2. Potrzeba strategii dla rozwoju rynku gazu w Polsce, uwzględniającej wymiar międzynarodowy i środowiskowy. Konieczność odchodzenia od energii wytwarzanej z węgla oznacza wzrost znaczenia gazu ziemnego w polskim miksie energetycznym, przynajmniej do czasu uruchomienia pierwszych bloków elektrowni atomowej. Proces ten wymaga lepszej koordynacji i planowania na poziomie krajowym zarówno jeśli chodzi o nowe elektrownie gazowe, jak i rozwój infrastruktury przesyłowej

i dystrybucyjnej. Warto, by proces ten przebiegał w sposób planowany, aby zminimalizować ryzyko aktywów osieroconych, na co zwraca uwagę MAE.

Polska strategia gazowa powinna uwzględniać analizę rynków gazu krajów z regionu Morza Bałtyckiego i Europy Środkowo-Wschodniej oraz trendów na światowych rynkach LNG. Odejście od rosyjskiego gazu będzie wymagało zwiększenia przepływów gazu między krajami Unii Europejskiej. Polska może uzyskać znaczącą rolę w regionie dzięki terminalowi LNG w Świnoujściu, planowanej jednostce pływającej w Gdańsku, *Baltic Pipe* oraz połączeniom międzysystemowym z Litwą, Słowacją, a w przyszłości także dzięki rozbudowie połączenia z Ukrainą i Czechami.

Ważnym elementem strategii powinien być także wymiar środowiskowy, zwłaszcza w zakresie monitorowania i redukcji emisji metanu wzdłuż całego łańcucha dostaw zgodnie z projektem rozporządzenia metanowego oraz zwiększenia produkcji biogazu/biometanu w Polsce. W 2030 roku Polska mogłaby produkować ponad 4-krotnie więcej (9 miliardów metrów sześciennych gazu według wyliczeń KE, a prawie 11 mld według Forum Energii<sup>17</sup>), niż zakłada to PEP 2040 (2 mld), z korzyścią dla środowiska i bezpieczeństwa energetycznego.

3. Rola wodoru w transformacji energetyki przemysłowej oraz europejskiego przemysłu. Polska jest trzecim po Niemczech i Holandii krajem UE z największą zdolnością produkcyjną wodoru (1,4 Mt/rok, czyli 12%), wykorzystywanym głównie w przemyśle rafineryjnym oraz do produkcji nawozów<sup>18</sup>. Wodór w Polsce jest produkowany głównie z gazu ziemnego. Jednocześnie możliwość produkcji zielonego wodoru w Polsce jest ograniczona ze względu na niski udział niskoemisyjnych źródeł energii elektrycznej, ale to może się zmienić.

Na początku rozwoju gospodarki wodorowej kluczowe znaczenie będzie miała krajowa produkcja wodoru na potrzeby przemysłu rafineryjnego oraz do produkcji nawozów. Jednak, aby stworzyć krajowy popyt na wodór, konieczne będzie utworzenie odpowiedniego wsparcia regulacyjnego, zachęt dla przemysłu w postaci kontraktów różnicowych, przy jednoczesnym rozwoju niezbędnej infrastruktury.

Rozwój unijnego rynku wodorowego oraz tworzenie łańcucha dostaw będzie wymagać większej współpracy między państwami członkowskimi. Warto zastanowić się, jaką rolę mogłyby odegrać polskie firmy w tworzeniu unijnej gospodarki wodorowej, np. w zakresie produkcji komponentów do budowy elektrolizatorów, narzędzi do monitorowania ewentualnych wycieków wodoru czy systemów IT.

Podsumowując, realizacja REPowerEU oznacza, że zmierzamy w kierunku dużo silniej zintegrowanego i zdywersyfikowanego unijnego rynku gazu. Trwający kryzys energetyczny zwiększa nacisk na kwestie bezpieczeństwa i dywersyfikacji dostaw gazu, co jest zgodne z podejściem konsekwentnie realizowanym w Polsce.

Główne trendy, które warto obserwować w najbliższych latach to:

- jak będzie kształtować się wielkość i struktura popytu na gaz w Polsce,
- wzrost znaczenia LNG,
- zwiększenie liczby i kierunków przepływów międzysystemowych,

– rosnące znaczenie gazów odnawialnych i niskoemisyjnych – biometanu i wodoru.

Tempo tych zmian jest w dużej mierze uzależnione od tego, na jakim poziomie ustabilizują się ceny gazu w najbliższych latach. Niemniej jednak będzie to okres istotnych zmian dla całego sektora gazu.

**Maria Olczak, pracownik naukowy Florence School of Regulation, doktorantka Queen Mary University of London, School of Engineering and Materials Science**

<sup>1</sup> International Gas Union, Snam, Rystad Energy, Global Gas Report, 2022. <<https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2022/>> (dostęp 27.05.2022).

<sup>2</sup> Eurostat <<https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html>> (dostęp 27.05.2022).

<sup>3</sup> Anne-Sophie Corbeau, Q&A | Replacing Russian Gas Supplies in Europe: How Can Alternative Suppliers Help in 2022? <<https://www.energypolicy.columbia.edu/research/qa/qa-replacing-russian-gas-supplies-europe-how-can-alternative-suppliers-help-2022>> (dostęp 27.05.2022).

<sup>4</sup> Roczna stopa inflacji w strefie euro wyniosła 7,4% w kwietniu 2022 <[https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Inflation\\_in\\_the\\_euro\\_area](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Inflation_in_the_euro_area)> (dostęp 27.05.2022).

<sup>5</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52022DC0108>

<sup>6</sup> Informal meeting of the Heads of State or Government Versailles Declaration, 10–11 marca 2022. <<https://www.consilium.europa.eu/media/54773/20220311-versailles-declaration-en.pdf>> (dostęp: 27.05.2022).

<sup>7</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Plan REPowerEU. COM(2022) 230 final, Bruksela, 18.5.2022.

<sup>8</sup> Wniosek rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady, zmieniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego oraz rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego. COM(2022) 135 final, 2022/0090(COD). Bruksela, 23.03.2022.

<sup>9</sup> Rada UE, Magazynowanie gazu: wstępne porozumienie Rady z Parlamentem, komunikat prasowy, 19 maja 2022. Źródło: [https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2022/05/19/gas-storage-council-and-parliament-reach-a-provisional-agreement/?utm\\_source=dsm&utm\\_medium=email&utm\\_campaign=Gas+storage:+Council+and+Parliament+reach+a+provisional+agreement](https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2022/05/19/gas-storage-council-and-parliament-reach-a-provisional-agreement/?utm_source=dsm&utm_medium=email&utm_campaign=Gas+storage:+Council+and+Parliament+reach+a+provisional+agreement) (dostęp: 04/06/2022).

<sup>10</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 roku, dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010.

<sup>11</sup> *Joint Communication to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions EU external energy engagement in a changing world*. JOIN(2022) 23 final. Bruksela, 18.05.2022.

<sup>12</sup> Commission Staff Working Document Implementing the Repower EU Action Plan: Investment Needs, Hydrogen Accelerator and Achieving the Bio-Methane Targets Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions REPowerEU Plan, SWD(2022) 230 final, Bruksela, 18.5.2022.

<sup>13</sup> J. Maćkowiak-Pandera, A. Gawlikowska-Fyk, 2022, *Ponad bilion złotych na import surowców energetycznych do Polski*, „Forum Energii”, 18/01/2022, Źródło: <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/import-paliw-kopalnych> (dostęp: 04/06/2022).

<sup>14</sup> J. Maćkowiak-Pandera, A. Gawlikowska-Fyk, 2022, *The end of energy resource imports from Russia?*, „Forum Energii”, 28/02/2022. Źródło: <https://www.forum-energii.eu/en/blog/stop-import-rosja> (dostęp: 04/06/22).

<sup>15</sup> Źródło: <https://businessinsider.com.pl/twoje-pieniadze/hurtowe-ceny-energii-bija-kolejne-rekordy-tak-moga-wzrosnac-nasze-rachunki-zaprad/d12lbhx> (dostęp: 04/06/2022).

<sup>16</sup> Międzynarodowa Agencja Energetyczna, 2022, *Poland Energy Policy Review*, Raport krajowy, maj 2022.

<sup>17</sup> T. Adamczewski, M. Jędra, 2021, *Zielone gazy: biometan i wodór w Polsce*, „Forum Energii”, 25/06/2021. Źródło: <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/zielone-gazy> (dostęp: 04/06/2022).

<sup>18</sup> A. Nuñez-Jimenez, N. De Blasio, 2022, *The Future of Renewable Hydrogen in the European Union. Market and geopolitical implications*, Harvard Kennedy School Report.

INWESTUJEMY  
W TWOJE  
BEZPIECZEŃSTWO



[www.gaz-system.pl](http://www.gaz-system.pl)



# Wykwalifikowana kadra staje się kluczowym aktywem nowoczesnego przedsiębiorstwa energetycznego

**Robert Więckowski**

Polska Spółka Gazownictwa, jako Operator Systemu Dystrybucyjnego gazu, pełni kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski. Dzięki gazociągom dystrybucyjnym sprowadzone do kraju paliwa gazowe mogą być dostarczane zarówno odbiorcom przemysłowym, jak i milionom gospodarstw domowych, dając tym samym gwarancję nieprzerwanego dostępu do tego źródła energii. Obecna sytuacja geopolityczna oraz konsekwentna zmiana polityki zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, w tym zmiany źródeł i kierunków dostaw, stawiają wyzwania również dla działającego na rynku wewnętrznym operatora dystrybucyjnego, powiązanego bezpośrednio z systemem przesyłowym gazu.

Polska Spółka Gazownictwa realizuje program rozbudowy gazociągów stanowiących elementy systemu dystrybucyjnego w celu zapewnienia perspektywicznych dostaw gazu. W skład programu wchodzi przede wszystkim budowa dziewięciu gazociągów wysokiego ciśnienia o charakterze spinek systemowych. Te zlokalizowane w centralnej i północnej Polsce gazociągi mają na celu przede wszystkim eliminację ograniczeń systemu gazowego oraz poprawę możliwości rozprowadzenia gazu w systemie dystrybucyjnym, kierowanym z przesyłowego Korytarza Północ-Południe. Drugim, niezwykle istotnym elementem działań na rzecz poprawy bezpieczeństwa energetycznego, są inwestycje wpisane do tzw. specustawy terminalowej z maja 2021 roku (ustawa z 24 kwietnia 2009 roku o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu). Ujęcie kluczowych inwestycji w specustawie znacznie ułatwia i przyspiesza realizację, gwarantując wypełnienie celów w zakresie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw przez operatora. Optymalne wykorzystanie terminalu LNG w Świnoujściu nie będzie bowiem możliwe bez odpowiedniej rozbudowy gazowej sieci dystrybucyjnej (efekt „wąskich gardeł” na granicy gazowego systemu przesyłowego i dystrybucyjnego). Budowa strategicznych gazociągów dystrybucyjnych umożliwi sprawną i efektywną dystrybucję gazu do odbiorców na terenie całego kraju, stworzy też warunki do korzystania z alternatywnych, niezawodnych i konkurencyjnych dostaw surowca, zwłaszcza zakupu gazu na globalnych rynkach LNG. Spółka prowadzi również działania zmierzające do niezbędnej rozbudowy punktów wejścia, stanowiących połączenie z siecią operatora przesyłowego, co przekłada się na poprawę warunków pracy sieci gazowych oraz konsekwentną eliminację występujących ograniczeń przesyłowych. Należy jednocześnie zauważyć, że trwający proces zmiany kierunków zasilania systemu gazowego Polski może w przyszłości spowodować konieczność realizacji nowych inwestycji systemowych, zwiększających bezpieczeństwo i ciągłość dostaw

gazu, szczególnie w aspekcie konieczności uruchomienia dostaw do znaczących odbiorców.

Polityka klimatyczna UE, w tym rygory dotyczące zużycia energii w budownictwie, niewątpliwie wpłyną na stopniowe ograniczenie dostaw paliwa gazowego w segmencie klientów indywidualnych na rzecz ciepła alternatywnych źródeł energii. Także w ciepłownictwie i energetyce zawodowej paliwa kopalne stopniowo zastępowane są, i będą, odnawialnymi źródłami energii. W tym scenariuszu kluczowego znaczenia nabiera wprowadzenie do sieci dystrybucyjnej gazów zdekarbonizowanych, w głównej mierze biometanu, a docelowo również zielonego wodoru. Determinujące dla rozwoju będą więc cena tych paliw, jasne zasady wsparcia dla powstających biogazowni, a także – po stronie operatora – zapewnienie technicznych możliwości zatłaczania i dystrybucji paliwa.

Bezpieczeństwo energetyczne systemu gazowego to również rozwiązania małej gazyfikacji wyspowej LNG, podejmowane przez Polską Spółkę Gazownictwa. Wyspowe sieci dystrybucyjne, zasilane ze stacji regazyfikacji LNG, dla lokalnych społeczności stanowią często jedyne źródło zasilania w energię. Polska Spółka Gazownictwa eksploatuje ponadto tzw. systemowe stacje regazyfikacji LNG, których zadaniem jest wsparcie pracy sieci w okresach szczytowego zapotrzebowania na paliwo gazowe. Podobną funkcję pełnić mogą tzw. wiązki CNG – rozwiązanie stosowane najczęściej przy małych odbiorcach, awariach sieci lub jako rozwiązanie pomostowe, tj. od chwili, gdy odbiorca deklaruje pobór paliwa gazowego do chwili doprowadzenia do odbiorcy docelowego rozwiązania w postaci zasilania sieciowego. Rozwiązania te zapewniają tym samym lokalne bezpieczeństwo dostaw paliwa gazowego, przyczyniając się do rozwoju gospodarki i społeczności.

Wdrażane innowacje oraz prowadzone prace badawczo-rozwojowe dotyczą podnoszenia efektywności dystrybucji paliw gazowych, bezpieczeństwa eksploatacji infrastruktury gazowej

oraz ciągłości dostaw. Zakresem obejmują aspekty techniczne, regulacyjne i społeczne oraz biznesowe dystrybucji gazu ziemnego. W ostatnich dwóch latach nacisk położono na przedsięwzięcia umożliwiające poszerzenie funkcjonalności sieci gazowej i przygotowanie jej do dystrybucji gazów zdekarbonizowanych, przede wszystkim biometanu i wodoru. Analizowane są możliwości zaangażowania się w przedsięwzięcia do realizacji w szerszym gronie partnerów z sektora energii, wytwórców komponentów infrastruktury czy jednostek naukowo-badawczych. Dlatego Polska Spółka Gazownictwa przystąpiła do Mazowieckiej Doliny Wodorowej, zarządzanej w formule klastra, którego koordynatorem jest PKN ORLEN S.A. PSG jest także sygnatariuszem porozumień o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej, w których działalność badawczo-rozwojowa (B+R) zaliczona została do kluczowych, a cele z nią związane uznano za strategiczne.

Realizacja zadań z zakresu bezpieczeństwa energetycznego wymaga zapewnienia stabilnego i adekwatnego finansowania. Do 2030 roku nakłady inwestycyjne PSG, uwzględniając dzisiejsze zapotrzebowanie klientów zawodowych, szacowane są na 50–60 mld zł. Większość tych wydatków powinna znaleźć finansowanie poza tradycyjnymi źródłami, tak aby taryfy dystrybu-

cyjne nie obciążały odbiorców końcowych. Konieczne jest więc stworzenie adekwatnych mechanizmów finansowania projektów z zakresu transformacji systemu dystrybucyjnego i bezpieczeństwa dostaw. Taką szansę dają fundusze unijne z nowej perspektywy (program FEnIKS – Fundusze Europejskie na Infrastrukturę Klimat i Środowisko na lata 2021–2027), pochodzące z opłat emisyjnych, Fundusz Modernizacyjny oraz planowany krajowy Fundusz Transformacji Energetyki. Bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym mogłoby zapewnić wsparcie samorządów z rządowego Programu Inwestycji Strategicznych Polski Ład.

Dynamiczne otoczenie ekonomiczne i prawne ma decydujący wpływ na decyzje inwestycyjne przyszłych odbiorców paliw gazowych oraz samego operatora. Warto jednak podkreślić, że poza infrastrukturą istotnym ogniwem, stanowiącym o stabilności i bezpieczeństwie systemu gazowego, są pracownicy. W niestabilnych czasach to wykwalifikowana kadra Polskiej Spółki Gazownictwa, odpowiedzialna za ruch sieciowy, bieżące naprawy i konserwacje, oraz planująca, nadzorująca i prowadząca inwestycje w sieć gazową, staje się kluczowym aktywem nowoczesnego przedsiębiorstwa energetycznego.

**Robert Więkowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa**

## Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

W okresie od kwietnia do czerwca 2022 roku odbyły się w trybie on-line:

- jedno posiedzenie KST (31 maja),
- spotkania Prezydium KST (regularnie raz w miesiącu),
- cztery konferencje uzgodnieniowe.

Zakończenie pandemii pozwoliło na organizowanie spotkań w trybie stacjonarnym, odbyły się już:

- warsztaty techniczne (7–8 czerwca),
- wiele spotkań zespołów roboczych (nie wszystkie stacjonarnie, ale obecnie częściej niż w poprzednim okresie).

Na 29 czerwca planowane jest kolejne posiedzenie KST, które odbędzie się w Łodzi.

Na posiedzeniu 31 maja KST zatwierdził 2 projekty standardów, które czekają obecnie na ustanowienie przez Zarząd IGG:

- **prST-IGG-0101** (nowelizacja) *Wzorcowanie gazomierzy przy ciśnieniu >0,5 MPa*,
- **prST-IGG-4402** (nowo opracowany) *Paliwa gazowe. Jakość paliw gazowych w sieci przesyłowej*.

Podczas tego posiedzenia zatwierdzono też zakres prac i harmonogramy oraz rekomendowane budżety dotyczące opracowania następujących dokumentów standaryzacyjnych:

- nowelizacji **ST-IGG-0205** *Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe procesowe do analizy składu gazu ziemnego*,
- nowelizacji **ST-IGG-0206** *Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe laboratoryjne do analizy składu gazu ziemnego*.

KST podjął decyzję o uwzględnieniu w czasie planowanej w najbliższym czasie nowelizacji **ST-IGG-0202** algorytmu „rolowania części dziesiętnych”, stosowanego w rozliczeniach dostaw paliwa gazowego. Taką potrzebę zgłosiła jedna z firm członkowskich.

W rozpatrywanym okresie odbyły się konferencje uzgodnieniowe dotyczące wymienionych wcześniej **ST-IGG-0101** i **ST-IGG-4402** oraz:

- nowelizowanego standardu **ST-IGG-2602** *Prace gazoniebezpieczne. Sieci gazowe przesyłowe. Wymagania w zakresie organizacji, wykonywania i dokumentowania*,
- nowo opracowanego standardu **ST-IGG-4403** *Paliwa gazowe. Jakość paliw gazowych w sieci dystrybucyjnej*.

Te dwa standardy będą przedstawione do zatwierdzenia podczas posiedzenia KST 29 czerwca. W okresie ostatnich trzech miesięcy odbywały się spotkania zespołów roboczych:

- ZR 2B, który pracuje nad nowelizacją **ST-IGG-0201** *Protokół komunikacyjny SMART-GAS*,
- ZR 10, który pracuje nad nowelizacją czterech standardów dotyczących oznakowania,
- ZR 13, który pracuje nad nowym standardem dotyczącym rozruchu i ruchu próbnego,
- ZR 44, którego zadaniem jest opracowanie standardów zastępujących normy krajowe dotyczące jakości gazu ziemnego,
  - ZR 2A, który kończy opracowywanie standardu dla układów pomiarowych.

Do ankiety do firm stowarzyszonych w IGG skierowano pięć standardów, w tym (oprócz wyżej wymienionych) dotyczących standardów **ST-IGG-4401** *Paliwa gazowe. Klasyfikacja, oznaczenie, wymagania i ocena jakości* oraz **ST-IGG-0602** *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie*.

7–8 czerwca w Tarnowie Podgórnym pod Poznaniem odbyły się warsztaty techniczne IGG „Biometan – niekopalny, zielony składnik miksu paliwowego w sieciach gazowych – standardy techniczne IGG”. Wzięło w nich udział 98 osób. W części seminaryjnej (7 czerwca) przedstawiono prezentacje dotyczące:

- budowy i eksploatacji biogazowni,
- standardu IGG (w opracowaniu) dla infrastruktury do przyłączania biometanowni,
- wyzwań związanych z projektowaniem biogazowni,
- standardów dotyczących jakości paliw gazowych, w których uwzględniono domieszkowanie gazów odnawialnych,
- biometanu w sieci OSD z praktycznego punktu widzenia,
- Roli OSD w zagospodarowaniu biogazu,
- planowanej działalności spółki celowej oraz zagadnień prawnych rynku biometanu.

Drugiego dnia warsztatów uczestnicy zwiedzali biogazownię III generacji w zakładzie doświadczalnym w Przybrodzie (Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu).

Na podstawie frekwencji (część seminaryjna trwała znacznie dłużej niż przewidywano i wszyscy dotrwali do końca), liczby i merytorycznych aspektów pytań zadawanych zarówno pierwszego, jak i drugiego dnia warsztatów, dyskusji w czasie oraz po kolacji, możemy sądzić, że spełniły one oczekiwania uczestników.

**Sekretariat KST**

# Dla sektora gazowego wyznaczamy możliwą ścieżkę przejścia do gospodarki niskoemisyjnej

Rozmowa z **Anną Moskwą**,  
minister klimatu i środowiska



**Polska energetyka gazowa znalazła się w nowych realiach. Jak przebiegają prace analityczne i biznesowe nad nowym modelem krajowego rynku gazu?**

Mogę zapewnić, że dziś jesteśmy w pełni gotowi na odejście od rosyjskiego gazu. Od siedmiu lat polski rząd konsekwentnie realizuje strategię dywersyfikacji. Dzięki inwestycjom infrastrukturalnym, jak *Baltic Pipe* czy terminale LNG, polski system gazowy, jako jeden z niewielu w całej Unii Europejskiej, jest w stanie całkowicie uniezależnić się od dostaw z Rosji.

Poprzez rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu będziemy zwiększać import z alternatywnych kierunków. W maju wpłynęło tam aż sześć gazowców – to rekord miesięczny, a w tym roku będzie też rekordowe 50 statków.

Od 1 maja br. gaz sprowadzany jest przez nowy interkonektor z Litwą z terminalu LNG w Kłajpedzie (1,9 mld m<sup>3</sup>). Pod koniec września ruszy też gazociąg *Baltic Pipe*, którym od 2023 roku będzie można sprowadzić do 10 mld m<sup>3</sup> surowca. Za kilka miesięcy zostanie uruchomione również połączenie gazowe ze Słowacją, którym do Polski będzie można sprowadzić dodatkowo 5,7 mld m<sup>3</sup> w ciągu roku. Należy mieć na uwadze, że bezpieczeństwo dostaw do odbiorców zwiększa także znaczna ilość gazu ziemnego wydobywanego na terenie naszego kraju – mówimy tu o około 4 mld m<sup>3</sup>.

Oprócz importu i krajowego wydobycia zabezpieczają nas również zapasy zgromadzone w naszych magazynach, które są napełnione w 95 proc. Pojemność podziemnych magazynów gazu w Polsce wynosi około 3,23 mld m<sup>3</sup>, z możliwością jej zwiększenia łącznie do powyżej 4 mld m<sup>3</sup>.

**Europejski rynek gazu zaczyna działać w nowych kontekstach, pewnej ewolucji stanowiska UE w sprawie węgla, w sprawie EU ETS. Według polskiego podejścia do transformacji ma ona zapewnić bezpieczeństwo i niezależność. Czy może to wymagać pewnych zmian w unijnym prawodawstwie gazowym?**

Nowe konteksty, w których działa europejski rynek gazu, zdecydowanie wymuszają zmiany w unijnym prawodawstwie gazowym. Komisja Europejska rozumiała, że rozwiązania, które od lat funkcjonują w Polsce, powinny zostać wdrożone w całej Unii

Europejskiej. Dobiegają końca prace nad najnowszą propozycją KE w zakresie tzw. rozporządzenia magazynowego, wprowadzającego dla państw członkowskich obowiązek napełniania magazynów do poziomu 90 proc. pojemności instalacji. Jest to przeniesienie na poziom europejski dobrej praktyki stosowanej przez Polskę – od wielu lat, przed każdym sezonem zimowym, wypełniamy nasze magazyny w powyżej 90 procentach.

Druga kwestia to przedstawienie przez KE w ubiegłym roku nowego pakietu gazowo-wodorowego, na który składa się projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady „w sprawie rynków wewnętrznych gazów odnawialnych oraz gazu ziemnego i wodoru” oraz projekt dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad dla rynków wewnętrznych gazów odnawialnych oraz gazu ziemnego i wodoru.

Zgodnie z zamierzeniem KE, tworzenie konkurencyjnych rynków gazów niskoemisyjnych i odnawialnych miało by przyspieszyć proces dekarbonizacji sektora energetycznego w UE. Zgadza się z tym ogólnym założeniem i widzi w przyszłości rolę do odegrania dla wodoru i gazów odnawialnych. Jednocześnie, projektowane regulacje muszą w rozsądny sposób uwzględniać specyficzne uwarunkowania rynków gazu ziemnego w państwach członkowskich, a dostęp gazów odnawialnych i niskoemisyjnych do rynku nie powinien naruszać bezpieczeństwa funkcjonowania systemu, stabilności dostaw do odbiorców gazów ani zwiększać dodatkowych kosztów wynikających z dostosowania nowej infrastruktury.

Jak wiemy, Komisja Europejska i prezydencja francuska wstrzymały w ostatnich miesiącach pracę nad pakietem gazowo-wodorowym. Przypuszczamy jednak, że znowu ruszą one na jesieni. Zwłaszcza w nowych, zmienionych okolicznościach musimy pamiętać o potrzebie bezpiecznych i konkurencyjnych ram dla gazu ziemnego, który będzie paliwem przejściowym dla wielu państw członkowskich. Przyszłe regulacje powinny zapewnić równowagę między dalszym wykorzystywaniem gazu konwencjonalnego a rozwojem gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych.

W tym kontekście istotne znaczenie ma także taksonomia zrównoważonego finansowania. Jest to nowe narzędzie na rzecz

przejrzystości, przeznaczone dla uczestników rynków finansowych. Podmioty sektora gazowego, które chciałyby, aby ich działalność kwalifikowała się jako zrównoważone środowiskowo w rozumieniu taksonomii, musiałyby spełnić szczegółowe kryteria techniczne. Te zawarte zostały w przyjętym przez Komisję Europejską w lutym br. uzupełniającym akcie delegowanym, obejmującym sektor gazu i energii jądrowej. Do połowy lipca Parlament Europejski i Rada UE mają czas na analizę i ewentualne odrzucenie tego aktu. Kryteria dla jednostek gazowych są dość rygorystyczne. Należą do nich limity emisyjne oraz zaakceptowane przez zarząd spółki zobowiązanie, że do 2035 roku instalacja przejdzie na spalanie gazów niskoemisyjnych lub odnawialnych. Taksonomia nie nakazuje jednak ani nie zakazuje spółkom określonych inwestycji. Ma ona służyć raczej jako zachęta do transformacji i wyznaczać dla sektora gazowego możliwą ścieżkę przejścia do gospodarki niskoemisyjnej.

**Opublikowane założenia do aktualizacji PEP 2040 jednoznacznie podkreślają, że konieczne jest zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych na źródłach krajowych. W jakich obszarach rynku energii obserwujemy już te zmiany?**

Bieżąca sytuacja międzynarodowa uwiarydociła, że musimy postawić na suwerenność energetyczną, do czego w sposób szczególny przyczyni się dalszy przyrost OZE. Już teraz kontynuujemy rozwój mikroinstalacji PV oraz rynku pomp ciepła między innymi poprzez zwiększenie środków na rządowe programy – Mój Prąd oraz Moje Ciepło. Dzięki wsparciu tego pierwszego, od początku 2020 roku liczba prosumentów wzrosła ponad 6-krotnie<sup>1</sup>. Całkowita moc zainstalowana źródeł fotowoltaicznych wyniosła powyżej 9 GW<sup>2</sup>, co przekłada się na ponad 2-krotny wzrost w stosunku do marca ubiegłego roku<sup>3</sup>. Tym samym moc zainstalowana wszystkich OZE w systemie wynosi około 19 GW<sup>4</sup>, co odpowiada około 32 proc.<sup>5</sup> mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, a to dopiero punkt startowy w postępującej dywersyfikacji technologicznej.

Obok istniejącego już przyrostu mocy wiatrowych i PV, silniej pobudzany będzie rozwój OZE niezależnych od warunków atmosferycznych (wykorzystujących energię wody, biomasy, biogazu czy ciepła ziemi). Większe środki przeznaczone będą na inwestycje w sieci dystrybucyjne i przesyłowe, które odgrywają kluczową rolę w dalszym rozwoju OZE.

Aktualna nadal jest przejściowa rola gazu na drodze do neutralności klimatycznej, natomiast wielkość wykorzystania gazu w gospodarce krajowej ulegnie weryfikacji – zostaną uwzględnione obecne uwarunkowania geopolityczne i rynkowe. Procesy inwestycyjne w bloki gazowe, które są rozpoczęte i były wcześniej planowane, nadal będą realizowane, ponieważ są niezbędne do integracji OZE i wzmacniania bezpieczeństwa KSE. Racjonalnym krokiem wydaje się jednak ponowne podejście do długoterminowych prognoz związanych z tempem wzrostu wykorzystania gazu na potrzeby całej gospodarki.

W kwestii roli węgla w miksie energetycznym – ze względu na fundamentalne znaczenie bezpieczeństwa energetycznego – wycofywanie kolejnych jednostek musi być skorelowane z adekwatnym przyrostem nowych mocy, w tym dyspozycyjnych i niezależnych od warunków pogodowych, a także ze wzmacnianiem i rozwojem sieci elektroenergetycznych oraz

zdolności magazynowych umożliwiających integrację mocy źródeł odnawialnych.

**Statystyki pokazują, że krajowe obszary OZE rozwijają się w szybkim tempie, choć rynek twierdzi, że byłoby jeszcze lepiej, gdyby wprowadzono regulacje prawne usprawniające ten proces. Tzw. ustawa odległościowa jest procedowana od sześciu lat, a regulacje dotyczące biopaliw są w powijakach. Zdynamizowanie rozwoju OZE to konieczność zapewnienia niezbędnych regulacji legislacyjnych w wymiarze prawnym i finansowych mechanizmów wsparcia, a także wypracowanie sprawnego mechanizmu przyłączenia do sieci nowych źródeł OZE i innych źródeł wytwórczych.**

Projekt nowelizacji ustawy z 20 maja 2016 roku o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych został przygotowany w Ministerstwie Rozwoju i Technologii, które przeprowadziło także proces konsultacji społecznych, uzgodnień międzyresortowych i opiniowania. Na mój wniosek został on przekazany do Ministerstwa Klimatu i Środowiska w celu kontynuowania prac legislacyjnych. Obecnie trwają intensywne prace i analizy zmierzające do jak najszybszego przekazania projektu do rozpatrzenia przez Stały Komitet Rady Ministrów. Chcemy, aby jeszcze w czerwcu projekt został przyjęty przez Radę Ministrów i przekazany do dalszych prac w parlamencie.

Zdajemy sobie sprawę z potrzeby wprowadzenia nowych regulacji i mamy nadzieję, że wkrótce będziemy mogli przekazać informację o rozwoju w tym zakresie. Zmiany w tym obszarze korzystnie wpłyną na dalszy rozwój energetyki wiatrowej na lądzie. Ponadto, zapewnią one kontrolę nad tym procesem przez władze gminne i społeczność lokalną, a także odpowiedni poziom bezpieczeństwa eksploatacji elektrowni wiatrowych przy pełnej informacji o planowanej inwestycji dla mieszkańców gmin, w których lokalizowane będą instalacje wiatrowe. Niezbędne jest zatem przygotowanie wyważonych rozwiązań legislacyjnych zapewniających zrównoważony rozwój energetyki wiatrowej na lądzie oraz odpowiadających na potrzeby wszystkich zainteresowanych stron.

Niezależnie od tego pracujemy nad projektem nowelizacji ustawy o OZE (UC99), która wdraża dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, tzw. RED II. Projekt zawiera propozycje rozwiązań dotyczących m.in. biometanu i klastrów energii. Główny kierunek zaproponowanych w nim zmian to zapewnienie warunków umożliwiających rozwój zarówno indywidualnym producentom energii elektrycznej, jak i przedsiębiorcom. Pozwoli to na dalszy dynamiczny rozwój OZE w naszym kraju i kreowanie nowych innowacyjnych projektów w ciepłownictwie i elektroenergetyce.

Ponadto, zgodnie z nowelizacją ustawy o odnawialnych źródłach energii z 29 października 2021 roku pojawił się nowy system *net-billing*, który wszedł w życie 1 kwietnia br. Dotychczasowy model opustów wprowadził bowiem błędne przekonanie, że system elektroenergetyczny jest powszechnie dostępnym i darmowym magazynem energii. Dlatego nowe przepisy zachęcają prosumentów do większej autokonsumpcji i montażu magazynów energii. To duża korzyść dla prosumenta, ponieważ zapłaci mniejsze rachunki za prąd, a dodatkowo umożli-

wi mniejsze obciążenie sieci dystrybucyjnych. Zmiana systemu rozliczeń prosumenckich to jeden z kluczowych kierunków rozwoju systemu prosumenckiego, które zapewnią jego stabilny rozwój w przyszłości.

Bardzo ważnym kierunkiem transformacji i dużym impulsem w rozwoju OZE w naszym kraju będzie morska energetyka wiatrowa (*offshore*). Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2040 roku”, moc zainstalowana w morskiej energetyce wiatrowej w 2030 roku osiągnie 5,9 GW, natomiast w 2040 roku – do 11 GW, co oznacza, że morskie farmy wiatrowe w 2030 roku będą odpowiadać za 13%, a w 2040 roku za 19% generowanej energii elektrycznej.

**„Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu” oraz „Porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej” to dokumenty o wielkiej skali dla polskiej energetyki. Jak przebiega praca nad nimi, na jakim etapie są procedowane? Kiedy można spodziewać się konkretnych projektów ustaw i mechanizmów wsparcia dla tych obszarów zielonej energetyki?**

Zaprosiliśmy do współpracy przedstawicieli sektora i podpisaliśmy porozumienia w zakresie PV, biometanu i biogazu, morskiej energetyki wiatrowej oraz wodoru. Porozumienie stanowi platformę współpracy między administracją rządową, przedstawicielami instytucji finansowych, przedsiębiorców, inwestorów, łańcucha dostaw oraz sektora nauki. Wypracowane rozwiązania i kierunki wskazują potrzeby i wyzwania, przed którymi stoją zarówno przedsiębiorcy, jak i administracja. Pozwoli to na dal-

szy dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii w naszym kraju i nowe, innowacyjne projekty.

Obecnie jesteśmy na etapie konstituowania rad koordynacyjnych poszczególnych porozumień oraz powoływania grup roboczych – zgodnie z zapisami zawartymi w dokumentach. Kolejnym etapem będą prace w ramach poszczególnych grup roboczych, które mają na celu wypracowanie planu wdrożenia deklaracji z porozumienia.

Ponadto, pracujemy nad tzw. konstytucją dla wodoru, składającą się z dwóch filarów. Pierwszy to nowelizacja prawa energetycznego, wprowadzająca przepisy określające ramy prawne funkcjonowania rynku wodoru. Po ustaleniu ram prawnych funkcjonowania rynku wodoru (pierwszy filar), zostanie przedstawiony drugi filar. Będą to przepisy tworzące system zachęt do produkcji niskoemisyjnego wodoru w Polsce. Prace nad tym filarem rozpoczną się w tym roku, a jego wdrożenie planowane jest na 2023 rok.

Rozmawiał **Adam Cymer**

<sup>1</sup> Według stanu na 1.01.2020 roku, 154 tys. prosumentów, według stanu na koniec marca 2022 roku – ponad 966 tys. prosumentów.

<sup>2</sup> 9401,1 MW. Dane ARE SA – Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej.

<sup>3</sup> 4480,7 MW na koniec marca 2021 roku. Dane ARE S.A. – Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej.

<sup>4</sup> 18 768,7 MW. Dane ARE S.A. – Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej.

<sup>5</sup> Około 32,41%. Obliczenia własne na podstawie danych ARE S.A. – Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej.



patronat medialny



[www.expo-gas.pl](http://www.expo-gas.pl)

organizatorzy



# Wodór jako element bezpieczeństwa energetycznego

Szymon Byliński

Obecnie wodór jest szeroko wykorzystywany w przemyśle jako surowiec. Jest jednak wskazywany jako istotny element na drodze do neutralności klimatycznej gospodarki. Obok takich działań jak wzrost efektywności energetycznej, rozwój odnawialnych źródeł energii czy elektryfikacja różnych gałęzi przemysłu.

**M**iędzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE) w publikacji pt. „Zerowe emisje netto do 2050 roku. Plan działania dla globalnego sektora energii” wskazuje, że początkowo (do 2030 roku) wodór niskoemisyjny będzie wykorzystywany w sposób niewymagający budowy nowej infrastruktury przesyłowej czy dystrybucyjnej. W najbliższych latach wodór niskoemisyjny będzie wykorzystywany w przemyśle, rafineriach czy elektrowniach. Oczywiście, przewiduje się także mieszanie wodoru z gazem ziemnym.

Jak wskazuje MAE, udział wodoru niskoemisyjnego w globalnej gospodarce wzrośnie z 10% w 2020 roku do 70% w 2030 roku. Przyjmuje się, że połowa niskoemisyjnego wodoru będzie wytwarzana w procesie elektrolizy, a pozostała część będzie wytwarzana z węgla i gazu ziemnego, z wykorzystaniem technologii CCUS i CCS. W przypadku mieszania wodoru z gazem ziemnym w sieciach gazowych średnia ilość dodawanego wodoru wynosić będzie 15% (według objętości), co zmniejszy emisje CO<sub>2</sub> wynikające z zużycia gazu ziemnego o około 6%.

Polska stara się aktywnie rozwijać gospodarkę wodorową. W ubiegłym roku Rada Ministrów przyjęła dokument „Polska strategia wodorowa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku”. Celem polskiego rządu jest rozwinięcie silnych krajowych i lokalnych kompetencji w zakresie produkcji kluczowych elementów łańcucha wartości technologii wodorowych. Celem strategii jest wdrażanie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie, wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie oraz wsparcie dekarbonizacji przemysłu.

Jednak dla Polski wykorzystanie wodoru w gospodarce ma również inne cele niż tylko dekarbonizacja gospodarki. Wodór będzie szansą na zapewnienie rozwoju odnawialnych źródeł energii i dywersyfikację dostaw energii. Jednocześnie wodór może być wykorzystywany jako surowiec w wielu procesach, w których obecnie wykorzystywany jest gaz ziemny.

W ramach prac nad polską strategią wodorową została przygotowana „Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku”.

Pierwszym istotnym wnioskiem z tej analizy jest informacja, że obecnie posiadany potencjał krajowej produkcji wodoru, szacowany na 1–1,4 mln ton rocznie, nie jest wystarczający do zastąpienia wodorem wykorzystywanych obecnie surowców: węgla, ropy naftowej, gazu, paliw płynnych, a także importu energii elektrycznej. Musimy rozwijać źródła wytwarzania wodoru.

Przewidywane w najbliższych latach zmiany w gospodarce oraz cele wskazane w polskiej strategii wodorowej wskazują, że

istnieje potencjał do zastąpienia wodorem około 0,45–2,76% zapotrzebowania krajowego na import paliw płynnych, energii i surowców energetycznych do 2030 roku. Dokładna analiza wykazała, że w perspektywie 2030 roku wprowadzenie wodoru nie przyczyni się w znaczący sposób do poprawy bilansu handlowego, ze względu na przewidywaną skalę gospodarki wodorowej. W scenariuszu realizacji celów polskiej strategii wodorowej (do 2030 roku) zastosowanie wodoru w sektorze transportu może przynieść roczne oszczędności wskutek zastąpienia importu surowców energetycznych i paliw płynnych na około 36,5–38,5 mln euro, w przypadku energetyki i ciepłownictwa – 43,3–45,8 mln euro, zaś w przypadku przemysłu 234,8–248,0 mln euro, co daje sumaryczną roczną wartość 314,6–332,35 mln euro.

Natomiast w skali dekady po 2030 roku przewiduje się oszczędności, w zależności od przyjętego scenariusza, od 3,5 do nawet 7 mld euro.

Oczywiście, wykorzystanie wodoru powinno wpłynąć na spadek emisyjności produkcji energii elektrycznej, a w konsekwencji na spadek cen energii elektrycznej, przyczyniając się tym samym do poprawy pozycji konkurencyjnej polskich przedsiębiorstw. Umożliwi zmniejszenie zależności polskiej gospodarki od importowanych nośników energii.

Sektor przemysłowy będzie liderem w zakresie wykorzystania wodoru. Podmioty tego sektora mają odpowiednie zaplecze infrastrukturalne oraz, szczególnie w przypadku przemysłu chemicznego i petrochemicznego, stałe i stabilne zapotrzebowanie na wodór. Co więcej, sektor ten, z uwagi na prognozy utrzymania wysokich cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, będzie musiał w coraz większym stopniu wykorzystywać wodór niskoemisyjny.

Należy jednak pamiętać, że z uwagi na znaczne koszty i potrzebę udoskonalenia technologii wodorowych oraz jej weryfikację, przemysł bazujący w głównej mierze na węglu (hutnictwo, przemysł stalowy) będzie modernizowany dopiero po 2030 roku w kierunku produkcji zeroemisyjnej.

Jesteśmy na początku drogi do budowy gospodarki wodorowej. Jednak wydaje się, że w związku z sytuacją międzynarodową nastąpi przyspieszenie jej rozwoju. W perspektywie najbliższych kilku lat wodór nie będzie miał kluczowego wpływu na neutralność klimatyczną gospodarki czy poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski, ale po 2030 roku wpływ ten może być kluczowy. Już dziś powinniśmy się do tego przygotowywać.

Szymon Byliński, dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej, Ministerstwo Klimatu i Środowiska

# Wpływ dodatku wodoru na granicę wybuchowości metanu

Jacek Pogoda

Wprowadzanie nowych rozwiązań do istniejących realiów wiąże się z obawami o poziom bezpieczeństwa. Pojawiają się pytania o ryzyko, jakie podejmujemy, wprowadzając wodór do instalacji gazowych. Pytań w zakresie realizacji tego zadania jest wiele, na niektóre z nich możemy już dziś odpowiedzieć. Jednym z ważnych parametrów mieszaniny metanu i wodoru jest jej wybuchowość. W artykule odpowiemy na pytanie, jaki wpływ na granice wybuchowości metanu ma dodatek wodoru.

**P**rowadzone obecnie badania, związane z wykorzystaniem wodoru jako dodatku do paliwa gazowego, rodzą wiele pytań dotyczących bezpieczeństwa pracy instalacji przesyłających takie mieszaniny. Ogólnie wiadomo, że wokół instalacji przesyłających gazy palne mogą występować mieszaniny wybuchowe, w związku z czym istnieje konieczność zapewnienia technicznych i organizacyjnych środków zapobiegających tworzeniu się atmosfery wybuchowej i zwiększających bezpieczeństwo. Skutki nieprawidłowego określenia zagrożenia wybuchem mogą grozić utratą zdrowia pracowników, zniszczeniem czy uszkodzeniem urządzeń (co wiąże się ze stratami finansowymi) i odpowiedzialnością karną.

## Charakterystyka mieszaniny gazów

Przesył mieszaniny metanu z wodorem odbywać się będzie z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury gazowej, gazociągami przesyłowymi, a następnie poprzez sieć dystrybucyjną do odbiorców. Badania przeprowadzone przez Państwowy Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy nie wykazały negatywnego wpływu wodoru na szczelność połączeń stosowanych dotychczas w sieciach gazowych. Jednak w przypadku instalacji domowych i gazociągów dystrybucyjnych nadal kluczowym problemem będą wycieki gazu powstałe w wyniku uszkodzeń mechanicznych, nieumiejętnego obchodzenia się z elementami sieci lub celowego działania. W trakcie takich awarii będzie występowała atmosfera wybuchowa. Karta charakterystyki substancji dla mieszaniny  $H_2$  w  $CH_4$  w sekcji 9, tj. właściwości fizyczne i chemiczne, nie podaje informacji o dolnej i górnej granicy wybuchowości. W karcie zapisano informację, że jest to mieszanina kwalifikowana jako gaz skrajnie łatwopalny, mogący tworzyć atmosferę wybuchową. Jednak ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa należy znać granice wybuchowości takich mieszanin, zwłaszcza dla zapewnienia właściwego monitoringu szczelności instalacji gazowych. W tabeli 1

zamieszczone są parametry obu gazów: wodoru i metanu. Jeżeli przyjmiemy, że dolna granica wybuchowości obu gazów znajduje się w podobnym przedziale, to ich górne granice znacznie się różnią.

Tabela 1. Właściwości fizyczne wodoru i metanu

Nazwa	Gęstość względem powietrza	Dolna granica wybuchowości DGW [% V]	Górna granica wybuchowości GGW [% V]
Wodór	0,07	4,0	77,0
Metan	0,55	4,9	15,4

## Badanie granicy wybuchowości mieszaniny, metodyka badań

W związku z wyraźną różnicą górnej granicy wybuchowości wodoru i metanu nasuwa się pytanie, jakie są granice wybuchowości mieszaniny metanu z wodorem? Jak procentowy dodatek wodoru będzie wpływał na zachowanie się mieszaniny i w jakim stopniu zmiana stężenia procentowego dodatku wodoru będzie wpływać na granice wybuchowości? Na to pytanie można odpowiedzieć zarówno dokonując obliczeń, jak i doświadczalnie. Do obliczenia granic wybuchowości (palności) posłużono się wzorem

$$L_{g,d} = \frac{100}{\frac{a_1}{L_{1(g,d)}} + \frac{a_2}{L_{2(g,d)}} + \dots + \frac{a_i}{L_{n(g,d)}}$$

Le Chateliera\*.

$L_{g,d}$  – dolna lub górna granica wybuchowości

$a_i$  – zawartość  $i$ -tego składnika palnego w paliwie, w proc.

\* Uwaga: do obliczeń należy założyć brak w mieszaninach składników obojętnych ( $CO_2$ ,  $N_2$ ).

Doświadczalnie wyznaczono granice wybuchowości za pomocą aparatu Dommera, urządzenia do wyznaczania granic wybuchowości i normalnej szybkości spalania.

Do badań zastosowano próbki czystego metanu (S4), wodoru (S7), gazu sieciowego (S3) oraz mieszaniny metanu z dodatkiem wodoru 2% (S1), 5% (S6), 15% (S5), 23% (S2). Wykaz próbek wraz z ich składem zawiera tabela 2.

Tabela 2. Udział składników w badanych próbkach

Oznaczenie próbki gazu	Udział składników próbki, % mol				
	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	Powietrze
S4	99,99	-	-	-	-
S1	96,80	2,00	0,20	1,00	-
S6	94,60	5,00	-	-	0,4
S5	84,60	15,00	-	-	0,4
S2	77,00	23,00	-	-	-
S7	-	99,99	-	-	-

Wyniki przeprowadzonych doświadczeń oraz obliczeń z wzoru La Chateliera zawiera tabela 3.

Z tabeli wynika, że wyznaczone doświadczalnie i z wzoru granice wybuchowości dla poszczególnych próbek niewiele się różnią. Dane pozyskane doświadczalnie obarczone są niewielkim błędem wynikającym z geometrii układu (odpowiedni dobór stożka) oraz subiektywnej oceny odczytu wartości wskazania na skali składu mieszanki. W próbce S6, zawierającej dodatek 5%, granice wybuchowości mieszaniny wyznaczone empirycznie i z obliczeń praktycznie się pokrywają.

W wyniku przeprowadzonego badania i obliczeń w odniesieniu do zakresu wybuchowości metanu zauważalny jest trend polegający na tym, że dla mieszaniny metanu z wodorem wraz ze zwiększaniem się udziału wodoru w mieszaninie następuje obniżenie dolnej granicy oraz przesunięcie w górę



Fot. 1. Aparat Dommera.

Tabela 3. Wyniki obliczeń i doświadczenia w wyznaczaniu GGW i DGW

	S4		S1		S6		S5*		S2		S7	
	DGW	GGW	DGW	GGW	DGW	GGW	DGW	GGW	DGW	GGW	DGW	GGW
Wartość wyznaczona doświadczalnie	5,55	14,1	6,10	14,77	5,07	15,60	6,70	18,99	5,84	17,5	5,71	-
Wartość obliczona wg wzoru La Chateliera	5,00	15,00	5,09	15,59	4,98	15,48	4,86	17,17	4,73	18,37	4,00	74,20

\*Pomiar obarczony błędem w związku z problemami technicznymi.

górnej granicy jej wybuchowości. Należy zauważyć, że wpływ na dolną granicę jest mniejszy niż na wartość górnej granicy wybuchowości. Jednak faktyczny udział nawet 23% wodoru (S2) w metanie nie powoduje znaczącego rozszerzenia się przedziału wybuchowości mieszaniny w kierunku czystego wodoru, a co za tym idzie – zwiększenia zagrożenia wybuchem. Tym samym na podstawie uzyskanych wyników możemy przyjąć, iż w praktyce poziom bezpieczeństwa związanego z zagrożeniem wybuchem mieszaniny metanu z wodorem

będzie zbliżony do wartości stosowanych obecnie dla metanu bez dodatku wodoru.

**Jacek Pogoda, kierownik Pogotowia Górniczego PGNiG SA O/RSGO w Krakowie**

#### Bibliografia

1. A. Strugała, S. Porada, *Ćwiczenia laboratoryjne z gazownictwa*, cz. 1, AGH, Kraków 1988.
2. P. Szewczyk, J. Jaworski, *Analiza wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na szczelność połączeń mechanicznych wybranych elementów sieci i instalacji gazowych*, Kraków 2020.

dokończenie ze str. 7

skiego LNG skroplonego gazu ziemnego dla PGNiG. – *Pierwsza dostawa dużego ładunku LNG dla PGNiG do terminalu w Kłajpedzie to, po uruchomieniu 1 maja polsko-litewskiego interkonektora gazociągowego GIPL, kolejne w tym tygodniu wydarzenie, które stanowi kamień milowy w procesie budowy niezależności energetycznej i bezpieczeństwa dostaw gazu do Litwy i Polski. Dostawa otwiera nowy etap integracji energetycznej krajów regionu Morza Bałtyckiego z resztą Europy oraz więcej możliwości dywersyfikacji i zabezpieczenia dostaw gazu ziemnego, zwłaszcza w kontekście obecnych trudnych warunków geopolitycznych. Cieszę się, że współpraca z PGNiG, którą rozpoczęliśmy ponad dwa lata temu, dzięki dzisiejszej dostawie ulega znaczącemu wzmocnieniu, tworząc dodatkowe możliwości dla obu kontrahentów – powiedział Dariusz Śilenski, prezes zarządu KN.*

- **1 maja br.** Ruszył komercyjny przesył gazu nowym gazociągiem łączącym Polskę z Litwą, tzw. GIPL. 5 maja na terenie tłoczni Jauniunai na Litwie z udziałem prezydentów Polski i Litwy – Andrzeja Dudy i Gitanasa Nausedy – odbyło się uroczyste otwarcie tego interkonektora.
- **19 kwietnia br.** 26 organizacji podpisało się pod apelem do premiera Mateusza Morawieckiego w sprawie konieczności postawienia tematu efektywności energetycznej budynków w centrum polityki energetycznej Polski zmierzającej do uniezależnienia się od importu surowców energetycznych z Rosji i transformacji gospodarki w kierunku zeroemisyjnym.
- **11 kwietnia br.** PGNiG, jako lider konsorcjum, wspólnie z Politechniką Śląską oraz Instytutem Chemicznej Przeróbki



Węgla w Zabrzu, prowadzi działania zmierzające do komercjalizacji systemu *Hy-Chess*. To technologia pozwalająca wytwarzać ekologiczne paliwa, takie jak zielony wodór czy syntetyczny gaz ziemny, w sposób bezemisyjny produkować energię elektryczną oraz magazynować ją w postaci sprężonego dwutlenku węgla. Zgłoszony przez konsorcjum projekt pt. „System wytwarzania wodoru oraz syntetycznego gazu ziemnego z funkcjonalnością w zakresie wytwarzania oraz magazynowania energii elektrycznej” (akronim *Hy-Chess*) uzyskał najwyższą ocenę ekspertów NCBiR spośród 47 wniosków złożonych w konkursie.

- **7 kwietnia br.** PGNiG Supply & Trading (PST) z GK PGNiG podpisały umowę czarteru czterech kolejnych zbiornikowców do przewozu skroplonego gazu ziemnego. Dwa z nich zostaną dostarczone przez spółki z norweskiej grupy Knutsen, a pozostałe przez Maran Gas Maritime – spółkę będącą częścią koncernu Angelicoussis Group. Każda jednostka będzie miała – podobnie jak wcześniej zamówione przez PGNiG gazow-

## Pionier w zastosowaniu innowacji do CCS

Projekt PCI Northern Lights to sieć transgranicznego transportu CO<sub>2</sub> wykorzystująca statki handlowe. Łączy ona europejskie inicjatywy w zakresie wychwytywania dwutlenku węgla ze stałą infrastrukturą jego składowania w norweskim rejonie Morza Północnego. PCI Northern Lights łączy organizatorów z siedmiu krajów europejskich (Norwegia, Belgia, Finlandia, Francja, Niemcy, Holandia, Szwecja). Northern Lights to komponent transportowy i magazynowy norweskiego projektu Longship, mającego na celu stworzenie pełnowymiarowych instalacji do wychwytywania, transportu i składowania CO<sub>2</sub> zgodnie z międzynarodowymi porozumieniami klimatycznymi tego kraju. Spółka Northern Lights JV DA opracowuje infrastrukturę, która będzie transportować CO<sub>2</sub> statkami z miejsc wychwytywania w całej Europie do terminalu w zachodniej Norwegii w celu pośredniego składowania, a następnie transportowania go rurociągiem do składowania



w zbiorniku pod dnem morskim. Infrastruktura ta umożliwi ograniczenie emisji z procesów przemysłowych, dla których nie ma obecnie skalowalnego rozwiązania, przyspieszy dekarbonizację europejskiego przemysłu i ułatwi usuwanie dwutlenku węgla z atmosfery.

ce – zbiorniki o pojemności ok. 174 tys. m sześć., co oznacza, że wielkość ładunku, jaki będzie mógł przetransportować każdy statek, to ok. 100 mln m sześć. gazu po regazyfikacji transportowanego LNG. PST będzie ich wyłącznym użytkownikiem przez 10 lat z możliwością przedłużenia. Tak jak w przypadku poprzednich umów czarterowych, tak i tym razem, armator będzie odpowiadał za dostarczenie statków, obsadzenie ich załogą oraz utrzymanie w odpowiednim stanie technicznym. Kontrola handlowa nad jednostkami pozostanie po stronie PST. Razem z poprzednimi czarterami flota nowo budowanych zbiorników LNG, którymi dysponować będzie GK PGNiG, rozrośnie się do ośmiu jednostek. Dwa pierwsze gazowce rozpoczną pracę już w przyszłym roku.

● **7 kwietnia br.** Wychodząc naprzeciw zielonej transformacji energetycznej i unijnym celom redukcji emisji, czterech operatorów systemów przesyłowych (OSP) z Europy Środkowo-Wschodniej (GAZ-SYSTEM z Polski, Transgaz z Rumunii, Eustream ze Słowacji i FGSZ z Węgier) ustanowiło strategiczne partnerstwo w celu rozpoznania możliwości dekarbonizacji swojej działalności, przesyłu gazów odnawialnych oraz możliwości transportu CO<sub>2</sub>. Porozumienie (*Memorandum of Understanding*) zostało podpisane przez wszystkie strony w Budapeszcie.

Z inicjatywy rumuńskiego operatora systemu przesyłowego Transgaz, w ramach czterostronnego partnerstwa firm z Węgier, Słowacji, Polski i Rumunii, zainicjowano ścisłą współpracę w celu realizacji wyznaczonych wspólnie wyzwań. Porozumienie przewiduje wymianę najlepszych praktyk w dziedzinie transportu wodoru i CO<sub>2</sub>, dekarbonizacji przesyłu gazu i produkcji wodoru, identyfikację rynków wodorowych i zastosowania wodoru w poszczególnych gałęziach przemysłu i opracowanie odpowiednich ram regulacyjnych.

Zgodnie z planem, rezultatem współpracy operatorów systemów przesyłowych ma być również przygotowanie studium wykonalności.

Aby rozszerzyć zakres współpracy, inicjatywa pozostanie otwarta dla innych zainteresowanych OSP z regionu. Porozumienie wspiera wszystkie inicjatywy sprzyjające rozwojowi wodoru w regionie Europy Środkowo-Wschodniej i zwracające uwagę na regionalną specyfikę w ramach stworzenia integralnej sieci wodorowej w Unii Europejskiej.

● **30 marca br.** Komisja Europejska w okresie 2014–2021 przyznała GAZ-SYSTEM dofinansowanie unijne o wartości ponad 5 mld zł. Środki te zostały przyznane na inwestycje infrastrukturalne związane z wdrożeniem strategii dywersyfikacji źródeł gazu do Polski, a także poprawą bezpieczeństwa energetycznego. Otrzymane dofinansowanie pochodzi z dwóch programów Unii Europejskiej – Infrastruktura i Środowisko oraz Łącząc Europę.

*Baltic Pipe*, interkonektory gazowe z Litwą i Słowacją, terminal LNG w Świnoujściu i gazociągi Korytarza Północ-Południe są kluczowymi elementami bezpieczeństwa energetycznego kraju. Projekty te są realizowane dzięki znacznemu wsparciu finansowemu Unii Europejskiej. Rozbudowa infrastruktury gazowej w kraju oraz budowa nowych punktów międzysystemowych umożliwiają dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw gazu ziemnego

nie tylko do Polski, ale także do całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej i krajów bałtyckich. Spółka prowadzi na forum unijnym aktywne działania w celu pozyskania nowych funduszy na dalszą rozbudowę infrastruktury przesyłowej. W zeszłym roku GAZ-SYSTEM podpisał z Instytutem Nafty i Gazu – Państwowym Instytutem Badawczym umowę na dofinansowanie inwestycji „Gazociąg Gustorzyn–Wronów – I ETAP Gustorzyn–Leśniewice” z maksymalną kwotą ponad 137 mln zł.

Jednym z kluczowych projektów GAZ-SYSTEM, uwzględnionych na aktualnej liście PCI, jest budowa terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej – projekt ten może istotnie przyczynić się do obecnie planowanego uniezależnienia się UE od dostaw gazu z Rosji. GAZ-SYSTEM z przyznanych 5 mld zł wsparcia unijnego rozliczył już ponad 3 mld zł na zakończone inwestycje. Środki pozyskane z Unii Europejskiej są istotną częścią finansowania inwestycji GAZ-SYSTEM.

● **30 marca br.** Spółka złożyła zamówienie na usługi regazyfikacji w ramach pierwszej fazy procedury *Open Season* FSRU, realizowanego przez Operatora Systemu Przesyłowego GAZ-SYSTEM SA. *Open Season* FSRU ma na celu weryfikację zainteresowania uczestników rynku mocą regazyfikacji pływającej jednostki FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*), poprzez pozyskanie wiążących zamówień na długoterminowe korzystanie z usług regazyfikacji. Projekt będący przedmiotem *Open Season* FSRU zakłada umiejscowienie w rejonie Gdańska pływającej jednostki FSRU, zdolnej do wyładunku, składowania i regazyfikacji LNG oraz do prowadzenia procesu regazyfikacji do 6,1 mld m<sup>3</sup> paliwa gazowego rocznie.



**YOU CAN'T FIX WHAT YOU CAN'T MEASURE**

**Measure and Reduce Emissions**

- Picarro provides the only data driven solution to **measure, quantify and report** methane emissions across your network
- Enables effective and scalable emissions reduction programs
- Supports OGMP 2.0, NGSi, One Future, Veritas, Marcogaz
- Adopted and implemented by multiple leading operators worldwide

NEW! Network Assessment Viewer delivers total measured methane emissions for your entire network, tracked by regions and over time.

**PICARRO**  
gas.picarro.com

Emissions Measurement   Emissions Reduction   Pipeline Replacement   Advanced Leak Survey

# Transformacja cyfrowa w branży gazowniczej

Rafał Bałdys-Rembowski, Jacek Magiera

Nikogo już chyba nie trzeba przekonywać, że technologie cyfrowe istotnie wpływają na środowisko naszego życia i działania. Zmieniają się nie tylko narzędzia i metody pracy, ale również sposób, w jaki dane i technologie informatyczne wykorzystujemy do prowadzenia działań biznesowych. Nie posiadamy jeszcze technologii, która potrafiłaby precyzyjnie przewidywać pogodę w perspektywie dłuższej niż tydzień, i to mimo zaawansowanych modeli i superkomputerów zasilanych gigantyczną liczbą danych. Jednak wszędzie, gdzie możemy lepiej kontrolować te procesy, np. w dystrybucji energii, działamy na danych fluktuujących w o wiele mniejszych zakresach. Zwiększymy możliwości analizy bieżącej sytuacji, modelowania oraz predykcji, jeśli wesprzemy cyfrowo procesy analityczne i zasilimy je danymi wysokiej jakości.

## Studium przypadku – inteligentny licznik energii ery Gaz 4.0

Rozwój procesów cyfryzacji i związanych z nią technologii najlepiej zilustrować na przykładzie procedury odczytu liczników energii – elektrycznej czy gazowej. Można przyjąć, że historia liczników gazowych to już ponad 200 lat, a licznik membranowy to patent z 1903 roku [1]. Choć same urządzenia rozwijano i stawały się coraz bardziej precyzyjne, to proces odczytu (akwizycji danych) nie uległ zmianie praktycznie do dziś. Typowy jego przebieg polega na tym, że pracownik firmy musi odwiedzić i sprawdzić każdy licznik odbiorcy w określonych interwałach czasowych i spisać dane, które następnie są wprowadzane do systemu. I choć zmieniły się narzędzia i metody przetwarzania tych danych, to ich analiza ograniczana jest przez stosowaną metodę, czyli zbierania zagregowanych danych mówiących o sumie zużytego gazu w okresie np. miesiąca. Tymczasem sam licznik „posiada” większą „wiedzę” o tym, kiedy i w jakich ilościach gaz jest zużywany (są to tzw. metadane), jednak ta „wiedza” jest operatorowi niedostępna. Rozwój elektroniki i technologii informatycznych pozwolił na zamianę tego modelu na automatyczny odczyt liczników, tzw. AMR (ang. *Automated Meter Reading*). W prostszym wariantcie licznik można odczytać półautomatycznie, czyli pracownik musi zbliżyć się do urządzenia, ale sam odczyt następuje już automatycznie za pomocą czytnika, który zebrane odczyty przesyła do systemu billingowego. Mimo iż w ten sposób akwizycja danych ulega usprawnieniu, to jednak proces jest taki sam jak w przypadku odczytu ręcznego – nadal dane zbierane są w tych samych interwałach czasowych i metadane są tak samo niedostępne. Dane zbierane w tej formule służą przede wszystkim rozliczeniu usług, ewentualnie raportowaniu danych o łącznym zużyciu gazu na danym obszarze w skali miesiąca czy roku.



Gazomierz cylindryczny – S. Elster – Berlin, Niemcy – 1901 rok.

Rozwinięciem tej technologii są urządzenia umożliwiające odczyt licznika bez konieczności bezpośredniego dostępu, czyli np. z odległości 100 m, co daje możliwość odczytu danych z samochodu poruszającego się po danym obszarze. Odczyt odbywa się automatycznie, a dane są przesyłane do systemu komputerowego. Ta technologia stwarza możliwość skrócenia interwału akwizycji danych, ale nadal wymaga zaangażowania ludzi i innych zasobów do zbierania danych.

Wyobraźmy sobie kolejny etap rozwoju automatycznych urządzeń odczytowych – liczniki podłączone do internetu, które będą w stanie dostarczać danych na temat stanu licznika i chwilowego przepływu gazu niemal w czasie rzeczywistym. Takie rozwiąza-

nie może kojarzyć się z pojęciem tzw. Internetu Rzeczy (IoT) albo z terminem „urządzenie połączone” (ang. *connected device*), znanym z koncepcji Przemysłu 4.0. Tu nazywamy je urządzeniem ery Gaz 4.0.

Zestawiona według nowych zasad infrastruktura może operatorowi dostarczać nowych danych i w konsekwencji prowadzić do pozyskania wiedzy, którą do tej pory nie dysponował. Powstaje pytanie, w jaki sposób operator mógłby wykorzystać wiedzę na temat tego, jaki klient, w jakich wolumenach i kiedy odbiera gaz, skoro do tej pory takich danych nie było. Otóż, dla procesu rozliczeń nadal dokonywanych raz w miesiącu – nic. Ale wyobraźmy sobie nowe procesy analityczne: mapowanie na bieżąco zużycia gazu poprzez porównywanie z danymi historycznymi i prognozowanie zmiany zachowań konsumenckich, diagnozowanie nadmiernego zużycia gazu i detekcji sytuacji awaryjnych (wyciek) albo nieuczciwego wykorzystywania tańszych taryf konsumenckich do działalności gospodarczej. A to tylko początek możliwości... Pomyślmy o „uzmiennieniu” dobowych stawek taryf i wykorzystywaniu mechanizmów podobnych do tzw. nocnych taryf energii elektrycznej, prowadzących do bardziej zrównoważonego dobowo zapotrzebowania na gaz (inteligentny licznik Gaz 4.0 sam będzie naliczał poprawne bilingi), progresywnych czy regresywnych taryfach naliczanych w czasie trwania okresu rozrachunkowego (rosnące lub malejące stawki za korzystanie z gazu, zależne od ilości zużytego gazu), analizie zasadności i stopie zwrotu z inwestycji w różnych regionach czy dokładnym i uczciwym z punktu widzenia klienta i dostawcy naliczaniu opłat w przypadku zmian taryf w środku okresu rozliczeniowego (zysk PR-owy może się okazać ważniejszy niż strona finansowa). Gdyby licznik dodatkowo miał możliwość pracy w protokołach inteligentnego domu, np. ZigBee czy HA (świadomie wybieramy konsumenta niebiznesowego, bo to ogromna rzesza odbiorców; podobne mechanizmy można opisać również w przypadku odbiorców instytucjonalnych): licznik gazu zgodny z tą koncepcją – roboczo nazwijmy go Gaz 4.0-SmartHome – może wymieniać dane z inteligentnym sterownikiem pieca czy jego czujnikami temperatury, inteligentnymi termostatami w kaloryferach oraz innymi komponentami systemu inteligentnego domu i umożliwić nie tylko lepszą analizę i predykcję zapotrzebowania na energię po stronie dostawcy, ale też pomóc odbiorcy uzyskać realny profil energetyczny domu i wesprzeć go np. w wychwyceniu ponadnormatywnego zużycia energii – i to na bieżąco. Kolejny krok wizji: dostawca gazu oferuje klientowi dodatkowo aplikację na smartfon, w której po wprowadzeniu danych o metrażu i kubaturze mieszkania, wysokości, liczbie, typie i powierzchni ścian zewnętrznych oraz dachu, a także wymienionych na bieżąco z komponentami inteligentnego domu danymi o temperaturze na zewnątrz i w pomieszczeniach, ustawieniu termostatów, itp. – dzięki danym z licznika o chwilowym zapotrzebowaniu na gaz, może pomóc wychwycić anormalne dla danego domu i w danej chwili parametry zużycia (przez porównanie z uśrednionymi danymi historycznymi dla tego obiektu lub obiektów podobnych). Może wtedy na bieżąco zawiadamiać klienta, że wymagana jest jego interwencja (np. zbyt długo otwarte okna) lub udzielać wskazówek prowadzących do racjonalizacji zużycia gazu („zredukuj ustawienia termostatów jak wietrzysz mieszkanie”). Dane o lokalizacji domowników odczytywane z telefonów komórkowych mogą automatycznie redukować temperaturę w domu na czas ich nieobecności, a z danych historycznych wy-



Gazomierz mokry (przemysłowy) – Julius Pintsch AG – Berlin, Niemcy, 1910 rok.

dedukować wzorce ich zachowań i przewidywać porę powrotu w celu włączenia ogrzewania. Te wszystkie rozwiązania oznaczają nie tylko redukcję presji na system dystrybucji gazu (skutek do-razny), ale też wiążą klienta dobrą relacją z dostawcą (klient ma poczucie partnerskiej relacji).

Dzięki nowemu licznikowi zaobserwujemy więc redukcję globalnego śladu węglowego, wesprzemy zrównoważony rozwój, ograniczymy koszty środowiskowe związane z redukcją wydobycia i, pośrednio, ograniczymy koszty społeczne. Po stronie systemu dystrybucji gromadzona będzie z kolei na bieżąco ogromna liczba danych (Big Data), rejestrowanych w kontekście czasowym – ale nie lat czy miesięcy, ale dni, godzin i minut. Zagregowane z danymi o światowym wydobyciu gazu, cenach giełdowych/kontraktowych zakupu gazu, danymi meteo, a nawet danymi zawartymi w planach zagospodarowania przestrzennego czy inwestycji przemysłowych – dostarczą za pomocą systemów uczenia maszynowego (ML/DL) i sztucznej inteligencji (AI) informacji na przykład o optymalnym wariacie kontraktów terminowych, stopie zwrotu z inwestycji w poszczególnych regionach czy wiedzy o skuteczności marketingu. Zaczynając opis transformacji cyfrowej w segmencie gazowniczym od małej zmiany, czyli nowego, inteligentnego licznika gazu klasy Gaz 4.0/Gaz 4.0-SmartHome, doszliśmy do systemów inteligencji biznesowej, baz danych, systemów Big Data, sztucznej inteligencji, uczenia maszynowego, aplikacji w chmurze, relacji z klientem, kontraktów na rynkach futures i globalnej polityki energetycznej i środowiskowej. Czyż to nie byłoby wspaniale wywołać taką rewolucję? Paradoksalnie, najważniejszym i najcenniejszym elementem tej naszkicowanej tu możliwej rewolucji nie są superkomputery, oprogramowanie ani nawet specjaliści IT, choć są to elementy ważne i niezbędne. Także paradoksalnie, najważniejszy nie jest opisany tu hipotetyczny nowy licznik gazowy klasy Gaz 4.0. Najważniejsza jest WIZJA. Wizja technologicznej rewolucji i transformacji cyfrowej poszczególnych organizacji i całej branży gazowniczej. Wizja wychodząca poza rozwiązywanie bieżących problemów, widzianych zwykle jako problemy do rozwiązania przez działy IT. To wizja, która kreśli nowy świat, zmienia, a nie poprawia działania swoich organizacji.

Bez tej wizji nowy licznik jest bez sensu i nie przyniesie rewolucji – bez transformacji cyfrowej po stronie dostawcy i skonsumowania nowych danych w systemach analityki biznesowej jedynie podniesie koszty działania.

## Model dojrzałości IGGC transformacji cyfrowej branży gazowniczej

Opisany powyżej eksperyment myślowy cyfryzacji akwizycji danych z liczników konsumenckich jest przykładem mentalnej drogi, jaką przeszliśmy w ostatnim półroczu podczas pracy w zespole roboczym cyfryzacji dla potrzeb „Kodeksu dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca”.

To, co miało być uzupełnieniem KDP o wątki związane digitalizacją cyklu inwestycyjnego (projektowanie i realizacja inwestycji budowlanych), w toku prac przerodziło się w odrębne opracowanie opisujące transformację cyfrową interesariuszy całego procesu i dedykowany jej „Model dojrzałości IGGC transformacji cyfrowej branży gazowniczej”.

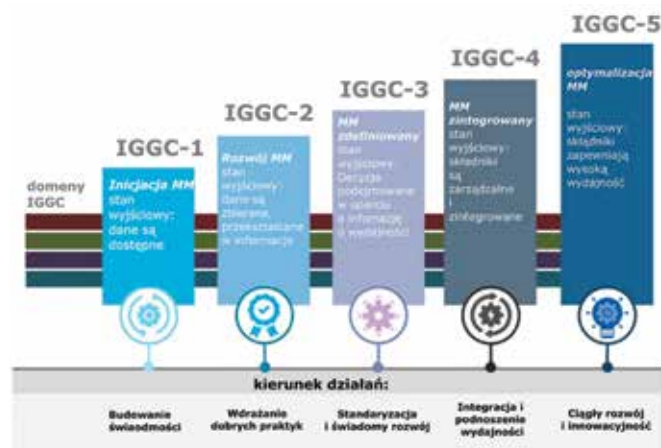
Okazało się bowiem, że uwzględnienie w KDP cyfryzacji jedynie zagadnień inwestycji, bez ukazania szerszego kontekstu transformacji cyfrowej całych organizacji i zmiany nie tyle technologii, co sposobu myślenia sprawiłoby, że nie byłoby możliwe rzetelne i skuteczne przedstawienie zagadnienia cyfryzacji inwestycji budowlanych w segmencie gazowniczym. Bez pokazania całościowej wizji i wysiłku dojrzałej transformacji cyfrowej także w innych obszarach działania organizacji, dane uzyskane z nowych technik cyfrowych w obszarze inwestycji zderzyłyby się z „cyfrową próżnią” – i zderzenie to byłoby bolesne. Zamiast zysku z posiadania bogatszych danych i zbudowanej wiedzy o procesach inwestycyjnych, organizacje poniosłyby straty w wyniku poniesionych kosztów związanych z aplikacją nowych technologii. Historia wielu firm na świecie potwierdza, że ten negatywny scenariusz jest możliwy, jeśli cyfryzacja jest wprowadzana pochopnie, bez wizji, celu i bez znalezienia racjonalnych podstaw dla jej wdrożenia. Właśnie w celu wsparcia harmonijnego planowania cyfryzacji, budowania spójnych wizji i strategii powstał wspomniany „Model dojrzałości IGGC transformacji cyfrowej branży gazowniczej”.

Koncepcja modelu przedstawiona jest na rysunku 2. Opracowano pięć poziomów dojrzałości – od IGGC-1 do IGGC-5 dla branży gazowniczej, które powinny być obecne w optyce firm podejmujących transformację cyfrową. Zostały one zdefiniowane w czterech obszarach/domenach działania poszczególnych organizacji i mają być wsparciem czy przewodnikiem dla kreowania wizji, budowania strategii cyfryzacji na poszczególnych poziomach dojrzałości i realizacji planów. Opisane domeny w modelu dojrzałości, dla których zdefiniowano poziomy od IGGC-1 do IGGC-5 to:

- 1) Zarządzanie organizacją i transformacja kulturowa (ZOTK),
- 2) Zarządzanie wiedzą, audyt, benchmarkowanie (ZWAB),
- 3) Zarządzanie danymi, akwizycja i technologie IT (ZDTI),
- 4) Procesy inwestycyjne, utrzymania infrastruktury i operacji (PIUI).

W modelu opisano poziomy dojrzałości i drogi dojścia do nich w wielu podobszarach poszczególnych głównych domen modelu. Brak tu miejsca na szczegółowe omówienie poszczególnych domen, na przykład w domenie „Zarządzanie organizacją i tran-

Rysunek 2. „Model dojrzałości IGGC transformacji cyfrowej branży gazowniczej”



Źródło: opracowanie własne.

formacja kulturowa” zdefiniowano poziomy dojrzałości dla takich podobszarów jak:

- 1) przywództwo,
- 2) strategia,
- 3) ład korporacyjny i kultura pracy,
- 4) kadry.

W modelu świadomie pominięto zagadnienia cyberbezpieczeństwa, ponieważ zostały one opracowane w odrębnym opracowaniu ministra klimatu i środowiska pt. „Rekomendacje dotyczące działań mających na celu wzmocnienie cyberbezpieczeństwa w sektorze energii oraz wytyczne sektorowe dotyczące zgłaszania incydentów” i w dedykowanym mu modelu dojrzałości cyberbezpieczeństwa, opublikowanym jako plik arkusza formatu MS Excel o nazwie „Załącznik\_nr\_1\_-\_formularz\_weryfikacji\_dojrzałości\_cyberbezpieczeństwa\_organizacji.xlsx” [2].

Bardziej szczegółowe omówienie modelu będzie przedstawione na Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego w Łodzi, a autorzy będą wdzięczni za rzeczową dyskusję i ewentualne propozycje zmian czy rozszerzeń.

**Rafał Baldys-Rembowski, Jacek Magiera, Zespół ds. Cyfryzacji w zespole pracującym na rzecz „Kodeksu dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca”**

### Bibliografia

1. M. A. Crainic, A Shorth History Of Diaphragm Gas Meters. PART I – Description of The Prior Art Installations For Buildings And Ambient Comfort, XIX Conference, Timisoara – Romania 15–16 April 2010, , 172–188 w: [https://www.researchgate.net/publication/283045999\\_A\\_SHORTHISTORY\\_OF\\_DIAPHRAGM\\_GAS\\_METERS\\_PART\\_I\\_DESCRIPTION\\_OF\\_THE\\_PRIOR\\_ART\\_O\\_SCURTA\\_ISTORIE\\_A\\_CONTOARELOR\\_DE\\_GAS\\_CU\\_MEMBRANA\\_PARTEA\\_I\\_DESCRIEREA\\_PRIMEI\\_CONTOARE](https://www.researchgate.net/publication/283045999_A_SHORTHISTORY_OF_DIAPHRAGM_GAS_METERS_PART_I_DESCRIPTION_OF_THE_PRIOR_ART_O_SCURTA_ISTORIE_A_CONTOARELOR_DE_GAS_CU_MEMBRANA_PARTEA_I_DESCRIEREA_PRIMEI_CONTOARE) [dostęp: maj 2022].
2. <https://www.gov.pl/web/klimat/rekomendacje-dotyczace-dzialan-majacych-na-celu-wzmocnienie-cyberbezpieczenstwa-w-sektorze-energii-oraz-wytyczne-sektorowe-dotyczace-zglaszania-incydentow> [dostęp: maj 2022].
3. C. H. Tucci, M. Wade, D. Bonnet, 9 digital transformation mistakes all organisations make – and how to avoid them. <https://www.imperial.ac.uk/business-school/ib-knowledge/strategy-leadership/9-digital-transformation-mistakes-all-organisations-make-and-how> [dostęp: maj 2022].

# Badanie procesów spęczenia wód poziomów solankowych podczas nasycania ich CO<sub>2</sub> w procesach sekwestracji

Marcin Warnecki, Piotr Kasza, Mirosław Wojnicki, Jerzy Kuśnierczyk, Sławomir Szuflika

## Wprowadzenie do zagadnień sekwestracji CO<sub>2</sub>

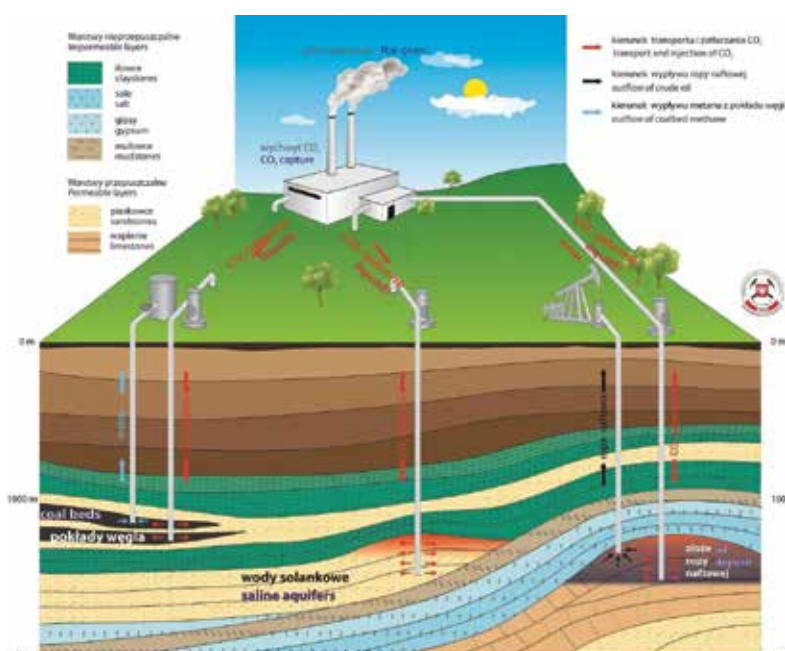
Już od kilkudziesięciu lat stosuje się zatłaczanie dwutlenku węgla do podziemnych struktur geologicznych. Dotychczas dochodziło do tego głównie w przemyśle naftowym, zwłaszcza w zabiegach wspomaganego wydobycia ropy naftowej – *Enhanced Oil Recovery* (CO<sub>2</sub>-EOR). Kilkadziesiąt lat temu, w czasach, gdy nie mówiło się jeszcze o zmianach klimatu powodowanych przez niekorzystny wpływ gazów cieplarnianych (głównie CH<sub>4</sub>, a także antropogeniczny CO<sub>2</sub>), zatłaczany do górotworu dwutlenek węgla pochodził z naturalnych złóż. Używano także mieszanin z CO<sub>2</sub> będących produktem odpadowym procesów oczyszczania gazu ziemnego.

Obecnie bardzo popularne staje się inne, nowe podejście do procesów zatłaczania dwutlenku węgla w warstwy geologiczne, tzw. CCS (*Carbon Capture and Storage*). Polega to na wychwytywaniu CO<sub>2</sub> z gazów spalinowych (pochodzących np. ze spalania węgla czy gazu w elektrowniach czy elektrociepłowniach), przetransportowaniu go w rejon geologicznego składowania, a następnie zatłoczeniu do odpowiedniej podziemnej struktury/pułapki w celu zmagazynowania. Geologiczne składowanie CO<sub>2</sub> musi spełniać wiele wymogów, aby móc uznać je za trwałe i bezpieczne. Przede wszystkim zdeponowany pod ziemią gaz nie może przemieścić się do stref wody pitnej, które mogłyby skażać – nie może też migrować do powierzchni ziemi i przedostawać się do atmosfery. Bezpieczeństwo geologicznego składowania CO<sub>2</sub> musi być zapewnione w perspektywie co najmniej tysiąca lat. Na świecie występują naturalne złoża, pokłady geologiczne, w których przeważającym składnikiem jest dwutlenek węgla (z domieszkami metanu, azotu czy innych gazów). Tak jak złoża gazu ziemnego czy ropy naftowej, naturalne złoża CO<sub>2</sub> przetrwały do obecnych czasów przez miliony lat, co najlepiej świadczy o ich szczelności. Największe z takich złóż, zawierających setki milionów ton CO<sub>2</sub>, zlokalizowane są w Ameryce Północnej. Ich wykorzystanie wpłynęło na szybki rozwój technik wspomaganego wydobycia ropy w tym regionie (wspomniany CO<sub>2</sub>-EOR). Niektóre z takich naturalnych złóż CO<sub>2</sub> są eksploatowane komercyjnie,

np. Mihalyi na Węgrzech, Latera we Włoszech, Vorrderhoehn w Niemczech czy Vichy we Francji. Obecnie na świecie prowadzonych jest kilkadziesiąt komercyjnych projektów CCS, a większość z nich polega na wspomaganiu wydobycia ropy naftowej, ponieważ zdecydowanie podnosi to ich opłacalność ekonomiczną. CO<sub>2</sub> zatłaczany jest także do głębokich poziomów solankowych zarówno na lądzie, jak i na morzu. Przedsięwzięcia te mają na celu ograniczenie emisji antropogenicznego dwutlenku węgla do atmosfery. Szacuje się, że dzięki uruchomionym obecnie projektom sekwestracyjnym pod ziemią deponowanych jest 40 Mt CO<sub>2</sub> rocznie, zaś w ramach wszystkich dotychczasowych projektów CCS do geologicznych struktur zatłoczono ponad 300 Mt antropogenicznego CO<sub>2</sub> [1].

Głównymi lokalizacjami do podziemnego, i przeważnie wielkoskalowego, składowania dwutlenku węgla są naturalne pułapki, co oznacza układ warstw geologicznych uniemożliwiający ucieczkę zatłoczonego medium. Pod względem potencjału geologiczne-

Rysunek 1. Główne opcje geologicznej sekwestracji CO<sub>2</sub> [6]



go składowania obecnie wyróżnia się trzy zasadnicze typy struktur geologicznych odpowiednich do tego celu – rysunek 1 [6].

- Głębokie solankowe poziomy wodonośne (akifery), zalegające na głębokości poniżej 800 m p.p.t, gdzie skałami zbiornikowymi są utwory mocno porowate – przeważnie piaskowce. Struktury tego typu występują licznie w Polsce, a ich potencjał składowania jest ogromny (sięgający nawet setek milionów ton dla pojedynczych struktur). Reprezentowana przez nie pojemność jest wystarczająca do „pomieszczenia” emisji największych elektrowni przez cały okres ich pracy [6]. Jednak ich główną wadą jest to, że ponieważ nie były one przedmiotem poszukiwań za ropą naftową, gazem czy innymi surowcami, zazwyczaj są słabo rozpoznane.
- Całkowicie lub częściowo wyeksploatowane złoża ropy naftowej i gazu ziemnego są przeważnie dobrze rozpoznane, a ponieważ przez miliony lat były zdolne do utrzymywania węglowodorów pod znacznym ciśnieniem – uważane są za szczelne i bezpieczne również do składowania CO<sub>2</sub>. Krajowe złoża ropy i gazu przeważnie są zbyt małe, aby wystarczyły na długofalowe potrzeby dużych emitentów, chociaż niektóre większe złoża (np. BMB) lub ich skupienia (Załęcze–Wiewierz–Żuchłów) mogą z powodzeniem wystarczać emitentom średniej wielkości.
- Nieeksploatowane pokłady węgla zawierające metan. CO<sub>2</sub> zatłoczony do tych pokładów jest łatwiej absorbowany przez węgiel niż metan i w rezultacie (z węgla) uwalniany jest wysokometanowy gaz ziemny. Dlatego jest to jedna z metod pozyskiwania metanu, ale jej zastosowanie zakończono na etapie projektów pilotażowych – obecnie nie jest rozwijana. W Polsce technologia składowania CO<sub>2</sub> w pokładach węgla mogłaby być rozważana jedynie na obszarze Górnośląskiego Zagłębia Węglowego.

### Przykład badań laboratoryjnych wspierających CCS

Największy potencjał do składowania antropogenicznego dwutlenku węgla mają głębokie solankowe poziomy wodonośne. Są to porowate i przepuszczalne struktury zawadnione, w których panuje ciśnienie hydrostatyczne (ang. *hydropressed aquifers*) lub anomalnie podwyższone (ang. *geopressed* lub *overpressured aquifers*) [4]. Niekiedy takie warstwy dodatkowo nasycone są gazem ziemnym – zarówno rozpuszczonym w wodzie, jak i zdyspergowanym w postaci mikroskopijnych pęcherzyków. Podczas zatłaczania CO<sub>2</sub> do wód akifera nasyconych wcześniej „rodzimy” gaz ziemny rozpoczyna się proces stopniowego rozpuszczania i nasycania solanki przez „dotłaczany” do układu CO<sub>2</sub>. Objętość wody, dodatkowo nasyconej dwutlenkiem węgla, odpowiednio wzrasta – zjawisko to nazywane jest spęcznieniem (ang. *swelling*) [3]. Parametrem charakteryzującym wielkość przedstawionego procesu jest współczynnik spęcznienia ( $S_V$ ) definiowany jako:

$$S_V = \frac{V_{nas1-4}}{V_{nas0}}$$

gdzie:

$S_V$  – współczynnik spęcznienia,

$V_{nas0}$  – objętość mieszaniny złożowej (*in situ*) w punkcie ciśnienia nasycenia,

$V_{nas1-4}$  – objętość w punkcie ciśnienia nasycenia mieszaniny po zatłoczeniu dodatkowych porcji (1–4) gazu.

Dla jego wyznaczenia niezbędne jest przeprowadzenie, w komorach termobarycznych aparatury do badań właściwości fazowych płynów złożowych (PVT), serii specjalistycznych badań kontaktowych (rozprężania stałej masy; ang. *Constans Mass Expansion – CME*) wody złożowej pierwotnie nasyconej rodzimym gazem ziemnym. Celem takiego eksperymentu jest zbadanie, w jaki sposób „oryginalny” płyn złożowy zareaguje na zatłaczanie CO<sub>2</sub>, jak zwiększy się ciśnienie nasycenia, jak wzrośnie (spęcznienie) objętość mieszaniny oraz ile „nadmiarowego” gazu może rozpuścić się w danej mieszaninie w zadanych warunkach (PT) złożowych [3]. W Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu INiG – PIB prowadzono takie badania. Pewne aspekty i przykładowe rezultaty testów wykonanych dla permskiego megaakifera niecki poznańskiej przedstawiono poniżej.

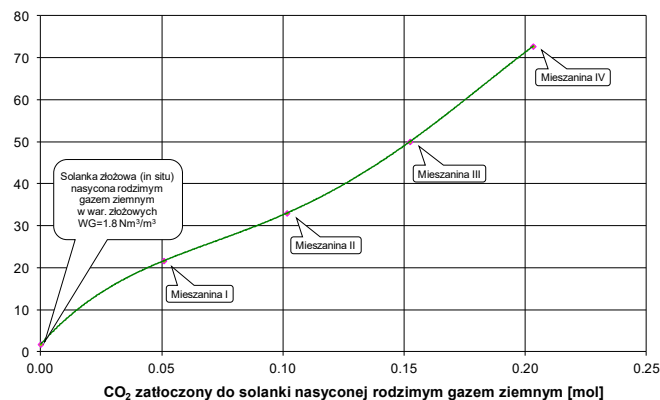
W komorze ciśnieniowej aparatury PVT przygotowano solankę nasyconą rodzimym gazem ziemnym w warunkach złożowych ( $P_{zi} = 266$  bar,  $T_{zi} = 100^\circ\text{C}$ ). Otrzymano jednorodną ciecz nasyconą rodzimym gazem ziemnym i charakteryzującą się ciśnieniem nasycenia równym ciśnieniu złożowemu w temperaturze złożowej ( $P_{nas0} = P_{zi} = 266$  bar). Objętość próbki pozostającej w ww. warunkach stanowiła objętość w punkcie ciśnienia nasycenia ( $V_{nas0}$ ). Woda złożowa zawierała w sobie jedynie rozpuszczony, rodzimy gaz ziemny w stopniu odpowiadającym panującemu warunkom PT. Do tak przygotowanego układu, przy utrzymaniu stałej temperatury, dotłaczano kolejne zadane objętości CO<sub>2</sub>, rejestrując zmiany ciśnienia nowo powstałego systemu w funkcji objętości [4]. W pierwszym etapie badań do komory z solanką „naturalnie” nasyconą gazem ziemnym dotłoczono 0,05 mola CO<sub>2</sub> i wymieszano do osiągnięcia pełnego rozpuszczenia gazu w wodzie. Nowo powstały płyn poddano badaniu CME w celu określenia relacji ciśnienia w funkcji objętości (P-V), a następnie wyznaczono punkt ciśnienia nasycenia mieszaniny ( $P_{nas1}$ ) oraz odpowiadającą mu nową, większą objętość ( $V_{nas1}$ ), ujmującą także rozpuszczony CO<sub>2</sub>. Opisany eksperyment powtórzono trzykrotnie, dotłaczając do komory z solanką dodatkowe ilości CO<sub>2</sub>. Dla każdego przypadku wyznaczano kolejne (coraz wyższe) ciśnienia nasycenia i odpowiadające im objętości ( $P_{nas2}$  i  $V_{nas2}$ ,  $P_{nas3}$  i  $V_{nas3}$ ,  $P_{nas4}$  i  $V_{nas4}$ ). Dwutlenek węgla podczas badań cały czas pozostawał w warunkach ciśnienia i temperatury przewyższających warunki krytyczne dla CO<sub>2</sub>, czyli znajdował się w stanie nadkrytycznym, gdzie zanika granica między cieczą a gazem (temperatura krytyczna wynosi 31,1°C, ciśnienie krytyczne 73,8 bar). [4]. Utrudnia to wyznaczenie punktu nasycenia badanej mieszaniny, dlatego wykorzystano izotermiczny współczynnik ściśliwości próbki ( $c$ ), który jest bardzo czuły na zmiany ściśliwości badanego płynu, wynikające z tego, czy znajduje się on w obszarze jedno- czy dwufazowym. Na tej podstawie ustalono wartości ciśnienia nasycenia każdej z czterech nowo powstałych mieszanin [5].

W tabeli 1 zebrano rezultaty badań PVT i zawarto wyniki obliczeń wykładnika gazowego i współczynnika spęcznienia. Rysunek 2 obrazuje zmiany wykładnika gazowego solanki podczas zatłaczania do niej CO<sub>2</sub>, a rysunek 3 wyznaczone w badaniach wartości współczynnika spęcznienia.

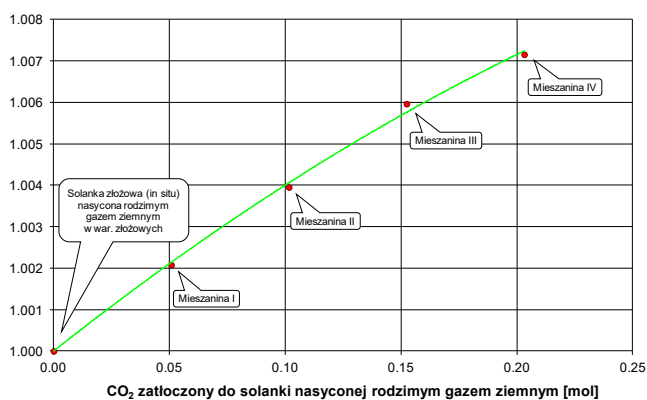
Tabela 1. Zebrane rezultaty badań PVT solanki podczas zatłaczania do niej CO<sub>2</sub>

Mieszana- nina	Zatłoczony CO <sub>2</sub>	Wykładnik gazowy	Ciśnienie punktu nasycenia	Objętość solanki w punkcie nasycenia	Współczynnik spęcznie- nia
	x <sub>CO2</sub> [mol]	WG [Nm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]	P <sub>nas</sub> [bar]	V <sub>nas</sub> [cm <sup>3</sup> ]	S <sub>v</sub> [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]
Solanka [zł]	0,0000	1,8	P <sub>zi</sub> =266,0	312,126	1,0000
1	0,0508	22	397,0	312,775	1,0021
2	0,1016	33	424,5	313,360	1,0040
3	0,1524	50	602,8	313,988	1,0060
4	0,2032	73	639,5	314,360	1,0072

Rysunek 2. Zmiany wykładnika gazowego (WG) solanki złożowej podczas zatłaczania do niej CO<sub>2</sub>



Rysunek 3. Współczynnik spęczniecia (S<sub>v</sub>) solanki złożowej



Przeprowadzone badania dowodzą, że zmiany objętości wód akifera podczas zatłaczania do nich dwutlenku węgla są znikome. Duża zdolność rozpuszczania i migracji CO<sub>2</sub> w solankach powoduje minimalny przyrost objętości fazy wodnej. W przebadanym zakresie współczynnik spęczniecia pozostaje bliski jedności – zmiana objętości próbki w całym eksperymencie nasycania jej CO<sub>2</sub> nie przekroczyła 1%.

Od czasów rewolucji przemysłowej emisja antropogenicznego dwutlenku węgla, którego wpływ na nasilenie efektu cieplarnianego jest niepodważalny, rośnie wykładniczo. Wzrost globalnej temperatury na Ziemi od okresu 1850–1900 do lat 2010–2019 prawdopodobnie mieści się w zakresie od 0,8 do 1,3°C. Z roku na rok dowody na zachodzące zmiany w postaci ekstremalnych

zjawisk, takich jak fale upałów, ulewy, susze i cyklony tropikalne, oraz na ich związek z wpływem człowieka, są coraz silniejsze.

Wraz z postępującym kryzysem klimatycznym i drastycznym wzrostem cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (250% od początku 2021 roku) zauważalny jest wzmożony wzrost zainteresowania realizacją projektów CCS na świecie. Jest niemal pewne, że trend ten się utrzyma, a nawet spotęguje w przyszłości, ponieważ większość prognoz wskazuje na ciągły wzrost cen emisji. Należy pamiętać, że dynamika wzrostu cen uprawnień do emisji jest na tyle wysoka, że wcześniejsze prognozy okazały się niedoszacowane, a aktualna cena, tj. około 90 euro za tonę, przekroczyła kwotę prognozowaną dla 2040 roku.

Stale zwiększające się zapotrzebowanie na energię w globalnym ujęciu sprawia, że zastąpienie paliw kopalnych źródłami niskoemisyjnymi w krótkim czasie jest utrudnione. Technologia wychwyty i geologicznego składowania CO<sub>2</sub> jest więc przedstawiana jako jeden z głównych filarów transformacji energetycznej.

W Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym prace związane z sekwestracją CO<sub>2</sub> prowadzone są od kilkadziesiąt lat. W wyniku współpracy INiG – PIB i PGNiG już w styczniu 1996 roku uruchomiono unikalną, pionierską instalację zatłaczającą gazy kwaśne (w postaci mieszaniny CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>S) do warstw wodonośnych podścielających złożę gazu ziemnego Borzęcin niedaleko Wrocławia. Od ponad ćwierć wieku jest to swobodny „poligon doświadczalny”. Przez ten czas na i wokół instalacji prowadzono tysiące pomiarów terenowych, analiz chemicznych, środowiskowych, badań laboratoryjnych, symulacji komputerowych i wiele innych prac badawczych służących poznaniu zachodzących zjawisk, a przede wszystkim zapewniających bezpieczeństwo na każdym etapie prowadzenia procesu.

**Marcin Warnecki, kierownik Zakładu Badania Złóż Ropy i Gazu, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy**  
**Piotr Kasza, zastępca dyrektora ds. eksploatacji złóż węglowodorów, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy**

**Mirosław Wojnicki, adiunkt w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy**  
**Jerzy Kuśnierczyk, starszy specjalista badawczo-techniczny w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy**

**Sławomir Szufliła, asystent w Zakładzie Badania Złóż Ropy i Gazu, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy**

#### Bibliografia

1. Global Carbon Capture and Storage Institute Ltd. 2021, *Global status of CCS 2021. CCS Accelerating to net Zero*. Dostępny na: <https://www.globalccsinstitute.com/> (data dostępu: 01.03.2022).
2. K. S. Pedersen, P. L. Christensen, *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*, Taylor & Francis Group 2007.
3. K. S. Pedersen et al., *Instrukcja obsługi oprogramowania PVTsim firmy Calsep. PVTsim16 Method Documentation & Help On*. Copenhagen, Denmark 2007.
4. M. Warnecki, *Analiza możliwości pozyskiwania pozabilansowych zasobów gazu ziemnego z nasyconych poziomów solankowych w procesach sekwestracji CO<sub>2</sub>*, Prace INiG-PBB nr 211, 2016 r.
5. M. Warnecki, *Wspomaganie wydobycia węglowodorów w szcerpanych złożach gazu ziemnego poprzez zatłaczanie CO<sub>2</sub> do solankowego poziomu wodonośnego niecki poznańskiej*, zlec. wew. 319/KB, praca niepublikowana, Archiwum INiG – PIB, Kraków 2009.
6. A. Wójcicki, Materiał opublikowany w witrynie internetowej PIG-PIB. Dostępny na <https://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/CO2/GeologiaSekwestracyjna> (data dostępu: 01.03.2022).

# Emisje metanu w rolnictwie: przyczyny i skala problemu

Jacek Dach

W obliczu wielkich zmian zachodzących w polityce klimatycznej Unii Europejskiej planowane jest objęcie sektora rolniczego obowiązkowymi opłatami za emisje gazów cieplarnianych. Biorąc pod uwagę, że rolnictwo jest jednym z głównych emiterów gazów cieplarnianych (GHG) – jak metan czy podtlenek azotu – wydaje się zrozumiałe, że unijne polityki klimatyczne swoim działaniem obejmą także ten sektor.

Wywoła to jednak gwałtowne wstrząsy ekonomiczne i technologiczne, które mogą znacząco wpłynąć zarówno na ceny żywności (zwłaszcza produktów odzwierzęcych), jak i produkcję energii i/lub biopaliw gazowych (biometanu, a być może też biowodoru). Z jednej strony bowiem tradycyjna hodowla zwierzęca i metody zagospodarowania odchodów zwierzęcych (zwłaszcza obornika) istotnie przyczyniają się do emisji GHG, jednak z drugiej – nie wynika z tego jednoznaczny wniosek, że produkcję zwierzęcą należy zlikwidować. Zmiany w hodowli zwierzęcej, w tym w sposobie żywienia, mogą znacznie obniżyć emisje, a inwestycje w nowe technologie przetwarzania odchodów zwierzęcych – przede wszystkim w biogazownie – mogą umożliwić intensywną produkcję biometanu w kontrolowanych warunkach i zamienić problem w atut, jakim dla rolnictwa będzie produkcja biometanu i – szerzej – bioenergii (zielonej energii elektrycznej, ciepła i/lub chłodu).

## METAN JAKO GAZ CIEPLARNIANY

Metan ( $\text{CH}_4$ ) jest lżejszym od powietrza, bezbarwnym gazem, o nawet 24–28 razy silniejszym działaniu niż dwutlenek węgla. Czas oddziaływania metanu w atmosferze jest znacznie krótszy niż dwutlenku węgla, ale pochłania on promieniowanie podczerwone 60 razy mocniej niż  $\text{CO}_2$ , przez co w dużej mierze przyczynia się do zatrzymania energii cieplnej w atmosferze Ziemi. Ocenia się, że 50–65% całkowitej emisji  $\text{CH}_4$  pochodzi z działalności człowieka. Metan pochodzenia antropogenicznego jest emitowany przez sektor energetyki, przemysłu, rolnictwa, użytkowania gruntów oraz przez działania związane z gospodarką odpadami (składowiska odpadów, oczyszczalnie ścieków komunalnych i przemysłowych, kompostownie). W skali świata największym źródłem metanu pochodzenia antropogenicznego są pola ryżowe. Metan jest również emitowany z wielu źródeł naturalnych, takich jak tereny podmokłe (emisje  $\text{CH}_4$  przy rozkładaniu przez bakterie materiału organicznego bez udziału tlenu), oceany, baseny sedimentacyjne, wulkany oraz pożary. Szacuje się, że Chiny, Stany Zjednoczone, Rosja, Indie, Brazylia, Indonezja, Nigeria i Meksyk są odpowiedzialne za prawie połowę wszystkich antropogenicznych emisji metanu. Główne źródła emisji metanu w tych krajach są bardzo zróżnicowane.

Na przykład kluczowym źródłem emisji metanu w Chinach jest produkcja węgla, podczas gdy Rosja większość metanu emituje z systemów gazu ziemnego i ropy naftowej. Największymi źródłami emisji metanu z działalności człowieka w Stanach Zjednoczonych są instalacje naftowe i gazowe, fermentacja jelitowa zwierząt gospodarskich, ich składowane odchody oraz składowiska odpadów.

Według danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami, emisja gazów cieplarnianych z rolnictwa w 2018 roku wyniosła w Polsce 33 117,07 kt  $\text{CO}_2$  ekw. (ekwiwalentu  $\text{CO}_2$ ), co stanowiło 29,9% emisji ze wszystkich źródeł krajowych. Głównymi źródłami tych emisji były gleby rolnicze (46%), fermentacja jelitowa (39,4%) oraz gospodarka odchodami zwierząt (11,2%). Badania prowadzone przez specjalistów z Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu – w ramach kilku projektów badawczych – wykazały jednak, że emisja metanu (a także podtlenku azotu  $\text{N}_2\text{O}$ ) ze składowanego obornika może być niedoszacowana. Za inne źródła emisji uznano wapnowanie, stosowanie mocznika oraz spalanie resztek poźniwnych. Polskie rolnictwo przede wszystkim jest źródłem emisji podtlenku azotu i odpowiada za 79,6% całkowitej, antropogenicznej emisji tego gazu. Całkowita emisja podtlenku azotu z rolnictwa w 87,4% pochodziła z użytkowania gruntów (nawożenia azotowego), a w 12,6% powstała w wyniku gospodarki odchodami zwierzęcymi. W polskim rolnictwie za główne źródła emisji metanu KOBiZE uznało fermentację jelitową (89,5%) i gospodarkę odchodami zwierzęcymi (10,3%) [Poland's National Inventory Report 2020, *Greenhouse Gas Inventory for 1988–2018*, KOBiZE].

Zwierzęta gospodarskie, a przede wszystkim przeżuwacze (bydło, owce) wytwarzają  $\text{CH}_4$  w ramach normalnego procesu trawienia. Zwierzęta o innej budowie przewodu pokarmowego (świnie, kozy), a także drób, są znacznie mniejszym źródłem emisji metanu. Ponadto, gdy odchody zwierzęce są przechowywane lub składowane w przyzmacach, lagunach lub zbiornikach, powstaje  $\text{CH}_4$ . Z uwagi na to, że celem chowu tych zwierząt jest żywność i inne produkty, uważa się, że emisje te są pochodzenia antropogenicznego. Po połączeniu emisji zwierząt gospodarskich i obornika sektor rolnictwa można uznać za największe źródło emisji  $\text{CH}_4$ .

## MECHANIZM POWSTAWANIA EMISJI Z OBORNIKA

Badania wykazały, że emisje metanu i podtlenku azotu ze stałych nawozów naturalnych (obornika, pomiotu) są znacznie większe niż w przypadku nawozów płynnych (gnojowicy i gnojówki). Polska ze swoją produkcją ponad 100 mln Mg obornika rocznie (i tylko ok. 25 mln Mg gnojowicy) jest absolutnym liderem wśród krajów UE. Problem opodatkowania emisji GHG z produkcji zwierzęcej może więc – w przypadku braku szybkich i zdecydowanych działań (w tym inwestycyjnych) w polskim rolnictwie – szczególnie mocno uderzyć w nasz kraj. Warto też dodać, że obornikowe systemy produkcji zwierzęcej są tańsze na etapie inwestycji, ale znacznie droższe podczas eksploatacji, wymagają bowiem większego zaangażowania pracy ludzkiej. W Polsce koszt pracy ludzkiej w rolnictwie do niedawna był znacznie niższy niż w krajach Europy Zachodniej, dlatego system obornikowy w polskim rolnictwie zdominował produkcję zwierzęcą – w odróżnieniu od rolnictwa zachodnioeuropejskiego, w którym bardzo wyraźnie dominuje system gnojowicowy. Powoduje to trudniejszą sytuację naszych rolników, którzy w razie wprowadzenia opłat za emisję GHG w rolnictwie zostaną dużo bardziej dotknięci ekonomicznie niż zachodnioeuropejska konkurencja.

Przytłaczająca większość produkowanego w Polsce obornika jest obecnie składowana w sposób tradycyjny – na przyzmachach umieszczonych na płytach gnojowych lub bezpośrednio na glebie. Obornik z budynków inwentarskich jest usuwany codziennie (tzw. hodowla na płytce ściółce oraz pomiot drobiowy przy produkcji jaj) lub niekiedy również okresowo (tzw. głęboka ściółka lub obornik drobiowy w przypadku chowu kurczaków).

Rysunek 1. System codziennego usuwania obornika – tzw. płytka ściółka



Mechanizm powstawania emisji gazowych ze składowania przyzma obornika paradoksalnie związany jest przede wszystkim z dostępem tlenu. Obornik, stanowiący mieszaninę odchodów zwierzęcych i ściółki (najczęściej siewki słomy), jest bowiem materiałem energetycznym zawierającym dużą ilość energii chemicznej zawartej w materii organicznej odchodów i ściółki. Dlatego stanowi łakomy kąsek dla wielu szczepów bakterii obecnych w środowisku naturalnym. Aby więc utrudnić czy wręcz uniemożliwić bakteriom dostęp do tego energetycznego materiału, należy

potraktować go w taki sam sposób jak przy produkcji kiszonek: ugnieść, wypchnąć z niego powietrze (tlen) i uformować przyzmę w regularnym kształcie o przekroju trapezowym, o jak najmniejszej powierzchni kontaktu z powietrzem.

Niestety, w praktyce nikt tego nie robi (wliczając w to nawet pokazowe gospodarstwa rolne, należące do państwowych instytucji naukowych), ponieważ takie działanie to dodatkowe koszty (pracy ludzkiej, paliwa, zużycia maszyn). Wyrzucony na przyzmę obornik zalega więc w nieregularnych przyzmach (rysunek 2). Ponieważ w takiej nieugniecionej przyzmacie znajduje się dużo przestrzeni powietrznych, w związku z tym w obecności tlenu bakterie zaczynają intensywnie rozkładać materię organiczną, a efektem tego rozkładu jest wydzielający się  $\text{CO}_2$  (nie jest on jednak traktowany jako gaz cieplarniany, bo pochodzi z asymilacji  $\text{CO}_2$  z powietrza przez rośliny), a także  $\text{H}_2\text{O}$ . Intensywnie wydzielają się również energia – w tym wypadku w postaci ciepła, które podnosi temperaturę przyzmy. Badania prowadzone w kierowanej przeze mnie Pracowni Ekotechnologii wykazały, że w obecności tlenu wzrost temperatury obornika z około 20 do 55–60°C może nastąpić już w 8–12 godzin.

Rysunek 2. Początkowa faza składowania przyzma obornika: etap tlenowy



W kolejnym etapie przemian zachodzących w składowanym oborniku, już po pierwszych dniach obserwuje się rozkład słomy (ściółki), zachodzący w podwyższonej temperaturze (35–60°C). Powoduje to zapadanie się przyzmy i znaczące zmniejszenie jej porowatości, co bardzo utrudnia wentylację jej wnętrza. Ponieważ wraz ze wzrostem temperatury zwiększa się zużycie tlenu przez bakterie, w krótkim czasie dochodzi do powstania warunków beztlenowych we wnętrzu przyzmy (dodatkowo utrzymywanych wskutek jej zapadnięcia się). W tym czasie zaczyna się intensywny rozkład materii organicznej prowadzony przez bakterie beztlenowe. W jego efekcie wciąż powstaje m.in. dwutlenek węgla, jednak energia nie jest już wytwarzana głównie w formie ciepła, lecz w formie chemicznej, czyli metanu. W ten sposób przyzma obornika staje się swego rodzaju naturalną biogazownią – w utrzymującej się przez kilka tygodni temperaturze między 30 a 60°C – produkującą metan ulatniający się do atmosfery. Przy okazji, w sytuacji deficytu tlenu, dodatkowo wytwarza się także podtlenek azotu – szczególnie silny gaz cieplarniany.

dokończenie na str. 51

# GAZ–SYSTEM: interkonektor gazowy Polska–Słowacja jest już nagazowany



Prace budowlane mające na celu połączenie systemów przesyłowych Polski i Słowacji są zakończone. Obecnie gazociąg jest nagazowany i prowadzone są testy jego funkcjonalności. Na początku czerwca ruszył pierwszy próbny przesył gazu w kierunku do Polski i na Słowację. Odbiór końcowy interkonektora nastąpi na przełomie II i III kwartału 2022 roku.

**D**wukierunkowe połączenie gazowe, realizowane przez spółki GAZ–SYSTEM i EUSTREAM, o łącznej długości około 164 km, zostało wybudowane i obecnie trwają próby poprzedzające przekazanie do eksploatacji całego interkonektora. 26 maja na polskim odcinku gazociągu pomyślnie zakończyło się podnoszenie ciśnienia gazu wymaganego do przeprowadzenia testów przesyłowych

Wybudowana infrastruktura przesyłowa połączyła węzeł gazu w Strachocinie na terenie Polski z tłocznia Veľké Kapušany (Wielkie Kapuszany) na Słowacji. Dzięki tej inwestycji możliwe będzie sprowadzenie do Polski gazu w ilości 5,7 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a w stronę Słowacji – 4,7 mld m<sup>3</sup> w skali roku.



# Wodór – magazynowanie i produkcja niebieskiego wodoru

**Bartosz Pijawski**

Aktualna sytuacja geopolityczna w Europie zweryfikowała politykę odchodzenia od węgla z wykorzystaniem paliwa przejściowego, jakim miał być gaz ziemny. W obliczu trwającego konfliktu zbrojnego w Ukrainie, europejski sektor energetyczny prowadzi wzmoczone prace nad bezpośrednim przejściem na energię elektryczną pochodzącą z wiatru i słońca. Na atrakcyjności zyskuje wytwarzanie energii na bazie paliw alternatywnych, wśród których wymieniany jest przede wszystkim wodór.

**O** ile jednak pokrywanie bieżącego zużycia energią ze źródeł odnawialnych jest zaspokajane w coraz większym stopniu, to nadal brakuje stabilnych rozwiązań pozwalających na długofalowe bilansowanie sieci energetycznych. Dodatkowo, w obliczu potencjalnych niedoborów gazu na rynku europejskim na atrakcyjności zyskuje wytwarzanie energii z wykorzystaniem paliw alternatywnych, wśród których wymieniany jest przede wszystkim wodór, zarówno zielony, produkowany na bazie odnawialnych źródeł energii, jak i pozyskiwany z innych źródeł. Tym bardziej istotna staje się jego dostępność, niezależna od mocy wytwórczych bazujących na energii wiatru i słońca.

Z myślą o takim zastosowaniu w Grupie Kapitałowej PGNiG już od 2020 roku trwają prace nad realizacją projektu badawczego związanego z magazynowaniem wodoru w kawernach solnych. Uruchomienie takich magazynów to perspektywa kilku lat – samo ługowanie kawerny trwa około dwóch lat. Obecnie trwają prace nad projektem badawczej kawerny w Mogilnie, o objętości około 15–20 tys. m sześć. (Mogilno I – około 150 ton wodoru), dwóch kawern komercyjnych w Kosakowie o objętości około 200 tys. m sześć. każda (łącznie około 4 tys. ton wodoru) i dwóch kawern komercyjnych w Mogilnie, każda o projektowanej objętości około 300 tys. m sześć. (łącznie około 6 tys. ton wodoru). Wszystkie magazyny energii będą wyposażone w instalacje podziemne i powierzchniowe przeznaczone do produkcji zielonego wodoru i energii elektrycznej. Magazyny w Mogilnie pozwolą zapewnić stabilność dostaw zeroemisyjnego nośnika energii dla centralnej Polski, a w Kosakowie dla Trójmiasta i całego województwa pomorskiego. Magazyn demonstracyjny Mogilno I powinien być gotowy w 2027 roku. Kolejne kawerny będą sukcesywnie uruchamiane w latach 2029–2031. Obecnie najbardziej obiecujące wydają się magazyny w nadmorskim Kosakowie. Po wypracowaniu konkretnych procedur i regulacji kawerny solne w rejonie wybrzeża Bałtyku zostaną udostępnione do wykorzystania komercyjnego, ponieważ mogą być atrakcyjne dla operatorów morskich farm wiatrowych, którzy chcieliby w tej postaci magazynować zieloną energię. Ponadto, wyprodukowany przy udziale morskiej energii wiatrowej i magazynowany na wybrzeżu wodór może być

cennym surowcem w procesie hydrokrakingu lub bezpośrednim paliwem dla pojazdów z ogniwami wodorowymi.

PGNiG w swoim programie wodorowym prowadzi także inne projekty, w tym m.in. projekt Blue H2, mający na celu zbadanie możliwości uzupełnienia luki między produkcją szarego wodoru z gazu ziemnego a zielonego wodoru z OZE. Wykorzystanie niebieskiego wodoru zapewni podaż paliwa, bez której rozwój rynku wodorowego w Polsce będzie mocno utrudniony. Pilotażowy projekt produkcji niebieskiego wodoru w Zabrze obejmie trzy elementy łańcucha wartości: reforming, czyli rozbitcie termiczne gazu ziemnego, wychwyt dwutlenku węgla oraz jego oczyszczenie do parametrów produktu handlowego. W tym celu Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w ramach projektu podpisało listy intencyjne.

Współpraca z partnerami przemysłowymi ma umożliwić kontynuację prac, po etapie badawczym, poprzez zastosowanie instalacji produkcji niebieskiego wodoru m.in. w hutniczych procesach technologicznych. Sygnatariuszami listów, obok PGNiG i Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrze, są firmy przemysłowe i huty działające na terenie województwa śląskiego, tj. ECOGLASS sp. z o.o., Huta Pokój SA i Messer Polska sp. z o.o. Na mocy nawiązanej współpracy projekt Blue H2 obejmie budowę pilotażowej instalacji produkcyjnej niebieskiego wodoru, która będzie zlokalizowana na Śląsku w Zabrze. Docelowo, w przypadku powodzenia projektu badawczego i decyzji o budowie instalacji demonstracyjnej niebieski wodór pozyskiwany metodą reformingu będzie wykorzystywany przez partnerów w procesach produkcyjnych, m.in. w piecach hutniczych czy kotłach energetycznych i pozostałych procesach przemysłowych, w których obecnie powszechnie stosowany jest gaz. Instalacja ma być oparta na trzech węzłach technologicznych – tzw. SMR (*Steam Methane Reforming*), czyli Parowym Reformingu Gazu Ziemnego, wychwycie dwutlenku węgla oraz oczyszczeniu wodoru. Zastosowane w projekcie rozwiązania są nowoczesne i przystępne kosztowo. Surowcem, na którym bazują jest gaz ziemny, co obniża koszt produkcji i sprzyja wdrożeniu technologii wodorowych w wielu lokalizacjach na terenie całego kraju. Gotowość techniczna instalacji badawczej planowana jest na 2023 rok.

# bioLNG pomostem na drodze rozwoju biogazu w kierunku biometanu

W Polsce mamy duży potencjał substratowy do produkcji biogazu i biometanu, pochodzący nie tylko z sektora rolniczego i przemysłu spożywczego, ale także z odpadów przemysłowych i komunalnych. Dlatego Grupa Kapitałowa PGNiG wspiera wytwórców m.in. biometanu, tak aby rynek tego gazu mógł się rozwijać i był możliwie najbardziej przewidywalny.

Ciekły biometan (LBM – *liquified biomethane*), zwany popularnie bioLNG, to złoty środek między produkcją biometanu, która wymaga dopracowania wytycznych umożliwiających dopuszczenie go do dystrybucji w standardowej sieci gazowej, a jego powszechnym wykorzystaniem jako zielonego paliwa. Przed procesem skroplenia następuje oczyszczenie biogazu do postaci biometanu, dzięki czemu można otrzymać produkt końcowy o wysokiej jakości, spełniający wszelkie kluczowe normy i standardy dla biometanu. Dzięki temu bioLNG może być wykorzystane do tankowania pojazdów napędzanych silnikami zasilanymi LNG lub w sieciach wyspowych zasilanych z lokalnych stacji regazyfikacji. Funkcjonująca od 30 czerwca 2021 roku dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, tzw. dyrektywa RED II, uznaje bioLNG za zaawansowane biopaliwo, co zdecydowanie ułatwia jego zastosowanie w sektorze transportu z wykorzystaniem już istniejącej i rozwiniętej technologicznie infrastruktury związanej z LNG. Dzięki temu zarówno technologia, jak i infrastruktura, pozwalające na magazynowanie i dystrybucję, charakteryzują się wysokim stopniem dojrzałości i bezpieczeństwa i mogą być stosowane również dla odpowiednika LNG pochodzącego z biogazu. Zgodnie z uzasadnieniem projektu o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, przygotowanym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, rozwój tego typu instalacji przyczyni się również do pełniejszej realizacji dyrektywy RED II w obszarze celów odnawialnych źródeł energii dla sektora transportu, ze szczególnym uwzględnieniem biopaliw, w tym biogazu. Według przepisów dyrektywy RED II, wkład tzw. zaawansowanych biopaliw i biogazu, jako udział w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu ma wynieść co najmniej 0,2% w 2022 roku, co najmniej 1,0% w 2025 roku i co najmniej 3,5% w 2030 roku. Obecnie biometan w postaci bioCNG i bioLNG jest jedynym rodzajem paliwa gazowego, które daje realną szansę wykonania istotnej części tego celu w warunkach krajowych.

W ramach realizacji projektu „Innowacyjna koncepcja wytwarzania bioLNG”, PGNiG nawiązało współpracę z firmą WestWind Energy, która będzie odpowiedzialna za budowę biogazowni rolniczej i zapewnienie stabilnych dostaw biogazu (około 8 mln Nm<sup>3</sup>/rok) do instalacji

produkcją bioLNG. Instalacja do produkcji bioLNG powstanie w sąsiedztwie projektowanej biogazowni rolniczej w miejscowości Nowa Chełmża w województwie kujawsko-pomorskim. W ramach współpracy PGNiG i WestWind Energy rozpoczęły proces pozyskiwania administracyjnych zgód na realizację inwestycji i złożyły Kartę Informacyjną Przedsięwzięcia dla obu projektów. PGNiG, będące odpowiedzialne za budowę instalacji do produkcji bioLNG, uruchomiło publiczne postępowanie zakupowe dotyczące budowy „pod klucz” kompletnej infrastruktury umożliwiającej produkcję bioLNG. Podstawowym celem projektu jest budowa i integracja instalacji parametryzująco-skraplającej z biogazownią rolniczą oraz zdobycie szeroko pojętego know-how w zakresie skutecznej konwersji nośnika energii z biogazu rolniczego na bioLNG. Ponadto, realizacja projektu pozwoli na poszerzenie oferty sprzedaży PGNiG o wolny od śladu węglowego bioLNG (dzięki unikatowej na terenie Polski instalacji) i zwiększenie sprzedaży paliw skroplonych. Instalacja ma pozwolić na zagospodarowanie do 1000 Nm<sup>3</sup>/h biogazu rolniczego, co umożliwi produkcję ponad trzech tysięcy ton bioLNG rocznie. Rezultaty projektu pozwolą na dywersyfikację portfela produktów całej Grupy Kapitałowej PGNiG, a przyszłe i obecnie działające biogazownie rolnicze, niemogące uzyskać technicznych warunków przyłączenia do sieci gazowej, mogą skorzystać z alternatywnego, ekonomicznie uzasadnionego rozwiązania – produkcji bioLNG.

Poza pracami nad rozwojem rynku bioLNG w Polsce, PGNiG prowadzi m.in. projekt „Energetyczne zagospodarowanie frakcji biodegradowalnej odpadów komunalnych”. Dzięki tej inicjatywie możliwe będzie wytwarzanie biometanu z odpadów komunalnych. Rozwiązanie, nad którym pracują specjaliści z PGNiG i naukowcy z Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, ma umożliwić konkurencyjną i skuteczną utylizację biodegradowalnej frakcji odpadów komunalnych z wykorzystaniem technologii fermentacji beztlenowej i produkcję gazu fermentacyjnego, którego wskaźniki jakości będą pozwalały na dostosowanie go do standardów technicznych biometanu, a następnie sprężania go do standardów odnawialnej alternatywy dla CNG, czyli bioCNG.

**Bartosz Pijawski**

# Uwaga! Nie daj się podrobić, czyli o bezpieczeństwie w świecie realnym i wirtualnym.

Wraz z postępowaniem technologicznym i rosnącą cyfryzacją społeczeństwa wzrasta też częstotliwość przetwarzania naszych danych osobowych, którymi posługujemy się zarówno w prywatnej komunikacji, jak też w kontaktach z firmami czy instytucjami. Tak dynamiczny proces zmian dotyczący sposobu komunikacji stanowi nie tylko duże wyzwanie technologiczne, ale coraz częściej poważne zagrożenie dla naszego bezpieczeństwa. Pozytywne aspekty cyfryzacji praktycznie wszystkim użytkownikom sieci zakłóca cyberprzestępczość zagrażająca bezpieczeństwu naszych danych.

Jeszcze nie tak dawno przez kradzież rozumieliśmy fizyczne przywłaszczenie czyjejś własności, zwykle przedmiotów wartościowych takich jak torebka, portfel, komputer czy teczka z dokumentami. Teraz przestępcy poza metodami tradycyjnymi chętnie wykorzystują te nowoczesne, działając w internecie. Zatem zarówno **w świecie realnym jak i wirtualnym nasza własność może trafić w niepowołane ręce.**



Rzeczywistość pokazuje, że cyfrowi przestępcy wykazują się coraz większą pomysłowością, dlatego wiedza o tym jak rozpoznać sytuacje, w których ktoś w internecie podszywa się na przykład pod naszego sprzedawcę energii jest kluczowa.

PGNiG Obrót Detaliczny w odpowiedzi na intensyfikację tych zjawisk **od kilku lat prowadzi edukacyjną kampanię „Akcja Świadomy Klient”**. W ramach kampanii marka motywuje Klientów do refleksji i zadania sobie pozornie prostych pytań, które mogą ich uchronić przed takimi niebezpieczeństwami jak wyludzenie danych, utrata oszczędności czy zawarcie niekorzystnych umów.

Budowanie świadomości w tym zakresie ma szczególne znaczenie m.in. w kontekście kradzieży tożsamości i wykorzystania danych osobowych np. w celu zaciągnięcia kredytu gotówkowego. Takie sytuacje niestety nie są rzadkością, a próby oszustw z wykorzystaniem cudzych danych dotyczą tysięcy osób w skali roku. Według raportu InfoDOK w pierwszym kwartale 2022 r. udaremnionych zostało 1915 prób wyludzeń kredytu, a w ostatnich 12 miesiącach liczba ta wyniosła ponad 8 tys.

**W 2021 r. odnotowanych zostało ponad 4,5 tys. przypadków posługiwania się dokumentami innej osoby.** Najpopularniejszym typem incydentów w 2021 r. był phishing – stanowiący aż 76,57 proc. z nich. Phishing to jedna z najczęstszych i najbardziej popularnych metod oszustwa, którą wykorzystują przestępcy w internecie. Jest stosowana w celu uzyskania cennych informacji, takich jak loginy i hasła, numery kart kredytowych czy numer PESEL.

Najczęściej przestępcy przesyłają fałszywe e-maile i SMS-y z załączonymi linkami internetowymi. Coraz częściej oszuści działają także za pośrednictwem komunikatorów i portali społecznościowych. Liczba incydentów zaklasyfikowanych jako phishing w porównaniu do roku poprzedniego wzrosła o 196 proc. i osiągnęła liczbę 22 575 incydentów. Najpopularniejszym działaniem o charakterze phishingowym w 2021 r. było podszywanie się pod serwis społecznościowy Facebook – 4852 incydenty. Tak duża liczba incydentów bezpośrednio przekłada się na nastroje społeczne i poczucie zagrożenia. Wyludzenia i kradzieży danych boi się 54% Polaków,

**Kamil przed chwilą  
zamówił nowy  
telewizor,  
a nawet nie ma  
o tym pojęcia.**



## A Ty?

**Nie daj się podrobić  
i chroń swoje dane  
w internecie!**



a aż 84 proc. obawia się wykorzystania swoich personaliów w wyniku wycieku – i nie bez powodu, bo najnowsze raporty donoszą, że oszuści średnio 21 razy na dobę próbują wykraść nasze dane.

**Kradzież tożsamości nie jest tak trudna jak może się wydawać. Trudne jest natomiast udowodnienie, że to wcale nie Ty wzięłeś kredyt przez internet i podałeś swoje dane osobowe.** Dane to dzisiaj jedna z najcenniejszych walut, która w wyniku ataków może zostać wykorzystana do wypróbowania pieniędzy z konta.

Właśnie na wypadek wystąpienia takich sytuacji, ale też innych zagrożeń związanych z utratą danych, PGNiG Obrót Detaliczny rozszerzyło ofertę produktową o nowe ubezpieczenie.

**Bezpieczeństwo osobiste to ubezpieczenie zapewniające pomoc w takich przypadkach jak utrata portfela, dokumentów, kart czy określonych przedmiotów osobistych, a także nieuprawnionych transakcji w internecie.**

Produkt jest efektem współpracy dwóch spółek PGNiG Obrót Detaliczny oraz PG TUV (Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych). Ubezpieczenie dostępne jest w 3 wariantach – podstawowym, rozszerzonym i premium, różniących się zakresem ubezpieczenia. Z nowej oferty ubezpieczeniowej mogą skorzystać wszyscy klienci indywidualni PGNiG Obrót Detaliczny posiadający umowę kompleksową dostarczania paliwa gazowego lub energii elektrycznej.

Temat bezpieczeństwa w sieci jest dla PGNiG Obrót Detaliczny niezwykle ważny, szczególnie w świetle danych podawanych przez CERT Polska klasyfikujących sektor energetyczny w czołówce branż odnotowujących najwięcej incydentów w cyberprzestrzeni. Dlatego też PGNiG Obrót Detaliczny

jako odpowiedzialny społecznie lider rynku gazu stawiający klienta w centrum swojej uwagi **sukcesywnie buduje świadomość konsumencką w zakresie nieuczciwych praktyk rynkowych i bezpieczeństwa w sieci.**

### UWAGA! Ktoś może Cię podrobić!

Wystarczy, że...



Teraz poza działaniami czysto edukacyjnymi i informacyjnymi firma proponuje swoim klientom dedykowane ubezpieczenie gwarantujące pomoc w tych trudnych sytuacjach.

Materiał marketingowy

Produkt jest ubezpieczeniem oferowanym przez Polski Gaz Towarzystwo Ubezpieczeń Wzajemnych (ubezpieczyciel), ul. Marcina Kasprzaka 25, 01-224 Warszawa. PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., ul. Jana Kazimierza 3, 01-248 Warszawa, jest agentem ubezpieczeniowym. Zakres ubezpieczenia, wysokość sum ubezpieczenia i limitów świadczeń oraz wysokość składki uzależnione są od wybranego wariantu. Szczegółowe informacje o ubezpieczeniu, w tym także o włączeniach i ograniczeniach odpowiedzialności znajdziesz w Ogólnych Warunkach Ubezpieczenia Bezpieczeństwo osobiste (OWU) dostępnych na stronie pgnig.pl, polskigaztuv.pl oraz w Biurach Obsługi Klienta.

Źródła:

Badanie „Cyberbezpieczeństwo Polaków 2022”, 30.03.2022 r.  
Quality Watch dla Biura Informacji Kredytowej, CAWI, 18+, N 1035.  
Raport roczny z działalności CERT Polska, 2021, NASK-PIB.  
Raport o dokumentach InfoDok, I kw. 2022 r., Związek Banków Polskich.

# Nowe funkcjonalności w Portalu Przyłączeniowym

**Grzegorz Cendrowski**

Opracowany i uruchomiony przez Polską Spółkę Gazownictwa Portal Przyłączeniowy istnieje na rynku już ponad dwa lata. Dzięki temu narzędziu w prosty sposób można załatwić formalności związane z przyłączeniem do sieci gazowej, a w najbliższym czasie ta forma składania wniosków zostanie jeszcze bardziej udoskonalona.

**P**ortal Przyłączeniowy to system, który w przyjazny sposób pozwala m.in. na złożenie wniosku czy podpisanie umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Wszystkie formalności można załatwić bez wychodzenia z domu. Aplikacja dostępna jest na komputerach, tabletach i smartfonach, a klienci mogą z niej korzystać 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu. Od momentu uruchomienia narzędzia indywidualne konto na Portalu Przyłączeniowym założyło już około 160 tys. użytkowników.

gi systemu oraz korzystania przez klientów. W związku z tymi założeniami w połowie 2021 roku PSG podjęła decyzję o udoskonaleniu Portalu Przyłączeniowego między innymi dzięki:

- udostępnieniu mapy z podziałem geodezyjnym działek,
- udostępnieniu, wraz z prezentacją na mapie, przebiegu tras sieci gazowych,
- poprawie słownika teleadresowego, głównie poprzez zmniejszenie liczby pól niezbędnych do wprowadzenia adresu,
- możliwości wyszukiwania obiektu przyłączanego po numerze działki.



## Nowe możliwości w Portalu Przyłączeniowym

Zmiana wyszukiwania namiarów teleadresowych pozwala szybko i łatwo dotrzeć do danych teleadresowych budynków i działek, zarówno planowanych, jak i już istniejących. Klient wprowadza nazwę województwa i miejscowości, a portal sam na tej podstawie uzupełnia pozostałe dane lokalizacyjne, takie jak powiat i gmina. Kryteria wyboru podpowiedzi ze słownika ulic zostały zawężone do konkretnej miejscowości w danym powiecie/gminie.

Kolejną modyfikacją jest dodanie możliwości wyszukania lokalizacji nieruchomości po numerze działki. W tym celu niezbędne jest ustalenie jej pełnego numeru. W związku z tym PSG umieściła podpowiedź, jak go ustalić. Po jego wprowadzeniu mapa przybliży się do tej lokalizacji. Widząc swoją działkę, klient ma możliwość zaznaczenia pinezką lokalizacji szafki gazowej. Taka forma prezentacji ułatwia nawigowanie i odnajdywanie wartości oczekiwanych przez klienta.

Udostępnienie widoku mapy w portalu jest nową funkcjonalnością. Dzięki temu klienci, którzy zakładają konto, logują się w portalu, mogą sprawdzić online, czy ich budynki czy nieruchomości znajdują się w zasięgu oddziaływania sieci gazowej. Prezentowana w portalu mapa pozwala też włączać i wyłączać odpowiednie warstwy map, tj. dane adresowe, ewidencję gruntów – działki czy przebieg trasy sieci gazowej. Zaprezentowana w ten sposób mapa jest przydatna także dla pracowników PSG. Klient wykonuje zdjęcie mapy. Następnie zapisany załącznik

– Z satysfakcją obserwujemy, jak coraz większa liczba klientów w celu przyłączenia do sieci gazowej wybiera złożenie wniosku przez Portal Przyłączeniowy. W pierwszym roku istnienia tego narzędzia skorzystało z niego około 73 tys. klientów, natomiast w drugim już ponad 75 tys. Aspiracją Polskiej Spółki Gazownictwa jest bycie innowacyjnym przedsiębiorstwem, dlatego Portal Przyłączeniowy będzie rozwijany i dostosowywany do oczekiwań naszych klientów także w kolejnych latach – powiedział Robert Więckowski, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa.

Przez ostatnie dwa lata, pracownicy PSG oprócz regularnej pracy w portalu podejmowali jednocześnie działania usprawniające i modernizujące, których celem było wypracowanie kolejnych uproszczeń w zakresie obsłu-

przesyłany jest do systemów spółki. Mapa zawiera wszystkie dane, w tym podział geodezyjny działek, zaznaczoną istniejącą sieć gazową oraz lokalizację szafki. Przekłada się to na ułatwienie pracy poprzez szybką lokalizację wniosku klienta na mapach Polskiej Spółki Gazownictwa.

Oprócz działań usprawniających portal, Polska Spółka Gazownictwa realizowała również kampanie informacyjne na jego temat w internecie oraz w mediach społecznościowych. Głównym celem było przybliżenie klientom najważniejszych funkcjonalności oraz zasad korzystania z portalu. Ponadto, przygotowano także filmy instruktażowe dla wszystkich zainteresowanych korzystaniem z narzędzia. Filmy opracowano tak, aby w prosty i czytelny sposób przeprowadzić klientów przez rejestrację i logowanie, a następnie złożenie wniosku o wydanie warunków przyłączenia oraz zawarcie umowy o przyłączenie. Filmy zamieszczone są na stronie głównej portalu <https://przylaczenie.psgaz.pl/homepage> oraz na kanale YouTube Polskiej Spółki Gazownictwa.

W kolejnym etapie działań udoskonalających funkcjonowanie portalu klienci, którzy założą już konto, będą mogli skorzystać z instrukcji w postaci krótszych filmów omawiających poszczególne etapy procedowania wniosku o przyłączenie lub zawarcie umowy. W najbliższym czasie PSG rozpocznie proces implementacji filmów w portalu. Spółce zależy na ułatwieniu klientom składania wniosków i zaprezentowaniu korzyści, jakie daje korzystanie z elektronicznej obsługi procesu przyłączania do sieci gazowej Polskiej Spółki Gazownictwa.

Zachęcamy do korzystania z portalu, ponieważ jest to wygodna forma składania wniosków. Osoby składające dokumenty w formie elektronicznej mogą zrobić to w dogodnym dla siebie czasie, bez konieczności udawania się do miejsca obsługi klienta.

Innowacyjność portalu została doceniona podczas ubiegłorocznych targów EXPO-GAS w Kielcach. Jury przyznało mu najwyższą nagrodę za produkt w kategorii „Usługi”.

# Nawet 60 mld zł – taki jest koszt przestawienia na gaz sektora ciepłownictwa

Grzegorz Cendrowski

Transformacja energetyczna kraju, rola gazu w polskiej gospodarce czy budowanie bezpieczeństwa energetycznego kraju to główne tematy rozmów ekspertów podczas panelu dyskusyjnego „Czy droga do niezależności energetycznej Polski wiedzie przez sieć dystrybucji paliw gazowych?”. W tych rozmowach, z ramienia PSG wziął udział Robert Więckowski, prezes zarządu PSG.

**M**imo że zakres tematyczny debaty był bardzo obszerny, rozmówcy dyskutowali przede wszystkim o tym, jak wybuch wojny w Ukrainie wpłynął na rozbudowę infrastruktury i planowany harmonogram inwestycyjny.

Prezes Robert Więckowski zapewnił, że wszystkie inwestycje są realizowane zgodnie z planem i nie są zagrożone żadne projekty realizowane przez Polską Spółkę Gazownictwa. – *Po 24 lutego sporo zmieniło się na rynku, zwłaszcza na rynku podwykonawców. Wzrost cen energii i materiałów (np. cena stali wzrosła o 100%) namieszał w budżetach i znacząco zmienił koszty inwestycji. Podwykonawcy wolą niekiedy zerwać umowę i zapłacić karę, niż realizować inwestycję ze stratą. My wiemy jednak, że należy ten czas przetrwać i staramy się to robić. Na razie udaje nam się, działamy według harmonogramów. Przy okazji chciałbym*

*zdementować wszystkie plotki. Polska Spółka Gazownictwa cały czas przyłącza indywidualnych klientów, pracujemy normalnie i zachęcamy do współpracy – powiedział.*

Panel rozpoczęło wystąpienie Piotra Dziadzio, podsekretarza stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, który przypomniał, że przygotowanie do transformacji energetycznej, jaką teraz przechodzimy, rozpoczęliśmy wiele lat temu. Kluczowym elementem tej transformacji była polityka energetyczna państwa, która jednoznacznie definiowała, w jaki sposób te przemiany mają przebiegać.

– *Kiedy już byliśmy zgodni, że to właściwy kierunek, uwzględniający wszystkie źródła energii, którymi dysponujemy, pojawiła się sytuacja związana z wojną w Ukrainie. Ale nie spowodowała ona zachwiania realizacji inwestycji w tym zakresie. Nie zaburzyła również dostępności surowca, jakim jest gaz ziemny, bo byliśmy gotowi na*

zmianę kierunków jego dostaw – powiedział wiceminister Dziadzio. Zamiast z Rosji sprowadzamy go z innych kierunków, np. ze Stanów Zjednoczonych.

Transformacja energetyczna, w tym aktualizacja założeń „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” to plan bardzo ambitny, ale i jasno zdefiniowany. Wymagane jest osiągnięcie w 2030 roku zdolności transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej około 10% gazów zdekarbonizowanych. Prezes Więckowski powiedział jak proces ten wygląda z punktu widzenia Polskiej Spółki Gazownictwa. – *Wyliczyliśmy koszt tej transformacji. Uważamy, że będzie to 50–60 mld złotych. Niezbędne są zmiany w prawie energetycznym, aby ten proces się udał. Na jego realizację mamy jedynie 7 lat. Uważam, że to niewiele. To jest ogromna inwestycja, której nie jesteśmy w stanie pokryć z przychodów taryfowych. Dlatego zaproponowaliśmy rządowi nowe rozwiązania. Chcemy m.in. zmian w prawie energetycznym pozwalającym na to, aby koszty przyłączeń mógł ponosić odbiorca. W na-*

z którego pochodzi 69 proc. energii ciepłowni, a tylko 10 proc. z OZE, i korzystać z gazu jako paliwa przejściowego.

– *Inwestycje są w trakcie. Natomiast spotkaliśmy się z sytuacją nadzwyczajną – bardzo dynamicznym wzrostem cen paliw. Od początku 2021 roku do kwietnia tego roku gaz zdrożał o prawie 415 proc., węgiel o 375 proc., a uprawnienia do emisji o 162 proc.* – powiedział prezes Jacek Szymczak. Według niego, z tej sytuacji nie ma na razie wyjścia. Należy po prostu przetrwać najbliższe 12 miesięcy. – *Przy takich wzrostach cen nośników i uprawnień do emisji musimy zmierzyć się ze wzrostem cen ciepła systemowego nawet o 200 proc., jeśli weźmiemy pod uwagę lokalne kotłownie* – przekonywał przedstawiciel Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.

Dyskusje zakończyły się optymistycznymi deklaracjami, które padły m.in. z ust Artura Michalskiego, wiceprezesa zarządu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Polska Spółka Gazownictwa może



*szym modelu to elektrociepłownie muszą ponieść koszty budowy i modernizacji, a Polska Spółka Gazownictwa poniesie koszty obsługi* – zaznaczył prezes PSG.

Koszty wykonania powyższych założeń są bardzo duże. Polska Spółka Gazownictwa, o czym mówił prezes Robert Więckowski, trzyma się przyjętej strategii.

– *Pieniądze są dużym problemem. Staramy się więc złagodzić sytuację. Pamiętamy, że w 2021 roku mieliśmy boom na przyłączenia. Teraz, ze względu na wojnę i wzrost cen gazu na rynkach światowych, jest on mniejszy. Dlatego Polska Spółka Gazownictwa po wielu analizach jest za zwróceniem uwagi na opłatę przyłączeniową* – dodał prezes.

O transformacji sektora ciepłowniczego na bardziej ekologiczny mówił Jacek Szymczak, prezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie. Według niego, należy „zazielenić” ciepło systemowe, odchodzić od węgla,

bowiem liczyć na programy czy fundusze uwzględniające w swoich zakresach zmianę paliw na paliwa gazowe.

– *Kwestia dostępu do gazu jest obecnie priorytetem i NFOŚiGW ma zabezpieczone środki na transformację energetyczną, w tym środki związane z inwestycjami w sektor gazownictwa. Mamy wiele programów i rozwijamy kolejne, które będą wsparciem dla tego sektora. Chcemy, aby w sieciach było jak najwięcej zielonego gazu* – dodał wiceprezes Artur Michalski.

– *Polska Spółka Gazownictwa jest spółką nowoczesną. Mamy już projekty transportu wodoru. Teraz potrzebujemy jedynie wsparcia i deklaracji, zwłaszcza przy planach przesyłu gazów domieszkowych. Od najbliższej jesieni chcemy budować tylko nowoczesne gazociągi zdolne do transportu gazów* – podsumował prezes Robert Więckowski.

# Zmodernizowana dzierżoniowska gazownia

**Grzegorz Cendrowski**

W kwietniu br. w Dzierżoniowie podczas briefingu prasowego zaprezentowano lokalną, zmodernizowaną gazownię. Z ramienia Polskiej Spółki Gazownictwa w wydarzeniu wzięli udział Robert Więckowski, prezes zarządu, i Marian Żołyński, członek zarządu ds. technicznych.

Odmieniona gazownia w Dzierżoniowie została otwarta już w styczniu 2021 roku, ale sytuacja epidemiczna związana z pandemią COVID-19 uniemożliwiła jej wcześniejsze zaprezentowanie. Budynek został tak zaprojektowany, aby podnieść standard bezpośredniej obsługi klientów, a także zapewnić najwyższe normy bezpieczeństwa dla osób tam pracujących.

– *Polska Spółka Gazownictwa, która jest jednym z największych dystrybutorów gazu w Europie, chce być postrzegana nie tylko jako niezawodny dostawca bezpiecznego paliwa gazowego, ale także jako firma nowoczesna, dbająca zarówno o swoich pracowników, jak i klientów. Dlatego chcemy się zmieniać. Gazownia w Dzierżoniowie jest nie tylko pięknym obiektem, ale także nowoczesnym budynkiem, spełniającym najwyższe standardy bhp i wymogi przeciwpożarowe – powiedział prezes Robert Więckowski.*

Gazownia składa się z nowoczesnego budynku biurowego o powierzchni prawie 600 m<sup>2</sup> oraz budynku magazynowego o powierzchni 385 m<sup>2</sup>. Teren działki został praktycznie zagospodarowany, a na jego obszarze zbudowano 55 miejsc parkingowych.

Gazownia w Dzierżoniowie, wraz z placówką w Świdnicy, zajmuje się eksploatacją sieci gazowej na



obszarze czterech powiatów: dzierżoniowskiego, świdnickiego, ząbkowickiego oraz części powiatu wrocławskiego. Obie jednostki obsługują ponad 860 km gazociągów niskiego i średniego ciśnienia oraz ponad 63 tys. odbiorców gazu. W Dzierżoniowie na co dzień pracują 43 osoby.

**Grzegorz Cendrowski, rzecznik prasowy PSG**

# GAZ–SYSTEM uruchomił nową tłocznnię gazu w Kędzierzynie-Koźlu

Nowoczesna tłocznia gazu w Kędzierzynie-Koźlu stanowi kluczowy element gazowego Korytarza Północ–Południe i pozwoli przesyłać gaz dostarczony przez *Baltic Pipe* i terminal LNG w Świnoujściu na południe i wschód Polski – od Dolnego Śląska aż po region Podkarpacia.

– *Uruchomienie nowej tłoczni w Kędzierzynie-Koźlu, będącej piętnastą tłocznią w Krajowym Systemie Przesyłowym, to kolejny, ważny etap największego w historii planu inwestycyjnego GAZ–SYSTEM, który ma na celu zmianę kierunku dostaw gazu do Polski ze wschodniego na północny. Powstanie tej tłoczni, wraz z obiektem w Gusterzynie i rozbudowywanymi w ramach projektu Baltic Pipe tłoczniami w Goleniowie i Odolanowie, pozwoli zwiększyć moce sprężania systemu przesyłu gazu w Polsce o ponad 50%. Dzięki zrealizowanym przez GAZ–SYSTEM inwestycjom polski system gazowy jest dziś odporny na zakłócenia dostaw gazu z kierunku wschodniego – powiedział Tomasz Stępień, prezes GAZ–SYSTEM.*

Tłocznia jest obiektem o łącznej mocy 23 MW, wybudowanym w ramach gazowego Korytarza Północ–Południe, składającego się z ponad 860 km gazociągów. Tłocznia Kędzierzyn znajduje się w województwie opolskim i zajmuje obszar o powierzchni 10 hektarów. Wyposażona jest w trzy agregaty sprężarkowe o mocy 7,68 MW każdy,



napędzane turbinami gazowymi. Budowa obiektu trwała 3 lata. W ramach inwestycji przewidziano możliwość rozbudowy z trzech do sześciu sprężarek, co w przyszłości pozwoli zwiększyć moc tłoczenia.





Zdjęcia pochodzą z etapu budowy tłoczni. Obecnie obiekt pracuje już pełną mocą.

# Termodynamiczny model pracy kawerny magazynowej na wodór wykonanej w złożu soli kamiennej

**Paweł Wilkosz, Łukasz Grzybowski, Władysław Uthke, Mariusz Chromik**

**T**rwająca transformacja energetyczna w kierunku zwiększenia udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych przynosi wiele wyzwań. Jednym z nich jest opracowanie i wdrożenie skutecznej metody magazynowania energii na dużą skalę, która umożliwi kompensację nieregularnych dostaw energii z odnawialnych źródeł. Podstawowym nośnikiem energii w przyszłości ma być wodór. Szczególne zainteresowanie budzi zielony wodór, czyli pozyskiwany z wody metodą elektrolizy zasilanej energią z odnawialnych źródeł. Wyniki prowadzonych w ostatnich latach w Europie prac koncepcyjnych (na przykład raport GIE)\* jednoznacznie wskazują, że najlepszym rozwiązaniem w celu zapewnienia magazynowania wodoru jest budowa podziemnych magazynów kawernowych w złożach soli kamiennej.

W skład magazynu wodoru oprócz kawern solnych wejść jeszcze komponenty powierzchniowe, umożliwiające generowanie wodoru oraz jego konwersję na energię elektryczną. Uruchomiony w 2020 roku w Grupie Kapitałowej PGNiG i realizowany wspólnie przez Gas Storage Poland sp. z o.o. i Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA projekt wielkoskalowego magazynowania wodoru w kawernach solnych zakłada budowę pierwszej w Polsce instalacji demonstracyjnej do magazynowania wodoru, składającej się z kawerny współpracującej ze źródłem OZE, elektrolizerem dużej mocy oraz turbiną wodorową do produkcji zielonej energii. Celem powstania instalacji jest zdobycie doświadczeń i kompetencji technicznych oraz potwierdzenie bezpieczeństwa pracy kawernowego magazynu wodoru. W przyszłości, po osiągnięciu celu, planuje się stworzenie instalacji komercyjnych, umożliwiających wielkoskalowe magazynowanie wodoru, z których korzystać będą mogły podmioty zajmujące się produkcją i dystrybucją energii elektrycznej, przedsiębiorstwa przemysłowe, transportowe oraz doliny czy klastry wodorowe.

Technologia magazynowania w kawernach solnych jest dojrzała i sprawdzona zarówno dla mediów ciekłych, jak i gazowych. Magazynowanie wodoru w kawernach nie będzie się znacząco różnić od magazynowania gazu ziemnego, przy czym – ze względu na różną charakterystykę fizyczną obu substancji – dla niektórych zagadnień inżynierskich konieczne jest wykonanie dodatkowych prac badawczo-rozwojowych.

Jednym z takich zagadnień są zjawiska termodynamiczne zachodzące w kawernie podczas zatłaczania i wytłaczania gazu, których przebieg zależy m.in. od własności fizycznych magazynowanego medium. Różnica w magazynowaniu gazu ziemnego i wodoru dotyczy dwóch aspektów. Po pierwsze, dla warunków ciśnienia i temperatury panujących w kawernie współczynnik Joule'a-Thomsona (J-T) dla wodoru, w odróżnieniu od gazu ziem-

nego, ma wartość ujemną. Oznacza to, że podczas izentalpowego rozprężania temperatura wodoru wzrasta. Jednakże, w trakcie wytłaczania gazu z kawerny warunki izentalpowe nie są spełnione, dlatego wpływ ujemnego efektu J-T będzie niewielki i zaznaczy się jedynie w postaci mniejszych zmian temperatury w trakcie eksploatacji kawerny. Po drugie, współczynnik ściśliwości dla wodoru jest większy niż dla metanu, zatem kawerna wodorowa w danych warunkach będzie miała mniejszą pojemność roboczą w stosunku do kawerny wypełnionej gazem ziemnym.

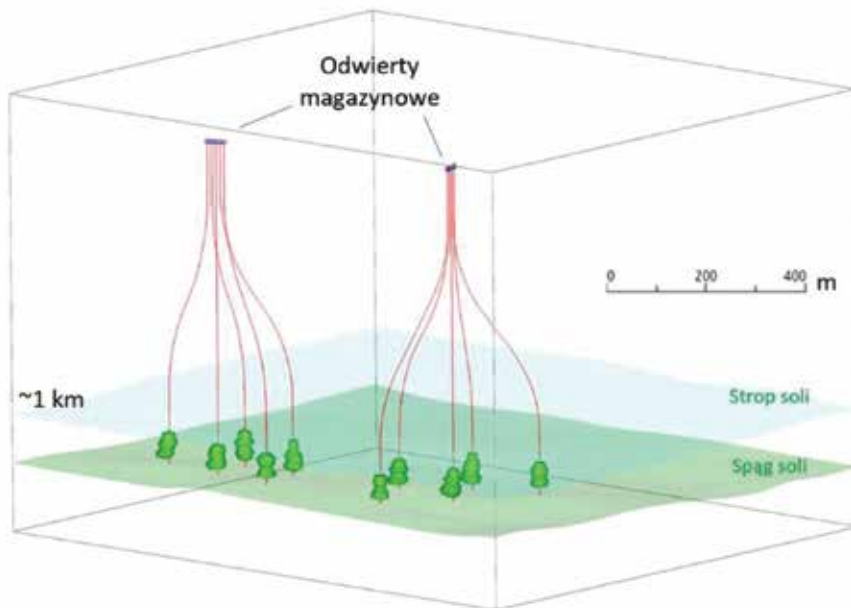
W celu oceny zjawisk termodynamicznych oraz kompatybilności pracy kawerny z urządzeniami napowierzchniowymi systemu wodorowego wykonano wiele symulacji termodynamicznych dla teoretycznych kawern wykonanych w pokładowym złożu soli kamiennej. Analizowano różne scenariusze eksploatacji dla dwóch wariantów geometrycznych kawern o objętościach  $V=100$  tys.  $m^3$  oraz  $V=200$  tys.  $m^3$ . Dla potrzeb symulacji jako warunki złożowe przyjęto te, które występują w rejonie KPMG Kosakowo, gdzie pokład solny znajduje się na głębokości około 1 km (rysunek 1). Analizy wykonano na podstawie numerycznego modelu zjawisk termodynamicznych w kawernie solnej o nazwie KAGA, opracowanego w Ośrodku Badawczo-Rozwojowym Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP. Modelowanie wykonał CHEMKOP w ramach prac w projekcie H2020 według założeń technicznych przygotowanych przez zespół Gas Storage Poland.

## Wyniki uzyskane dla jednej z wykonanych symulacji

Analizę przeprowadzono dla pojedynczej kawerny o objętości geometrycznej 200 tys.  $m^3$  (rysunek 2a). Scenariusz eksploatacji zakładał wydajność eksploatacyjną 20 tys.  $Nm^3/h$  dla gazu zatłaczanego oraz 50 tys.  $Nm^3/h$  dla gazu odbieranego z kawerny. Założono intensywną eksploatację kawerny – bez przerw postojowych. Przyjęto temperaturę zatłaczanego gazu 35°C jako temperaturę realną do osiągnięcia w warunkach schłodzenia gazu wychodzącego z kompresora. W scenariuszu przyjęto zatłaczanie wodoru do ciśnienia maksymalnego i odbiór wodoru do ciśnienia minimalnego. Wartości ciśnień wyniosły odpowiednio: 17,3 oraz 4,0 MPa. Całkowita pojemność magazynowa kawerny, przy tych ciśnieniach, wyniosła: 28 mln  $Nm^3$ , czyli około 2,5 tys. ton wodoru. Przed rozpoczęciem symulacji ustalono również dopuszczalny zakres temperatury na 0–45°C jako wartości, przy których eksploatacja kawern jest możliwa w sposób ciągły.

Na rysunku 2b przedstawiono wykresy zmian temperatury na głowicy oraz w kawernie w czasie jej eksploatacji. Wykonano 10 pełnych cykli zatłaczania i odbioru wodoru w okresie około

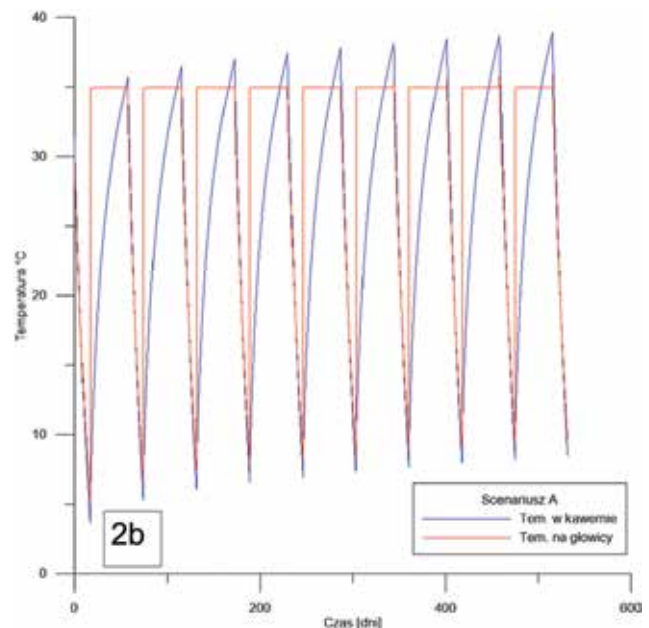
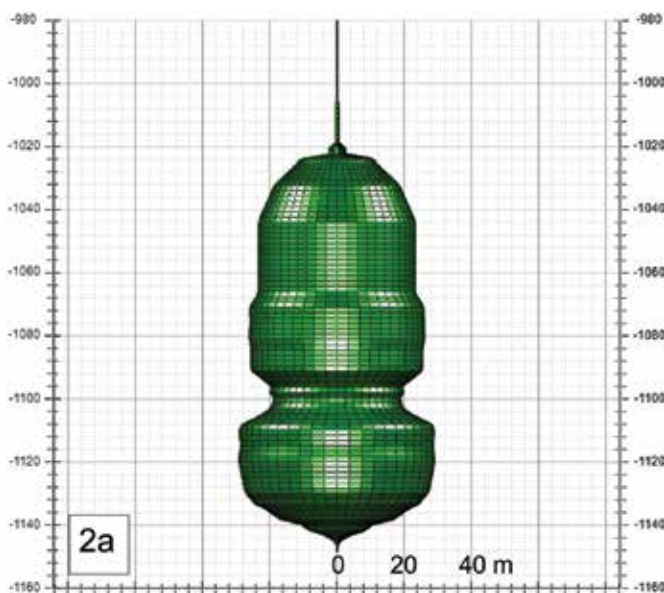
Rysunek 1. Uproszczony model geologiczno-górnicy w rejonie KPMG Kosakowo



Ocenie poddano również wydajność eksploatacyjną, stosując geomechaniczne kryterium SMRI, które nie zaleca obniżania ciśnienia w kawernie w tempie większym niż 1 MPa na dobę. W ten sposób oceniono, że dla kawerny o objętości  $V=200$  tys.  $m^3$  możliwe jest stosowanie nieco większych wydajności odbioru niż przyjęte, tj. 60 zamiast 50 tys.  $Nm^3/h$ .

Modelowania komputerowe zjawisk termodynamicznych są nieocenionym narzędziem wspomagającym projektowanie budowy i eksploatacji kawern magazynowych. Elastyczność oprogramowania KAGA umożliwia implementację równań stanu dla różnych gazów, w tym dla wodoru, co pozwala lepiej zrozumieć różnice termodynamiczne zachodzące podczas eksploatacji różnych gazów. W przypadku wodoru potwierdzono mniejszą zmienność temperatury

Rysunek 2. Modele kawern magazynowych, dla których wykonano modelowanie termodynamiczne, 2a – kawerna  $V = 200$  tys.  $m^3$  – kształt przyjęty do symulacji, 2b – wynik symulacji termodynamicznej



600 dni. Przedział obserwowanych temperatur wyniósł od 3,7 do 38,9°C, co jest zgodne z przyjętym kryterium temperaturowym. Czas potrzebny na zatłoczenie kawerny do ciśnienia maksymalnego wyniósł około 41 dni, natomiast czas odbioru gazu z założoną wydajnością do ciśnienia minimalnego około 16 dni. Obserwuje się stopniowy wzrost temperatury gazu w kawernie w trakcie jej eksploatacji, związany z dogrzewaniem wychłodzonego w trakcie ługowania górotworu. Zjawisko to zaznacza się również na wykresie zmiany temperatury głowicowej. Na początku eksploatacji przy ciśnieniu minimalnym temperatura na głowicy wyniosła około 5°C, natomiast na koniec eksploatacji (dziesiąty cykl) wyniesie około 9,5°C.

w kawernie podczas cyklicznej pracy w stosunku do gazu ziemnego. Ponadto, symulacje termodynamiczne udowodniły przydatność przyjętych rozwiązań w zakresie technologii kawernowej do współpracy z urządzeniami napowierzchniowymi systemu wodorowego, które dostępne są dziś na rynku, wliczając w to elektrolizer oraz turbinę gazową.

**Paweł Wilkosz i Łukasz Grzybowski – Gas Storage Poland sp. z o.o.**  
**Władysław Uthke i Mariusz Chromik – Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych CHEMKOP sp. z o.o.**

*\* Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system. Guidehouse study. Gas Infrastructure Europe 2021.*

# Czy Warszawa będzie miała zapewnione ciepło systemowe?

O bezpieczeństwie energetycznym stolicy w obliczu wojny w Ukrainie rozmawiamy z **Jarosławem Maślany**, prezesem PGNiG TERMIKA



**Panie prezesie, oprócz transformacji polskiego ciepłownictwa, związanej z założeniami „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” i unijnych propozycji zawartych w dokumencie Fit for 55 w ostatnich miesiącach nieoczekiwanie pojawiło się kolejne wyzwanie – napaść Rosji na Ukrainę i jej konsekwencje na rynku paliw – także używanych przez TERMIKĘ: węgla i gazu.**

Wojna w Ukrainie wywołała swoiste „trzęsienie ziemi” na rynku paliw. Ale już na przełomie minionego i obecnego roku odczuliśmy pewne symptomy manipulacji cenami gazu. Przypomnę, że wzrosły one o 700 procent, a gaz – w polskiej perspektywie transformacji ciepłownictwa – miał być paliwem przejściowym do OZE. Na szczęście okazało się, że Polska – od kilku lat pracując intensywnie nad dywersyfikacją źródeł dostaw gazu – wyprzedza inne państwa europejskie zarówno pod względem możliwości zmiany kierunków pozyskiwania gazu, jak i jego magazynowania. Dziś dobiega końca budowa *Baltic Pipe*, mamy w ponad 80 procentach wypełnione magazyny, przyplływają statki z LNG do Gazoportu im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, szykujemy się do budowy pływającego gazoportu w Gdańsku, a ostatnio połączyliśmy się z Litwą i gazociągiem *Amber Pipe*, umożliwiającym import LNG z portu w Kłajpedzie. Warto dodać, że indywidualni odbiorcy oraz placówki wrażliwe, jak na przykład szpitale, szkoły czy domy opieki, rząd objął „cenowym parasolem ochronnym”, co pozwoliło przetrwać ten szok cenowy w miarę bezpiecznie. Niestety – wspomniana rosyjska agresja na Ukrainę 24 lutego spowodowała dalsze zawirowania na rynku paliw.

**Ta sytuacja w znacznym stopniu jest efektem sankcji gospodarczych nałożonych przez UE na rosyjskie surowce. Zrezygnowaliśmy z importu węgla, szykujemy się do zaprzestania importu ropy, a gaz odcięli Rosjanie, żądając za niego opłat w rublach – czy mimo to PGNiG TERMIKA jest w stanie zapewnić Warszawie bezpieczne ciepło?**

Mogę uspokoić mieszkańców Warszawy, że bez względu na sytuację zewnętrzną wywiązujemy się z naszych podstawowych zobowiązań i nadal będziemy je wypełniać. Chciałem też wyraźnie powiedzieć, że w naszych zakładach nie wykorzystujemy rosyjskiego węgla. Korzystamy z dostaw z polskich kopalń. Sytuacja w Ukrainie pokazała, jak kruche mogą być założenia mówiące o rezygnacji z węgla. Tym bardziej że na jaw wychodzą

wieloletnie świadome działania Rosji związane z dążeniem do sterowania rynkiem paliw w Europie. Obecnie znowu zaczynamy mówić o stabilizowaniu polskiej energetyki i ciepłownictwa z wykorzystaniem węgla. Ten problem zaczynają dostrzegać zachodni politycy. Nie rezygnujemy z OZE, ale w krytycznej sytuacji musimy mieć dostępne stabilne źródła energii. W Polsce jest to nasze „czarne złoto”.

**Wracając do gazu, w tym najtrudniejszym okresie PGNiG TERMIKA uruchomiła w Ec Żerań blok gazowo-parowy, który w założeniu miał być krokiem w stronę zmiany miksu paliwowego, wpłynąć na oszczędności w opłatach za CO<sub>2</sub> poprzez zastąpienie kotłów węglowych i stanowić stabilne źródło ciepła dla Warszawy. Co może pan powiedzieć po pierwszych miesiącach pracy bloku?**

Okres uruchomienia bloku gazowo-parowego i wpięcia go w krajowy system przesyłowy może nie był najlepszy, ale od chwili dopuszczenia do aktywnego uczestniczenia w rynku bilansującym BGP jest pełnoprawną jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną. Dyspozytornia Produkcji PGNiG TERMIKA jest w stałym kontakcie z Krajową Dyspozycją Mocy i nasze największe urządzenie pracuje głównie w celu zapewnienia stabilności i bezpieczeństwa Krajowego Sytemu Elektroenergetycznego. Duże znaczenie ma tu wielkość mocy osiągalnej – 496 MW plasuje nas w czołówce polskich jednostek wytwórczych. Jest to nowoczesna, o dużej sprawności jednostka kogeneracyjna, co oznacza, że sprzedaż energii elektrycznej, będącej trochę „produktem ubocznym”, pozwala nam na swobodne dostarczanie ciepła Warszawie. Wspomnianym efektem ekologicznym jest wyłączenie dziewięciu kotłów węglowych (najstarszych w Warszawie), spadek udziału węgla w miksie paliwowym firmy z 95 do 55% i ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> o prawie połowę. Wiemy, że opłaty za emisję CO<sub>2</sub> (ETS) znacznie wzrosły, stając się podstawowym czynnikiem wpływającym na koszty produkcji energii. Uważam, że powinny być regulowane w sposób uniemożliwiający ich spekulacyjny wzrost, tym bardziej że stosowane przez nas rozwiązania w kotłach opalanych węglem spełniają wszelkie normy BAT.

**Jaka zatem, pana zdaniem, jest bezpieczna droga rozwoju warszawskiego ciepłownictwa i co może PGNiG TERMIKA zaoferować stołecznym odbiorcom?**

Zaczną może od tego, co już oferujemy – to czyste, bezpieczne ciepło systemowe i energia elektryczna wyprodukowane w kogeneracji, czyli najbardziej wydajnie. Takie ciepło to mniej smogu w Warszawie. Tylko w ostatnich latach nasze inwestycje w poprawę stanu środowiska wyniosły 3 mld złotych. Zastosowane przez nas rozwiązania, oparte na najlepszych dostępnych technologiach (z ang. BAT), spełniają najostrejsze normy środowiskowe UE. Mogę odpowiedzialnie powiedzieć, że to TERMIKA dba o czyste powietrze w Warszawie. Przyszłość ciepłownictwa wiążemy z OZE. W Ec Siekierki produkujemy zieloną energię z biomasy. Wiadomo, że nie postawimy w stolicy farmy fotowoltaicznej ani wiatrowej o takim potencjale, żeby zaspokoić

potrzeby energetyczne miasta. Ale – wprowadzając nowoczesne bloki gazowo-parowe – myślimy o wykorzystaniu w przyszłości zasilania biometanem lub zielonym wodorem, nad którego przemysłową produkcją pracują już zespoły naukowe wsparte przez PGNiG. Coraz częściej mówi się o wychwytywaniu dwutlenku węgla, magazynowaniu i przekształcaniu go w energię. To też ciepło odpadowe, powstające między innymi przy chłodzeniu instalacji energetycznych wodą, czy pracy dużych serwerowni itp. To plus nasza dotychczasowa działalność pozwala mi stwierdzić, że bezpiecznego ciepła dla Warszawy nie zabraknie.

Rozmawiał **Wojciech Dorobiński**

# Gazowe inwestycje w Rybniku

## Katarzyna Trzaskalik

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa buduje w Rybniku własne źródła ciepła w celu zasilania od 2023 roku mieszkańców Rybnika w ciepło. Mniejsze, rozproszone źródła ciepła to odpowiedź na zapotrzebowanie rynku i jeden z kierunków rozwoju spółki.

### Nasi klienci najważniejsi

Obecnie sieć Rybnika zasilana jest energią cieplną z Ciepłowni Chwałowice (Polska Grupa Górnicza). W związku z upływem terminu tzw. derogacji ciepłowniczej, od stycznia 2023 roku ten obiekt nie będzie dostarczał ciepła do sieci PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa, która zasilą Rybnik. Dlatego nasza inwestycja pozwoli na zapewnienie dostaw ciepła. Głównym celem projektu zabezpieczenia dostaw ciepła dla Rybnika po 2022 roku jest budowa i uruchomienie ciepłowni gazowych. Dzięki tej inwestycji spółka zachowa przychody z dystrybucji ciepła, powiększy rynek sprzedaży energii elektrycznej i ugruntuje wizerunek firmy jako solidnego dostawcy ciepła.

### Sześć nowych ciepłowni

Model techniczny projektu zakłada budowę rozproszonych ciepłowni gazowych w sześciu różnych lokalizacjach. Każda z nich będzie odrębnym, samodzielnym obiektem energetycznego spalania paliw, który współpracować będzie z pozostałymi, ale poza tym będzie niezależnym ruchowo obiektem. Kotłownie gazowe powstaną w czterech lokalizacjach Rybnika:

- przy ul. Kopalnianej – ciepłownia gazowa o mocy cieplnej co najmniej 5,5 MWt, wraz z centrum sterowania dla całego systemu źródeł rozproszonych,
- na terenie wydzielonym z terenu Ciepłowni Chwałowice – ciepłownia 18 MWt,
- przy ul. Przewozowej – ciepłownia o mocy co najmniej 18 MWt,
- przy ul. Chwałowickiej – ciepłownia o mocy co najmniej 5,5 MWt.

Ciepłownie, do 31.12.2022 roku, wybuduje firma Doosan Babcock Energy Polska SA z Rybnika.

Pozostałe dwie lokalizacje położone są w centralnej części miasta. Urządzenia i obiekty towarzyszące będą tam budowane w wersji mobilnej (kontenerowej):

- przy Rondzie Chwałowickim – ciepłownia gazowa o mocy co najmniej 18 MWt,
- przy ul. Energetyków – ciepłownia o mocy co najmniej 18 MWt. Najkorzystniejszą ofertę złożyła ENVIROTECH sp. z o.o. z Poznania z terminem realizacji prac do 31.12.2022 roku.

### Infrastruktura pomocnicza

Kolejnym elementem projektu jest budowa i uruchomienie układu elektroenergetycznego, zasilającego układ rozproszonych źródeł ciepła. Wybudowana infrastruktura pełnić będzie funkcję zasilającą w energię elektryczną czterech nowych obiektów wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w dzielnicy Chwałowice oraz stanowić będzie wyprowadzenie mocy elektrycznej z układów kogeneracji. Energia elektryczna wyprodukowana w tych instalacjach zostanie wyprowadzona do sieci TAURON Dystrybucja. Zadanie, do 31.10.2022 roku, wykona OPA-ROW sp. z o.o. z Rybnika.

### Instalacje kogeneracyjne

Kolejną składową projektu jest budowa instalacji kogeneracyjnych na bazie silników gazowych przeznaczonych do współpracy z kotłowniami gazowymi oraz, wspólnie z nimi, z istniejącą siecią ciepłowniczą. Silniki gazowe sumarycznie nie będą przekraczać 13,7 MW maksymalnej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie (wartość sumaryczna dla dwóch silników w każdej lokalizacji oddzielnie). Będą pracować w podstawie ciepłowniczej, natomiast w celu uzyskania wyższych parametrów w szczycie sezonu grzewczego będą współpracować z kotłowniami gazowymi. Zadanie wykona firma ELEMONT SA z Opola.

**Katarzyna Trzaskalik, kierownik projektu, PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa**

# Nowe zasady tworzenia i utrzymywania zasobów gazu ziemnego w Polsce

**Piotr Seklecki**

22 kwietnia br. na stronach internetowych Rządowego Centrum Legislacji opublikowany został projekt nowelizacji ustawy o zasobach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz o zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw.

Głównym celem projektu jest nadanie nowej roli Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych (RARS) w systemie zapewniającym bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, zgodnie z którą będzie jedynym podmiotem odpowiedzialnym w Polsce za tworzenie i utrzymywanie zasobów gazu ziemnego.

W tym celu RARS – w imieniu Skarbu Państwa – za pośrednictwem giełdy towarowej będzie dokonywała zakupu lub sprzedaży gazu ziemnego, który będzie przez nią utrzymywany jako zasób strategiczny. Decyzja dotycząca lokalizacji zasobów gazu ziemnego będzie należała do RARS, z zastrzeżeniem zachowania wymogu o charakterze technicznym, zgodnie z którym instalacja magazynowa znajdująca się poza terytorium RP będzie musiała zapewnić możliwość dostarczenia całkowitej ilości zasobów do systemu przesyłowego gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

Ponadto, RARS będzie odpowiedzialna za przygotowanie planu inwestycyjnego obejmującego elementy związane z rozbudową infrastruktury magazynowej w Polsce.

## Ustalanie wielkości zasobów gazu

Zgodnie z projektem nowelizacji, wielkość zasobów gazu ziemnego będzie ustalana na dany rok gazowy i według projektowanej metodologii będzie wynosić „35% łącznej wielkości zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny wysokometanowy w okresie kolejnych 30 dni nadzwyczajnie wysokiego zapotrzebowania na gaz, występującego z prawdopodobieństwem statystycznym raz na 20 lat”. Całkowita wielkość zapotrzebowania odbiorców na gaz ziemny wysokometanowy będzie obliczana jako suma ilości gazu ziemnego odebranego w punktach wyjścia z systemu przesyłowego gazowego do systemu dystrybucyjnego gazowego oraz w punktach wyjścia z systemu przesyłowego gazowego do odbiorcy końcowego.

Finalnie, wielkość zasobów strategicznych gazu ziemnego na kolejny rok gazowy będzie obliczana i ogłaszana przez ministra właściwego do spraw energii w terminie do 31 grudnia każdego roku.

## Nowy sposób finansowania zasobów gazu

Projekt nowelizacji wprowadza zmianę dotychczasowej formuły – zakładającej konieczność zabezpieczenia odpowiedniego wolumenu gazu ziemnego na potrzeby utworzenia zasobów obowiązkowych gazu ziemnego (bezpośrednio przez podmiot do tego zobowiązany lub poprzez zlecenie tego obowiązku innemu przedsiębiorstwu energetycznemu) – na model, w którym przed-

siębiorstwa zobowiązane będą comiesięcznie uiszczać tzw. opłatę gazową na rzecz Funduszu Zasobów Interwencyjnych i Zasobów Strategicznych Gazu Ziemnego (fundusz), z której następnie zostanie sfinansowany zakup gazu ziemnego na potrzeby tworzenia oraz utrzymywania zasobów strategicznych gazu ziemnego.

Wysokość opłaty gazowej będzie obliczana jako iloczyn stawki opłaty gazowej określonej w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw energii oraz ilości gazu ziemnego wysokometanowego odebranego w danym miesiącu przez przedsiębiorstwo zobowiązane, która zostanie wykazana w złożonej przez nie deklaracji. Maksymalna wysokość opłaty gazowej będzie wynosić 150 PLN/MWh.

## Nowy krąg podmiotów finansujący zasoby gazu

Do grona przedsiębiorstw zobowiązanych zostały zaliczone spółki posiadające status operatorów (OSP, OSD, OSM, operatora systemów połączonych oraz operatora LNG), w zakresie, w jakim wykorzystują gaz na potrzeby własne, oraz ZUP/ZUD, odbierający gaz ziemny wysokometanowy w punkcie wyjścia z systemu przesyłowego gazowego do systemu dystrybucyjnego gazowego lub punkcie wyjścia z systemu przesyłowego gazowego do odbiorcy końcowego.

## Przepisy przejściowe i wejście w życie ustawy

Zgodnie z brzmieniem art. 8 projektu nowelizacji, sposób kalkulacji wielkości zasobu nie ulegnie zmianie w roku gazowym 2022/2023. Nowe zasady weszłyby w życie 1 października 2023 roku. Wcześniej obowiązywałyby przepisy niezbędne do przygotowania nowego systemu, dotyczące opłaty gazowej, w tym upoważnienie do wydania rozporządzenia o stawce opłaty.

Uczestnicy rynku gazu w Polsce bardzo długo czekali na nowe zasady tworzenia i utrzymywania zasobów gazu w Polsce. Przepisy w obecnym kształcie postrzegane są jako istotna bariera dla rozpoczęcia działalności i bieżącego funkcjonowania na krajowym rynku gazu, ze względu na wysokie koszty jego magazynowania, ograniczoną dostępność usług magazynowych oraz niezgodne z zasadami UE ograniczenia w obrocie transgranicznym.

Nowe zasady powinny uprościć prowadzenie działalności w zakresie obrotu gazem w Polsce.

Piotr Seklecki jest kierownikiem Działu Analiz w SGT EuRoPol GAZ s.a.

## Emisje metanu w rolnictwie: przyczyny i skala problemu

dokończenie ze str. 33

Rysunek 3. Właściwa faza składowania obornika: etap deficytu tlenu



### SPOSOBY OGRANICZENIA EMISJI

Opisany wcześniej stan „naturalnej biogazowni” w trakcie składowania obornika może utrzymywać się przez wiele tygodni i prowadzić do emisji dużej ilości GHG do atmosfery. Należy przy tym podkreślić, że stosunkowo prostym sposobem na częściowe ograniczenie tych emisji jest niedopuszczenie do zagrzenia się pryzm, co można uzyskać poprzez ich staranne formowanie i ugniatanie w celu usunięcia powietrza z ich wnętrza. Ponieważ płynne nawozy naturalne (gnojowica, gnojówka) nie zagrzewa-

ją się w czasie składowania, emisje GHG są z nich wielokrotnie mniejsze niż ze składowanego obornika. Dlatego kraje Europy Zachodniej, w których produkcja zwierzęca oparta jest głównie na gnojowicy, będą miały znacznie mniej problemów w przypadku objęcia rolnictwa podatkiem od emisji GHG.

Nie ma jednak możliwości całkowitej eliminacji emisji ze składowanego obornika. Dlatego zdecydowanie najskuteczniejszym sposobem na eliminację niekontrolowanych emisji metanu i podtlenu azotu z obornika jest bieżące wykorzystywanie go jako substratu do biogazowni. W hodowli na tzw. płytkiej ściółce obornik, usuwany codziennie rano z budynków gospodarskich, powinien od razu być załadowywany do kosza zasypowego biogazowni. W ten sposób łatwo rozkładalna materia organiczna w oborniku będzie całkowicie strawiona, ale wytworzy metan i dwutlenek węgla w warunkach całkowicie kontrolowanych, czyli we wnętrzu komór fermentacyjnych. Uzyskany biogaz (w 99% złożony z  $\text{CH}_4$  i  $\text{CO}_2$ ) może być następnie spalany w agregatach kogeneracyjnych w celu produkcji energii elektrycznej i ciepła/chłodu albo oczyszczany z wykorzystaniem czyszczarek do biometanu zawierającego ponad 97%  $\text{CH}_4$ , mającego ujemny ślad węglowy (dzięki tzw. emisji unikniętej). Na podstawie licznych analiz wydajności biogazowej różnych rodzajów obornika, przeprowadzonych w Pracowni Ekotechnologii UPP, oceniamy, że teoretyczny potencjał produkcji biometanu z obornika może sięgać w skali kraju nawet 3–3,5 mld  $\text{m}^3$  rocznie. Jednak, ponieważ w biogazowniach (jak np. w biogazowni w Przybrodzie, pracującej w gospodarstwie doświadczalnym Uniwersytetu Przyrodniczego) obornik stanowi jedynie część strumienia substratów, składającego się też z innych rodzajów biomasy ubocznej z rolnictwa i bioodpadów, rzeczywisty potencjał krajowych biogazowni jest wielokrotnie większy.

**Prof. dr hab. inż. Jacek Dach, Pracownia Ekotechnologii, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu**

Rysunek 4. Biogazownia w Przybrodzie zintegrowana z hodowlą 120 krów mlecznych



# Prognozowanie oraz wykrywanie wycieków na obiektach infrastruktury gazowej

Konrad Wojdan, Severyn Dranchuk

Ważnym trendem Rewolucji 4.0 jest nowe podejście do utrzymania infrastruktury przemysłowej. Zamiast stosować relatywnie drogą i, ze względu na chęć redukcji kosztów, nie zawsze skuteczną strategię zapobiegawczą, polegającą na standardowych, okresowych przeglądach parku maszynowego, obecnie obserwuje się trend do przechodzenia na utrzymanie predykcyjne. Polega ono na przewidywaniu awarii i wykrywaniu stanów obiektu prowadzących do awarii i, w konsekwencji, podejmowaniu odpowiednich działań zapobiegawczych, konserwujących i naprawczych w odpowiednim czasie.

Jednym z głównych założeń Europejskiego Zielonego Ładu w drodze ku neutralności klimatycznej jest stopniowa dekarbonizacja segmentów gospodarki, nadal opartych na wykorzystaniu kopalnych surowców energetycznych. W celu zapewnienia potężnego impulsu do przejścia na gospodarkę zamkniętą, bazującą na czystych źródłach energii, z jednocześnie najmniejszym wpływem na środowisko, UE wprowadziła wiele regulacji, takich jak pakiet inicjatyw *Fit for 55*, pakiet gazowy oraz ogłosiła projekt strategii metanowej. Szczególna uwaga w działaniach klimatycznych Unii Europejskiej jest obecnie poświęcona gazowi ziemnemu, postrzeganemu jako ważne paliwo pomostowe w procesie transformacji energetycznej. Mimo że spalanie gazu ziemnego prowadzi do emisji najmniejszych ilości zanieczyszczeń spośród wszystkich paliw kopalnych, same składniki medium, a zwłaszcza główny komponent – metan, są niebezpiecznymi gazami cieplarnianymi. W związku z tym ostatnim trendem w regulacjach UE jest zachęcanie do działań predykcyjnych oraz monitorowania obiektów najpierw energetycznych i przemysłowych, a nadal – rolniczych w celu zminimalizowania emisji metanu do środowiska. Warte uwagi są także planowane w przyszłości działania UE w celu stworzenia rynku oraz mechanizmów do handlu emisjami metanu, a także narzucenie podatków podobnych do tych na emisje dwutlenku węgla z mechanizmu CBAM. Wymagania stawiane w coraz szerszym zakresie branży gazowej i przemysłowi, wykorzystującym gaz ziemny, są obowiązujące, a niewykonanie bądź nienależyte ich wykonanie wiązać się będzie z odczuwalnymi karami finansowymi. Ponadto, wysokie ceny gazu ziemnego na europejskich rynkach, które prawdopodobnie przez większość czasu będą towarzyszyć procesowi transformacji energetycznej, motywują spółki do optymalnego wykorzystania tego surowca oraz minimalizacji jego ubytków.

Ważnym trendem Rewolucji 4.0 jest nowe podejście do utrzymania infrastruktury przemysłowej. Zamiast stosować relatywnie drogą i, ze względu na chęć redukcji kosztów, nie zawsze skuteczną strategię zapobiegawczą, polegającą na standardowych, okresowych przeglądach parku maszynowego, obecnie obserwuje się

trend do przechodzenia na utrzymanie predykcyjne. Polega ono na przewidywaniu awarii i wykrywaniu stanów obiektu prowadzących do awarii i, w konsekwencji, podejmowaniu odpowiednich działań zapobiegawczych, konserwujących i naprawczych w odpowiednim czasie. Prewencyjne utrzymanie ruchu i leżące u podstaw tej strategii prognozowanie awarii wymagają, aby infrastruktura gazowa była wyposażona w odpowiednie czujniki, tak aby na podstawie zebranych cyfrowych danych można było wykryć stany pracy obiektu, które w niedługim czasie doprowadzą do awarii lub wręcz wykryć wczesne symptomy awarii. Na podstawie danych algorytmu oceniany jest stan urządzenia wraz z następującym przewidywaniem potencjalnych awarii, oraz sugestiami dotyczącymi akcji serwisowych bądź nawet optymalnego sposobu prowadzenia instalacji, uwzględniającego aspekty związane z przedłużeniem czasu życia urządzeń.

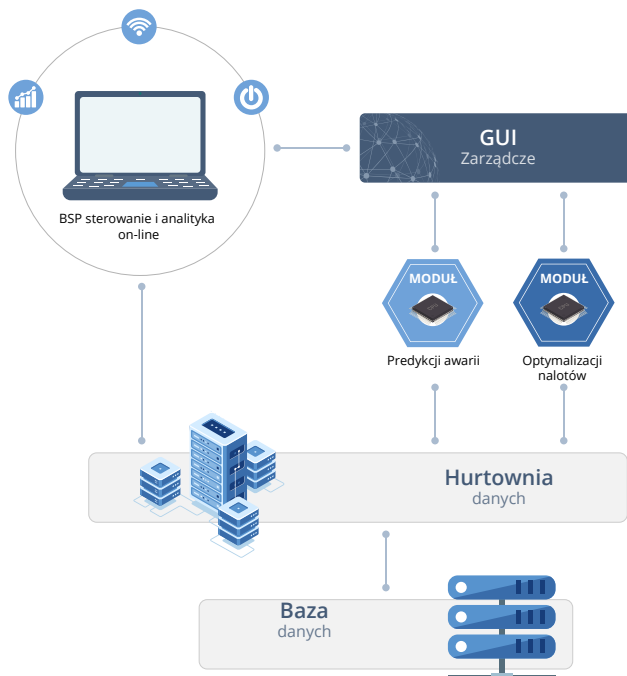
Pomiary z systemu automatyki to niejedyny źródło danych pomagające we wnioskowaniu o awariach. Znaczenie ma zarówno wiek urządzenia, liczba przepracowanych godzin pracy, historia poprzednich awarii, jak i producent części czy użyty materiał. Dlatego istotne są też źródła danych zawierające powyższe informacje. Należą do nich bazy danych systemów do zarządzania majątkiem czy systemy GIS. Infrastruktura gazowa często jest rozległa. Dane z czujników mogą nie wystarczyć do zidentyfikowania stanu obiektu. Wówczas nieocenione jest wsparcie za pomocą bezzałogowych statków powietrznych (BSP) wyposażonych w dedykowane czujniki, takie jak kamery bądź czujniki obecności gazu. System informatyczny, mając wstępne podejrzenie awarii (np. wycieku), może zasugerować zebranie dodatkowych danych za pomocą bezzałogowego statku powietrznego i wykorzystać te dane do bardziej precyzyjnego wnioskowania o stanie obiektu.

Celem algorytmów komputerowych wspierających utrzymanie predykcyjne jest identyfikowanie stanów prowadzących do awarii lub świadczących o wstępnej fazie rozwoju awarii, którą jeszcze trudno dostrzec operatorom systemu. Wybór właściwego algorytmu zależy od wielu czynników, m.in. od tego, jak często wystę-

powoły avarie w danej infrastrukturze gazowej, jak wiele z tych awarii jest zapisanych w historii oraz czy istnieje historia danych pomiarowych dotyczących pracy instalacji przemysłowej. Klasy algorytmów przewidujących awarie są różne. Od prostych reguł eksperckich poprzez zaawansowane algorytmy Sztucznej Inteligencji. Jeżeli, wdrażając strategię utrzymania predykcyjnego, nie dysponuje się odpowiednim zestawem danych historycznych, to z pomocą przychodzi wiedza ekspercka, normy lub algorytmy detekcji anomalii. Najczęściej nie informują one o konkretnej awarii, ale przynajmniej są w stanie podpowiedzieć, że obiekt znajduje się w nietypowym stanie pracy, wymagającym uwagi ze strony operatora. Jeżeli odpowiednia historia danych cyfrowych jest dostępna w bazie danych, można zastosować bardziej zaawansowane algorytmy, oparte na uczeniu maszynowym. Obiekty przemysłowe przez zdecydowaną większość czasu pracują bezawaryjnie. Dlatego w historii danych są przede wszystkim zawarte informacje o tym, jak obiekt pracował w normalnym stanie pracy. Na podstawie tych danych można zbudować tzw. cyfrowego bliźniaka, czyli model obiektu reprezentujący bezawaryjny stan pracy. Następnie, porównując powiązane z awarią pomiary z danymi wyjściowymi modelu (cyfrowego bliźniaka), można wyciągnąć wniosek, czy rzeczywistość odbiega od modelu. Jeżeli rzeczywiste pomiary różnią się od wyjściowego modelu, prawdopodobnie jest to efekt stanu świadczącego o wczesnych symptomach awarii. Na podstawie sygnatury tych różnic można wnioskować o konkretnym typie awarii.

Połączenie narzędzia predykcyjnego służącego do prognozowania stanów niewłaściwych obiektów infrastruktury gazowej z układem bezałogowych statków powietrznych, wyposażonych w odpowiednie czujniki oraz skuteczne algorytmy do wykrywania nieprawidłowości, pozwala na utworzenie inteligentnego systemu diagnostycznego do automatycznej analizy stanu obiektów infrastruktury gazowej. Jednym z kolejnych założeń Rewolucji 4.0 jest automatyzacja, a nawet autonomizacja czynności rutynowych, wykonywanych w przedsiębiorstwach. W związku z tym wykorzystanie bezałogowych statków powietrznych, które są coraz głębiej integrowane w przestrzeń powietrzną krajów Unii Europejskiej, również z perspektywy adaptacji właściwych regulacji, wygląda bardzo obiecująco. Atutem tych środków transportu jest potencjalnie wysoka autonomiczność działania – możliwość pełnej automatyzacji procesów startu, lotu, akwizycji oraz analizy danych, a także lądowania BSP, w połączeniu z niskim kosztem ich eksploatacji. Ponadto, dane z systemu do predykcji awarii wraz z informacjami dotyczącymi prognoz pogody mogą zostać użyte do optymalizacji harmonogramowania nalołów poszczególnych jednostek floty BSP wraz z wyznaczeniem optymalnych tras. Wysoka skuteczność wykrywania nieprawidłowości, takich jak wycieki metanu, zapewniana jest poprzez zainstalowanie na BSP najlepiej dostosowanych do obszaru zastosowania czujników, np. kamer termowizyjnych, multispektralnych oraz podczerwonych albo czujników LiDAR bądź przepływowych w połączeniu z wydajnymi procesorami, wykorzystywanymi do bieżącego analizowania danych. System sterowania lotem BSP pozwala także na zwolnienie bądź, z uwagi na konstrukcję samego statku powietrznego, nawet na jego zatrzymanie nad elementem instalacji podejrzewanym o wyciek w celu jego dokładniejszego zbadania. Ponadto, dane zebrane w trakcie nalołów mogą być agregowane w systemie centralnym do dalszego „trenowania” modeli predykcyjnych i diagnostycznych. Architektura tego rozwiązania przedstawiona jest na zamieszczonym rysunku.

Struktura systemu diagnostycznego do prognozowania oraz wykrywania wycieków na obiektach infrastruktury gazowej



Obecne, rekordowo wysokie ceny gazu ziemnego oraz szczytowo-poziomy cen na pozostałe surowce kopalne przyspieszają proces transformacji energetycznej na całym świecie. Szczególnie odczuwalny jest ten trend w krajach europejskich, zdecydowanych na szybsze uniezależnienie się od surowców kopalnych w wyniku agresywnych działań Rosji zarówno w płaszczyźnie energetycznej, jak i militarnej. Realizacja celów Europejskiego Zielonego Ładu przewiduje dynamiczny rozwój obszaru gazów odnawialnych. W coraz większych stężeniach gazy te pojawiają się w dedykowanej infrastrukturze, a specyfika ich monetyzacji w całym łańcuchu dostaw często pozwala na wykorzystanie podejść zbliżonych do stosowanych w sektorze gazu ziemnego. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku przewidywania i wykrywania wycieków gazów odnawialnych. Istnieje wysokie prawdopodobieństwo skutecznego dostosowania algorytmów przewidujących awarie zarówno skonwertowanej, jak i celowo wybudowanej do gazów odnawialnych infrastruktury, a także algorytmów wykrywających wycieki zarówno mieszanin gazów odnawialnych z gazem ziemnym, jak i czystych gazów odnawialnych z obiektów tej infrastruktury. Dalsze działania naukowo-badawcze i komercyjne w tym obszarze oraz w obszarze nowych technologii czujników do wykrywania gazów odnawialnych mogą bazować na wiedzy i doświadczeniu zagregowanych w sektorze gazownictwa konwencjonalnego, z uwzględnieniem specyfiki branży gazów odnawialnych. Będą to z pewnością słusze kroki w kierunku zapewnienia sprawnego funkcjonowania przyjaznej środowisku energetyki oraz gospodarki o obiegu zamkniętym.

**Dr. inż. Konrad Wojdan, adiunkt w Instytucie Techniki Ciepłej PW, dyrektor Działu Badań i Rozwoju Transition Technologies Science sp. z o.o.**  
**Severyn Dranchuk, kierownik ds. Rozwoju Biznesu Transition Technologies – Systems sp. z o.o.**

# Monitorowanie zużycia urządzeń ciśnieniowych online

**Bartłomiej Siedmiogrodzki**

Koncepcja powstania programu ET Inspektor ma swój początek w projektach strategicznych prowadzonych w UDT. Głównym założeniem jest stworzenie aplikacji, która porządkuje wiedzę na temat bloków energetycznych 200 MW+.

Pierwsze informacje zostały zebrane w postaci ankiet, które pozwoliły wypracować cykliczne raporty o stanie energetyki zawodowej w Polsce. Obecnie prace nad rozwojem i wdrożeniem aplikacji prowadzone są w Centrum Kompetencyjnym ds. Energetyki UDT. Dzięki wykorzystywaniu elementów sztucznej inteligencji Program ET Inspektor z założenia ma być pomocny zarówno dla inspektora, jak i użytkownika. Podczas pracy nad ET Inspektorem specjaliści UDT występowali/prowadzili wykłady na wielu konferencjach związanych z energią i przemysłem 4.0. Pozwoliło to na wymianę wiedzy oraz obserwację najnowszych technologii wdrażanych w działach utrzymania ruchu w różnych branżach przemysłu. Liczne rozmowy i spotkania dotyczące potrzeb użytkownika, związanych z konkretnymi rozwiązaniami, przyczyniły się do ewoluowania programu.

Rysunek 1. ET Inspektor – panel główny



Według statystyk UDT 54% bloków energetycznych o mocy 200 MW+ przekroczyło 1000 odstawień, zaś już 10% – ponad 1500.

Symulacje obliczeniowe oraz doświadczenie inżynierskie potwierdziły, że elementy pracujące regulacyjnie wymagają dodatkowej, częstszej diagnostyki i zwiększenia częstotliwości badań. Ważnym elementem potwierdzenia algorytmów matematycznych jest przeprowadzenie badań nieniszczących elementów o różnym stopniu wyeksploatowania.

Jedną z metod oszacowania trwałości elementu pracującego w warunkach zmęczenia niskocyklicznego jest metoda obliczeniowa opisana w PN-EN 12952-4:2011 – „Kotły wodnorurowe i urządzenia pomocnicze – część 4: obliczenia oczekiwanej trwałości kotłów podczas eksploatacji”. Norma ta odnosi się do pe-

zania i zmęczenia jako mechanizmów degradacji wzajemnie od siebie niezależnych. W normie PN-EN 12952-4:2011 opisana jest metoda wyznaczania trwałości elementu za pomocą opomiarowania online.

Rysunek 2. ET Inspektor – moduł – zużycie zmęczeniem



- Ocena stanu degradacji elementów instalacji energetycznych po długotrwałej eksploatacji w warunkach pełzania i zmęczenia oraz określenie ich przydatności do dalszej eksploatacji wymagają wykonania komplementarnych badań i pomiarów, których dobór jest zależny m.in. od rodzaju i warunków pracy analizowanego elementu konstrukcyjnego, a także od możliwości dostępu do tego elementu.
- Aby oszacować i wyznaczyć bezpieczny czas eksploatacji materiału rurociągów pracujących w warunkach pełzania i zmęczenia, szczególnie po przekroczeniu obliczeniowego czasu pracy, niezbędna jest znajomość ich resztkowej wytrzymałości na pełzanie i charakterystyk zmęczeniowych.
- Ponieważ każda instalacja musi być okresowo odstawiana (odstawienia planowane i nieplanowane) na okresowe naprawy i remonty, niezbędne jest wykonanie sprawdzających wodnych, ciśnieniowych prób szczelności instalacji i jej zdolności do przenoszenia obciążeń w temperaturze próby.
- Dlatego oprócz znajomości resztkowej wytrzymałości na pełzanie i zmęczenie niskocykliczne istotna jest również znajomość podstawowych własności wytrzymałościowych i plastycznych tych materiałów po długotrwałej ich eksploatacji w różnym czasie.

## BAZOWE ZAŁOŻENIA PRZY PROJEKTOWANIU APLIKACJI

Aplikacja musi być narzędziem dedykowanym – jej uniwersalność powodowałaby, że nie dawałaby zadowalających efektów w procesie analizy.

- Silnik aplikacji musi być jak najbardziej uniwersalny – jego uniwersalność pozwala na użycie go w innych sektorach przemysłu.
- Należy używać tylko najnowszych środowisk z punktu widzenia IT.

Poza aspektami związanymi z informatyką niezwykle istotny jest wybór metodologii w wyznaczaniu zużycia elementów, co zobrazowano poniżej.

Wybór elementu poddanej analizie

Rozważenie wszystkich możliwych warunków pracy, które są istotne dla danego rozpatrywanego elementu

Uwzględnienie możliwej interakcji między różnymi mechanizmami degradacji

Postępowanie według odpowiedniego schematu

Wdrożenie ET Inspektora to efekt połączenia wiedzy z zakresu energetyki, automatyki, informatyki oraz telekomunikacji, zgodnie z założeniami przemysłu 4.0, takimi jak:

- przetwarzanie dużej liczby danych w chmurze,
- techniki symulacji funkcjonowania obiektów rzeczywistych za pomocą wirtualnych modeli, na podstawie danych dostarczanych i przetwarzanych online,
- analityka dużych zbiorów,
- wykorzystanie Internetu Rzeczy (IoT),
- zapewnienie bezpiecznej komunikacji użytkownik – UDT.

Wyniki w ET Inspektor są wiarygodne i obiektywne, ponieważ wykorzystywane są pełne informacje online, dzięki czemu unikamy stronicznych zbiorów danych.

Cel użytkowy programu ET Inspektor – Prognoza Zużycia Elementów Ciśnieniowych – został zrealizowany po wybraniu odpowiedniego algorytmu uczenia maszynowego. Wykorzystując uczenie maszynowe nadzorowane, dzięki odpowiedniemu etykietowaniu danych, jesteśmy w stanie zidentyfikować rodzaj uszkodzenia na podstawie zarejestrowanych warunków pracy oraz historii eksploatacji. Dzięki pobieraniu aktualnych danych istnieje możliwość wpłynięcia na aktualne parametry zastosowanego modelu, co umożliwi także zastosowanie uczenia maszynowego online.

Program ET Inspektor wyposażony jest również w dwa systemy: ekspercki i autonomiczny.

- ➔ **System ekspercki\*** składa się z dwóch podsystemów – bazy danych znanych informacji (baza wiedzy oparta na doświadczeniu i wiedzy pracowników UDT) oraz silnik wnioskowania.
- ➔ **System autonomiczny** – opracowany przez UDT system – ma za zadanie automatycznie rozpoznawać i dobierać określoną liczbę scenariuszy oraz skutecznie działać w roli systemu eksperckiego po wczytaniu zupełnie nowych danych.

- Główne zadania systemu eksperckiego w aplikacji ET Inspektor
- Klasyfikacja – identyfikacja obiektu na podstawie znanych cech
- Diagnostyka – wykrywanie niewłaściwego działania na podstawie obserwacji
- Monitorowanie – porównywanie danych z czujników w czasie rzeczywistym w celu określenia zachowania
- Planowanie – rozwijanie i modyfikowanie planów diagnostycznych na podstawie wykrytych warunków

ET inspektor składa się z dwóch aplikacji ET\_Inspektor.UI oraz ET.Inspektor.Core.

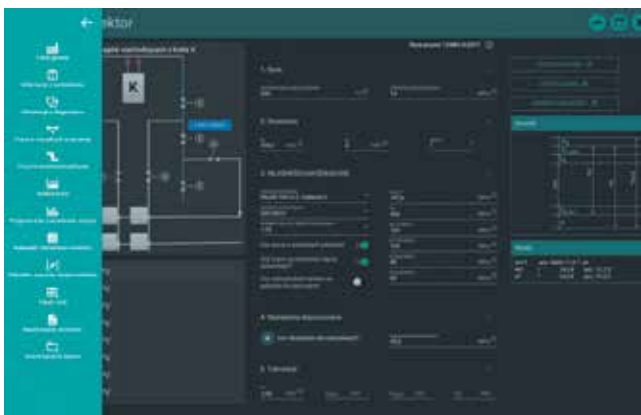
- ➔ ET\_Inspektor.UI służy do wizualizacji wyników, dodawania opisów, wypełniania checklist dotyczących uszkodzeń i diagnostyki.
- ➔ ET\_Inspektor.UI jest aplikacją kliencką aplikacji ET\_Inspektor.Core, która odpowiada w głównej mierze za pobieranie danych pomiarowych, jak i za analizę tych danych.

Rysunek 3. ET Inspektor.Core



ET Inspektor podzielony jest na wiele modułów, między innymi takich jak: ✓ analiza – pod kątem zmęczenia i pelzania, ✓ uszkodzenia – możliwość dodawania zdjęć/plików o uszkodzeniach dla każdego elementu urządzenia/instalacji, ✓ diagnostyka – możliwość dołączania wyników badań i sprawozdań, ✓ obliczenia – możliwość wykonywania obliczeń dla elementów urządzenia, ✓ tabela stali, ✓ historia – możliwość dostępu do danych historycznych każdego elementu.

Rysunek 4. Moduły aplikacji ET Inspektor



Wdrożenie ET Inspektora w odpowiednich blokach i instalacjach przynosi wiele korzyści, takich jak np. obiektywne określenie stanu technicznego urządzenia ciśnieniowego. Istotną jest zwłaszcza pomoc w podjęciu decyzji dotyczących modernizacji czy realizacji nowych inwestycji. Opracowane modele matematyczne, oparte na znanych standardach technicznych i wiedzy eksperckiej UDT, umożliwiają z uzyskanych pomiarów online prognozować zużycie elementów instalacji pod kątem mechanizmów degradacji.

Bartłomiej Siedmiogrodzki, specjalista urządzeń ciśnieniowych, Dział Urządzeń Ciśnieniowych UDT, Oddział w Łodzi

# Wielopaliwowe układy kogeneracyjne ze stałotlenkowymi ogniwami paliwowymi (SOFC)

Jakub Kupecki, Marcin Błesznowski

2 listopada 2021 roku Rada Ministrów przyjęła przedłożony przez ministra klimatu i środowiska dokument „Polskiej strategii wodorowej do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku” [1]. Wśród 44 celów Polskiej Strategii Wodorowej (PSW) wskazano na konieczność wdrażania kogeneracyjnych układów ko- i poligeneracyjnych z ogniwami paliwowymi o mocy do 50 MW do 2030 roku. Jednocześnie podkreślono znaczenie wodoru w energetyce i ciepłownictwie poprzez wskazanie celów w obszarze jego produkcji (instalacje *Power to Gas*, współpracujące ze źródłami OZE), wykorzystania (ogniwa paliwowe, turbiny gazowe, transport) oraz magazynowania (gazociągi, zbiorniki). Biorąc pod uwagę aktualne problemy z dostępnością i ceną gazu naturalnego, status krajowej energetyki gazowej oraz plany rozwoju energii z odnawialnych źródeł energii (OZE), warto rozważyć intensyfikację działań mających na celu przyspieszenie czy zwiększenie skali celów wskazanych przez PSW.

## Synergia w okresie transformacji

Czas transformacji energetycznej u jednych budzi obawy i przywołuje skojarzenia związane z chaosem, dla innych zaś jest powiewem świeżości i nadzieją na lepsze jutro. Niezależnie od spojrzenia, obecnie – jako kraj i gospodarka światowa – stoimy przed koniecznością wprowadzenia daleko idących zmian w celu zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego i działań dążących do zachowania ekosystemu, w którym żyjemy. Naszym obowiązkiem jest dopilnować, aby zmiany te przebiegały w sposób zaplanowany, skoordynowany, systematyczny i konsekwentny, co pozwoli zminimalizować efekty zawirowań, jakie wystąpiły w poprzednich rewolucjach przemysłowych. Termin transformacja energetyczna nabiera obecnie nowego znaczenia, ponieważ wymusza na nas spojrzenie z perspektywy niezależności energetycznej, która w świetle konfliktu zbrojnego w Ukrainie zyskuje nowy wymiar.

W okresie transformacji weryfikowane są nowe technologie, koncepcje i modele biznesowe, które niejednokrotnie wiążą się z podjęciem ryzyka przez wszystkich uczestników rynku energii. Polityka Unii Europejskiej, związana z redukcją emisji gazów cieplarnianych, zakłada docelowo całkowitą redukcję emisji przy wykorzystaniu zero- i niskoemisyjnych paliw, zwłaszcza wodoru wytwarzanego z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. Znajduje to potwierdzenie w takich dokumentach jak Europejski Zielony Ład, Strategia w zakresie Wodoru na rzecz Europy Neutralnej Klimatycznie, dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II), Taksonomia Unii Europejskiej, Pakiet *Fit for 55*.

Wodór, biometan, biogaz i paliwa syntetyczne to nowi gracze w miksie energetycznym, których znaczenie z biegiem czasu będzie rosło, tak jak w przypadku OZE. Wielopaliwowość i dywer-

syfikacja technologii to dwa terminy, które najlepiej oddają ducha obecnych zmian. To są również dwa z wielu argumentów przemawiających za rozwojem stałotlenkowych ogniw paliwowych (SOFC). Mają one znaczący potencjał, który może być wykorzystany nie tylko w docelowym miksie energetycznym, ale również w fazie przejściowej.

W dalszej części artykułu przedmiotem omówienia jest układ kogeneracyjny z ogniwami SOFC, które mogą być zasilane mieszaninami wodoru i gazu ziemnego o zmiennym stężeniu w zakresie od 0 do 100% oraz mieszaninami wodoru i biometanu lub biogazu.

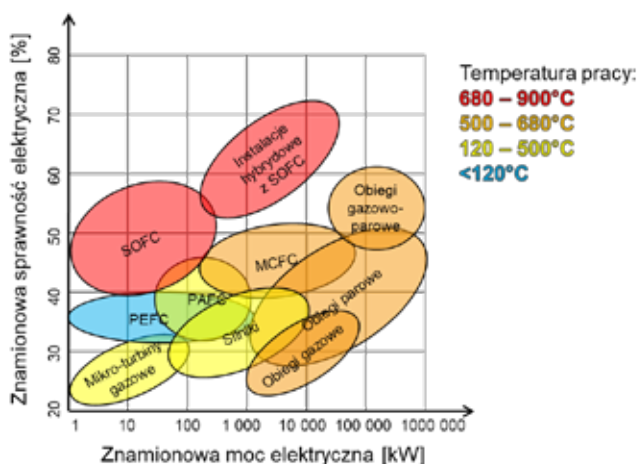
## Klasyfikacja ogniw paliwowych oraz przykładowe instalacje

Zgodnie z globalnymi kierunkami rozwoju nisko- i zeroemisyjnych gospodarek, ilość wodoru wytwarzanego w instalacjach elektrolizy uzależniona jest od dostępności energii elektrycznej z OZE, wykorzystywanej do rozkładu wody na tlen i wodór. „Polityka energetyczna Polski 2040” zakłada, że w 2030 roku udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie 23%, przy czym energetyka wiatrowa i fotowoltaika mają w 2030 roku osiągnąć moc zainstalowaną odpowiednio na poziomie 5,9 GW i 5–7 GW, zaś w 2040 roku 11 GW i 10–16 GW [2]. W każdym kraju uczestniczącym w procesie zmian, z uwagi na konieczność zwiększania mocy zainstalowanej w OZE w latach 2030–2040 zajdzie w różnej skali konieczność stabilizacji pracy sieci elektroenergetycznej i rozwoju systemów magazynowania energii. Dlatego większość państw opracowuje strategie wodorowe i dokumenty kierunkowe, w których niejednokrotnie prezentowane są plany rozwoju elektrolizerów. Wodór bowiem jest doskonałym

nośnikiem energii, umożliwiającym magazynowanie dużych ilości energii zarówno krótko- (godziny, dni), jak i długookresowo (tygodnie, miesiące) [3]. Spośród państw unijnych najambitniejsze plany w tym zakresie ma Francja [4] (6,5 GW), Niemcy [2] i Włochy [5] (5 GW). Polska Strategia Wodorowa (PSW) zakłada sumaryczną moc układów wytwarzania nisko- i zeroemisyjnego wodoru na poziomie do 2 GW w 2030 roku, z przeważającym udziałem instalacji elektrolizy [1].

Jednym ze sposobów wykorzystania wodoru jest generacja energii elektrycznej i ciepła w układach kogeneracyjnych z ogniwami paliwowymi. Rysunek 1 przedstawia zestawienie typowych

Rysunek 1. Zakresy stosowalności (mocy) wybranych technologii energetycznych wraz z referencyjnymi wartościami sprawności elektrycznej [6]



zakresów mocy instalacji dla różnych typów ogniw paliwowych oraz ich porównanie z klasycznymi rozwiązaniami energetyki przemysłowej i zawodowej. Według powszechnie przyjętej klasyfikacji rozróżnia się kilka rodzajów ogniw paliwowych, wpro-

wadzając podział ze względu na postać elektrolitu. Z uwagi na temperaturę pracy wyróżnia się wysoko- i niskotemperaturowe ogniwa paliwowe.

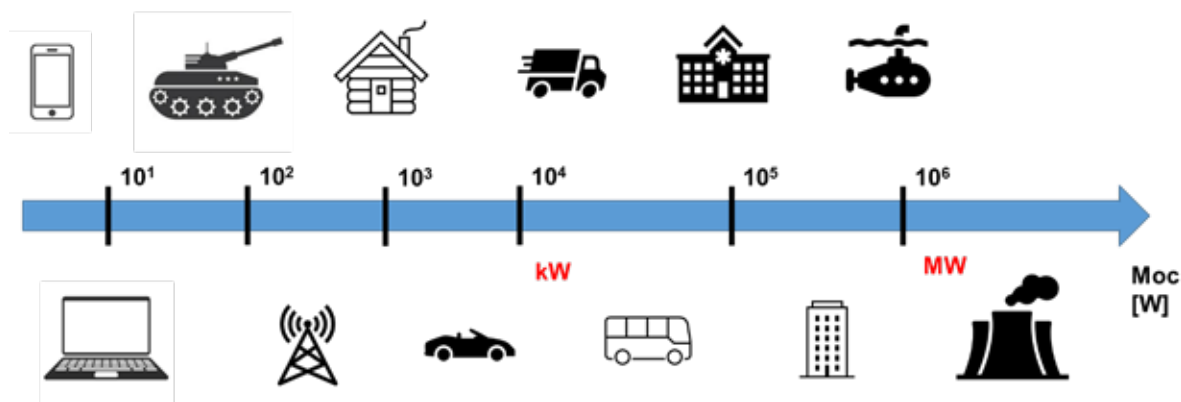
Do pierwszej grupy zaliczane są ogniwa stałotlenkowe (SOFC) i węglanowe (MCFC). Wysoka temperatura pracy zwiększa kinetykę reakcji elektrochemicznych, zapewniając jednocześnie optymalne warunki pracy elementów aktywnych elektrochemicznie, bazujących na katalizatorach. W przypadku ogniw SOFC funkcję katalizatora pełni nikiel (Ni) oraz ceramika o strukturze perowskitu. Możliwość wykorzystania wielu rodzajów paliwa oraz wysoka tolerancja na zanieczyszczenia, które są dla ogniw niskotemperaturowych szkodliwe, to bez wątpienia jedne z głównych zalet wysokotemperaturowych ogniw paliwowych. Dodatkowo, nie wymagają one stosowania w swojej konstrukcji materiałów szlachetnych. Ogniwa SOFC pozwalają osiągnąć maksymalną gęstość mocy do 1,90 [W cm<sup>-2</sup>] [1], podczas gdy MCFC typowo do około 0,15 [W cm<sup>-2</sup>] [7–8]. Ogniwa wysokotemperaturowe przeznaczone są do zastosowań stacjonarnych, zaś sprawność sumaryczna elektrochemicznego procesu produkcji wodoru (elektrolizer stałotlenkowy SOE) oraz jego konwersji ponownie do energii elektrycznej wynosi od 32 do 56% [9].

Drugą grupę stanowią ogniwa paliwowe z kwasem fosforowym PAFC (ang. *Phosphoric Acid Fuel Cells*), ogniwa zasilane bezpośrednio metanolem DMFC (ang. *Direct Methanol Fuel Cells*), alkaliczne AFC (ang. *Alkaline Fuel Cells*) oraz z membraną do wymiany protonów PEMFC (ang. *Proton Exchange Membrane Fuel Cells*). Z powodu niskiej temperatury pracy wszystkie wymagają jednak stosowania jako katalizatorów metali szlachetnych, których zadaniem jest poprawa osiągnięć elektrochemicznych. W efekcie, nawet nieznaczny dodatek metali szlachetnych zwiększa koszty końcowe instalacji z wykorzystaniem tych technologii. Niewątpliwą zaletą ogniw niskotemperaturowych jest krótki czas rozruchu oraz możliwość wielokrotnego przeprowadzenia cyklu pracy urządzenia: rozruch/odstawienie. Dotyczy to przede

Tabela 1. Specyfikacja głównych typów ogniw paliwowych

Rodzaj ogniwa	Temperatura pracy [°C]	Elektrolit	Paliwo	Materiał katalityczny	Zakres stosowalności (moc)	$\eta_{\text{elektr.}}$ [%]
PEMFC	40–80	membrana przewodząca jony	H <sub>2</sub>	platyna	20 W–20 MW	do 52
HT-PEFC	120–180	membrana przewodząca jony	H <sub>2</sub>	platyna	5–500 kW	37–38
PAFC	150–210	roztwór kwasu fosforowego	H <sub>2</sub>	platyna	100–20 MW	37–45
AFC	100–250	wodny roztwór KOH (30–75% wagowo)	H <sub>2</sub>	platyna	5 W–2 MW	do 60
MCFC	620–670	stopiony węglan litu, sodu lub potasu utrzymywany przez porowatą macierz	H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub> , olej napędowy, LPG, CNG, SNG, DME, biogaz, amoniak, wyższe węglowodory	nikiel	1,4–59 MW	do 48
LT-SOFC	450–550	ceramika/ceramika przewodząca protony	H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub> , olej napędowy, LPG, CNG, SNG, DME, biogaz, amoniak, wyższe węglowodory	ceramika o strukturze perowskitu/nikiel	100–5 kW	30–70
SOFC	600–900 (1000)	tlenek cyrkonu stabilizowany tlenkiem itru (w postaci gęstego spieku)	H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub> , olej napędowy, LPG, CNG, SNG, DME, biogaz, amoniak, wyższe węglowodory	ceramika o strukturze perowskitu/nikiel	0,4–10 MW	45–72

Rysunek 2. Zestawienie typoszeregu produktów z ogniwami SOFC



wszystkim ogniwnom PEMFC, które dominują w zastosowaniach transportowych.

### Instalacje energetyczne z ogniwami SOFC

Kogeneracja, tj. wytwarzanie w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła, umożliwia zmniejszenie zużycia energii pierwotnej w zastosowaniach na małą, średnią i dużą skalę oraz w instalacjach mikro, tj. układach o mocy w zakresie do 50 kW. Istnieją różne technologie kogeneracji, w tym układy oparte na silnikach wewnętrznego spalania, turbinach gazowych, turbinach parowych, obiegach z czynnikami niskowrzącymi (ORC) oraz z wykorzystaniem ogniwno paliwowych.

Zastosowane w układzie kogeneracyjnym ogniwa paliwowe umożliwiają zmniejszenie emisji zanieczyszczeń, oszczędność energii i obniżenie kosztów eksploatacji. Układy te charakteryzują się sprawnością elektryczną typowo w zakresie 45–55% i sprawnością ogólną na poziomie 85–97% [10–11], już w zakresie mocy pojedynczych kilowatów (1–5 kW). Osiągi układów opartych na ogniwnach paliwowych mogą być zbliżone do parametrów instalacji opartych na silnikach wewnętrznego spalania czy silnikach Stirlinga lub być znacząco wyższe.

Wybrane instalacje mikrokogeneracyjne (<50 kW):

- najnowsza generacja układów ENE-FARM Type S firmy AISIN o mocy 700 W i sprawności elektrycznej 52%,
- firma Doosan, bazując na technologii *Ceres Power* od 2022 roku ma w planach zaoferowanie układu CHP o mocy 10 kW o sprawności elektrycznej >50% i zasilanego gazem ziemnym,
- BlueGEN (*SolidPower*) – układ zasilany gazem ziemnym o mocy elektrycznej 1,5 kW, sprawności całkowitej 90%, a elektrycznej 57%,
- Galileo (*Hexis-h2e Power-mPower*) – układ zasilany gazem ziemnym o sprawności całkowitej 90%, elektrycznej (LHV) – 30–35% o mocy cieplnej 2 kW, a elektrycznej 1 kW.

Wybrane instalacje średniej mocy (50–150 kW):

- instalacja o mocy 2,5 MW na bazie 48 układów *Energy-Server-54* o mocy 52 kW każdy i sprawności 60%, zainstalowana w siedzibie firmy Bloom Energy w San Jose, CA, USA,
- instalacja demonstracyjna o mocy 100+ kW zasilana biogazem, sprawność elektryczna 50–58% (projekt DEOMOSOFC – rozwinięcie koncepcji projektu SOFCOM).

Wybrane instalacje dużej mocy (>250 kW):

- moc 250 kW, sprawność elektryczna 55%, zainstalowana na Uniwersytecie w Kyushu w Japonii. Na bazie tej jednostki budowany jest obecnie moduł klasy 1 MW [12].

### Zastosowania i rynek

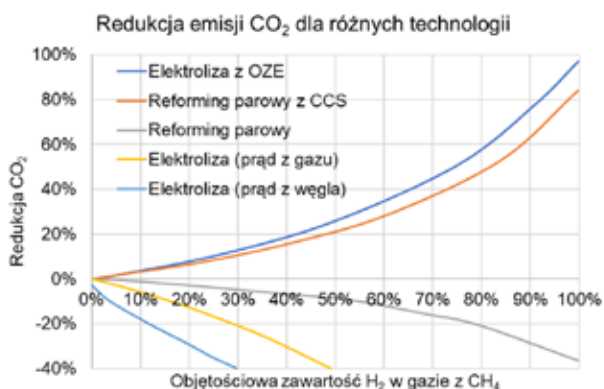
Potencjalny rynek do zastosowań układów energetycznych opartych na ogniwnach SOFC jest zdywersyfikowany, a wymogi odbiorców nie zawsze są jednakowe. W ogólnym ujęciu dla systemów zasilania można wyróżnić kilka charakterystycznych klas-grup zastosowań. Ze względu na wzrost mocy wyróżniamy urządzenia podręczne (mobilne), których głównym atutem jest minimalny rozmiar (ładowarki, mobilne minigeneratory, specjalistyczne pojazdy), następnie – jednostki napędowe pojazdów, niezależne generatory mocy, przydomowe układy kogeneracyjne. Ostatnia grupa to instalacje kogeneracyjne dla średnich przedsiębiorstw, budynków wielorodzinnych, osiedli, obiektów użyteczności publicznej oraz przemysłu i energetyki.

Już dzisiaj polskie zespoły budują i eksploatują układy ze stałotlenkowymi elektrolizerami SOE i stałotlenkowymi ogniwnami paliwowymi SOFC, uczestniczą w pracach międzynarodowych konsorcjów w celu stworzenia typoszeregu komercyjnych urządzeń tego typu. W latach 2011–2015, w ramach Programu Badań Strategicznych Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, ze współfinansowaniem firmy ENERGA S.A., skonstruowano pierwszy w Polsce układ kogeneracyjny o mocy 2 kW<sub>el</sub> i 2 kW<sub>th</sub> z ogniwnami typu SOFC [13]. Układ stanowił prototyp przydomowej instalacji prosumenckiej, który można było zasilać wodorem, gazem ziemnym, gazem ze zgazowania biomasy, tlenkiem węgla lub biogazem [14]. Koncepcja układu zasilanego biogazem była rozwijana także w europejskim projekcie SOFCOM. Natomiast w projekcie BIOCCHP jako paliwo wykorzystano syngaz ze zgazowania biomasy. Z kolei celem projektu europejskiego ONSITE była konstrukcja i eksploatacja kompaktowego hybrydowego układu ogniwo SOFC-bateria wysokotemperaturowa (typu ZEBRA), generującego powyżej 20 kW z wysoką sprawnością elektryczną i znaczącą możliwością modulacji instalacji. Układ stanowił prototyp instalacji zasilania stacji telekomunikacyjnej w południowych Włoszech. Te prace realizowane były z udziałem Instytutu Energetyki.

Pierwszym istotnym projektem dotyczącym budowy infrastruktury gazowej współpracującej z instalacjami z ogniwami paliwowymi był realizowany w Polsce projekt FC-District. W jego trakcie opracowano i zademonstrowano innowacyjną koncepcję produkcji i dystrybucji energii (z wykorzystaniem silników Stirlinga oraz układów z ogniwami SOFC) w ramach autonomicznej sieci energetycznej na terenie centrali Instytutu Energetyki w Warszawie, która obejmowała budynki biurowe, infrastrukturę badawczą i lokalną sieć dystrybucyjną ciepła i gazu.

Doświadczenia te stanowiły podstawę do rozpoczęcia nowego przedsięwzięcia, które jest obecnie realizowane w Polsce w ramach projektu europejskiego SO-FREE: *Solid oxide fuel cell combined heat and power: Future-ready Energy*, dotyczącego demonstracji działania układów z ogniwami paliwowymi SOFC, zasilanymi gazem sieciowym domieszkowanym wodorem. Realizacja tego przedsięwzięcia, zaplanowanego na lata 2021–2024, zakłada prowadzenie badań eksploatacyjnych stosów SOFC i układów klasy 1 i 10 kW z tymi stosami, które będą zasilane gazem ziemnym domieszkowanym wodorem ze zmianą udziału procentowego wodoru podczas eksploatacji układu, docelowo do pracy w trybie zasilania jedynie wodorem. W projekcie SO-FREE uczestniczą Instytut Energetyki oraz Polska Grupa Energetyczna S.A., zaś Izba Gospodarcza Gazownictwa oraz GAZ–SYSTEM są partnerami wspierającymi. Jednym z kluczowych aspektów projektu będzie analiza techniczno-ekonomiczna, obejmująca rów-

Rysunek 3. Potencjał w zakresie obniżania śladu węglowego układów ciepłowni/elektrociepłowni poprzez zastosowanie danej ilości wodoru różnego pochodzenia [15]



niez ocenę potencjału redukcji emisji dwutlenku węgla w systemach generacji energii elektrycznej w układach kogeneracyjnych. W zakresie oceny alternatywnych paliw potencjał redukcji CO<sub>2</sub> oceniany będzie z uwzględnieniem śladu węglowego różnych technologii wytwarzania wodoru. Wstępne symulacje pozwoliły na wyznaczenie oczekiwanych wskaźników redukcji emisji w zależności od pochodzenia wodoru (rysunek 3).

\* \* \*

Technologie wodorowe mogą stanowić mocny filar niskoemisyjnej gospodarki i przyczynić się do poprawy sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Z kolei wykorzystanie układów z ogniwami paliwowymi w okresie transformacji paliwowej stwarza potencjał do obniżenia emisyjności energetyki poprzez stosowanie układów o sprawności znacząco przewyższającej pa-

rametry uzyskiwane przez instalacje konwencjonalne, zwłaszcza w zakresie małych i średnich mocy. Działania w tym kierunku – tworzenie krajowych rozwiązań i know-how istotnego dla budowy gospodarki wodorowej – prowadzone są w kilku jednostkach w Polsce. Centrum Technologii Wodorowych Instytutu Energetyki rozwija kompetencje i technologie, które powstawały w okresie osiemnastu lat w ramach wielu inicjatyw badawczych, finansowania centralnego, projektów bilateralnych, współpracy międzynarodowej i bezpośredniego finansowania przez przemysł. Dalsza zacieśniona współpraca i integracja środowiska naukowego i badawczo-rozwojowego w obszarze technologii wodorowych, w każdej części łańcucha wartości tych technologii, wzmocni skalę i zakres działania na rzecz realizacji celów Polskiej Strategii Wodorowej i Porozumienia Sektorowego w obszarze rozwoju łańcucha wartości gospodarki wodorowej.

Dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn, dr inż. Marcin Błesznowski, Centrum Technologii Wodorowych, Instytut Energetyki

#### Bibliografia

1. *Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040*, załącznik do uchwały nr 149 Rady Ministrów z 2 listopada 2021 r. (poz. 1138).
2. *The National Hydrogen Strategy (Nationale Wasserstoff-Strategie) The Federal Government*, czerwiec 2020.
3. *Currently available and future methods of energy storage*, WWF Poland, ISBN: 978-83-60757-56-7, 2020.
4. *The National strategy for the development of decarbonised hydrogen*, The French Government, wrzesień 2020.
5. *The National Hydrogen Strategy Preliminary Guidelines*, The Italian Ministry of Economic Development, 2020.
6. J. Kupecki, *Wybrane zagadnienia modelowania matematycznego stosów stałotlenkowych ogniw paliwowych podczas pracy w stanach niestabilnych*, ISBN 978-83-7789-501-6, 2017.
7. M. C. Tucker, *Metal-Supported Solid Oxide Fuel Cell with High Power Density* (Lawrence Berkeley National Laboratory) 15th International Symposium on Solid Oxide Fuel Cells, July 23–28, 2017 (USA).
8. J. Milewski, G. Discepoli, U. Desiderib, *Modeling the performance of MCFC for various fuel and oxidant compositions*, *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 39, issue 22, pp. 11713–11721 (24 July 2014).
9. V. Saarinen, J. Pennanen, M. Kotisaari, O. Thomann, O. Himanen, S. Di Iorio, P. Hanoux, J. Aicart, K. Couturier, X. Sun, M. Chen, B. R. Sudireddy, *Design, manufacturing, and operation of movable 2 × 10 kW size rSOC system*, <https://doi.org/10.1002/fuce.202100021>.
10. F. Baldi, L. Wang, M. Pérez-Fortes, F. Maréchal, *A Cogeneration System Based on Solid Oxide and Proton Exchange Membrane Fuel Cells With Hybrid Storage for Off-Grid Application*, *Frontiers in Energy Research*, 2019.
11. J. Jewulski, J. Kupecki, M. Błesznowski, *Postępy w rozwoju układów μ-CHP z ogniwami paliwowymi*, *Instal*, 1/2014.
12. M. Gandiglio, A. Lanzini, M. Santarelli, *Large Stationary Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) Power Plants in J. Kupecki (ed.) Modeling, Design, Construction, and Operation of Power Generators with Solid Oxide Fuel Cells* (2018), Springer, Londyn.
13. *Pierwsza w Polsce instalacja mikrokogeneracyjna z ogniwami paliwowymi SOFC, „Energia i My”*, marzec 2016.
14. J. Kupecki i in., *Modeling, Design, Construction, and Operation of Power Generators with Solid Oxide Fuel Cells – From single cell to complete power system*, Springer, Cham. 2018.
15. Dane projektu SO-FREE: <https://www.so-free.eu/>.

# Raport z działalności

## Zespołu ds. Kodeksu Dobrych Praktyk dla Gazownictwa

*My wiemy, że obecnie biznes jest tak złożony, przeżycie firm tak ryzykowne w środowisku, które jest coraz bardziej nieprzewidywalne, konkurencyjne i pełne niebezpieczeństw, że ich dalsza egzystencja zależy od codziennej mobilizacji każdej uncji inteligencji.*

Konosuke Matsushita, twórca koncernu Panasonic

Od stycznia 2022 roku trwają prace nad nowelizacją Kodeksu Dobrych Praktyk (KDP 2022) dla branży gazowniczej. Ambicją Zespołu KDP 2022 jest nadanie kodeksowi uniwersalnego charakteru zarówno na dziś, jak i na przyszłość, z uwzględnieniem m.in. cyfryzacji branży na dobre i na złe czasy.

Podczas VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego w 2018 roku doszło do porozumienia między delegatami i zgłoszony został kluczowy postulat „dotyczący wypracowania polityki energetycznej państwa opartej nie tylko na realnych prognozach, uwzględniających specyfikę branży gazowniczej, ale również określone zostały długofalowe cele, sformułowane wspólnie ze środowiskiem gazowniczym. Niezwykle ważne jest przy tym, aby administracja rządowa była partnerem zarówno małych, średnich, jak i dużych firm branży gazowniczej, świadomym problemów, z jakimi zmagają się ten sektor gospodarki”. Impulsem do konkretnych działań było formalne powołanie przez Zarząd IGG na III posiedzeniu 11.05.2018 roku Zespołu ds. Ustanowienia Kodeksu Dobrych Praktyk w Relacjach Inwestor–Wykonawca, którego celem było opracowanie zbioru zasad, swoistego drogowskazu, w postępowaniu w procesie przygotowania i realizacji zadań inwestycyjnych, lepszej współpracy inwestora z branżą, tj. projektantami, wykonawcami, dostawcami, producentami, nadzorem inwestycyjnym i innymi uczestnikami procesu inwestycyjnego. W wyniku prac zespołu powstał dokument „**Kodeks dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej**”.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom branży oraz jej interesariuszy, po ponad roku od publikacji dokumentu KDP 2019, uznano, że należy dostosować i zaktualizować istniejące już zapisy KDP, a także opracować nowy zbiór zasad i rekomendacji dla potrzeb pozostałych interesariuszy procesu inwestycyjnego. Wnioski i postulaty zgłaszane były podczas Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Członków IGG:

„O rozszerzenie prac Zespołu ds. Kodeksu Dobrych Praktyk w zakresie problemów dotyczących: producentów, dostawców, nadzoru inwestycyjnego i biur projektowych. Uaktualnienie za-

pisów KDP do nowego prawa zamówień publicznych i potrzeb rynku”.

Na VII Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego 10.20.2020 roku do Komisji Uchwał i Wniosków wpłynął następujący postulat:

„Z uwagi na ogromny rozmiar rozbudowy infrastruktury gazowniczej w Polsce i związanej z tym konieczność właściwego i efektywnego wydawania środków publicznych, właściwego przygotowania i bezpiecznej realizacji inwestycji, a także na kształcenie kadr technicznych i menedżerskich, mający wpływ na rozwój i innowacyjność sektora, przedstawiciele firm wykonawczych, dostawców i projektantów podkreślają potrzebę kontynuacji dialogu na linii inwestor–wykonawca z wykorzystaniem rekomendacji KDP dla gazownictwa...”.

### Działalność Zespołu KDP

Jako fundament kodeksu przyjęto koncepcję zarządzania ryzykiem. W tym kontekście pod pojęciem ryzyka rozumieć należy możliwe zdarzenia towarzyszące realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, które mogą mieć negatywne (zagrożenia) lub pozytywne (szanse) oddziaływanie na wyniki tych przedsięwzięć. Dobre praktyki rozumiane są natomiast jako uzgodniony między stronami kontraktów zestaw reguł postępowania, który służy zarówno ograniczeniu prawdopodobieństwa wystąpienia negatywnego ryzyka i jego skutków w projektach, jak i maksymalizowaniu prawdopodobieństwa ryzyka pozytywnego oraz jego skutków i następstw.

Zgodnie z opracowaną dla potrzeb niniejszego projektu metodyką prac, przyjęto strukturę podziału ryzyka (pięć obszarów) w pięciu kategoriach:

- 1) projektanci,
- 2) producenci/dostawcy,
- 3) nadzór inwestorski (WNI),
- 4) cyfryzacja,
- 5) prawo (nowelizacja KDP 2019).

Członkowie Zespołu KDP 2022 (ponad 50 osób) zostali zgłoszeni przez członków IGG i reprezentują pełen przekrój intere-

sariuszy branży. Pracują do wyczerpania zasobów (tematów). Obecnie każda grupa odbyła średnio 20 spotkań (cykliczne spotkania sprintowe on-line), które przebiegały pod opieką facylitatorki.

Zespół ds. Projektowania skoncentrował się na uregulowaniu dobrych praktyk w relacji projektant–inwestor. W trakcie spotkań zespołu szczegółowo omawiano bolączki związane z procesem projektowania w inwestycjach gazowych od ogłoszenia przetargu (m.in. sposób przeprowadzania przetargu oraz jego przebieg), przez jego realizację (m.in. proces zgłaszania zastrzeżeń do dokumentacji projektowej), aż do zakończenia prac nad dokumentacją projektową. Efektem prac zespołu jest zbiór postanowień dotyczących relacji projektant–inwestor, które zostaną umieszczone w KDP 2022.

Zespół ds. Dostaw odpowiedzialny był za zidentyfikowanie i skodyfikowanie wzorcowych praktyk związanych z dostawami realizowanymi w ramach procesu inwestycyjnego. Jako efekt swoich prac zespół przedstawił listę propozycji postanowień KDP 2022 dotyczących poszczególnych etapów, tj. przetargu (m.in. opis przedmiotu zamówień na dostawy, organizacja i przebieg przetargu, kwestia „rozdrobienia” zamówień) oraz realizacji umowy (m.in. kwestie związane z finansowaniem dostaw oraz płatnościami).

Zespół ds. Nadzoru Inwestorskiego (WNI) podjął próbę rozbudowania KDP 2022 o kwestie związane z nadzorem inwestorskim oraz zarządzaniem budową, sprawowanym w ramach inwestycji gazowych. Poruszono zagadnienie znaczenia nadzoru inwestorskiego w procesie inwestycyjnym, komunikacji ze wszystkimi uczestnikami tego procesu czy konieczności zapewnienia stałości personelu nadzoru inwestorskiego w trakcie realizacji inwestycji. W efekcie przedstawiono propozycje uregulowania tych kwestii w KDP 2022.

Z punktu widzenia członków wchodzących w skład Zespołu ds. Projektowania oraz Zespołu ds. Nadzorowania, stworzenie KDP w sektorze gazowym jest bardzo istotną kwestią. Dzięki KDP strony będą mogły uniknąć wielu problemów podczas przygotowania i realizacji inwestycji. Niejednokrotnie zapisy zawarte w umowach przysparzają uczestnikom procesu inwestycyjnego wielu problemów natury formalnoprawnej, niepotrzebnie absorbujących energię i zaangażowanie stron, nie wnosząc przy tym nic konstruktywnego do realizacji inwestycji. Takie zapisy można skorygować lub wyeliminować tylko i wyłącznie, spełniając dwa warunki. Pierwszym jest bazowanie na praktycznym doświadczeniu zdobytym podczas realizacji umów, a drugim dialog pomiędzy stronami, w którym każda z nich może przedstawić swój punkt widzenia. Wiadomo, że nawet najlepiej stworzone zapisy zawarte w KDP, które w konsekwencji zostaną wprowadzone do umów, w praktyce do pewnego stopnia okażą się niedoskonałe. Niemniej jednak spełnienie tych dwóch warunków, czyli praca na rzeczywistych umowach oraz dialog, pozwolą na kolejne iteracje optymalizacji umów. Na efektach takiej pracy z pewnością skorzystają wszyscy, tj. inwestor, projektant, wykonawca robót i nadzór.

Istotne jest, że bardzo często firmy zajmujące się projektowaniem i nadzorami, świadczące usługi dla zamawiających z branży gazowej, pracują dla zamawiających także z innych sektorów. Dzięki temu podczas dialogu przy tworzeniu KDP można posłużyć się dobrymi praktykami z innych sektorów, np. drogowego czy kolejowego, co znacznie ułatwia i przyspiesza prace nad KDP.

Tym bardziej że wszystkich zamawiających realizujących strategiczne inwestycje infrastrukturalne obowiązuje ten sam katalog przepisów, np. prawo zamówień publicznych czy dyscyplina finansów publicznych.

Zespół ds. Cyfryzacji zajął się opracowaniem zagadnień związanych z wykorzystaniem nowych technologii na potrzeby procesu inwestycyjnego. Zarekomendowano całościową wizję cyfryzacji procesu przygotowania, realizacji i zarządzania zbudowaną infrastrukturą gazową, rekomendując w tym celu jak najszerze wykorzystanie narzędzi budownictwa cyfrowego, w tym zwłaszcza technologii BIM. Jest to związane ze specyfiką branży gazowej, w której inwestor pełni jednocześnie rolę użytkownika i operatora infrastruktury. W takim przypadku objęcie spójną wizją cyfryzacji całości procesów inwestycyjnych i operacyjnych będzie prowadziło do zoptymalizowanego rozwoju infrastruktury gazowej oraz maksymalnych korzyści ekonomicznych, środowiskowych i społecznych. Zespół wziął także pod uwagę znaczne nasycenie instalacji gazowych inteligentnymi sterownikami i sensorami, dlatego docelowa wizja cyfryzacji obejmuje rekomendację stworzenia tzw. cyfrowego bliźniaka całej infrastruktury gazowniczej i transformację sektora gazowniczego do modelu gospodarki opartej na wiedzy. Wymagało to stworzenia modelu dojrzałości procesów cyfryzacyjnych w branży gazowniczej jako drogowskazu do transformacji cyfrowej i pomocy w określaniu celów, priorytetów, dróg i sposobów realizacji tej wizji. Prace zespołu zaowocowały dodatkowym rozdziałem KDP IGG, w całości poświęconym zagadnieniom cyfryzacji i transformacji cyfrowej, uwzględniono w nim także zagadnienia cyberbezpieczeństwa infrastruktury gazowej i współpracy z systemem edukacji.

Pięczę nad scaleniem efektu prac wszystkich zespołów oraz opracowaniem wstępu do aktualizacji KDP 2022 trzymał Zespół ds. Prawnych. Dostosował on dotychczasową treść KDP 2022 do zmian wprowadzonych w ostatnich trzech latach w prawie zamówień publicznych. Przygotował także postanowienia odnoszące się do: a) waloryzacji kontraktów, b) kosztów pośrednich związanych z przedłużonym okresem realizacji umów, c) preferowanych metod rozwiązywania sporów pomiędzy uczestnikami procesu budowlanego, d) kwestii związanych z zabezpieczeniem należytego wykonania umów oraz e) rozwiązań prawnych związanych z wybuchem pandemii COVID-19.

Najbardziej palącymi zagadnieniami, omawianymi podczas prac grupy odpowiedzialnej za aktualizację KDP 2022, okazały się jednak kwestie finansowe, a zwłaszcza waloryzacja wynagrodzenia wykonawców/dostawców. Pod koniec prac nad aktualizacją KDP 2022 powołano dodatkowy Zespół ds. Ekonomicznych. Jego zadaniem było opracowanie (m.in. według wcześniejszych ustaleń innych zespołów) rozwiązań w zakresie finansowania inwestycji gazowych, w tym waloryzacji wynagrodzenia wykonawców/dostawców. Punktem odniesienia dla ustaleń zespołu były także doświadczenia z innych branż, zwłaszcza drogowej i kolejowej.

Podczas dwóch wielogodzinnych spotkań znaczną część dyskusji zespołu zajęła właśnie tematyka waloryzacji. Przedstawiciele zamawiających oraz wykonawców i dostawców prezentowali swoje spojrzenie na tę kwestię, wskazując m.in. na własne bolączki. Ostatecznie udało się jednak częściowo wypracować wspólne rozwiązania w tym zakresie. Określają one sposób tworzenia i zakres zastosowania klauzul waloryzacyjnych w umowach gazowniczych. Podczas prac zespołu nie bez echa przeszła rów-

niez kwestia kosztów pośrednich związanych z przedłużeniem realizacji inwestycji gazowniczych, które ponoszą wykonawcy. Środowisko wykonawców postulowało bowiem od dłuższego czasu, aby ta kwestia była również wprost regulowana w umowach na realizację inwestycji gazowniczych. W związku z nadal trwającymi pracami zespołu dyskusja na ten temat nadal pozostaje otwarta.

## Zagrożenia i ryzyka dla branży, trudny i nieprzewidywalny początek 2022 roku

Analiza obecnej sytuacji (skutki gospodarcze pandemii COVID-19 oraz wybuchu wojny w Ukrainie) jednoznacznie wskazuje na konieczność kontynuowania dialogu, współdziałanie wszystkich interesariuszy i upowszechnianie dobrych praktyk w celu radzenia sobie ze zdarzeniami problematycznymi, takimi jak:

- niepewność i ograniczona liczba zleceń, hamowanie rynku inwestycyjnego (przerwana ciągłość pracy szczególnie dotkliwa dla MSP),
- bezprecedensowy wzrost kosztów realizacji kontraktów (niska waloryzacja lub jej brak),
- presja płacowa, ucieczka pracowników (wojna w Ukrainie),
- inflacja,
- zwiększony koszt i ryzyko związane z dostępnością do kapitału i ubezpieczeń,
- brak materiałów/przerwane łańcuchy dostaw (w skali światowej).

Sytuacja jest naprawdę poważna, środowiska reprezentujące przedsiębiorców biją na alarm, sygnalizując przede wszystkim

brak efektywnych mechanizmów kontraktowych i ustawowych, które pozwalałyby im na płynne dostosowanie ich wynagrodzenia do dynamicznie zmieniających się warunków rynkowych. Obecnie wzrosty cen są wręcz porażające. Jeżeli na przykład porównamy ceny surowców z kwietnia 2022 roku z cenami ze stycznia 2020 roku (tj. sprzed epidemii COVID-19), to wynoszą one 60–220%. Rekordowe ceny surowców, obok cen energii, są jednym z czynników wpływających na rekordowe ceny materiałów wykorzystywanych do realizacji inwestycji gazowniczych.

Analiza obecnej, kryzysowej sytuacji rynkowej jednoznacznie wskazuje na konieczność kontynuowania dialogu i poszukiwania najlepszych rozwiązań dla branży gazowniczej. Z satysfakcją odnotowujemy, że podjęta przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i środowiska z nią związane idea dialogu i kształtowania dobrych praktyk ma wymiar realny. Z perspektywy ostatnich lat na rynku gazowniczym widać już zmiany, które ewoluują w stronę lepszego zrozumienia wzajemnych potrzeb i interesów. Zamawiający publiczni wprowadzają wiele zmian na rzecz poprawy warunków współpracy i zrównoważenia interesów stron, w tym współdzielenie się ryzykiem: liberalizacja warunków kontraktowych, stopniowa digitalizacja procesu inwestycyjnego, poprawa komunikacji między stronami, powiązanie kamieni milowych z rzeczywistym wykonaniem, zapewniające płynność finansową na kontraktach.

Wierzmy, że KDP 2022 poprzez swoje rekomendacje i rozwiązania będzie znacząco oddziaływać na dalszą poprawę efektywności i bezpieczeństwa realizowanych inwestycji w polskim sektorze gazowniczym.

**Zespół ds. Kodeksu Dobrych Praktyk 2022**



### TADEUSZ RZEMKOWSKI (8.07.1946–23.04.2022)

23 kwietnia br., w wieku 76 lat, zmarł Tadeusz Rzemkowski, wieloletni dyrektor Poszukiwań Nafty i Gazu NAFTA Piła, senator III, IV i V kadencji Senatu RP i jego wicemarszałek w latach 1997–2001. Wizjonerski menedżer i rozważny polityk, silnie i emocjonalnie związany z branżą naftowo-gazowniczą i bliską mu szczególnie ziemią piłską. Generalny dyrektor górnictwa II stopnia. Wspaniały, otwarty człowiek i zaangażowany społecznik.

Urodził się w małym Jastrowiu na pograniczu Wielkopolski i Pomorza w rodzinie repatriantów ze Stryja. Zdobył wszechstronne wykształcenie ekonomiczne i menedżerskie w Akademii Ekonomicznej w Poznaniu). Pierwszą pracę podjął w 1969 roku w ówczesnym Przedsiębiorstwie Poszukiwań Naftowych w Pile, skąd po dwóch latach odszedł poza branżę, aby przez kilkanaście następnych lat zdobywać doświadczenie ekonomiczne jako dyrektor ekonomiczny w różnych zakładach. W 1986 roku wrócił do piłskiej NAFTY na stanowisko dyrektora ds. ekonomicznych, a po kilku latach został jej dyrektorem naczelnym. W tym okresie nastąpił imponujący rozwój zaplecza technicznego i infrastruktury firmy, a PNiG NAFTA Piła stała się nowoczesnie zarządzaną firmą poszukiwawczo-wiertniczą o ponadkrajowym formacie, wierzącą w kraju i za granicą.

W 1993 roku Tadeusz Rzemkowski podjął kolejne życiowe wyzwanie. Został wybrany do Senatu RP. Przez trzy kadencje (1993–2005) aktywnie reprezentował nie tylko wyborców ziemi piłskiej, ale również interesy branży naftowo-gazowniczej, przedstawiając też jej problemy. Niezwykle skutecznie promując nasze środowisko, zorganizował w Senacie RP dwie duże wystawy, połączone z seminariami popularyzacyjnymi: „Ignacy Łukasiewicz – historia, dzień dzisiejszy i perspektywy górnictwa naftowego” (2003) oraz „Stanisław Staszic – być narodowi użytecznym” (2005). Wielokrotnie wprowadzał pod obrady plenum i komisji senackich problematykę poszukiwań naftowych i gazownictwa. Stał się bardzo rozpoznawalną postacią w branży, i to nie tylko wśród kadry menedżerskiej, ale wśród szerokiego grona pracowników Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

Na emeryturę przeszedł z NAFTY w 2011 roku, do której zawodowo wrócił po zakończeniu działalności w Senacie RP. Jednak nadal był społecznie aktywny – działał w Radzie Regionalnej FSNT NOT w Pile, a w latach 2016–2020 był jej przewodniczącym.

Za swoją pracę i działalność był wielokrotnie odznaczany – między innymi Złotym, Srebrnym i Brązowym Krzyżem Zasługi oraz branżowymi i regionalnymi odznakami honorowymi.

Odszedł od nas otwarty, mądry i szczery Człowiek, kochający sport i ludzi, wyczulony na krzywdę i niesprawiedliwość. Pozostawił mocno z nim związaną i wspierającą rodzinę oraz bardzo dużą grupę przyjaciół, wychowanków, współpracowników i sympatyków.

*Requiescat In Pace*

# Gazy zdekarbonizowane – przyspieszenie transformacji gazownictwa

Kamil Iwicki, Adam Wawrzynowicz, Marcel Krzanowski

Gaz ziemny jako paliwo przejściowe w procesie transformacji energetycznej nie będzie już zapewne tak mocno promowany. Zapowiedź takiego właśnie kierunku zawiera ogłoszony niespełna miesiąc temu przez Komisję Europejską Plan REPowerEU.

Zastanawiając się nad przyszłością gazu ziemnego w gospodarce, trudno obecnie pominąć wpływ wojny w Ukrainie na harmonogram odchodzenia od paliw kopalnych. Wszyscy zapewne czujemy, że trwająca wojna – niezależnie od jej ostatecznego wyniku – w najbliższych latach mocno wpłynie na rynek gazu ziemnego. W naszej części Europy w znacznej części pochodzi on bowiem ze złóż rosyjskich i to niezależnie od tego, czy dostarczany jest do naszego kraju z zachodu, południa czy ze wschodu. Taka sytuacja musi się zmienić i będzie zmieniać dużo szybciej niż wcześniej sądzono. W tej sytuacji gaz ziemny jako paliwo przejściowe w procesie transformacji energetycznej nie będzie już zapewne tak mocno promowany. Zapowiedź takiego właśnie kierunku zawiera ogłoszony niespełna miesiąc temu przez Komisję Europejską Plan REPowerEU. Wsłuchując się w głosy z Brukseli, dojdziemy do wniosku, że transformacja energetyczna – szczególnie w obszarze gazu – zapewne mocno przyspieszy. Projekty związane z gazami odnawialnymi i zdekarbonizowanymi będą traktowane z najwyższym priorytetem, wypierając z debaty publicznej i częściowo planów inwestycyjnych projekty związane z rozwojem infrastruktury gazu ziemnego, które nie służą bezpośrednio dywersyfikacji dostaw. Jako branża gazownicza nie możemy nie dostrzegać tych trendów. Biometan, zielony i niebieski wodór to kierunek rozwoju, który – w naszej ocenie – obecnie należy wspierać w możliwie jak najszerszym zakresie.

– *Zielony wodór jest niezbędny, aby położyć kres uzależnieniu Europy od niepewnego i niebezpiecznego dostawcy, jakim jest Rosja* – powiedziała niedawno Ursula von der Leyen, przewodnicząca Komisji Europejskiej<sup>1</sup>. Tym samym, zagadnienia związane z rozwojem technologii w zakresie zielonego wodoru w najbliższym czasie staną się jednym z priorytetowych obszarów zainteresowania Unii Europejskiej, co znajdzie odzwierciedlenie w środkach finansowych dostępnych w ramach programów finansowanych z budżetu UE. Istotną rolę w planowanej transformacji energetycznej powinny odgrywać również przedsiębiorstwa gazownicze, które – z jednej strony – będą musiały przystosować się do nowej rzeczywistości, a z drugiej – wdrożenie nowych technologii może stanowić dla nich impuls do dalszego rozwoju, a także pozwolić im na odegranie istotnej roli w budowie tzw. systemów

multienergetycznych (ang. *multi-energy systems*, MES), tj. zintegrowanych systemów gazowniczych i elektroenergetycznych.

## PLAN REPowerEU

Kierunki zmian postulowanych przez Komisję Europejską wynikają z opublikowanego 18 maja 2022 roku Planu REPowerEU<sup>2</sup>, który zakłada podjęcie intensywnych działań na rzecz ograniczenia zużycia energii i przekształcenia procesów przemysłowych, tak aby możliwe było zastąpienie gazu, ropy naftowej i węgla odnawialną energią elektryczną i wodorem ze źródeł innych niż kopalne. Zgodnie z przyjętymi założeniami, odnawialny wodór będzie miał zasadnicze znaczenie dla zastąpienia gazu ziemnego, węgla i ropy naftowej w gałęziach przemysłu i w transporcie, w których trudno obniżyć emisyjność. Co istotne, Plan REPowerEU określa unijny cel na poziomie 10 mln ton wewnętrznej produkcji wodoru odnawialnego i 10 mln ton przywozu wodoru odnawialnego do 2030 roku.

Oczywiście, wdrożenie tego rodzaju ambitnych planów wymaga powstania odpowiedniej infrastruktury wodorowej, przy czym Plan REPowerEU zakłada, że do 2030 roku powstanie infrastruktura wystarczająca dla produkcji, przywozu, transportu i magazynowania 20 mln ton wodoru. Państwa członkowskie, w tym Polska, będą więc musiały zdobyć się na wysiłek w powyższym obszarze, co oznacza konieczność wybudowania zarówno infrastruktury służącej do produkcji wodoru, jak i sieci rurociągów transportujących ten wodór, instalacji magazynowania wodoru czy terminali służących do przekształcenia stanu skupienia wodoru.

## ROZWÓJ INFRASTRUKTURY WODOROWEJ

Analizując zagadnienia infrastrukturalne, warto zwrócić uwagę, że na potrzeby gospodarki wodorowej może zostać wykorzystany zarówno istniejący system gazu ziemnego, jak i system dedykowany wyłącznie wodorowi, który jednak musiałby zostać wybudowany w najbliższych latach *de facto* od zera.

Na ten pierwszy model szczególnie nacisk kładzie Polska Strategia Wodorowa<sup>3</sup>, która zakłada osiągnięcie do 2030 roku zdolności

transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej około 10% gazów innych niż ziemny (gazy zdekarbonizowane: biometan, wodór). Niewątpliwie, osiągnięcie takiego celu będzie wymagało zrealizowania przez operatorów systemów gazowych wielu inwestycji, które pozwolą na bezpieczne domieszkowanie wodoru do gazu ziemnego w istniejących sieciach gazowych (osobnym wyzwaniem będzie dostosowanie urządzeń odbiorców końcowych do spalania tego rodzaju paliwa). Taki model pozwoliłby także na magazynowanie mieszaniny gazów z domieszką wodoru w istniejących instalacjach magazynowania, a także na szybszy rozwój technologii wodorowych, nie wymaga bowiem czasochłonnej budowy odrębnej infrastruktury, umożliwi także wykorzystanie istniejących struktur i kompetencji przedsiębiorstw gazowniczych.

Komisja Europejska, jakkolwiek dopuszcza i uznaje za pożądane włączanie wodoru do istniejących sieci gazowych, to jednak uznaje taki model za mniej efektywny niż utworzenie rynku wodoru odrębnego od rynku gazu ziemnego. Dlatego większy nacisk kładzie na stworzenie odrębnej infrastruktury, dedykowanej wyłącznie wodorowi o wysokim stopniu czystości, przy czym powinna ona służyć nie tylko wodorowi odnawialnemu (zielonemu), ale także niskoemisyjnemu (niebieskiemu). W pakiecie legislacyjnym, opublikowanym 15 grudnia 2021 roku, w ramach którego przewiduje się wydanie dyrektywy zastępującej obecnie obowiązującą dyrektywę nr 2009/73/WE z 13 lipca 2009 roku, dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, a także rozporządzenia zastępującego aktualne rozporządzenie nr 715/2009 z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, zakłada się wdrożenie odrębnych regulacji dedykowanych rynkowi gazu ziemnego i rynkowi wodoru. Jednocześnie przewiduje się utworzenie infrastruktury, odrębnej od infrastruktury gazowej, która będzie służyła wyłącznie do transportu, magazynowania oraz zmiany stanu skupienia wodoru. Co istotne, tego rodzaju infrastrukturą nie będzie transportowana mieszanka gazu ziemnego i wodoru, ale wyłącznie wodór o wysokim stopniu czystości. Powołani zostaną odrębni operatorzy obsługujący tego typu infrastrukturę, a dodatkowo zakłada się nawet rozdział prawny operatorów sieci gazowych i wodorowych (przyjęcie takich rozwiązań może uniemożliwić budowę i eksploatację sieci wodorowych przez dotychczasowych operatorów gazowych). Zaproponowane przez Komisję Europejską rozwiązania mogą budzić wątpliwości natury praktycznej, ewentualne ograniczenie roli przedsiębiorstw gazowniczych w rynku wodoru wydaje się bowiem nieuzasadnione, wręcz przeciwnie – te przedsiębiorstwa dysponują odpowiednimi kompetencjami, aby technologie wodorowe rozwijać i wdrażać w praktyce. Na obecnym etapie ww. projekty legislacyjne zostały poddane konsultacjom, a ich ostateczny kształt nie jest na razie znany.

Niezależnie od powyższych wątpliwości w najbliższym czasie należy oczekiwać znacznej presji na rozwój technologii wodorowych zarówno polegających na zatłaczaniu wodoru do sieci gazowych, jak i na rozbudowie odrębnej infrastruktury wodorowej.

## BUDOWA SYSTEMÓW MULTIENERGETYCZNYCH

Rozwój technologii wodorowych może mieć także kluczowe znaczenie w kontekście rosnącej konieczności integracji systemu elektroenergetycznego i gazowego, a w przyszłości także wodoro-

wego. Mając na uwadze zwiększające się znaczenie odnawianych źródeł energii w miksie energetycznym Unii Europejskiej, palącym problemem okazuje się nierównomierność produkcji energii elektrycznej z tego rodzaju źródeł, która nie jest skorelowana z aktualnymi potrzebami odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznych. Innymi słowy, odnawialne źródła energii produkują energię nie wtedy, gdy jest na nią największe zapotrzebowanie, ale wówczas, gdy panują odpowiednie warunki pogodowe. W takiej sytuacji w systemie elektroenergetycznym pojawia się nadwyżka energii elektrycznej, która nie zawsze może zostać na bieżąco skonsumowana przez odbiorców. Dlatego kluczowe znaczenie ma rozwój technologii związanej z magazynowaniem energii. Komisja Europejska zamierza więc wspierać rozwój technologii umożliwiającej producentom i odbiorcom magazynowanie energii w przeznaczonych do tego instalacjach, niemniej jednak – jak się wydaje – nie jest to rozwiązanie, które może całkowicie wyeliminować problemy związane z nierównomiernością produkcji energii elektrycznej.

Rozwiązaniem opisanego powyżej problemu może natomiast okazać się budowa tzw. systemów multienergetycznych, tj. ścisła integracja systemu elektroenergetycznego i gazowego lub – w przyszłości – wodorowego. Postulaty w tym zakresie zawarto zarówno w polskiej strategii wodorowej, jak i na poziomie Unii Europejskiej w przyjętej dwa lata temu przez Komisję Europejską strategii na rzecz integracji systemów energetycznych<sup>4</sup>. W dokumencie tym wskazano, że system energetyczny w obecnym kształcie (oparty „na kilku równoległych i pionowych energetycznych łańcuchach wartości, które sztywno przypisują konkretne zasoby energetyczne do określonych sektorów zastosowań końcowych” i które funkcjonują na specyficznych zasadach rynkowych) „nie prowadzi do powstania gospodarki neutralnej dla klimatu”<sup>5</sup>. Alternatywą, która ma to umożliwić, jest zintegrowanie systemów energetycznych, „czyli skoordynowane planowanie i eksploatacja systemu energetycznego jako całości, z uwzględnieniem poszczególnych nośników energii, infrastruktur i sektorów zużycia energii”<sup>6</sup>. Stanowisko to Komisja Europejska prezentowała także przy okazji publikowania innych komunikatów<sup>7</sup>. Podstawą dla funkcjonowania zintegrowanych systemów energetycznych, charakteryzujących się wielokierunkowym ruchem energii, jest możliwość jej konwersji do innych postaci, przede wszystkim przekształcania energii elektrycznej powstałej z OZE na ciepło lub paliwa gazowe (wodór). W obecnych realiach prawnych rynku sektora energetycznego, swobodne konwertowanie energii przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się operatorstwem infrastruktury jest jednak znacznie utrudnione. Dotychczas, mimo licznych zapowiedzi o podjęciu działań na rzecz zintegrowania systemu, nie doczekaliśmy się konkretnych propozycji prawnego uregulowania tej działalności.

Dlatego właśnie rozwój technologii wodorowych, a zwłaszcza zastosowanie technologii *Power to Gas* (P2G) oraz *Power to Gas to Power* (P2G2P), może pozwolić na ziszczenie się planów w zakresie budowy systemu multienergetycznego. Technologia tego rodzaju pozwala na przekształcenie energii elektrycznej w wodór w procesie elektrolizy, co może pozwolić na zagospodarowanie nadwyżek energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w systemie gazowym lub wodorowym. Tak więc, ewentualne wybudowanie instalacji P2G lub P2G2P na połączeniu systemu elektroenergetycznego i gazowego lub wodorowego, może

pozwoić na wprowadzenie nadwyżek energii elektrycznej do systemu gazowego lub wodorowego, w którym mogą one zostać zmagazynowane w instalacjach magazynowania albo dostarczone do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci gazowej lub wodorowej. W razie potrzeby (np. w okresie mniejszej produkcji energii ze źródeł odnawialnych przy zwiększonym zapotrzebowaniu na energię elektryczną) wodór może zostać przekształcony w energię elektryczną i niejako z powrotem wprowadzony z systemu gazowego do systemu elektroenergetycznego, zaspokajając w ten sposób zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Wdrożenie opisywanych powyżej rozwiązań wymagałoby jednak implementacji odpowiednich rozwiązań legislacyjnych, a zwłaszcza rozstrzygnięcia, jakie podmioty mogą eksploatować instalacje P2G lub P2G2P. Należy bowiem zwrócić uwagę, że przekształcanie energii elektrycznej w wodór lub wodór w energię elektryczną w instalacjach P2G lub P2G2P będzie działalnością zbliżoną do wytwarzania wodoru lub energii elektrycznej, co mogłoby skutkować zastosowaniem w odniesieniu do tego rodzaju instalacji reżimu prawnego analogicznego jak w odniesieniu do działalności wytwórczej, łącznie z obowiązkiem uzyskania stosownych koncesji. Takie rozwiązanie uniemożliwiłoby jednak eksploatację ww. instalacji przez operatorów i w istocie postawiłoby pod znakiem zapytania możliwość ich wykorzystania na potrzeby stworzenia systemu multienergetycznego. Dlatego, mając na uwadze cel wykorzystania tego rodzaju instalacji, a więc nie tyle wytwarzanie wodoru lub energii w celu sprzedaży, ale jedynie przekształcenie energii w inny jej nośnik, tj. przekształcenie energii elektrycznej w wodór w celu jej wykorzystania lub zmagazynowania w powiązonym systemie gazowym lub wodorowym, można uznać, że instalacje P2G lub P2G2P wykorzystywane na potrzeby integracji systemów nie będą jednostkami wytwórczymi, ale będą wykorzystywane jedynie na potrzeby świadczenia odrębnej usługi konwersji (przekształcenia) energii. Zastosowanie takiej kwalifikacji umożliwiłoby implementację na gruncie prawa krajowego rozwiązania pozwalającego operatorom systemów elektroenergetycznych i gazowych na budowę, eksploatację oraz zarządzanie instalacjami P2G oraz P2G2P, co wydaje się rozwiązaniem najbardziej racjonalnym, mając na uwadze fakt, że to operatorzy sterują pracą systemu elektroenergetycznego i gazowego, a w konsekwencji będą w stanie w optymalny sposób takie instalacje wykorzystywać.

Warto odnotować, że ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) w dokumencie „*ENTSOG 2050 Roadmap for Gas Grids*”<sup>8</sup>, przedstawiającym rekomendacje w kontekście dyskusji dotyczących realizacji założeń Europejskiego Zielonego Ładu<sup>9</sup>, wskazał, że konieczne jest uznanie technologii P2G lub P2G2P za instalacje konwersji energii (a nie instalacje wytwórcze), a świadczenie usług z ich wykorzystaniem powinno być dozwolone także dla operatorów systemów gazowych. Zdaniem ENTSOG, za wykorzystywanie P2G i P2G2P przez operatorów, obok argumentów opisanych powyżej, przemawia także możliwość uspołecznienia kosztów związanych z integracją systemów energetycznych oraz koniecznością zapewnienia stronom trzecim dostępu do nowej infrastruktury.

Opisane powyżej zagadnienie zostało pozostawione do uregulowania w prawodawstwie państw członkowskich, a w konsekwencji na gruncie prawa krajowego istnieje możliwość wdrożenia rozwiązań, które będą umożliwiały rozwój instalacji P2G

i P2G2P przez operatorów systemów elektroenergetycznych i gazowych. Wydaje się, że na obecnym etapie jest to rozwiązanie optymalne, umożliwi bowiem wykorzystanie kompetencji tych operatorów, pozwoli na najbardziej efektywne zarządzanie tego rodzaju instalacjami, a ponadto może umożliwić ograniczoną regulacyjnie socjalizację kosztów budowy takich instalacji. W sytuacji gwałtownego przyspieszenia transformacji gazownictwa postulat „rozluźnienia gorsetu regulacyjnego” operatorom gazowym i umożliwienie wykorzystania pełnego dostępnego potencjału tych przedsiębiorstw do budowy gospodarki opartej na wodorze, jest wyjątkowo aktualny i wyrazisty.

## FINANSOWANIE ROZWOJU RYNKU GAZÓW ODNAWIALNYCH – KONIECZNA ZMIANA PODEJŚCIA

Perspektywy rozwoju rynku wodoru (podobnie biometanu) mogą pozwolić na zmniejszenie uzależnienia Polski od paliw kopalnych, w tym gazu ziemnego, co przy rosyjskiej agresji na Ukrainę i dyskusji o embargu obejmującym surowce energetyczne z Rosji (w tym gaz ziemny) ma duże znaczenie. Z drugiej jednak strony budowa infrastruktury dla gazów odnawialnych, w tym także dostosowanie istniejącej infrastruktury gazowej do domieszkowania do niej wodoru, jest poważnym wyzwaniem inwestycyjnym dla operatorów gazowych. Żeby sprostać takim wyzwaniom konieczne będzie przededefiniowanie podejścia regulacyjnego prezesa URE do postępowań taryfowych i uzgodnień planów rozwoju, przebudowa systemu taryfowania (np. w obszarze dystrybucji konieczne wydają się zmiany obejmujące stworzenie systemu *entry-exit* czy zmiana modelu finansowania przyłączeń) oraz wzmoczone wysiłki pozwalające na pozyskanie dofinansowania ze źródeł zewnętrznych (nieobciążające taryf infrastrukturalnych).

**Kamil Iwicki, radca prawny w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy**

**Adam Wawrzynowicz, radca prawny w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy;**

**Marcel Krzanowski, prawnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy.**

<sup>1</sup> Wypowiedź Ursuli von der Leyen do uczestników I Środkowoeuropejskiego Forum Technologii Wodorowych H2POLAND, które odbyło w Poznaniu.

<sup>2</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Plan REPowerEU, SWD(2022) final.

<sup>3</sup> Polska Strategia Wodorowa z perspektywą do 2040 roku.

<sup>4</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego” COM(2020) 299 final.

<sup>5</sup> Ibidem, s. 1.

<sup>6</sup> Ibidem.

<sup>7</sup> Komunikat Komisji „Decydujący moment dla Europy: naprawa i przygotowanie na następną generację” COM(2020) 456 final, politykę Komisji Europejskiej „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” oraz komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu”, COM(2020) 301 final.

<sup>8</sup> *European Network of Transmission System Operators for Gas*, ENTSOG 2050 Roadmap for Gas Grids, 2019.

<sup>9</sup> Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład” COM(2019) 640 final.

# Efektywna waloryzacja wynagrodzeń wykonawców jako remedium na obecną sytuację rynkową

Przemysław Drapała, Konrad Gortad

W ostatnich miesiącach sytuacja rynkowa staje się coraz większym wyzwaniem dla wykonawców robót budowlanych. Główne bolączki branży to problemy z dostępnością materiałów oraz ich rosnące ceny, a także odpływ pracowników budowlanych pochodzących z Ukrainy. Niejednokrotnie przekłada się to na znaczące straty finansowe wykonawców. Te utrudnienia rzutują także na branżę gazowniczą.

**W** związku z tym ostatnio wykonawcy coraz częściej forsują konieczność podwyższenia (waloryzacji) należnego im wynagrodzenia. Choć wydaje się, że otwartość zamawiających na takie zmiany rośnie, to nie w pełni odpowiada to rzeczywistym potrzebom rynku.

## Przyczyny obecnej sytuacji rynkowej

Przyczyn obecnej sytuacji rynkowej specjaliści upatrują w wielu zdarzeniach. Wśród nich wymieniają jednak przede wszystkim pandemię COVID-19 oraz trwającą od końca lutego wojnę w Ukrainie.

Wybuch pandemii COVID-19 na przełomie 2019 i 2020 roku był pierwszym od wielu lat tak odczuwalnym utrudnieniem dla branży budowlanej o zasięgu globalnym.

Wpłynęło to przede wszystkim na dostępność surowców oraz materiałów takich jak stal czy miedź. Ograniczona dostępność stali wynikała m.in. z zamknięcia na czas lockdownu największych kopalni rudy żelaza na świecie<sup>1</sup>, zlokalizowanych m.in. w Brazylii. Oprócz tego wygaszono huty, które przez długi okres po ich uruchomieniu nie powróciły do pełnych mocy produkcyjnych. Nie miały wpływu na sytuację na rynku surowców i materiałów miała także polityka gospodarza krajów azjatyckich. Chiny w trakcie pandemii COVID-19 zniosły bowiem zakaz importu złomu, co pozwoliło im na tanie pozyskiwanie surowców, które przestały być dostępne na innych rynkach (m.in. surowców wykorzystywanych do produkcji stali).

W czasie pandemii COVID-19 wzrost cen poszczególnych materiałów/surowców niejednokrotnie przekroczył 100% w porównaniu z cenami z 2019 roku. W przypadku cen produktów stalowych wzrost ten wyniósł 120–140%.

Sytuację pogorszył wybuch wojny w Ukrainie pod koniec lutego 2022 roku. Przede wszystkim spowodował dalsze ograniczenie dostępności materiałów i surowców, w tym m.in. aluminium, stali<sup>2</sup> czy kruszywu. Przełożyło się to na drastyczny wzrost ich ceny. Na przykład w porównaniu ze styczniem 2022 roku ceny produktów stalowych wzrosły w lutym 2022 roku nawet o 60%. Dostrzegalny stał się również wzrost cen paliw (nawet o 25% w porównaniu ze styczniem 2022 roku).

Nie małym problemem dla wykonawców okazał się także odpływ pracowników pochodzących z Ukrainy<sup>3</sup>. Szacuje się, że od 24 lutego 2022 roku prawie 125 000 pracowników pochodzenia ukraińskiego opuściło polskie budowy, w tym związane z branżą gazowniczą. Jest to prawie 1/3 robotników z Ukrainy pracujących na polskich budowach<sup>4</sup>.

## Waloryzacja wynagrodzenia jako remedium?

Tak dynamiczna sytuacja rynkowa w ostatnich latach powoduje, że wyceny ofertowe przygotowywane przez wykonawców jeszcze na początku stycznia 2022 roku niejednokrotnie drastycznie odbiegają od kosztów, za które już po zawarciu umowy przychodzi im obecnie realizować roboty. Nierzadko te różnice sięgają nawet 80–90% pierwotnej ceny materiałów i powodują rażące straty dla wykonawców/dostawców.

Niewielu wykonawców/dostawców może się obecnie poszczycić np. możliwością zapewnienia stali bez poniesienia straty<sup>5</sup>. Dostawcy stali, jeśli w ogóle gwarantują w swoich ofertach stałość ceny, to na bardzo krótki okres i po cenach znacznie wyższych niż te ze stycznia 2022 roku.

Wykonawcy branży gazowniczej także odczuwają efekty tych zmian, zwłaszcza gdy w ramach kontraktu muszą zapewnić we własnym zakresie materiały, w tym rury. Ich zakup na wczesnym etapie realizacji inwestycji, szczególnie gdy na pokrycie związanych z tym wydatków wykonawca nie otrzymuje zaliczki, niejednokrotnie jest istotnym utrudnieniem finansowym dla wykonawcy.

W tej sytuacji w ostatnim czasie daje się odczuć wzmogłą aktywność wykonawców, zmierzającą do przekonania zamawiających do zmiany umów poprzez podwyższenie (waloryzację) przysługującego im wynagrodzenia.

Sposobów, za pomocą których można osiągnąć ten efekt, jest co najmniej kilka.

### 1. Wniosek o zmianę umowy

Jak pokazuje praktyka, pierwszym narzędziem, które próbuje wykorzystać wykonawcy/dostawcy, aby w takim przypadku zwiększyć swoje wynagrodzenie jest kierowany do zamawiającego

go wniosek o zmianę umowy. Niejednokrotnie, aby zminimalizować straty, na taki krok wykonawcy decydują się tuż po zawarciu umowy.

Podstawy do takiej zmiany mogą wynikać z danej umowy. Stosowane przez wiodących zamawiających z branży gazowniczej zawierają klauzule waloryzacyjne. W nowszych umowach, zgodnie z art. 439 PZP, są to zazwyczaj rozbudowane postanowienia wprowadzające wzory, na podstawie których powinna nastąpić waloryzacja wynagrodzenia wykonawcy.

Często okazuje się jednak, że przewidziana w nich wysokość dopuszczalnej waloryzacji, sięgająca 20, a nawet 30% wartości podstawowego wynagrodzenia, jest niewystarczająca, aby zrekompensować wykonawcy/dostawcy stratę. Co wtedy?

W ostatnim czasie pomocną dłoń do wykonawców/dostawców wyciągnął w tym zakresie prezes Urzędu Zamówień Publicznych. W opinii z 24 marca 2022 roku<sup>6</sup> jednoznacznie potwierdził bowiem, że „konflikt zbrojny w Ukrainie, jego zasięg oraz transgraniczne, gospodarcze skutki, zakwalifikować można jako zewnętrzne zjawisko, którego nie można było przewidzieć mimo zachowania należytej staranności” w rozumieniu art. 455 ust. 1 pkt 4 PZP, i uprawnia wykonawców/dostawców do podwyższenia wynagrodzenia na podstawie art. 455 ust. 1 pkt 4 PZP.

Prezes Urzędu Zamówień Publicznych potwierdził przy tym, że z mechanizmu przewidzianego w art. 455 ust. 1 pkt 4 PZP można również skorzystać „obok” umownej klauzuli waloryzacyjnej. Dotyczy to zwłaszcza przypadków, w których klauzula waloryzacyjna zawarta w umowie okazałaby się niewystarczająca do zrekompensowania wykonawcy/dostawcy straty wywołanej wojną w Ukrainie.

## 2. Powództwo o podwyższenie wynagrodzenia

Kiedy zamawiający odmawia wykonawcy zmiany umowy i podwyższenia wynagrodzenia, deską ratunku staje się dochodzenie tej zmiany na drodze sądowej. Wykonawcy/dostawcy, którzy decydują się na ten krok, opierają swoje powództwa na tzw. klauzulach *rebus sic stantibus*, tj. art. 357<sup>1</sup> kodeksu cywilnego (w przypadku kontraktów kosztorysowych) oraz art. 632 § 2 kodeksu cywilnego (w przypadku kontraktów ryczałtowych).

W przypadku rażącej straty wykonawcy/dostawcy, spowodowanej zmianą okoliczności, której nie dało się przewidzieć w chwili opracowania oferty i zawarcia umowy, staje się on coraz bardziej efektywnym mechanizmem. Świadczy o tym stale rosnąca liczba wyroków uwzględniających powództwa wykonawców/dostawców oparte na klauzulach *rebus sic stantibus*.

Tego typu postępowania zyskały na popularności w związku ze wzrostem cen materiałów i usług w okresie przygotowań do turnieju EURO 2012, organizowanego w Polsce i Ukrainie. Chociaż wymaga to oceny okoliczności danej sprawy, to co do zasady mogą również z powodzeniem stanowić instrument do rekompensaty rażącej straty wykonawców/dostawców w związku z pandemią COVID-19 czy wojną w Ukrainie. Zwłaszcza w zakresie wzrostu cen materiałów, w tym stali, kluczowej dla branży gazowniczej.

## 3. Odstąpienie od umowy – czy rozwiązuje problem?

Z perspektywy wykonawcy zagrożonego rażącą stratą w związku ze zmianami dokonującymi się obecnie na rynku budowlanym, rozwiązaniem może okazać się odstąpienie od umowy

z zamawiającym. W ten sposób wykonawca może próbować zminimalizować własne straty wywołane wzrostem cen materiałów i usług na rynku budowlanym.

Mimo związanego z tym ryzyka wykonawcy niejednokrotnie decydują się na skorzystanie właśnie z takiego scenariusza. Zgodnie z doniesieniami prasowymi, drastyczny wzrost cen materiałów związanych z wojną w Ukrainie zmusił już pierwszych wykonawców do odstąpienia od umowy nawet przed rozpoczęciem robót<sup>7</sup>. Takie przypadki w najbliższym czasie mogą stać się początkiem trendu, który dla branży może okazać się co najmniej problematyczny.

\* \* \*

Dynamika zmian rynkowych, w których obecnie przychodzi wykonawcom realizować roboty, wymaga również dynamicznego urealnienia wynagrodzeń tych wykonawców. Jest przynajmniej kilka instrumentów prawnych, które mogą w tym pomóc.

Cała branża budowlana, w tym gazownicza, potrzebuje jednak dalszych zmian w zakresie waloryzacji wynagrodzenia wykonawców. Pewnym wzorem mogą być rozwiązania przyjęte ostatnio w branży drogowej<sup>8</sup> czy starania podejmowane w tym zakresie w branży kolejowej<sup>9</sup>.

Do tego, poza instrumentami prawnymi potrzebny jest jednak dialog przedstawicieli zamawiających i wykonawców. W przeciwnym razie w najbliższych tygodniach może się okazać, że niedofinansowanie inwestycji wywoła lawinę oświadczeń o odstąpieniu od realizacji umów<sup>10</sup> i związane z tym opóźnienie w zakończeniu wielu inwestycji.

**Prof. nadzw. dr hab. Przemysław Drapała, radca prawny, partner zarządzający w Kancelarii JDP Drapała & Partners Konrad Gortad, adwokat w Zespole Postępowań Sądowych i Arbitrażowych JDP Drapała & Partners**

<sup>1</sup> Ruda żelaza stanowi główny składnik wykorzystywany do wyrobu stali.

<sup>2</sup> Zgodnie z danymi Hutniczej Izby Przemysłowo-Handlowej zużycie stali pochodzącej z Ukrainy, Rosji i Białorusi stanowiło 20% całkowitego zużycia tego materiału w Polsce w 2021 roku.

<sup>3</sup> <https://www.radiokrakow.pl/aktualnosci/tarnow/ukraincy-pracujacy-w-polsce-wyjezdza-na-wojne>

<sup>4</sup> Z danych Ministerstwa Rodziny i Polityki Społecznej wynika, że w 2021 roku w sektorze budownictwa na podstawie oświadczeń o powierzeniu pracy i pozwoleń na pracę pracowało około 373 000 obywateli Ukrainy.

<sup>5</sup> <https://www.wnp.pl/gazownictwo/gaz-system-kupi-rury-za-ponad-100-mln-zl,578845.html>

<sup>6</sup> Opinia prezesa Urzędu Zamówień Publicznych jest dostępna pod adresem: [https://www.uzp.gov.pl/\\_data/assets/pdf\\_file/0018/54162/Dopuszczalnosc-zmiany-umowy-w-sprawie-zamowienia-publicznego-na-podstawie-art.-455-ust.-1-pkt-1-i-4-oraz-art.-455-ust.-2-ustawy-Pzp.pdf](https://www.uzp.gov.pl/_data/assets/pdf_file/0018/54162/Dopuszczalnosc-zmiany-umowy-w-sprawie-zamowienia-publicznego-na-podstawie-art.-455-ust.-1-pkt-1-i-4-oraz-art.-455-ust.-2-ustawy-Pzp.pdf)

<sup>7</sup> <https://www.money.pl/gospodarka/to-moze-byc-poczonek-trendu-wykonawca-zrezygnowal-z-rozbudowy-drogi-za-54-mln-zl-6754938616224288a.html>

<sup>8</sup> W ostatnim czasie zwiększono budżet na inwestycje w ramach Programu Budowa Dróg Krajowych. W przypadku wszystkich kontraktów realizowanych na rzecz Generalnej Dyrekcji Dróg Krajowych i Autostrad zwiększono również maksymalny limit waloryzacji umownej do 10%. <https://www.rynekinfrastruktury.pl/wiadomosci/drogi/rzad-dorzucil-do-budowy-drog-doplaci-do-juz-zawartych-umow--81535.html>

<sup>9</sup> <https://www.rynek-kolejowy.pl/wiadomosci/rbf-i-igtl-do-ministradamczyka-trzeba-zwiekszyc-limit-wydatkow-na-kolej-108282.html>

<sup>10</sup> <https://www.rp.pl/budownictwo/art36297931-materialy-budowlane-moga-drozc-rowniez-w-kolejnych-miesiacach>



# DYWERSYFIKUJEMY DOSTAWY GAZU

Dzięki dużemu doświadczeniu w tej gałęzi przemysłu oraz dywersyfikacji źródeł pozyskiwania surowca zapewniamy **stabilne** oraz **bezpieczne dostawy** gazu ziemnego dla naszych klientów.

Wydobywamy gaz u wybrzeży Norwegii, stale **zwiększając liczbę koncesji**. Importujemy LNG z Kataru i USA. Mamy kontrakty na Litwie oraz koncesje w Pakistanie, Emiratach Arabskich i na Ukrainie.

Już w 2022 roku planujemy **zwiększenie wydobycia gazu** z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego do ok. 3 mld m<sup>3</sup> rocznie.