

marzec 2020

# Przegląd Gazowniczy

nr 1 (65)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

**PERSPEKTYWY ROZWOJU RYNKU GAZU**



**Komunikat Nr 19 / 2020**  
**Izby Gospodarczej Gazownictwa**

Z uwagi na nadzwyczajną sytuację związaną z epidemią koronawirusa, bezpośrednio przekładającą się na działalność gospodarczą również firm członkowskich Izby Gospodarczej Gazownictwa. Przedstawiony przez władze państwowe specjalny plan dla pracowników i przedsiębiorców, a także deklaracje Narodowego Banku Polskiego o zapewnieniu płynności sektorowi finansowemu są krokami w dobrym kierunku, choć wymagają kontynuacji w formie konkretnych regulacji prawnych i precyzyjnych rozporządzeń wykonawczych.

Musimy jednak brać pod uwagę specyfikę sektora gazowniczego, szczególnie wrażliwego na wszelkie zakłócenia funkcjonowania ze względu na jego rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa państwa i obywateli. Jednym z nierzadkich obszarów dla gazownictwa jest realizacja prowadzonych na wielką skalę inwestycji. W tej sferze konieczna jest stanowcza postawa państwa zapewniająca ciągłość realizacji kontraktów, co oznacza dbałość o właściwe relacje inwestor-wykonawca i podwykonawcy, bo to gwarantuje zachowania płynności finansowej zatrudnienia i płac w sektorze, szczególnie wśród małych i średnich firm.

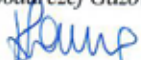
W celu uniknięcia zakłóceń w funkcjonowaniu branży gazownicznej prosimy nasze firmy członkowskie o wskazanie bieżących problemów, na które należy zwrócić uwagę oraz w stosunku do których należy przygotować odpowiednie działania zaradcze.

Wszystkie uwagi i propozycje zostaną przedstawione na szczeblu rządowym oraz na poziomie partnerów inwestycyjnych, co powinno pozwolić na ograniczenie negatywnych konsekwencji spowodowanych przez epidemię. Wymiana informacji i wspólne działanie pozwoli szybciej zidentyfikować problemy oraz znaleźć najlepszy sposób ich rozwiązania.

Odpowiedź na niniejszy Komunikat należy przesłać do dnia 22.03.2020 r.

*Dyrektor*

*Izby Gospodarczej Gazownictwa*



*Teresa Laskowska*

Okoliczności sprawiają, że określiliśmy termin nadsyłania uwag do propozycji rządowych. Izba Gospodarcza Gazownictwa prosi o stały kontakt z biurem; na wszystkie bieżące propozycje i potrzeby będziemy w stosowny sposób reagować.

W momencie oddawania do druku tego numeru „Przeglądu Gazowniczego” IGG otrzymała projekt ustawy z 21 marca br. o zmianie „**Ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych**” oraz niektórych innych ustaw. Aktywność IGG jako samorządu gospodarczego sektora gazowniczego jest dostrzegana i doceniana przez administrację publiczną, a wiele podejmowanych inicjatyw znalazło finał w postaci konkretnych rozwiązań prawnych i regulacyjnych korzystnych dla polskiego gazownictwa. Jesteśmy przekonani, że i teraz tak będzie. Naszą siłą są bowiem firmy członkowskie, a ich aktywność najbardziej wspiera nasze działania.

Ze względu na tempo procedowania tej ustawy, brak konsultacji społecznych czy branżowych oraz mając na uwadze konieczność wprowadzenia rozwiązań zabezpieczających funkcjonowanie Państwa spółek w tej szczególnej sytuacji, prosimy o pilne przekazywanie uwag i stanowisk do IGG pod adresem e-mail: office@igg.pl.



Rok 2020 już na początku, bez jakichkolwiek zasług, przejdzie do historii. Pandemia koronawirusa zawładnęła światem i odcisnęła swe piętno w tak wielu obszarach życia planety Ziemia, że trudno to ogarnąć intelektualnie, politycznie, ekonomicznie i społecznie w skali krajów, a coś dopiero w skali globalnej. Jakie będą jego skutki zależy nie od losu, ale od nas. Musimy sobie z tym radzić, choć wydaje się, że mamy niewielki wpływ na decyzje podejmowane przez rządy państw, wspólnoty i organizacje międzynarodowe, biznes globalny i krajowy. Nie możemy jednak poddać się narzucanym administracyjnie regulacjom i regułom gry kreowanym przez biznes. Musimy starać się na nie wpływać poprzez swoje stowarzyszenia i organizacje, środowiskowe i branżowe, budowanie wspólnot lokalnych i sąsiedzkich. Musimy okazywać zainteresowanie sprawami publicznymi, bo one nas wszystkich dotyczą. Jako kwartalnik samorządu gospodarczego sektora gazowniczego jesteśmy zobowiązani, by racje naszego środowiska znajdowały wyraz na naszych łamach. Mamy instytucjonalne wsparcie ze strony Izby Gospodarczej Gazownictwa i doświadcza jej siły sprawczej. W obliczu wydarzeń ostatnich tygodni i dni IGG zaapelowała, by nasze firmy członkowskie wskazały bieżące problemy, na które należy zwrócić uwagę oraz w stosunku do których należy przygotować odpowiednie działania zaradcze. W pakiecie projektów ustaw antykrzysowych, przekazanych członkom IGG, zwróciliśmy się do Państwa o opinie co do poszczególnych rozwiązań wywołanych sytuacją kryzysową. Z uwagi na tempo działań Rady Dialogu Społecznego, Rady Ministrów oraz Sejmu wierzymy, że w kwestiach najbardziej istotnych nasze uwagi od wielkich spółek, małych firm czy mikroprzedsiębiorstw usługowych i wykonawczych, których istnienie w głównej mierze zależy od zachowania płynności finansowej, zatrudnienia i płac, zostaną przyjęte. W doraźnej trwodze o utrzymanie poprawnej kondycji firm nie możemy zapominać, że polska gospodarka musi się rozwijać, potrzebuje inwestycji, a olbrzymie projekty już są realizowane i muszą być kontynuowane. Mądre, rozważne decyzje konieczne są nie tylko doraźnie, dla zahamowania pandemii i ochrony poziomu życia polskich rodzin, ale także dla przyszłości gospodarki. Może trzeba będzie na nowo zdefiniować przyjęte priorytety, urealnić zbyt optymistyczne plany, ale nie wolno z nich zrezygnować. Branża gazownicza z pewnością odegra jedną z kluczowych ról we wsparciu wspólnego wysiłku w zwalczaniu skutków epidemii

koronawirusa. Już dzisiaj kluczowe spółki gazownicze podejmują działania wspierające służbę zdrowia i służby państwowe, przekazują istotne środki finansowe w ramach działań CSR czy próbują wspomagać te instytucje w inny sposób. Jak już bezpośrednie zagrożenie minie, będziemy musieli skoncentrować się na jak najszybszym powrocie do normalności, odbudowaniu pozycji naszej gospodarki na rynku europejskim i światowym. Trudno sobie ten proces wyobrazić bez aktywnej roli całego sektora gazownictwa. Dzisiaj trudno o przyływ wiosennego optymizmu, wiele osób pracuje zdalnie, niewykluczone są kolejne restrykcje władzy w celu zahamowania koronawirusa, jednakże problemy związane z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych czy zanieczyszczenia powietrza wymagają ciągłej uwagi i podejmowania odpowiednich działań. Obecna sytuacja nie pozwoliła nam zrealizować zaplanowanego na początek kwietnia VII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, którego mottem przewodnim uczyniliśmy „Perspektywy rozwoju rynku gazu”. Nie zwalnia nas to jednak od myślenia strategicznego, od działań na rzecz rozwoju i zachowania bezpieczeństwa naszej gałęzi gospodarki. Obserwując postawy naszych firm członkowskich, także w tych dramatycznych dniach i, być może, najbliższych miesiącach, możemy z dużym zaufaniem myśleć o kontynuacji tej tradycji. Musimy mieć nadzieję, że społeczne wsparcie dla ratunkowych działań władz państwowych stanie się realne, że wysłuchane będą opinie i wnioski praktyków, doświadczonych liderów gospodarczych, samorządów gospodarczych i samorządów lokalnych. Z dołu zawsze lepiej widać, jakie potrzeby są największe i najpilniejsze. Jeśli zostaną w sprawach najważniejszych wysłuchane ze zrozumieniem, będzie to z pożytkiem dla wszystkich. A chyba o to chodzi.



**Teresa Laskowska**  
dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa

## RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Teresa Laskowska, przewodnicząca,  
Izba Gospodarcza Gazownictwa  
Ewa Kukulska-Zajac, IINiG-PIB  
Sławomir Lizak EuRoPol GAZ s.a.  
Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.  
Rafał Pazura, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.  
Tomasz Pietrasieński, OGP GAZ–SYSTEM S.A.  
Arkadiusz Piłat, Transition Technologies S.A.  
Marcin Poznań, PGNiG SA  
Jerzy Rymkiewicz, PGNiG SA  
Edward Stoma, PGNiG Termika SA  
Magdalena Wiciak, PSG sp. z o.o.  
Piotr Wojtasik, Gas Storage Poland sp. z o.o.



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

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

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

## TEMAT WYDANIA

- 8 Kluczowy czas dla dywersyfikacji i zwrot ku zielonej energii. Jerzy Kwieciński, prezes PGNiG SA o strategii spółki
- 9 PGNiG: mniej gazu z Rosji, rośnie import LNG. Marcin Poznań o dywersyfikacji dostaw gazu
- 10 PGNiG ma coraz więcej zasobów gazu i ropy w Norwegii. Marcin Poznań o rosnącej pozycji polskiego gazownictwa na Norweskim Szelfie Kontynentalnym
- 12 Kierunki rozwoju i możliwości wydobycia oraz produkcji gazu przez PGNiG w latach 2020–2030. Jarosław Wróbel, wiceprezes PGNiG SA o strategii wykorzystania krajowych zasobów gazu
- 14 Rozwój LNG w gazownictwie. Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny, o rosnącej roli LNG w gospodarce
- 16 FSRU w Kłajpedzie – czy realnie przyczyni się do zwiększenia długości „wirtualnych gazociągów”? Tymoteusz Pruchnik, prezes Gas-Trading SA o inwestycji na Litwie
- 18 Rola hubu gazowego na globalnym rynku gazu. Ireneusz Łazor, dyrektor Biura Handlowego PGNiG S&T w Londynie, o regionalnych centrach handlu gazem
- 20 Lobbing na rzecz gazu ziemnego w Brukseli obecnie ważniejszy niż kiedykolwiek. Aneta Wilmańska, dyrektor Przedstawicielstwa PGNiG SA w Brukseli, o aktywności polskiej firmy
- 22 Rola International Gas Union w rozwoju światowego rynku gazu. Prof. dr Jerzy Stopa o pracach IGU
- 26 Przemysł gazowniczy w kontekście osiągnięcia „neutralności klimatycznej” do 2050 roku. Prof. dr Stanisław Nagy o europejskim „zielonym ładzie”

## NASZ WYWIAD

- 24 Gaz powinien mieć znaczący udział w transformacji energetyki. Rozmowa z Rafałem Gawinem, prezesem Urzędu Regulacji Energetyki

## PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 30 Bunkrowanie statków. Nowa usługa PGNiG Obrót Detaliczny

## PGNiG SA

- 32 PGNiG poszuka gazu na Ukrainie
- 33 SMOK z PGNiG już skomercjalizowany

## POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 34 PSG chce przyłączać biogazownie do sieci dystrybucyjnej
- 36 PSG stawia na innowacje

## GAZ-SYSTEM

- 38 Baltic Pipe coraz bliżej budowy

## GAS STORAGE POLAND

- 40 Model kompetencji – „błękitny ocean” w GSP

## PGNiG TERMIKA

- 42 Inwestycje w transformację energetyki węglowej

## EuRoPol GAZ s.a.

- 44 Plany ochrony obiektów i ich uzgadnianie

## OSOBOWOŚĆ

- 46 Lider z pasją. Adam Cymer kreśli sylwetkę Katarzyny Chołast

## TECHNOLOGIE

- 48 Nawanianie nowej generacji. Autorski program firmy cGAS controls sp. z o.o.
- 50 Konferencja Energas 2020
- 52 PGNiG Ventures szuka inwestycji. Nowa firma o profilu venture capital – Małgorzata Piasecka
- 53 Regionalne centrum obrotu gazem odpowiedzią instytucjonalną na integrację rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Piotr Zawistowski, prezes Towarowej Giełdy Energii SA
- 54 Sympozjum IGG w Zakopanem

## PRAWO

- 56 Europejski Zielony Ład – kierunki transformacji sektora energetycznego. Tomasz Brzeziński i Adam Wawrzynowicz, radcy prawni, analizują nową strategię klimatyczną UE

## SPORT

- 58 „Alpejczyk” ma 20 lat



24

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Początek roku przyniósł zmiany w IGG. Rezygnację z funkcji prezesa zarządu IGG oraz członka zarządu IGG złożył Łukasz Kroplewski. Zarząd IGG zdecydował, że do czasu zwołania Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Członków IGG Prezydium Zarządu IGG będzie funkcjonowało w składzie dwuosobowym.

W I kwartale 2020 roku w ramach konsultacji społecznych aktów prawnych IGG przekazała do właściwych ministerstw stanowiska firm członkowskich dotyczące:

- projektu ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz ustawy o Inspekcji Ochrony Środowiska;
- przeglądu aktów prawnych pod kątem zapewnienia domyślności cyfrowej procedur i usług oraz wprowadzenia dalszych ułatwień i zmniejszenia obciążeń prawnych,
- identyfikacji potencjalnych projektów, których charakterystyka wpisuje się w obszary kwalifikowane w ramach obowiązującej polityki kredytowej banku i rozważana jest możliwość ich częściowego finansowania ze środków EBI.

Działając na rzecz stowarzyszonych w IGG firm 26 lutego br. przekazano pismo do ministra finansów w sprawie wprowadzenia zmian w załącznikach do deklaracji na podatek od nieruchomości wprowadzonych rozporządzeniem MF z 30 maja 2019 roku w sprawie wzorów informacji o nieruchomościach i obiektach budowlanych oraz deklaracji na podatek od nieruchomości (Dz.U. z 2019 r., poz. 1104, dalej: rozporządzenie). Zastrzeżenia dotyczą zakresu informacji zawartych w załącznikach do deklaracji na podatek od nieruchomości (ZDN-1 – Załącznik do deklaracji na podatek od nieruchomości – dane o przedmiotach opodatkowania podlegających opodatkowaniu oraz ZDN-2 – Załącznik do deklaracji na podatek od nieruchomości – dane o przedmiotach opodatkowania zwolnionych z opodatkowania, dalej wspólnie jako załączniki).

6 lutego br. IGG przekazała również stanowisko w konsultacjach dotyczących wniosku legislacyjnego „Prawo klimatyczne” (*Climate Law*). Dokument *Roadmap – Climate Law* wychodzi naprzeciw strategicznym wyzwaniom identyfikowanym przez branżę gazowniczą. Przekazana argumentacja ma stanowić wkład w rozwój i udoskonalenie inicjatywy legislacyjnej *Climate Law*. Wykorzystanie zalet i potencjału, którym dysponuje branża gazownicza, stanowi istotny wkład w osiągnięcie zerowej emisji netto dla poszczególnych krajów oraz UE jako całości głównie poprzez ograniczenie emisji, wsparcie rozwoju zielonych technologii oraz ochronę środowiska naturalnego. Przekazana argumentacja może również stanowić wkład w dyskusję nad kształtem przyszłych polityk UE, w tym kluczowej dla rozwoju UE polityki spójności.

13 lutego br. odbyło się drugie spotkanie powołanego przy IGG Zespołu Ekspertów ds. Wodoru, podczas którego omówiono podział i zakres jego prac. Ustalono najbliższe cele i działania, którymi mają być pogłębianie i upowszechnianie wiedzy oraz nabywanie kompetencji dotyczących zastosowania wodoru w celu tworzenia wkładu przemysłu gazowniczego w stopniową dekarbonizację energetyki. Nie ograniczając się tylko do obszarów gazownictwa, Zespół Ekspertów ds. Wodoru planuje dokonać przeglądu możliwości rozwojowych całego łańcucha wartości gospodarki wodnorodowej, tj. od metod wytwarzania wodoru, oczyszczania, magazynowania, transportu, dystrybucji, zwłaszcza za pomocą infrastruktury gazowniczej, aż do sposobów jego wykorzystania. Zespół, świadomy istnienia problemów występujących na poszczególnych etapach łańcucha oraz ograniczeń i szans z nimi związanych, skoncentruje się na tych ogniwach, które pozwolą sprawnie transformować system od współczesnego – gazowego do docelowego – energetycznego/wodorowego. Z uwagi na to, że na poziomie MAP/KPRM następuje przyspieszenie prac nad strategią wodorową kraju, Zespół Ekspertów ds. Wodoru w ramach celów krótkookresowych przygotowuje podstawę merytoryczną do strategii w tym obszarze.

W związku z powołaniem Rady Rynku przy Towarowej Gieldzie Energii (TGE) Zarząd IGG zgłosił dwóch przedstawicieli IGG do prac w radzie. Zostanie również wybrany stały zastępca, który będzie reprezentował IGG na spotkaniach Rady Rynku przy TGE. Celem działania rady jest wspieranie rozwoju transparentnych i niedyskryminujących rynków prowadzonych przez Towarową Gieldę Energii S.A. Do zadań rady należy wyrażanie opinii i przedstawianie wniosków w sprawach dotyczących rozwoju rynków pro-

wadzonych przez TGE, w tym na wniosek Zarządu TGE.

W celu wypracowania wspólnego stanowiska branży przy IGG zostanie powołany Zespół Konsultacyjny ds. Rynku Energii i Gazu. W ramach jego prac będą konsultowane m.in. zagadnienia związane z obrotem energią i gazem przez Towarową Gieldę Energii. Powołanie zespołu nastąpi na podstawie przesłanych przez członków IGG zgłoszeń i oświadczeń.



Agnieszka Luty

W pierwszym kwartale IGG objęła patronatem honorowym wydarzenia branżowe:

- jubileuszowe, XX Mistrzostwa Polski Branży Gazowniczej, Naftowej i Ciepłowniczej w Narciarstwie Alpejskim, które odbyły się w okresie 27 lutego – 1 marca w Zakopanem,
- konferencję East Meets West, organizowaną przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie,
- Międzynarodowe Targi Instalacyjne INSTALACJE,
- XXIII edycję konferencji Gazterm.

Szanowni Państwo, IGG planuje zorganizowanie w maju br. Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Członków, o ile sytuacja w kraju pozwoli na organizowanie spotkań. Uprzejmie prosimy o terminowe realizowanie składek członkowskich, co upoważni Państwa do głosowania podczas WZC.

Działające przy Izbie Międzynarodowe Centrum Doskonałości do spraw Metanu z Kopalń Węgla w Polsce (ICE-CMM), przy współpracy z Europejską Komisją Gospodarczą Organizacji Narodów Zjednoczonych (UNECE), zorganizowało 26 lutego 2020 roku podczas XXIX Szkoły Eksploatacji Podziemnej w Krakowie warsztaty pt. „Perspektywy po zamknięciu kopalń: wychwytywanie i wykorzystanie metanu z kopalń zamkniętych oraz rewitalizacja terenów pogórnicznych” (*Post-Mining Perspectives: Capture and Use of Abandoned Mine Methane and Mine Reclamation and Revitalization of Post Mining Areas*). Tematyka warsztatów dotyczyła problemów związanych z zamykaniem kopalń i emisją metanu z kopalń już zamkniętych. W trakcie warsztatów omówiono sprawy AMM dotyczące planowania, rozwoju i finansowania projektów umożliwiających przechwytywanie i wykorzystanie metanu z kopalń zamkniętych oraz przepisów i wymogów formalnych z tym związanych; sprawy technologii, procedur i standardów dotyczących zamykania kopalń, a także kwestię transformacji sektora węglowego i rewitalizacji terenów pogórnicznych. W warsztatach udział wzięło ponad 40 specjalistów z Polski (m.in. z AGH, GIG, INiG, PiG, SRK, JSW i PGG) i z zagranicy (m.in. z Francji, Niemiec, Stanów Zjednoczonych, Indii i Hiszpanii). Korzystając z obecności przedstawicieli Komisji Europejskiej w ramach warsztatów odbyła się krótka debata na temat polityki węglowej i metanowej Unii Europejskiej oraz tego, jakie szanse i zagrożenia widzą w niej interesariusze z Polski i przedstawiciele sektora węglowego działający we Wspólnocie.

24–26 stycznia 2020 roku w Zakopanem odbyło się sympozjum IGG. Tematem przewodnim był „Wodór w infrastrukturze gazowej”. W wydarzeniu udział wzięło ponad 80 uczestników, w tym goście z zagranicy: Litwy, Szwajcarii, Wielkiej Brytanii i Stanów Zjednoczonych. Patronem głównym było PGNiG SA, partnerami: Gas Storage Poland sp. z o.o. i PGNiG Termika SA. Patronatu medialnego udzieliłi: CNG-LNG.pl, gazeo.pl, BiznesAlert.pl, „Przegląd Gazowniczy”, CIRE.pl, „Rynek Instalacyjny”, Energetyka24, „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” i WNP.pl. Szersza relacja z sympozjum na str. 54–55.

Zaplanowany na kwiecień VII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, w związku z zaistniałą na świecie i w Polsce sytuacją (zagrożenie epidemią koronawirusa) został przeniesiony na inny termin. O nowym terminie będziemy informować – prosimy o śledzenie strony internetowej IGG. Serdecznie zapraszamy do udziału.

Od 1 marca 2020 roku do zespołu IGG dołączył Wojciech Kietliński i objął stanowisko głównego specjalisty ds. technicznych.

Biurowo IGG



## GAZOWNICTWO WSPIERA WALKĘ Z KORONAWIRUSEM

Zarząd PGNiG SA informuje, że Grupa Kapitałowa PGNiG ściśle współpracuje z administracją rządową w związku z ogłoszonym 18 marca 2020 roku pakietem pomocowym dla przedsiębiorców i gospodarki pod nazwą GOSPODARCZA I SPOŁĘCZNA TARCZA ANTYKRYZYSOWA.

Grupa Kapitałowa PGNiG przekaże 4 miliony złotych na działania związane z epidemią koronawirusa. Z tej kwoty milion złotych trafi do placówek medycznych w miejscowościach, w których działają spółki należące do grupy. Jako pierwszy wsparcie otrzyma Instytut Matki i Dziecka, sąsiadujący z siedzibą główną PGNiG SA na warszawskiej Woli. – *Kwota wsparcia, którą zadeklarowaliśmy, nie jest ostateczna. Pilnie monitorujemy sytuację i jesteśmy w stałym kontakcie z administracją rządową. Będziemy reagować w miarę potrzeb* – podkreślił prezes Jerzy Kwieciński.

Kilkudziesięciu konsultantów, na co dzień pracujących w Contact Center PGNiG Obrót Detaliczny, będzie wspierał Narodowy Fundusz Zdrowia w obsłudze telefonicznej infolinii. Dzięki pomocy państwowej spółki skróci się czas oczekiwania na porady związane z koronawirusem i zdrowiem Polaków. – *Dołożymy wszelkich starań do tego, aby kontakt z infolinią przebiegał sprawnie i profesjonalnie* – podkreślił Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.

W związku z wyjątkową sytuacją w naszym kraju, w którym wszystkie działania skoncentrowane są na walce z pandemią koronawirusa, PGNiG Obrót Detaliczny zdecydował, że nie będzie wstrzymywać dostaw gazu ziemnego i energii elektrycznej dla klientów mających problemy z terminowym regulowaniem płatności w okresie od 12–26 marca 2020 roku. W zależności od rozwoju sytuacji w naszym kraju termin ten może ulec wydłużeniu.

GAZ–SYSTEM przekazał na rzecz Szpitala Wojskowego w Wałczu darowiznę w kwocie 665 tys. zł. Przedstawiciele szpitala, po uzgodnieniach z GAZ–SYSTEM wskazali najpilniejsze potrzeby w walce z koronawirusem. Za kwotę 665 tysięcy złotych szpital zostanie wyposażony w 20 łóżek szpitalnych, respirator transportowy z możliwością pracy w środowisku MIR, urządzenie typu UTM z niezbędnym oprogramowaniem do pracy zdalnej, termometry bezdotykowe i duży pakiet środków ochrony osobistej.

Z powodu pandemii koronawirusa, mając na względzie troskę o bezpieczeństwo naszych klientów i pracowników, począwszy od 14 marca 2020 roku do odwołania zamknięte będą wszystkie biura obsługi klienta (BOK-i) PGNiG Obrót Detaliczny. – *Zachęcamy do korzystania ze zdalnych kanałów komunikacji z nami, a zwłaszcza z elektronicznego BOK-u i aplikacji mobilnej. W obecnej sytuacji to najbezpieczniejsze rozwiązanie. Przez eBOK można załatwić niemal każdą sprawę związaną z umową na gaz czy prąd w sposób ciągły* – powiedział Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny. Konsultanci PGNiG są dla wszystkich klientów dostępni na infolinii pod numerem 22 515 15 15.

- **24 marca br.** GAZ–SYSTEM w Danii i Polsce przygotowuje teren pod budowę Baltic Pipe. W marcu w okolicy duńskiego wybrzeża rozpoczęto prace związane ze zmianą lokalizacji dróg na obszarze, na którym gazociąg podmorski Baltic Pipe połączy się z odcinkiem lądowym. Z kolei w Polsce przygotowanie terenu m.in. pod plac budowy na trasie Niechorze–Płoty jest już na ukończeniu. W najbliższym czasie w Danii zmianie ulegnie przebieg dróg w rejonie inwestycji. Wykonawca przebuduje układ dwóch lokalnych tras biegnących w miejscu „lądowania” gazociągu w Danii. Pierwsza z nich stanie się drogą dojazdową do placu budowy. Natomiast druga umożliwi zmianę organizacji ruchu na czas prowadzenia robót budowlanych, tak aby przebiegał on w sposób bezpieczny i jak najmniej kolizyjny dla okolicznych mieszkańców. W Polsce dotychczasowe prace realizowane są na gruntach należących do Nadleśnictwa Gryfice oraz na obszarze administrowanym przez Urząd Morski w Szczecinie. Zakres prac obejmie teren przyszłego placu budowy, tunel, dzięki któremu gazociąg ominie plażę oraz cenne przyrodniczo klif i wydmy oraz część terenu pod fragment gazociągu łączącego gazociąg podmorski z Krajowym Systemem Przesyłowym.

- **23 marca br.** Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> spadła poniżej 15 euro. Licząc od 24 lutego, kiedy wystąpiła pierwsza mocniejsza przecena, oznacza to spadek ceny o 40 proc. Spadki, jak zaznacza Paweł Mzyk, kierownik KOBiZE (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami), przyspieszyły jednak mocno dopiero w marcu, bo jeszcze 10 marca uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> wyceniane były powyżej 24 euro. To jest poziom cen niespotykany na rynku CO<sub>2</sub> od maja 2018 roku.

- **23 marca.** Związek Ogólnopolski Projektantów i Inżynierów ZOPI to nowa inicjatywa firm z branży infrastrukturalnej. Ma chronić interesy podmiotów skupiających swoją działalność na projektowaniu, usługach inżynieryjnych oraz powiązanych z działalnością inżynierów i projektantów. Związek jest organizacją zrzeszającą podmioty prowadzące działalność gospodarczą w obszarze świadczenia usług projektowych, inżynieryjnych i doradczych, związanych zwłaszcza z branżą kolejową, drogową, energetyczną i środowiskową. ZOPI stanowi platformę do dyskusji

Izba Gospodarcza Gazownictwa obecnie zrzesza 151 firm członkowskich. Wraz z początkiem 2020 roku do IGG przystąpiły 4 firmy: Agencja Promocji Inwestycji sp. z o.o., GSC sp. z o.o., KCP – PROCESS sp. z o.o. sp. k. oraz Transition Technologies – Control Solutions sp. z o.o. Z końcem 2019 roku IGG opuściły 3 firmy: TEGAS S.A., LARS Andrzej Szymański oraz Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego sp. z o.o.

Nowym firmom serdecznie dziękujemy za okazane zaufanie i witamy w gronie członków, a firmom występującym – za dotychczasową współpracę.

na temat problemów branży z kluczowymi uczestnikami procesu inwestycyjnego – zamawiającymi publicznymi i generalnymi wykonawcami, jak również organami władzy publicznej i samorządu. – *Aspirujemy, aby ZOPI prowadził aktywne działania na rzecz poprawy otoczenia biznesowego prowadzenia działalności firm inżynieryjnych, projektowych i doradczych związanych z infrastrukturą. Do tej pory branża tak ważna dla prawidłowego przygotowania i realizacji inwestycji była marginalizowana. Jesteśmy*

**27 lutego br., podczas uroczystej gali w Warszawskim Domu Technika NOT odbyło się podsumowanie XXVI Plebiscytu ZŁOTY INŻYNIER** organizowanego przez redakcję dwutygodnika „Przegląd Techniczny – gazeta inżynierska” oraz Federację Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych NOT. Tytuły przyznawane są m.in. w kategoriach: High-Tech, Zarządzanie, Menedżer, Ekologia, Nauka i Jakość, Edukacja, a także w kategorii Młody Inżynier. W wyniku głosowania czytelników „Przeglądu Technicznego” na kandydatury, które były prezentowane na łamach pisma przez cały ubiegły rok, wyłoniono laureatów za 2019 rok.

**Dr inż. Jacek Jaworski**, od 2008 roku zastępca dyrektora ds. Gazownictwa Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego w Krakowie, otrzymał tytuł Złotego Inżyniera 2019 w kategorii High-Tech.

**Krzysztof Hnatio**, od 2016 roku prezes zarządu Gas Storage Poland, otrzymał tytuł Srebrnego Inżyniera 2019 w kategorii Menedżer.

*otwarcia na współpracę z inwestorami i generalnymi wykonawcami, aby wspólnie realizować procesy inwestycyjne w sposób bardziej sprawny, efektywny i satysfakcjonujący dla każdej ze stron* – powiedziała Anna Oleksiewicz, prezes zarządu Związku Ogólnopolskiego Projektantów i Inżynierów. Nowa organizacja ma już stronę internetową.

● **18 marca br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz jego niemiecka spółka zależna PGNiG Supply & Trading zostały dopuszczone do udziału w postępowaniu w sprawie przyznania derogacji dla Nord Stream 2 od stosowania przepisów III pakietu energetycznego UE.

O dopuszczeniu polskiej i niemieckiej spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG do postępowania derogacyjnego zdecydował niemiecki regulator rynku energetycznego – Bundesnetzagentur – na podstawie wniosków spółek z 19 lutego 2020 roku. – *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, podobnie jak rząd Rzeczypospolitej Polskiej, niezmiennie wskazują na negatywne konsekwencje projektu Nord Stream 2 dla bezpieczeństwa dostaw i konkurencji na rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej. Włączenie nas do postępowania umożliwi ochronę interesów GK PGNiG i odbiorców gazu w toku prowadzonej procedury derogacyjnej. Nord Stream 2 nie może być uprzywilejowany* – skomentował Jerzy Kwieciński, prezes zarządu PGNiG SA.

● **16 marca br.** GAZ–SYSTEM i PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna podpisały umowę na przyłączenie Elektrowni Dolna Odra do sieci gazowej. Dzięki temu nowo wybudowane bloki gazowo-parowe będą w przyszłości zasilane gazem z terminalu LNG w Świnoujściu. Inwestycja wiąże się z wybudowaniem około 63 km gazociągu i stacji gazowej. – *Realizacja projektu przyczyni się do wypełnienia celów klimatycznych UE i jest zgodna ze światowymi trendami w energetyce, zakładającymi budowę niskoemisyjnych jednostek wytwórczych, co doskonale wpisuje się w strategiczne kierunki rozwoju Grupy PGE. Projektowane, nowoczesne jednostki wytwórcze będą miały szansę na długoterminowe wsparcie dzięki mechanizmowi Rynku Mocy. Będzie to możliwe dzięki spełnieniu wymagań konkluzji BAT oraz kryterium emisyjności poniżej 550 kg CO<sub>2</sub>/MWh, wymaganego przez Unię Europejską* – powiedział Robert Ostrowski, prezes zarządu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna.

● **4 marca br.** GAZ–SYSTEM zawarł z Zespołem Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. umowę na przyłączenie do sieci przesyłowej nowego bloku gazowo-parowego. To inwestycja o kluczowym znaczeniu dla Wrocławia i okolic. Obecnie energia jest tam produkowana podczas spalania węgla i biomasy. – *Dzięki zastosowaniu nowoczesnej technologii Krajowy System Elektroenergetyczny zyska energię pochodzącą z niskoemisyjnych jednostek wytwórczych spełniających kryterium emisyjności znacznie poniżej 550 kg CO<sub>2</sub>/MWh wymaganych przez Unię Europejską* – powiedział Paweł Szczeszek, prezes KOGENERACJI S.A.

● **3 marca br.** GAZ–SYSTEM, wraz z operatorami systemów przesyłowych z regionu Europy Środkowo-Wschodniej, opublikował Regionalny Plan Inwestycyjny 2019 (CEE GRIP), który przedstawia perspektywę rozwoju podaży, popytu i zdolności przesyłowych w regionie CEE w nadchodzącym dziesięcioleciu. Regionalne plany inwestycyjne są przygotowane w celu promowania współpracy regionalnej zgodnie z zapisami art. 7 dyrektywy 2009/73/WE i art. 12 rozporządzenia 715/2009/WE. Celem CEE GRIP 2019 jest uzupełnienie wcześniej opublikowanego dziesięcioletniego planu rozwoju sieci na poziomie wspólnotowym 2018 (TYNDP 2018), przygotowanego przez Europejską Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ENTSOG). CEE GRIP 2019 dostarcza dodatkowe informacje na poziomie regionalnym, ze szczególnym uwzględnieniem perspektyw rozwoju regionalnej infrastruktury gazowej i identyfikacji przyszłych potrzeb inwestycyjnych.

● **24 lutego br.** Spółka Polskie LNG z Grupy GAZ–SYSTEM podpisała umowę na rozbudowę istniejącej instalacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego o dodatkowe regazyfikatory. Dzięki temu zostaną zwiększone o 50% obecne moce regazyfikacyjne Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Wykonawcą projektu rozbudowy zostało konsorcjum firm PORR i TGE.

W styczniu br. Zarząd PGNiG SA przyjął uchwałę w sprawie „Kodeksu dobrych praktyk w relacjach inwestor–wykonawca w branży gazowniczej”, przygotowanego w Izbie Gospodarczej Gazownictwa. Zapisy kodeksu zostały skierowane do wdrożenia i stosowania w spółkach z Grupy Kapitałowej PGNiG.

● **30 stycznia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej podpisały porozumienie o współpracy w zakresie wsparcia programu „Czyste powietrze”. Celem przedsięwzięcia jest przede wszystkim usprawnienie procesu przyznawania dofinansowania na wymianę ogrzewania na gazowe, co przyczyni się do ograniczenia emisji pyłów i innych zanieczyszczeń z domów jednorodzinnych. Dzięki porozumieniu NFOŚiGW uzyska wgląd do informacji o dostępie do sieci gazowej konkretnej nieruchomości, co przyspieszy weryfikację wniosków w programie „Czyste powietrze”. W planach są też inne wspólne działania: przyjmowanie wnioskodawców w punktach obsługi klienta PGNiG oraz objęcie nowych użytkowników gazu systemem świadectw efektywności energetycznej.

# Kluczowy czas dla dywersyfikacji i zwrot ku zielonej energii

**Jerzy Kwieciński**

Wchodzimy w przełomowy okres w procesie osiągnięcia przez Polskę suwerenności energetycznej. Przed nami kilka lat intensywnej pracy, aby dokończyć budowę pełnej niezależności. Jednocześnie Grupę Kapitałową PGNiG czekają wyzwania związane z dążeniem do neutralności klimatycznej.

**P**od względem zabezpieczenia energetycznego w gaz ziemny Polska jest, i pozostanie, zależna od importu. Ze względu na ograniczone zasoby gazu ziemnego w Polsce od kilku lat poziom krajowego wydobycia utrzymuje się na poziomie około 3,8 mld m sześć. rocznie. Z kolei zużycie gazu wraz z rozwijającą się polską gospodarką z roku na rok rośnie. Jeszcze pięć lat temu wynosiło ono około 15 mld m sześć., a w ubiegłym roku – według szacunków – już około 19 mld m sześć. W imporcie wciąż jeszcze dominują dostawy z Rosji, ale PGNiG z kierunku wschodniego sprowadza coraz mniej gazu, a kontrakt jamalski wygasa wraz końcem 2022 roku. W 2019 roku gaz z Rosji stanowił około 60 proc. całego importu PGNiG, rok wcześniej 67 proc., a cztery lata temu prawie 90 proc.

## Zakasać rękawy

Wygaśnięcie kontraktu jamalskiego oznacza dla PGNiG zwiększenie intensywności prac nad projektami dywersyfikacyjnymi, które mają doprowadzić Polskę do pełnej energetycznej suwerenności. Po uruchomieniu gazociągu Baltic Pipe, łączącego Polskę z norweskimi złożami, gdzie PGNiG wydobywa gaz ziemny, będziemy sprowadzać go do naszego kraju tą drogą.

To nie tylko konieczność wzmożonej pracy na norweskich koncepcjach, ale przede wszystkim zintensyfikowanie procesu akwizycji nowych złóż.

Pozostały strumień gazu pochodzić będzie z zakupów od innych firm produkujących gaz na morzach Północnym i Norweskim. Dlatego przed nami również okres kontraktowania gazu na potrzeby przesyłu poprzez Baltic Pipe. PGNiG zbudowało w Norwegii solidną pozycję m.in. poprzez partnerstwa z innymi spółkami wydobywczymi przy współpracy na koncesjach, co wpływa na renomę i rozpoznawalność spółki, a to duży atut w negocjacjach zakupowych. Na przełomie lat 2022 i 2023 nastąpi także wyraźne zwiększenie do Polski dostaw amerykańskiego skroplonego gazu ziemnego. W 2022 roku rozpoczną się dostawy z pierwszego z wieloletnich kontraktów PGNiG z firmą Venture Global LNG, a rok później – z drugiego z nich. Ponadto – zgodnie z umową – od 2023 roku znacznie zwiększy się częstotliwość dostaw od firmy Cheniere Energy. Do tego doliczyć należy także zakontraktowane dostawy od grupy Sempra oraz realizowany już od kilku lat kontrakt katarski. W 2025 roku zakontraktowany wolumen LNG przekroczy 10 mld m sześć. po regazyfikacji.

Nie zapominajmy o własnym, krajowym wydobyciu. Zaplanowane kolejne odwierty na Podkarpaciu i na Niżu Polskim powinny umożliwić nam przynajmniej utrzymanie stabilnego dotychczasowego poziomu

wydobycia gazu ziemnego, co pozwoli na pokrycie jednej piątej krajowego zapotrzebowania.

## Zielona ofensywa

Jednak już teraz powinniśmy zintensyfikować prace nad technologiami, które pozwolą nam wykorzystać alternatywne źródła energii, a jednocześnie będą spełniać wymogi neutralności klimatycznej. Inwestycje w projekty z obszaru zielonej energii pozwolą nam na dywersyfikację kierunków rozwoju Grupy Kapitałowej. Chcemy w tym celu wykorzystać efekt synergii poprzez ściślejszą współpracę z innymi dużymi podmiotami na rynku. Wśród analizowanych przez PGNiG rozwiązań znajduje się m.in. biogaz. Zidentyfikowaliśmy już określone zasoby biometanu i będziemy dążyć do tego, by w przyszłości produkcja biogazu w coraz większym stopniu uzupełniała pozostające na stabilnym poziomie wydobycie gazu ziemnego w Polsce. Zaangażowanie w sektor wytwarzania biogazu pozwoli GK PGNiG zdywersyfikować prowadzoną działalność, a jednocześnie będzie miało pozytywny efekt środowiskowy. Rozwój produkcji energii i ciepła z biogazowni oraz biometanu dostarczanego do sieci będzie skutkowało zwiększeniem dostępności paliw gazowych w Polsce, zwłaszcza na obszarach rolniczych i wiejskich, na których występuje problem niskiej emisji. Działania te wpisują się w politykę zwalczania niskiej emisji, prowadzoną przez rząd i samorządy.

Zrealizujemy także pakiet projektów związanych z wodorem jako czystym paliwem przyszłości. Chcemy rozpocząć własną produkcję wodoru i oferować go nie tylko jako paliwo napędowe dla pojazdów, ale jako źródło energii, które można zmagazynować, a w przyszłości przysyłać wraz z gazem istniejącą siecią gazową do odbiorców. Rozważamy ponadto rozwiązania wykorzystujące fotowoltaikę. Nasze plany dotyczące rozwoju gospodarki niskoemisyjnej zostaną ujęte w zaktualizowanej strategii GK PGNiG, którą przedstawimy do końca 2020 roku.

Naszą misją pozostaje zapewnienie Polsce bezpieczeństwa energetycznego. To nie tylko nasze zobowiązanie wobec siedmiu milionów klientów indywidualnych i biznesowych, ale także nasz obowiązek wobec całego kraju. Jednocześnie priorytetowym zadaniem dla zarządu jest dbanie o dobro spółki i całej Grupy Kapitałowej PGNiG oraz wzrost jej wartości, szukanie dla niej nowych możliwości rozwoju i wynikających z tego korzyści dla akcjonariuszy. Rozwój projektów w obszarze zielonej energii może nam pomóc w osiągnięciu tych celów.

**Jerzy Kwieciński, prezes zarządu PGNiG SA**



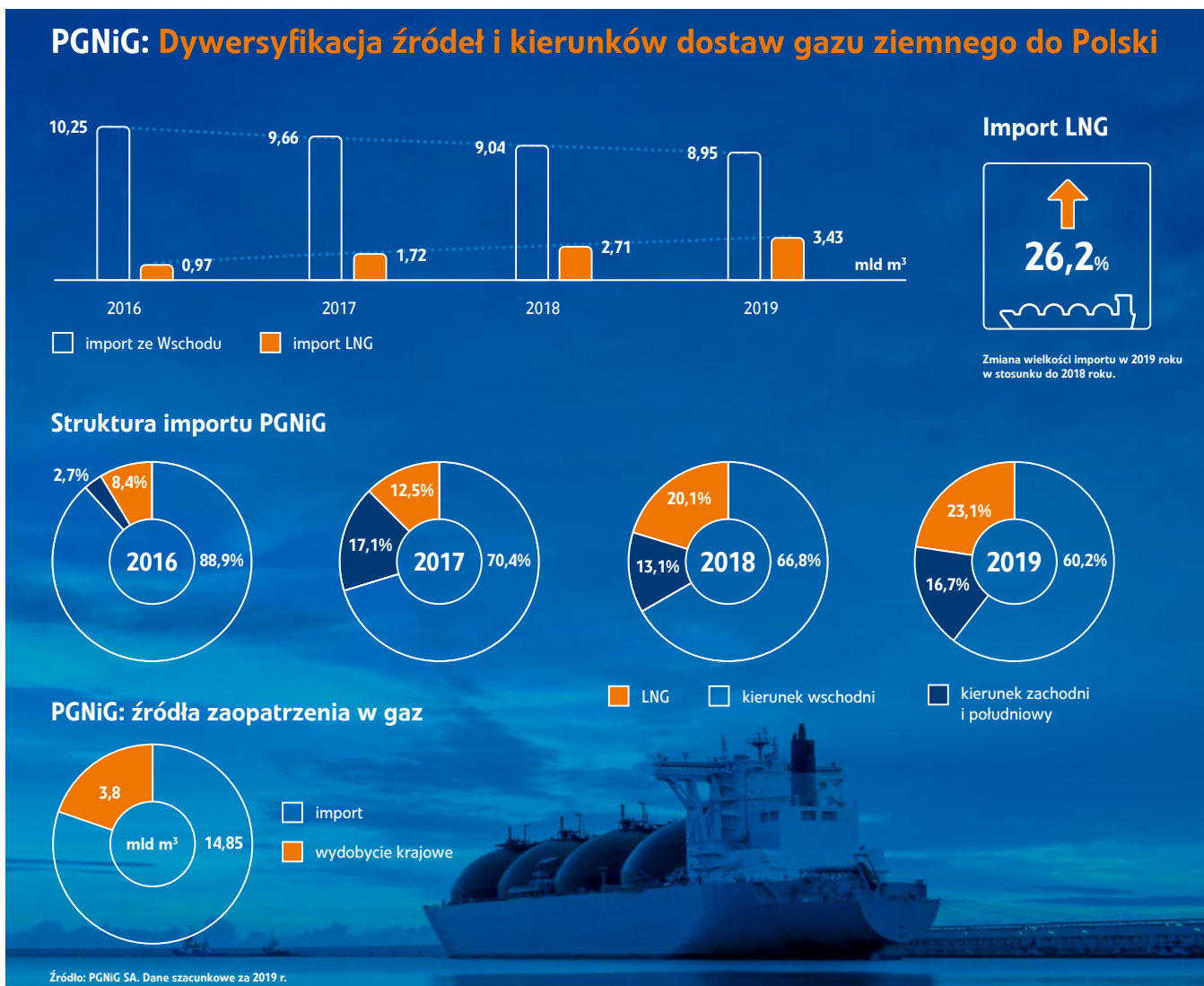
# PGNiG: mniej gazu z Rosji, rośnie import LNG

Marcin Poznań

Dywersyfikacja źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego do Polski konsekwentnie postępuje. W 2019 roku udział w imporcie gazu z Rosji spadł do około 60 proc. z około 67 proc. w 2018 roku, w odróżnieniu od sprowadzanego do kraju LNG, którego udział w imporcie wzrósł do około 23 proc. z około 20 proc. rok wcześniej.

– Z roku na rok widać wyraźny wzrost wolumenu skroplonego gazu ziemnego, który sprowadzamy przez Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Pierwszy kwartał 2020 roku będzie najintensywniejszy pod względem dostaw LNG. Tylko do końca marca tego roku odbierzemy 10 ładunków z różnych kierunków – powiedział Jerzy Kwieciński, prezes

zarządu PGNiG SA. – Przy dostawach gazu ziemnego z Rosji obowiązuje nas zawarta w kontrakcie jamalskim klauzula take or pay, co oznacza, że jesteśmy zobowiązani odbierać od Gazpromu minimum 8,7 mld m sześć. rocznie. Tak będzie jeszcze do końca 2022 roku, bo wówczas kontrakt jamalski wygaśnie. W 2019 roku PGNiG sprowadziło do Polski 3,43 mld m sześć.



skroplonego gazu ziemnego – jest to o ponad jedną czwartą więcej niż rok wcześniej. Import LNG z USA, Kataru i Norwegii wzrósł o około 0,7 mld m sześć. (po regazyfikacji) w stosunku do roku 2018. Import z kierunku wschodniego wyniósł w 2019 roku 8,95 mld m sześć. w porównaniu z 9,04 mld m sześć. rok wcześniej.

Tym samym w 2019 roku gaz ziemny z kierunku wschodniego stanowił 60,2 proc. całej struktury importu PGNiG – spadek o 6,6 p.p., zaś import LNG osiągnął w niej 23,1 proc. – wzrost o 3 p.p. Resztę importu pokrył kierunek zachodni i południowy. To wyraźna zmiana w kierunku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego dla polskich odbiorców. Jeszcze w 2016 roku odsetek rosyjskiego gazu w całym imporcie wynosił prawie 89 proc., lecz kolejne lata przyniosły stabilny spadek tych dostaw, przy jednoczesnym wzroście importu LNG. Łącznie import gazu przez PGNiG w 2019 roku wyniósł 14,85 mld m sześć., o około 1,32 mld m sześć. więcej niż rok wcześniej.

W 2019 roku PGNiG sprowadziło do Polski 31 dostaw LNG, rok wcześniej – 23. Liczba ładunków zakupionych w ramach kontraktów krótkoterminowych, tzw. spot, wzrosła w tym czasie z 4 do 10. Do Polski przyplłynął pierwszy ładunek amerykańskiego LNG w ramach wieloletniego kontraktu z firmą Cheniere Energy, a roczny wolumen dostaw w ramach tej umowy będzie wzrastał w kolejnych latach. Dzięki kontraktom na zakup LNG z USA, w latach 2024–2042 PGNiG będzie dodatkowo corocznie dysponowało portfelem około 9,3 mld m sześć. gazu po regazyfikacji. Od 2020 roku coroczny import LNG z Kataru wynosić będzie do około 2,7 mld m sześć. po regazyfikacji.

Poza rozbudową portfela LNG Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo przygotowuje się do rozpoczęcia zaopatrywania polskiego rynku w gaz z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego, którego transport gazociągiem Baltic Pipe przez Morze Północne, Danię i Morze Bałtyckie rozpocznie się pod koniec 2022 roku.

# PGNiG ma coraz więcej zasobów gazu i ropy w Norwegii

**Marcin Poznań**

PGNiG posiada już udziały w 29 koncesjach poszukiwawczych i wydobywczych na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W lutym rozpoczęło transakcję nabycia udziałów w kolejnych dwóch koncesjach. W trzy lata zwiększyło tam swoje zasoby wydobywalne węglowodorów z 80 do około 200 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (boe). W pierwszym półroczu 2020 roku rozpocznie produkcję ze złóż Skogul i Ærfugl.

Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa działa na Norweskim Szelfie Kontynentalnym od 2007 roku za pośrednictwem swojej spółki zależnej – PGNiG Upstream Norway. W ramach zakończonej w styczniu rundy koncesyjnej, którą co roku organizuje norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii (MPE), spółka ubiegała się o trzy koncesje poszukiwawcze i tyle jej przyznano. Tym samym portfel spółki PGNiG obejmuje w Norwegii już 29 koncesji, a jej zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej w ostatnich trzech latach wzrosły z 80 do około 200 mln boe obecnie.

Osiągnięcie takiego poziomu zasobów nie byłoby możliwe bez serii akwizycji – zakupu udziałów w złożach – zarówno będących już w zaawansowanej fazie zagospodarowania, jak i oczekujących na zagospodarowanie i rozpoczęcie produkcji. Dodatkowo, jesienią 2019 roku PGNiG Upstream Norway jako operator – czyli lider koncesji PL838 mający w niej najwięcej udziałów (40%), odpowiedzialny za prowadzenie prac poszukiwawczych – odkrył nowe złożo ropno-gazowe na Morzu Norweskim, któremu nadano nazwę Shrek. Wszystkie te działania – sukcesy w rundach koncesyjnych, akwizycje i udane poszukiwania złóż – wpływają na stan zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej PGNiG w Norwegii.

W październiku 2019 roku jako operator koncesji PL838 (40% udziałów) PGNiG odkryło złożo ropno-gazowe Shrek na Morzu Norweskim.

Historia odkrycia Shreka jest dla Grupy PGNiG w Norwegii sukcesem pod wieloma względami. To było pierwsze wiercenie w ramach koncesji oznaczonej PL838, jednej z czterech, na których PGNiG ma status operatora. Wykonany tam odwiert jesienią 2019 roku był pierwszym, jakiego koncern dokonał właśnie w roli operatora w Norwegii. I od razu udany. Złożo Shrek znajduje się w odległości około 5 km od pływającej jednostki produkcyjnej i magazynującej FPSO Skarv, w której PGNiG posiada prawie

Akwizycje PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym od 2017 roku

DATA	ZŁOŻE	RODZAJ ZŁOŻA	AKTYWNOŚĆ
Marzec 2017	Skogul	ropno-gazowe	zakup 35% udziałów
Grudzień 2017	Fogelberg	gazowe	zakup 20% udziałów
Październik 2018	Tommeliten Alpha	gazowe	zakup 42,35% udziałów
Czerwiec 2019	King Lear	gazowe	zakup 22,2% udziałów
Lipiec 2019	Duva	gazowo-ropne	zakup 20% udziałów
Listopad 2019	Duva	gazowo-ropne	zakup 10% udziałów

## Procedura koncesyjna w Norwegii

Norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii przydziela koncesje na podstawie rankingu zgłoszeń. Wygrywają aplikacje najlepiej przygotowane pod względem geologicznym i technicznym. Wszystkim stronom zależy na jak najszybszym rozpoczęciu produkcji ze złóż objętych koncesjami, dlatego ich udziałowcy powinni doprowadzić do podjęcia decyzji o wierceniu otworu w okresie nie dłuższym niż dwa lata. Brak prowadzenia prac na koncesji kończy się jej odebraniem przez norweski rząd. Ministerstwo wyznacza operatora koncesji, który jest odpowiedzialny za zatwierdzone działania. Obecnie PGNiG Upstream Norway pełni rolę operatora na czterech koncesjach.

12% udziałów, co umożliwi szybkie i wyjątkowo opłacalne włączenie go do produkcji.

Obecnie produkcja gazu ziemnego i ropy naftowej trwa na pięciu złożach z udziałem PGNiG: Skarv, Vilje, Vale, Morvin i Gina Krog. Roczne wydobycie węglowodorów ze wszystkich tych złóż w ostatnich trzech latach wynosiło około 6,9 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej średniorocznie, z czego produkcja gazu to około 0,5 mld m sześć. rocznie. Prace inwestycyjne i analityczne prowadzone są na sześciu kolejnych złożach: Skogul, Ærfugl, Duva, Tommeliten Alpha, King Lear oraz Shrek, przy czym produkcja na dwóch pierwszych zostanie uruchomiona już za kilka miesięcy.

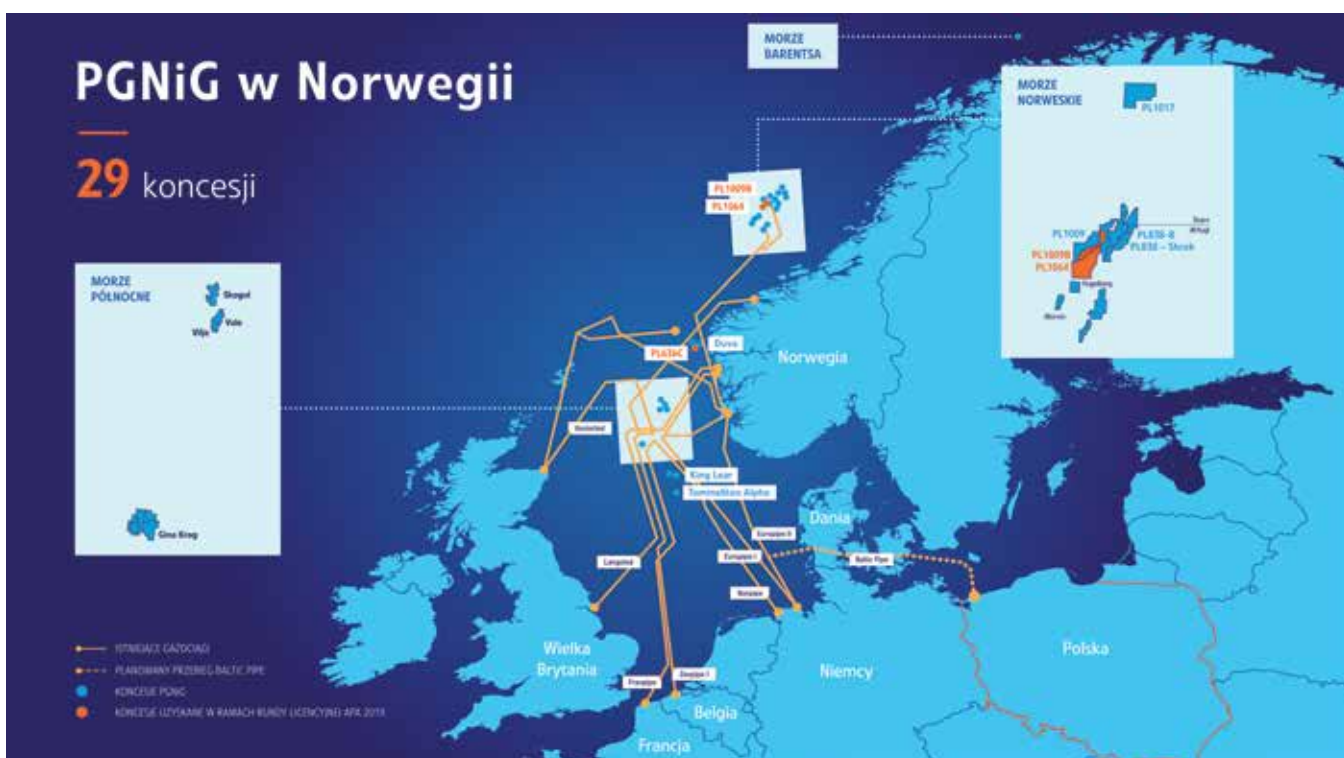
W pierwszym kwartale 2020 roku rozpocznie się produkcja ze złoża Skogul. To złożo zawiera w większości ropę naftową, ale zasoby gazu ziemnego szacowane są w nim na około 0,3 mld m sześć. Więcej gazu PGNiG planuje pozyskać ze złoża Ærfugl. Dzięki znacznemu przyspieszeniu prac produkcja z tego złoża powinna rozpocząć się już w czerwcu 2020 roku. Jego zasoby wydobywalne są oceniane na 274,7 miliona baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Zgodnie z założeniami, w szczytowym roku produkcji

wydobyć gazu ziemnego z tego złoża, przypadające na PGNiG, powinno wynieść około 0,5 mld m sześć. Ze względu na prognozowane wysokie przyływy gazu z odwiertów na Ærfugl partnerzy koncesyjni po raz pierwszy na świecie postanowili zastosować głowice eksploatacyjne o średnicach przelotowych zwiększonych do 7 cali. To niejedyne nowe rozwiązanie. Wydobyty gaz transportowany będzie gazociągiem przez 21 km do FPSO Skarv. Na gazociągu zastosowano technologię ETH-PiP (ang. *electrically trace-heated pipe in pipe*). Elektryczne podgrzewanie i aktywne stabilizowanie temperatury na poszczególnych jego odcinkach zapobiegnie wytrącaniu się hydratów gazu, dzięki czemu podczas transportu paliwo zachowa najwyższą jakość.

Na przełomie 2020 i 2021 roku planowane jest rozpoczęcie wydobycia ze złoża Duva, w 2024 roku rozpoczęcie produkcji ze złoża Tommeliten Alpha, a w 2025 roku ze złoża King Lear.

Według szacunków PGNiG, dzięki wszystkim obecnie posiadanym aktywom, bez uwzględnienia kolejnych akwizycji, w 2024 roku spółka będzie mogła wydobywać około 1 mld, a w 2026 już 2 mld m sześć. gazu rocznie, czyli cztery razy więcej niż obecnie. PGNiG Upstream Norway nie wyklucza jednak sfinalizowania kolejnych akwizycji jeszcze w tym roku. W lutym zawarło umowę z Aker BP, w wyniku której pozyska udziały w złożu Alve Nord i zwiększy swój udział z 8 do 11,3 proc. w produkującym już złożu Gina Krog. Realizacja transakcji pozwoli zwiększyć przyszłe wydobycie gazu przez spółkę o 100 mln m sześć. rocznie. Po sfinalizowaniu transakcji z Aker BP i pozyskaniu zgód administracyjnych rządu norweskiego, PGNiG Upstream Norway będzie posiadać udziały w 31 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

**Marcin Poznań, główny specjalista w Departamencie Public Relations PGNiG SA**



Obecnie PGNiG Upstream Norway posiada udziały w 29 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Po sfinalizowaniu transakcji z Aker BP, związanej z nabyciem dwóch kolejnych norweskich koncesji, ich liczba w portfelu Grupy PGNiG wzrośnie do 31.



# Kierunki rozwoju i możliwości wydobywania oraz produkcji gazu przez PGNiG w latach 2020–2030

Jarosław Wróbel

Najważniejszym tematem, którym obecnie żyje świat, jest pandemia koronawirusa SARS-Cov-2, wywołującego chorobę COVID-19. Nikt nie ma wątpliwości, że konsekwencje dla zdrowia obywateli są poważne i trzeba zachować największą ostrożność, aby zapobiec najgorszym jej skutkom. Jednocześnie, niezwykle negatywne konsekwencje działalności koronawirusa SARS-Cov-2 zbiera w obszarze gospodarki, niszcząc większość znanych mechanizmów i sposobów funkcjonowania rynków surowcowych, energetycznych, finansowych, a zwłaszcza świadczenia usług dla obywateli.

W związku z tym przed PGNiG stają nadzwyczajne wyzwania związane z poszukiwaniami, wydobywaniem i produkcją gazu na terenie kraju, tak aby nie tylko zagwarantować spółce stabilne źródło przychodów, wysoko wykwalifikowanym pracownikom pracę, ale przede wszystkim zapewnić bezpieczeństwo dostaw gazu dla odbiorców indywidualnych i przemysłu. W o wiele większym stopniu niż dotychczas strategiczne spółki Skarbu Państwa będą musiały oprzeć działalność na własnych zasobach krajowych i wykorzystywać innowacyjne technologie w sposób praktyczny, a nie tylko finansując kolejne opracowania naukowe.

Jednym z podstawowych filarów działalności Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa pozostaną poszukiwania, wydobywanie, ale i produkcja gazu ziemnego. Mamy w tym zakresie ogromne doświadczenie, wysokiej klasy specjalistów i wystarczające zasoby, aby nasza spółka mogła sprostać wyzwaniom XXI wieku, wynikającym z dyrektyw środowiskowych Unii Europejskiej, a także potrzebom energetycznym rozwijającej się polskiej gospodarki. Dlatego z dużym zaniepokojeniem należy zauważyć, że od 2016 roku krajowe wydobywanie systematycznie spada, a ambitne zamierzenia dotyczące poszukiwań nie są realizowane. Taki stan nie może być kontynuowany i dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w zakresie nieprzerwanego dostaw gazu dla krajowych odbiorców PGNiG będzie musiało pilnie zmienić dotychczasowy model funkcjonowania tego obszaru.

Od kilku lat krajowe wydobywanie gazu nie może „przebić się” powyżej 3,9 mld m<sup>3</sup> rocznie. Zasoby gazu ziemnego w warstwach miocenu znajdują się w horyzontach konwencjonalnych (piaskowcach) oraz w warstwach niekonwencjonalnych (łupkowo-mułowcowych). Obecnie złoża zlokalizowane w warstwach piaskowcowych są praktycznie szcerpane. Jednak w profilu starych złóż, pomiędzy wyeksploatowanymi horyzontami piaskowcowymi, występują warstwy łupkowo-mułowcowe, o przeważnie pierwotnym ciśnieniu złożowym, nadającym się do przemysłowej eksploatacji. Jediną realną możliwością zwiększenia wydoby-

cia gazu na Podkarpaciu jest więc udostępnienie do eksploatacji warstw łupkowo-mułowcowych.

W ostatnim okresie rozpoczął się proces rozwiercania złoża Przemysł, Kramarzówka i Sędziszów. Wcześniej wiercenia wykonano w rejonie Przeworska. Nowo wykonane odwierty są zastawione, oczekując na rozpoczęcie procesu inwestycyjnego ich zagospodarowania. Należy więc podjąć działania zmierzające do usprawnienia procesu inwestycyjnego, co doprowadzi do szybszych włączeń nowych odwiertów do eksploatacji.

Spora liczba odwiertów zastawiona jest z powodu zaplanowanych robót górniczych, takich jak rekonstrukcje, obróbki czy zabiegi intensyfikacji wydobywania. Trzeba zintensyfikować proces przygotowania poszczególnych odwiertów pod względem formalnoprawnym i budżetowym.

W strukturze oddziału wydobywczego (zakładu górniczego) powinny znajdować się wszystkie służby techniczne, geologiczne i inżynierii złożowej, które w szybki sposób będą reagować na bieżące problemy eksploatacyjne, co w wymierny sposób przełoży się na zwiększenie krajowego wydobywania przez PGNiG.

W oddziale wydobywczym, prowadzącym bezpośrednio ruch zakładu górniczego, niezbędne są służby geologii ruchowej oraz inżynierii złożowej. Duża liczba odwiertów w czasie długoletniej eksploatacji ulega zawadnieniu. Jednak należy pamiętać, że przedmiotowe odwierty mają pełną infrastrukturę eksploatacyjną i należy ten atut wykorzystać. Dlatego bardzo ważna jest szybka i głęboka analiza geologiczno-złożowa przedmiotowych odwiertów pod względem otwarcia innych horyzontów produktywnych. Rozproszenie tych kompetencji nie wpływa pozytywnie na efektywność prowadzonych inwestycji w obszarze poszukiwawczo-wydobywczym.

Podsumowując, wydaje się, że w strukturze oddziału wydobywczego (zakładu górniczego) powinny znajdować się wszystkie

służby techniczne, geologiczne i inżynierii złożowej, które w szybki sposób będą reagować na bieżące problemy eksploatacyjne, co w wymierny sposób przełoży się na zwiększenie krajowego wydobycia przez PGNiG.

Drugim, a zarazem jeszcze większym wyzwaniem, z którym musi się zmierzyć PGNiG, jest produkcja biometanu, pozyskiwanego przede wszystkim z odpadów organicznych przetworzonych w biogazowniach rolniczych. Tak zwany zielony gaz powinien stać się naturalnym uzupełnieniem potencjału gazowego nie tylko PGNiG, ale i bilansu surowcowego Polski.

Z danych Instytutu Inżynierii Biosystemów Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu wynika, że w Polsce możliwe jest produkowanie ponad 13 mld m<sup>3</sup> biogazu rocznie, co odpowiada około 7 mld m<sup>3</sup> biometanu, który mógłby być bezpośrednio wprowadzony do sieci dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa. Oczywiście jest to wielkość teoretyczna, pokazuje jednak, z jaką ilością substratu organicznego mamy do czynienia w kraju. Nie wszędzie wprowadzenie biometanu do sieci gazowniczej byłoby opłacalne czy technicznie możliwe. Nakładając na tę ilość biometanu współczynniki opłacalności ekonomicznej i możliwości technicznych, z wyliczeń ekspertów wynika, że w Polsce można realnie produkować około 4,4 mld m<sup>3</sup> biometanu rocznie. Wytworzenie takiej ilości biometanu z dostępnych surowców rolno-spożywczych znacznie poprawiłoby strukturę bilansu gazu w Polsce i wzrost wykorzystania krajowych zasobów – obecnie całkowicie niewykorzystanych. Produkowanie biogazu przez GK PGNiG wpłynęłoby na zmniejszenie importu gazu ziemnego, poprawiając tym samym bezpieczeństwo energetyczne kraju – poprzez zabezpieczenie ponad 40% zapotrzebowania Polski na gaz ziemny dzięki krajowemu wydobyciu i produkcji biogazu. Należy również zaznaczyć, że dzięki produkcji biometanu w instalacjach zlokalizowanych na terenie Polski bardzo istotne środki finansowe przeznaczane na zakup gazu ziemnego od naszych partnerów zagranicznych zostaną wykorzystane w kraju, między innymi na innowacyjne projekty w czyste technologie energetyczne, realizowane przez GK PGNiG.

Aktywne włączenie się PGNiG w rozwój tej gałęzi przemysłu pozwoli spółce poszerzyć obszar działalności w kierunku, w którym jej potencjalne kompetencje są największe w Polsce, poprzez wykorzystanie licznych synergii z tym związanych. Jednocześnie umożliwienie polskiemu przemysłowi zakupu biometanu bezpośrednio z gazociągów PSG pozwoli na wytwarzanie biowodoru i biometanolu na miejscu, w Polsce, w poszczególnych instalacjach, poprawiając ich efektywność technologiczną i ekonomiczną. Dla PGNiG, jako spółki odpowiedzialnej społecznie, nie bez znaczenia jest również fakt, że powyższe rozwiązanie zagospodaruje istotne ilości biometanu, dzięki czemu zmniejszą się emisje tego gazu cieplarnianego do atmosfery, co przyczyni się do realizacji krajowych celów z zakresu redukcji emisji.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo się zmienia. Spółka stoi przed bardzo ważnym wyzwaniem, jakim jest włączenie się w wysiłek Polski, aby wraz z innymi krajami osiągnąć neutralność klimatyczną wyznaczoną przez Unię Europejską do 2050 roku. Decyzje Rady Europejskiej, które zapadły 12 i 13 grudnia 2019 roku, zobowiązujące kraje UE do podjęcia działań w celu budowy Europejskiego Zielonego Ładu (*European Green Deal*) są krokiem milowym w kierunku całkowicie nowej wizji gospodarki i stosunków społecznych w Europie. Program ten jest nie tylko kolejną próbą zmierzenia się z wyzwaniami klimatycznymi, ale

realną propozycją włączenia się krajów europejskich w globalną konkurencję o kształt gospodarczy świata, opartego na najnowszych technologiach, z nowymi modelami biznesowymi i nowym modelem życia dla całych społeczeństw.

Należy podkreślić, że w ramach Europejskiego Zielonego Ładu Unia Europejska postanowiła przeznaczyć ogromne fundusze publiczne w celu uruchomienia wielokrotnie większych środków finansowych od inwestorów prywatnych na przebudowę dotychczasowego modelu życia, poprzez wsparcie energetyki odnawialnej, przebudowę sektora energetyki, tworzenie magazynów energii, elektryfikację ciepłownictwa, elektromobilność czy budowanie gospodarki o obiegu zamkniętym. *European Green Deal* to całkowicie nowa strategia, która daje PGNiG wielką szansę stania się krajowym liderem w kreowaniu nowoczesnych rozwiązań dla całego sektora energetycznego.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, w tym przede wszystkim obszar wydobycia i produkcji gazu, nie stoi przed dylematem czy aktywnie uczestniczyć w zagospodarowaniu krajowych zasobów gazu oraz w Projekcie Europejskiego Zielonego Ładu, ale jak to zrobić najefektywniej. Nie jest to łatwe zadanie, bo w celu przeprowadzenia

Jeszcze większym wyzwaniem, z którym musi się zmierzyć PGNiG, jest produkcja biometanu, pozyskiwanego przede wszystkim z odpadów organicznych przetworzonych w biogazowniach rolniczych. Tak zwany zielony gaz powinien stać się naturalnym uzupełnieniem potencjału gazowego nie tylko PGNiG, ale i bilansu surowcowego Polski.

tych zmian potrzebne będzie pełne zaangażowanie pracowników oraz dostosowanie struktury organizacyjnej i zarządczej do nowych, stojących przed spółką zadań. Wydaje się, że optymalnym rozwiązaniem będzie wprowadzenie segmentowego modelu zarządzania, co znacznie usprawni przepływ informacji, ułatwi podejmowanie decyzji operacyjnych oraz jednoznacznie wskaże osoby odpowiedzialne za konkretne procesy biznesowe. Dla PGNiG bardzo istotne jest również szybkie ułożenie wzajemnych relacji między poszukiwaniami, wydobyciem i eksploatacją oraz zagranicznymi oddziałami wydobywczymi, aby zahamować wieloletni trend spadkowy w tym obszarze. Ponadto, należy podjąć współpracę z innymi polskimi firmami poszukującymi węglowodorów oraz w pełni wykorzystać potencjał specjalistycznych spółek zależnych, nie narażając ich na bratobójczą konkurencję wewnętrzną.

Trzeba zrobić pierwszy krok. W najbliższym czasie zostaną przeprowadzone warsztaty strategiczne, podczas których wspólnie wypracujemy najefektywniejszy model dla obszaru poszukiwań, wydobycia, magazynowania gazu ziemnego oraz produkcji biometanu. Sprawnie funkcjonujący obszar tej aktywności spółki jest kluczem do dalszego istnienia Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, uzyskiwania przewagi konkurencyjnej na trudnym rynku energetycznym, a także swoistym zobowiązaniem wobec Ignacego Łukasiewicza i innych protoplastów przemysłu naftowego w Polsce. Ponadto, miarą sprawności naszej organizacji będzie doprowadzenie do pełnego podłączenia pierwszej biogazowni do systemu gazowniczego Polskiej Spółki Gazownictwa. Czas na teoretyczne rozważania się skończył, trzeba przejść do konkretnych realizacji.

Jarosław Wróbel, wiceprezes zarządu PGNiG SA

# Rozwój LNG w gazownictwie

Henryk Mucha

Od momentu uruchomienia gazoportu w Świnoujściu Polska zyskała szeroki dostęp do ekologicznego i uniwersalnego paliwa, jakim jest skroplony gaz ziemny (LNG). Ze względu na możliwości zastosowania zyskuje ono coraz większą popularność, zwłaszcza w przemyśle, transporcie drogowym, a nawet żegludze. Największe możliwości związane z popularyzacją LNG wciąż jednak dopiero przed nami.

Punktem wyjścia do rozważań dotyczących perspektywy rozwoju LNG powinno być odniesienie do szerszych ram zdefiniowanych trendami w globalnym handlu paliwami. Światowy i europejski rynek gazu podlegają ciągłym modyfikacjom. Chodzi tu zarówno o zmiany kierunków dostaw czy wzrost nowych rynków, jak i o przenoszenie znaczącej części popytu do krajów azjatyckich. Na tym tle rośnie rola LNG w handlu gazem. Stwarza to nowy kontekst strategiczny dla Polski, realizującej politykę zapewnienia bezpieczeństwa gazowego z uwzględnieniem różnego rodzaju czynników. Takie działania jak dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia czy różnicowanie kierunków dostaw przyczyniają się do realizacji celu głównego, czyli zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego odbiorców, rozumianego jako pewność dostaw oraz konkurencyjne ceny. Dostawy LNG dają na tym polu niespotykaną wcześniej elastyczność. Grupa PGNiG sprowadziła już w ten sposób ponad 7 mld m<sup>3</sup> gazu (po regazyfikacji). Większość skroplonego gazu jest regazyfikowana i wprowadzana do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Obecnie gaz ten, przybywający do terminalu w Świnoujściu, w większości trafia do sieci gazowniczej, która obejmuje około 60% powierzchni naszego kraju. Jednak mimo intensywnej rozbudowy sieci, w Polsce nadal są miejsca, do których gaz musi być dostarczany za pośrednictwem cystern. W lokalizacjach, w których podłączenie do ogólnopolskiej sieci dystrybucyjnej jest niemożliwe, wykorzystuje się gazyfikację wyspową – lokalne instalacje zasilane skroplonym gazem ziemnym. Realizowane obecnie w kraju znaczące inwestycje w zakresie rozbudowy gazowej sieci przesyłowej i dystrybucyjnej uwzględniają inwestycje w stacje regazyfikacji LNG jako jeden ze sposobów na wzrost dostępności gazu ziemnego na terenie całej Polski.

Analizując możliwe scenariusze, należy mieć na uwadze fakt, że Polska nie jest gospodarczą ani energetyczną wyspą, tak że na perspektywy stojące przed branżą LNG wpływać będą zarówno globalne trendy gospodarcze, jak i transformacja energetyczna. Nie bez znaczenia jest tu wzrost globalnej roli gazu ziemnego, połączony ze wzrostem gospodarczym towarzyszącym światowej gospodarce od ponad dekady.

Dyskusje o optymalnym *energy mix* dla świata toczone są od dawna. Nie jesteśmy w stanie dokładnie określić, jaki bę-

dzie jego kształt w najbliższych dekadach. Jedno jest pewne, w każdym ze scenariuszy gaz pozostaje liczącym się jego składnikiem. Według prognoz Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) gaz ziemny wyprzedzi w 2030 r. węgiel, aby stać się drugim co do wielkości paliwem w globalnym bilansie energetycznym. Gaz ziemny to wszechstronne paliwo przyszłości, którego zużycie na świecie rośnie. Jest paliwem elastycznym, znajduje coraz szersze zastosowanie w generacji energii, ciepła, a także w przemyśle i transporcie. Potwierdzają to statystyki. International Gas Union (IGU) podaje, że w 2017 roku globalna konsumpcja gazu wzrosła o 3,7%, co stanowiło najwyższy wzrost od dekady, a gaz ziemny stanowił 22% światowego *energy mix*. Za 30% tego wzrostu zużycia w 2017 roku odpowiadały Chiny, które zdecydowały, że gaz będzie podstawową bronią w walce o „błękitne niebo”, jak określił premier tego kraju walkę ze smogiem.

To między innymi dlatego globalny rynek LNG odnotował w 2017 roku aż 12-procentowy wzrost, a w 2018 roku wzrost wyniósł 9,8%. Chiny i inne dynamicznie rozwijające się gospodarki azjatyckie coraz ostrzej konkurują o światowe zasoby surowcowe i paliwowe. To kolejna cecha globalnego rynku energii – coraz większe przesunięcie konsumpcji w kierunku Azji. Mamy do czynienia z zauważalnym wzrostem rynku, bo gaz znajduje coraz szersze zastosowanie w ramach już istniejących zastosowań.

Z perspektywy rynku polskiego istotne jest, że obecne wykorzystanie LNG w różnych gałęziach gospodarki nie wyczerpuje w pełni jego potencjału. PGNiG Obrót Detaliczny liczy na stabilny wzrost w najbliższych latach zarówno z perspektywy zastosowań w nowych sektorach, jak i dostarczanego do klientów wolumenu. Przykładem takiego rozwoju rynku jest inwestycja realizowana w pomorskim Skórczu przez PGNiG Obrót Detaliczny we współpracy z lokalną firmą IGLOTEX SA. Przedsięwzięcie, oprócz surowca na cele produkcyjne firmy, zapewni ekologiczne ciepło mieszkańcom miasta. To pierwszy tego typu projekt z udziałem Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Do budowy układu kogeneracji ze skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepłej wraz z siecią ciepłowniczą i energetyczną została powołana specjalna spółka celowa – GI City Therm. Gaz z rozbudowywanej stacji regazyfikacji będzie zasilał elektrociepłownię, co pozwoli na produkcję ekologicznego ciepła sieciowego dla niemal połowy miasta. Dla





mieszkańców oznacza to nie tylko niższe koszty ciepła, ale przede wszystkim zmniejszenie rocznej emisji gazów cieplarnianych do atmosfery z prawie 14 tys. ton do 3 tys. ton CO<sub>2</sub>, czyli aż o 78%.

Wierzę, że skroplony gaz ziemny będzie również coraz powszechniej wykorzystywany do napędzania pojazdów. Dotyczy to przede wszystkim ciężkiego transportu kołowego, w którym stanowi najlepszą, ekologiczną alternatywę dla dominującego w tym segmencie oleju napędowego, ponieważ oznacza między innymi 10-krotnie mniejszą emisję cząstek stałych niż w przypadku ON. Mocnym impulsem rozwojowym dla tego rynku jest obowiązująca od 14 sierpnia 2019 roku zerowa stawka akcyzy na paliwa CNG i LNG, służącego do celów napędowych, która dodatkowo zwiększy opłacalność ekonomiczną autobusów napędzanych gazem ziemnym. Przez ostatnie trzy lata polskie gazownictwo bardzo intensywnie zabiegało o wprowadzenie tych regulacji. To doskonała wiadomość dla wszystkich zainteresowanych wykorzystaniem ekologicznego gazu ziemnego jako paliwa.

Dowodem na to, że LNG sprawdza się w transporcie publicznym są Miejskie Zakłady Autobusowe w Warszawie, które wobec pozytywnych doświadczeń z pierwszą partią taboru napędzanego LNG planują poszerzenie swojej floty o dodatkowe 90 pojazdów tego typu. Na bazie kolejnego kontraktu PGNiG Obrót Detaliczny dostarczy do tego klienta 2200 ton LNG przez następne dwa lata.

W nadchodzących latach LNG będzie zyskiwać na popularności także jako paliwo dla statków. Jest to związane z realizowaną przez Komisję Europejską polityką, która zakłada eliminowanie emisji pochodzącej z transportu morskiego. Dla Europy Północnej i basenu Morza Bałtyckiego oznacza to normy emisyjne jeszcze bardziej restrykcyjne niż w innych częściach świata. Przykładem jest chociażby tzw. dyrektywa siarkowa, nakładająca na armatorów obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1%. Jednym ze sposobów sprostania tym wymogom jest wybór jednostek o napędzie LNG w miejsce konwencjonalnych paliw ropopochodnych. Możliwość bunkrowania statków LNG wpłynie na wzrost atrakcyjności polskich portów wśród międzynarodowych armatorów. Gaz skroplony, jako alternatywne paliwo, to jedyne dojrzałe rozwiązanie mogące spełnić zarówno obecne, jak i przyszłe normy emisyjne, przy jednoczesnej opłacalności ekonomicznej.

Przedstawione powyżej przykłady charakteryzują tylko wybrane możliwości wykorzystania zalet LNG. Według dostępnych prognoz, gaz skroplony będzie zyskiwał rosnącą popularność zarówno w Polsce, jak i na świecie. W połączeniu z rozbudową zdolności przeładunkowych terminalu w Świnoujściu do 7,5 mld m<sup>3</sup> rocznie sprawi to, że LNG stanie się jednym z filarów krajowej transformacji energetycznej.

**Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny**

# FSRU w Kłajpedzie

## – czy realnie przyczyni się do zwiększenia długości „wirtualnych gazociągów”?

**Tymoteusz Pruchnik**

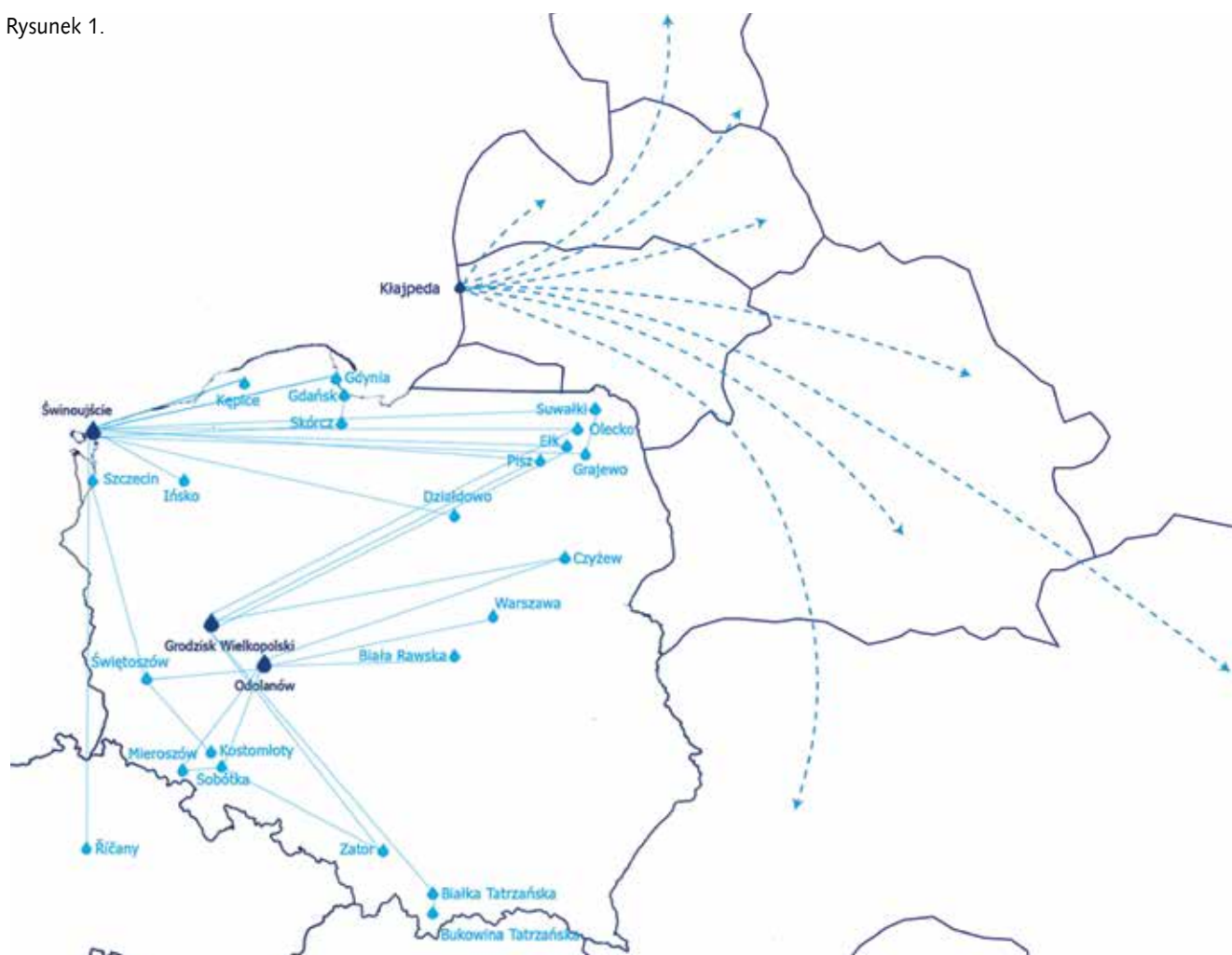
Popyt na skroplony gaz ziemny w Polsce pojawił się na długo przed uruchomieniem w 2015 roku Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Spora część tego paliwa była importowana do kraju specjalistycznymi pojazdami z belgijskiego terminalu Zeebrugge, czyli z odległości około 1000 km. Nie był to przypadek – dziś wiemy już, że transport skroplonego gazu ziemnego cysternami nawet na większe odległości jest opłacalny i coraz bardziej powszechny.

### Terminal terminalowi nierówny

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo przez pięć lat będzie wyłącznym użytkownikiem nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG małej skali w Kłajpedzie. Dla PGNiG to istot-

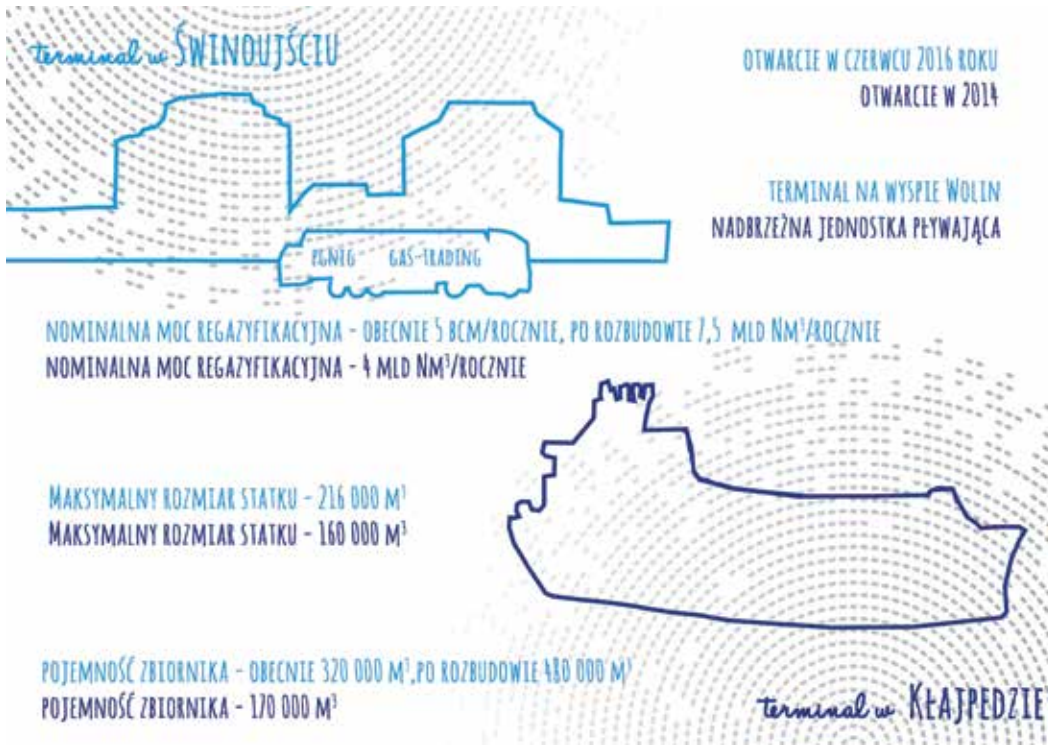
ny krok w budowie kompetencji i pozycji na tym rynku w Europie Środkowo-Wschodniej i basenie Morza Bałtyckiego. Umowa z Klaipėdos Nafta zacznie obowiązywać w kwietniu 2020 roku. Stacja odbioru i przeładunku mieści się około siedmiu km od pły-

Rysunek 1.





Rysunek 2.



wającego terminalu regazyfikującego Independence w Kłajpedzie. Na stacji zamontowano dwa stanowiska do załadunku autocystern oraz pięć magazynów o łącznej pojemności pięciu metrów sześciennych. Maksymalne tempo załadunku to 100 m sześć LNG na godzinę, co pozwala na załadunek jednej cysterny w około 30 minut. Instalacja w Kłajpedzie umożliwi również załadunek ISO-kontenerów oraz bunkrowanie statków napędzanych LNG. Należy wspomnieć, że po uruchomieniu stacji przeładunkowej, która może przepompowywać LNG do cystern, stał się on pierwszym na świecie pływającym terminalem oferującym pełen zakres usług logistycznych LNG.

Położona u wybrzeży Litwy jednostka ma znacznie mniejsze pojemności magazynowe i zdolności regazyfikacyjne (patrz rysunek 1.) niż rodzima infrastruktura. Jednak przez wzgląd na swoje strategiczne położenie może stać się akceleratorem łańcucha dostaw, który powstaje w regionie Morza Bałtyckiego. Za sprawą wspomnianej już umowy beneficjentem dynamicznego rozwoju zagranicznych rynków LNG w małej skali staną się spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG.

## Wirtualne gazociągi bez granic

Spółka Gas-Trading S.A., należąca do GK PGNiG, specjalizuje się w transporcie i logistyce skroplonego gazu ziemnego. Dysponuje flotą nowoczesnych cystern kriogenicznych, wyposażonych m.in. w pompy kriogeniczne oraz przepływomierze. Umożliwiają one dostarczanie gazu do klientów posiadających różne pojemności zbiornika. Spółka ma możliwość zaopatrzenia zarówno dużych punktów odbioru, jak i mniejszych, które nie wymagają dostarczenia całej pojemności zbiornika cysterny. Dzięki takim technologiom możliwe jest dzielenie jednego transportu między kilku klientów. Gas-Trading S.A., działając na rynku logistyki LNG, zapewni transport gazu LNG z terminalu

w Kłajpedzie do odbiorców końcowych.

Obecnie domeną działalności Gas-Trading S.A. są tzw. wirtualne gazociągi, czyli sieć połączeń, jakie tworzą cysterny, łącząc punkty poboru skroplonego gazu (Terminal im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz oddziały PGNiG w Odolanowie i Grodzisku Wielkopolskim) ze stacjami regazyfikacji. Do końca 2019 roku sieć wirtualnych gazociągów stworzonych przez Gas-Trading S.A. wyniosła ponad milion kilometrów.

Nowe miejsce tankowania cystern umożliwi opłacalny transport LNG w zupełnie nowe kierunki, co z pewnością przyczyni

się do rozwoju sieci wirtualnych gazociągów. Poza państwami w regionie Morza Bałtyckiego i naszymi wschodnimi sąsiadami na nowym źródle LNG mogą skorzystać też gminy i przedsiębiorcy we wschodniej Polsce. Terminal w Kłajpedzie powinien również (za sprawą ograniczenia kosztów transportu) dodać dynamiki gazyfikacji północno-wschodniej Polski. To właśnie na Podlasiu znajduje się obecnie największe zagęszczenie odbiorców LNG transportowanego przez flotę Gas-Trading S.A.

Po ukończeniu ponadnarodowej inwestycji, jaką jest droga Via Carpathia, będąca kluczowym korytarzem wiodącym z południa na północ Europy, zyskamy ważną trasę tranzytową dla LNG. Droga będzie liczyć 7,7 tys. km i integruje systemy transportowe m.in. Litwy, Polski, Ukrainy, Słowacji, Węgier, Turcji, Chorwacji oraz Białorusi. Jest to jeden z kluczowych projektów dla idei Trójmorza. Droga ta może stać się głównym korytarzem transportowym skroplonego gazu ziemnego w regionie Trójmorza.

## LNG także dla statków

LNG zyskuje popularność również ze względu na tzw. dyrektywę siarkową, nakładającą na armatorów, których statki pływają po obszarze SECA (*Sulphur Emission Control Areas*), m.in. po Bałtyku i Morzu Północnym, obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1 proc. Wymusza to na kolejnych portach uruchamianie usługi bunkrowania, które może odbywać się w różnych konfiguracjach.

Najprostszą z nich, niewymagającą budowania skomplikowanej infrastruktury, jest metoda *truck-to-ship*, w której statki tankowane są bezpośrednio ze zbiornika cysterny. Możliwość odbioru LNG w Kłajpedzie znacznie skraca odległość do licznych nadbałtyckich portów, w związku z czym armatorzy mogą także stać się istotnym elementem sieci wirtualnych gazociągów.

Tymoteusz Pruchnik, prezes zarządu Gas-Trading S.A.



# Rola hubu gazowego na globalnym rynku gazu

Ireneusz Łazor

Gazowe huby, czyli regionalne centra handlu tym surowcem, pełnią podstawową funkcję na globalnym rynku gazu. Przyjrzyjmy się mechanizmom działającym na tym rynku oraz warunkom, jakie muszą zostać spełnione, aby takie regionalne centrum obrotu gazem mogło powstać w Polsce.

**F**unkcjonowanie każdego regulowanego rynku towarowego, w tym rynku gazu, niesie niewątpliwe korzyści. Po pierwsze, prowadzi do uśrednienia ceny towaru, co jest konsekwencją koncentracji popytu i podaży, czyli połączenia w jeden obszar handlowy kilku mniejszych lokalnych rynków, które do tej pory działały osobno. Cena ustalana na takim rynku jest po prostu bardziej transparentna – punkt równowagi między popytem a podażą ustalony jest przy większym wolumenie i większej liczbie sprzedających i kupujących. Zmniejsza to możliwość dyktowania ceny przez pojedynczych uczestników handlu.

Większa liczba uczestników to również większa płynność, a więc możliwość zawarcia transakcji zawsze, kiedy uczestnik rynku tego potrzebuje. Rynek – platforma obrotu, giełda, hub – to także ułatwienie w dostawach gazu na potrzeby usług przesyłowych i bilansowych. Wreszcie integracja kilku rynków zwiększa efektywność połączeń międzysystemowych.

Powstanie dużego, regionalnego hubu gazowego, obejmującego Europę Środkowo-Wschodnią, przyczyniłoby się do zwiększenia transparentności, płynności i efektywności obrotu gazem w krajach regionu. Polska mogłaby w tym procesie odegrać niebagatelną rolę, co wynika chociażby ze skutecznie realizowanej polityki dywersyfikacji dostaw, która daje nie tylko nadzieję na bezpieczeństwo dostaw gazu, ale także na pojawienie się nadwyżek paliwa ponad zapotrzebowanie krajowe. Nadwyżki te mogłyby być lokowane w krajach sąsiednich, co uczyniłoby z Polski regionalny ośrodek handlu gazem.

Kwestią podstawową jest oczywiście gaz i możliwość jego rozprowadzenia na obszarze handlowym, na którym działa hub. Źródła dostaw gazu muszą być zdywersyfikowane, co oznacza, że powinny być co najmniej trzy. Trzeba przy tym odróżnić dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw. Ważne, gdzie gaz jest wydobywany, a nie, z jakiego kierunku zostaje wprowadzony na obszar objęty działaniem hubu.

Obecnie Polska nie ma jeszcze w pełni zdywersyfikowanych źródeł zaopatrzenia w gaz, choć ten proces postępuje. Warunek ten zostanie spełniony dopiero na przełomie 2022 i 2023 roku, kiedy będzie już działać gazociąg Baltic Pipe, umożliwiający import gazu z Norwegii i uruchomione zostaną dostawy amerykańskiego LNG do Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu.

Rok 2022 wyznacza również datę realizacji kluczowych ele-

mentów infrastruktury przesyłowej, która umożliwi transport gazu poza granice Polski. Chodzi o interkonektory ze Słowacją, Litwą i Ukrainą, a także z Czechami, choć w tym ostatnim przypadku prawdopodobnie zostanie ukończony później. Kwestią podstawową są także gazociągi pozwalające dostarczyć paliwo do kontrahentów. Budowa korytarza gazowego północ-południe jest zharmonizowana zarówno z oddaniem do użytku gazociągu Baltic Pipe, jak i poszczególnych połączeń transgranicznych. Analogiczna infrastruktura musi również powstać po drugiej stronie granicy, dlatego trzeba mieć nadzieję, że nasi sąsiedzi są równie zdeterminowani, aby ją terminowo ukończyć.

Do niezbędnej infrastruktury trzeba też zaliczyć magazyny gazu. Obecnie pojemność polskich magazynów – nieco ponad 3 mld m sześciu – jest wystarczająca na potrzeby krajowego rynku, ale hub regionalny musi gwarantować bezpieczeństwo zaopatrzenia całemu obszarowi handlowemu objętemu jego działaniem. Do tego celu mogą być wykorzystane również magazyny w innych państwach, ale wymaga to podpisania stosownych umów, określenia procedur itd.

Po stronie podaży i możliwości transportu gazu warunki do powstania hubu w Polsce pojawią się za 3–4 lata. Ale to jeszcze nie wszystko. Hub gazowy to cały pakiet usług związanych z obrotem gazem ziemnym. Do ich świadczenia potrzebne są odpowiednie narzędzia i procedury niezbędne do sprawnego i bezpiecznego zawierania transakcji kupna/sprzedaży gazu i ich rozliczania. Tu również mamy istotne osiągnięcia, lecz wiele pozostaje jeszcze do zrobienia.

Naszym atutem jest sprawnie działająca, ale wciąż tylko krajowa giełda gazu, która oferuje systemy transakcyjne i posttransakcyjne, nowoczesny sposób ustalania zobowiązań i pobierania prowizji, anonimowość obrotu i równe traktowanie uczestników.

Do powstania hubu konieczne jest wypracowanie wspólnych procedur i koordynacja działań wielu instytucji, które obsługują rynek, tj. giełdy, izby rozliczeniowej, a także operatorów magazynów i systemów przesyłowych. Dopiero gdy to się uda, będzie można skutecznie promować międzynarodowe produkty, które na razie, ze zrozumiałych względów, nie są oferowane.

Zbudowanie „ekosystemu” hubu wymaga czasu i intensywnej współpracy firm i instytucji o różnych celach i kulturach działania, co zawsze stanowi duże wyzwanie. Nie ulega wątpliwości, że w Polsce jest miejsce na regionalny hub gazowy, integrujący ryn-

ki Europy Środkowo-Wschodniej, ale w procesie jego tworzenia musi być jednocześnie spełnionych wiele warunków.

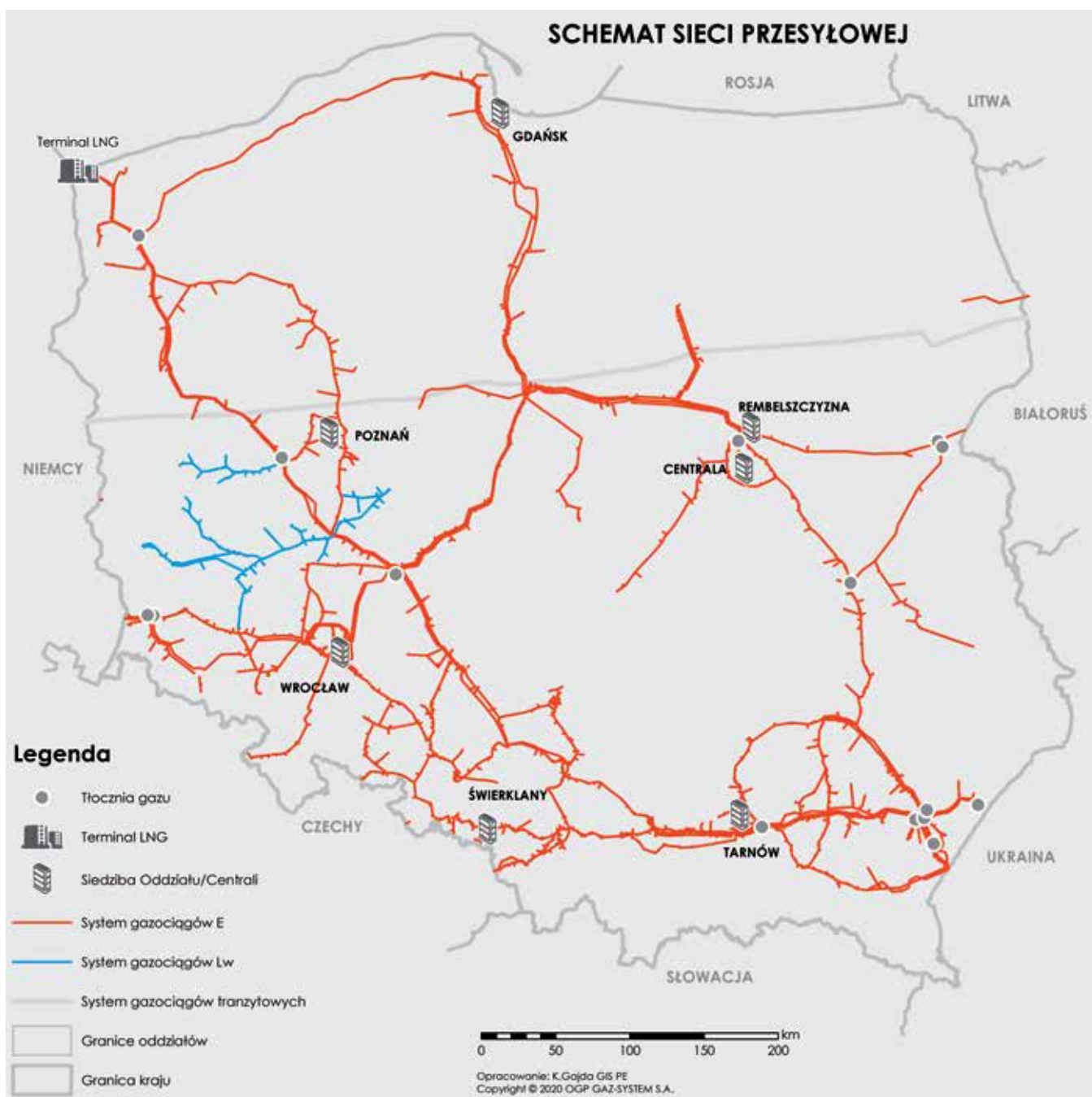
Huby fizyczne, takie jak Henry Hub w USA, Zeebrugge w Belgii czy austriacki Baumgarten, znajdują się na skrzyżowaniu infrastruktury przesyłowej. Głównym ich zadaniem jest zmiana kierunku przepływu gazu i jego redystrybucja, zazwyczaj do finalnego odbiorcy.

Wirtualne huby gazowe, np. niemiecki Gaspool i NCG albo brytyjski NBP, są głównie hubami transakcyjnymi, obejmującymi dany obszar handlowy. Są to ogromne rynki, na których handlowane są znaczne wolumeny gazu. Kształtują one jego cenę referencyjną. Cena ta jest odniesieniem np. dla transakcji bilateralnych i terminowych. Nie należy zapominać również o istotnej roli giełd finansowych oferujących produkty terminowe. To właśnie rynki finansowe podążają za ceną odniesienia (ustalaną w hubie wirtu-

alnym) i wskazują oczekiwania uczestników rynku co do poziomu cen gazu w przyszłości (za miesiąc, kwartał, rok, trzy lata). W zależności od rodzaju oferowanych produktów ich rozliczenie może następować poprzez kompensację zobowiązań lub – rzadziej – poprzez dostawę towaru.

Jak zawsze, pojawia się wówczas pytanie: który rynek (spot czy finansowy) podąża za którym? Czy, jak mówi teoria, rynek finansowy bazuje na cenie spot czy to rynek finansowy w pewien sposób kreuje cenę spot? Odpowiedź na to pytanie znajdziemy w zależności od tego, jaki jest wolumen handlowany w danym hubie. Im jest on większy, tym znaczenie rynku spot wzrasta.

Autor jest dyrektorem Biura Handlowego PGNiG Supply & Trading w Londynie.



# Lobbing w Brukseli na rzecz gazu ziemnego obecnie ważniejszy niż kiedykolwiek

Aneta Wilmańska

Cieszę, że lobbing w Brukseli wzbudza coraz większe zainteresowanie podmiotów z Polski, ale trzeba przyznać, że mimo ponad 15 lat obecności w UE przed nami jeszcze długa droga, aby w pełni wykorzystywać możliwości tkwiące w tego rodzaju aktywności.

**W** Brukseli jest prawie 12 tysięcy podmiotów zajmujących się formalnie lobbingiem, z czego prawie 6 tysięcy należy do grupy przedsiębiorców, stowarzyszeń branżowych czy związków zawodowych oraz pracowników. Drugą największą grupą lobującą są organizacje pozarządowe. Patrząc na kraje pochodzenia, najwięcej podmiotów pochodzi z Belgii (18%), Niemiec (12%) i Wielkiej Brytanii oraz Francji (po 9%).

A jak wygląda reprezentacja z Polski? Podmiotów z siedzibą w Polsce w rejestrze jest 218, czyli 5–6-krotnie mniej niż podmiotów z Niemiec czy Wielkiej Brytanii. Około połowa z tej liczby reprezentuje podmioty gospodarcze, w tym spółki i stowarzyszenia. Niestety, liczba podmiotów mających biura w Brukseli jest bardzo skromna – 25, w tym 15 w grupie podmiotów gospodarczych. Warto zauważyć, że biuro PGNiG SA było jednym z polskich pionierów w Brukseli.

Wobec wciąż skromnej liczby polskich biur duże znaczenie ma przynależność do stowarzyszeń aktywnych w Brukseli, lobujących w interesach zbieżnych z naszymi. Przekonanie członków do swoich racji nie zawsze przychodzi łatwo. Mamy w tym zakresie sukcesy w IOGP (*The International Association of Oil & Gas Producers*), do którego od 2017 roku należy PGNiG SA oraz GasNaturally (zrzeszającego siedem związanych z gazem organizacji), które w swoich stanowiskach uwzględniają specyfikę rynku gazu naszego regionu, w tym potrzebę dywersyfikacji dostaw gazu, dalsze inwestycje w infrastrukturę gazową czy dostęp do kapitału.

Okres od 2016 roku do pierwszej połowy 2019 roku to czas prac legislacyjnych dotyczących budowania unii energetycznej. Nasze priorytety skupiały się wokół kwestii bezpieczeństwa energetycznego, w tym dywersyfikacji dostaw gazu oraz potrzeb w zakresie rozwoju infrastruktury gazowej w naszym kraju, ale również w regionie Europy Środkowo-Wschodniej i w krajach bałtyckich. W tamtym okresie trwały prace nad regulacjami w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu oraz objęcia zasadami trzeciego pakietu gazowego wszystkich uczestników unijnego rynku gazu, w tym gazociągów z państw trzecich. Przekonywanie do rozwiązań uwzględniających specyfikę naszego regionu – zdominowanego przez jednego dostawcę z kraju trzeciego – było dla nas dużym wyzwaniem, wymagającym dobrego rozeznania

w priorytetach interesariuszy z różnych instytucji, krajów i grup politycznych. Pozwoliło nam ono budować sojusze i – wspólnie – skuteczną argumentację reprezentowaną przez różne podmioty.

Praca na arenie unijnej wymaga współpracy z sojusznikami. To gra zespołowa. W różnych drużynach jednocześnie. Dobrze, gdy udaje się pozyskać sojuszników w odpowiedniej liczbie, bo wówczas szanse na sukces są większe. Czasem polega on na uwzględnieniu konkretnych rozwiązań w procedowanych regulacjach, jak na przykład w pracach nad rozporządzeniem w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu, a czasem na usunięciu zapisów dla nas szkodliwych. Na przykład w regulacjach pakietu zrównoważone finanse, działając ze spółkami stowarzyszonymi w IOGP oraz Fuels Europe, przy wsparciu części krajów członkowskich oraz odpowiedniej grupy europosłów, udało się zapobiec wpisaniu do regulacji listy typów inwestycji uznanych za niezrównoważone, na którą chciano wpisać m.in. inwestycje gazowe. Skutki opracowania takiej listy mogłyby być bardzo szkodliwe dla naszego sektora – spowodowałyby utrudnienia w dostępie do kapitału czy usług ubezpieczeniowych. Ponadto, stworzyłyby to niebezpieczny precedens, który nie ułatwiłby nam zabiegania o wsparcie dla inwestycji gazowych w ramach innych regulacji. To jednak tylko wygrana bitwa. Walka o utrzymanie gazu ziemnego jako paliwa – choćby przejściowego – w drodze głębokiej transformacji do neutralności klimatycznej w 2050 roku oraz wsparcia dla inwestycji gazowych trwa.

Od publikacji przez komisję w listopadzie 2018 roku długookresowej strategii „Czysta planeta dla wszystkich”, w której przedstawiono kilka scenariuszy transformacji unijnej gospodarki, zaczęły się zbierać czarne chmury nad gazem ziemnym – jako paliwem kopalnym – mimo że znacznie mniej emisyjnym od innych kopalnych.

Jednocześnie oczekiwania dużej części społeczeństw Europy Zachodniej, w tym Niemiec, wobec polityków nowego PE oraz ambicje nowej przewodniczącej KE – Ursuli von der Leyen – uczyńnięcia UE neutralną klimatycznie do 2050 roku, wsparte stanowiskiem Rady Europejskiej z grudnia 2019 roku, bez zobowiązania ze strony rządu RP, zmieniły nieodwracalnie spojrzenie Brukseli na gaz ziemny. W narracji KE gaz jest jedynie paliwem przejściowym.



W narracji dużej części PE – paliwem, z którego trzeba niezwłocznie zrezygnować, podobnie jak z węgla.

Partie dotychczas dominujące – EPP oraz S&D – straciły większość głosów, wzmocnili się liberałowie (*Renew Europe*) oraz Zieloni. Budowanie poparcia dla gazu ziemnego nawet jako paliwa przejściowego jest dużo trudniejsze – wymaga żmudnej pracy, niekoniecznie w ramach określonej grupy politycznej, lecz poszukiwania sprzymierzeńców niezależnie od przynależności politycznej. W ramach grup, co do zasady, naszym sprzymierzeńcem pozostaje grupa ECR, ale z uwagi na ograniczoną liczebność w PE konieczne jest budowanie sojuszy z przedstawicielami innych ugrupowań, ponieważ na końcu każdego procesu decyduje arytmetyka.

Podporządkowanie kluczowych polityk – energetycznej, transportowej, przemysłowej, handlowej oraz dostępu do kapitału, w tym w ramach polityki spójności, polityki pożyczkowej EBI czy zasad pomocy publicznej procesowi dekarbonizacji, co KE opisała w swoim komunikacie z grudnia ub.r. pt. „Europejski zielony ład” (*European Green Deal*) – powoduje, że nie tylko wytwórcy energii elektrycznej i ciepła, ale i nasi klienci – przemysł i transport – są pod ostrym ostrzałem celów redukcyjnych.

Zapowiadany przez KE nowy pakiet regulujący rynek gazowy będzie również podporządkowany dekarbonizacji, czyli będzie regulował m.in. funkcjonowanie innych gazów niż ziemny, w tym

odnawialne czy wodór. Komisja i wiele krajów, w tym Niemcy, wiedzą, że droga do dekarbonizacji UE nie może wieść tylko przez elektryfikację (z wykorzystaniem OZE). Konieczne jest też zapewnienie przemysłowi surowców do procesów technologicznych. Jak długo będzie to gaz ziemny? Kiedy zastąpią go inne gazy, np. wodór? Jeśli wodór, to z jakiego źródła? Z gazu ziemnego (w procesie reformingu parowego – *steam reforming*) z koniecznością wychwycenia CO<sub>2</sub>, pyrolizy z węglem jako produktem ubocznym czy w procesie elektrolizy wody przy użyciu energii elektrycznej z OZE? Wydaje się, że transformacja wymaga zastosowania różnych rozwiązań, w tym przy zachowaniu rozsądku po stronie kosztowej. Wraz z w miarę dobrze rozwiniętą infrastrukturą gazową w stosunku do sieci elektroenergetycznych oraz możliwościami magazynowania nadwyżek energii, jak również przy uwzględnieniu cyklu życia infrastruktury gazowej, sektor gazowy ma szansę na udział w procesie unijnej transformacji. Konieczne będzie jednak podejmowanie zdecydowanych działań inwestycyjnych, także w obszarze nowych technologii na rzecz redukcji emisji z własnej działalności sektora, w tym wycieku metanu do atmosfery oraz „dekarbonizacji” produkowanego gazu. Czy sektor zdoła umiejętnie wykorzystać swoją szansę? Czas pokaże.

**Aneta Wilmańska, dyrektor Przedstawicielstwa PGNiG SA w Brukseli**

## Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

W ramach prowadzonej w I kwartale 2020 roku działalności standaryzacyjnej IGG odbyły się spotkania zespołów roboczych opracowujących nowe oraz nowelizujących ustanowione w poprzednich latach dokumenty standaryzacyjne.

W styczniu, lutym i w pierwszych dniach marca br. odbyły się spotkania następujących zespołów:

ZR 2B (kierownik – Bartosz Pisarek, GAZ–SYSTEM), zespół pracuje nad standardem dla przeliczników i rejestratorów. Standard powstanie z opóźnieniem w stosunku do planowanego terminu, ale zespół działa intensywnie – kolejne spotkanie planowane jest na koniec kwietnia br.

ZR 33 (kierownik – Jacek Janicki, ZRB JANICKI), zespół przygotowuje standard dotyczący sterowanych przewiertów horyzontalnych, który powinien powstać w tym roku.

ZR 37 (kierownik – Marek Elert, GAZ–SYSTEM), zespół pracuje nad standardem IGG dla stacji regazyfikacji LNG, odbywały się również spotkania kierownictwa ZR 37 z Prezydium KST. Standard ma powstać w br.

ZR 40 (kierownik – Monika Lemke, PSG) – zespół pracuje nad standardem dotyczącym balastowania gazociągów, projekt zakresu prac i budżetu powinien wkrótce zostać przedstawiony do zatwierdzenia przez KST.

ZR 1 (kierownik – Daniel Wysocki, GAZ–SYSTEM), zespół zajmuje się nowelizacją standardu dotyczącego wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu roboczym, prace powinny się zakończyć w 2021 roku.

ZR 16 (kierownictwo – Mariusz Konieczny, Dorota Polak, GAZ–SYSTEM i Paweł Kułaga – INIG PIB) spotkał się kilkakrotnie i w marcu zakończył prace nad standardem **prST-IGG-1601:2020** *Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji tankowania CNG. Wymagania i zalecenia*, który zastąpi ST-IGG-1601:2012 oraz ST-IGG-1602:2012.

Kierownicy niektórych zespołów, jak np. Małgorzata Grzewka (GAZ–SYSTEM), kierownik zespołu ZR 9, nowelizującego standard dla obliczeń wytrzymałościowych gazociągów i instalacji gazowych, starają się dobrze zorganizować prace w sytuacji, gdy zespół nie może odbyć zaplanowanego spotkania i wprowadza pracę nad dokumentem w trybie on-line.

Odbyła się jedna konferencja uzgodnieniowa, podczas której omówiono uwagi zgłoszone do **prST-IGG-1601** *Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji CNG. Wymagania i zalecenia*, natomiast planowana na marzec konferencja uzgodnieniowa dla **prST-IGG-0504** *Zespoły gazowe na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi*, planowana na 12 marca, została przełożona na później – po ustaleniu przez KST, w jakim trybie powinna zostać przeprowadzona.

Planowane na koniec marca posiedzenie plenarne KST zostało wstępnie przełożone na koniec kwietnia, dokładnej daty na razie nie ustalono. W związku z tym konieczne będzie podejmowanie uchwał w takich sprawach jak np. zatwierdzenie nowych DS w tzw. trybie elektronicznym.

Zarząd IGG podjął uchwały dotyczące ustanowienia standardów i wytycznych technicznych:

- ST-IGG-0702:2019 *Nawanianie paliw gazowych. Wymagania dotyczące postępowania ze środkami nawaniającymi oraz ich przechowywania i transportu*,
- ST-IGG-0703:2019 *Nawanianie paliw gazowych. Wymagania dla nawaniania*,
- ST-IGG-0704:2019 *Nawanianie paliw gazowych. Kontrola nawaniania paliw gazowych metodami odorymetrycznymi*
- ST-IGG-0705:2019 *Nawanianie paliw gazowych. Metody oznaczania zawartości tetrahydrotiofenu (THT)*,
- WT-IGG-2101:2019 *Projektowanie, budowa i użytkowanie gazociągów z polietylenu do 1,0 MPa. Wymagania i zalecenia*,
- WT-IGG-3401:2019 *Wzmocnione rury kompozytowe z materiałów termoplastycznych do transportu węglowodorów (RTP)*.

Pod koniec marca ukazały się w sprzedaży dwa nowe standardy – **WT-IGG-2101:2019** *Projektowanie, budowa i użytkowanie gazociągów polietylenowych do 1,0 MPa. Wymagania i zalecenia*, opracowany przez zespół ZR 21 (kierownik – Paweł Filanowski, PSG)

oraz **WT-IGG-3401:2019** *Rurociągi kompozytowe z materiałów termoplastycznych do transportu węglowodorów*, opracowany przez zespół ZR 34 (kierownik – Piotr Paszyk, GAZ–SYSTEM).

**Sekretariat KST**

# Rola *International Gas Union* (IGU) w rozwoju światowego rynku gazu

**Jerzy Stopa**

Międzynarodowa Unia Gazownicza (*International Gas Union* – IGU) jest organizacją typu *non-profit*, której misją jest promocja gazownictwa jako integralnej części globalnego zrównoważonego systemu energetycznego. Od chwili założenia w 1931 roku w Szwajcarii, IGU nieprzerwanie prowadzi realne działania, promując współpracę międzynarodową ponad podziałami politycznymi na rzecz postępu technicznego i ekonomicznego światowego przemysłu gazowniczego. Podstawową formą działalności IGU jest organizowanie co 3 lata światowych konferencji i wystaw gazowniczych (*World Gas Conference* – WGC) oraz międzynarodowych konferencji naukowych (*International Gas Research Conference* – IGRC), a także opracowywanie i publikowanie raportów dotyczących aktualnych problemów gazownictwa na świecie.

Pracami IGU kieruje Rada IGU, prezydent, sekretarz generalny i jego zastępca oraz członkowie komitetów roboczych o charakterze technicznym lub organizacyjnym. Wszystkie wymienione funkcje, oprócz sekretarza generalnego i jego zastępcy, mają charakter wolontariatu. Kadencyjność stanowisk w IGU wynosi 3 lata, prezydent IGU jest przedstawicielem kraju, który w danym roku organizuje kongres i konferencję naukową, będąc równocześnie szefem tych wydarzeń. Obecnie prezydentem IGU jest prof. Joe M. Kang, reprezentant Republiki Korei Płd., która jest organizatorem następnej konferencji światowej (w 2021 roku), zaś sekretarzem generalnym Luis Bertran z Hiszpanii.

Członkami IGU są narodowe organizacje techniczne, firmy gazownicze lub stowarzyszenia reprezentujące poszczególne kraje, które mają prawo (poprzez swoich przedstawicieli) desygnowania reprezentantów do ciał kolegialnych IGU. Na przykład Polskę reprezentuje organizacja inżynierska PZITS, USA – American Gas Association, Rosję – koncern Gazprom, zaś Albanii lokalny regulator energetyki – Albanian Energy Regulator.

Obecnie IGU zrzesza 162 organizacje reprezentujące 85 państw członkowskich (*Chapter Members*) oraz 77 stowarzyszeń i koncernów gazowniczych (*Associate Members*) reprezentujących w sumie ponad 95% globalnego gazownictwa. Na czele IGU stoi Rada IGU złożona z delegatów desygnowanych przez organizacje członkowskie. Rada powołuje komitety robocze i ich przewodniczących na 3-letnie kadencje. Organizacje należące do IGU desygnują swoich przedstawicieli do prac w komitetach. Reprezentanci państw członkowskich działają w komitetach roboczych o charakterze organizacyjnym lub technicznym oraz w grupach tematycznych, których zadaniem jest m.in. opracowanie raportów, prognoz i analiz dotyczących wszystkich aspektów światowego

gazownictwa, a także organizowanie sesji podczas konferencji i wystaw światowych.

Komitety działają w okresach 3-letnich, w bieżącym – 2019–2021 – działają następujące komitety i grupy robocze:

- *The Executive Committee* – członkami są prezydent IGU Joe M. Kang, reprezentant Republiki Korei Płd., oraz David Carol, były prezydent IGU, reprezentant USA (organizator WGC 2018), oraz Li Yalan, reprezentująca ChRL.
- *Coordination Committee* (którego członkami są przewodniczący poszczególnych komitetów roboczych, zajmuje się koordynacją merytoryczną przygotowań do konferencji światowych),
- *Working Committees* (WOC) – specjalistyczne techniczne grupy robocze: *Distribution, Exploration and Production, Gas Markets, LNG, Marketing and Communications, Research and*



*Development and Innovation, Storage, Strategy, Sustainability, Transmission, Utilization,*

- *Task Forces (grupy tematyczne): Strategic Communications and Outreach, Energy for All, Energy Policy.*

Najważniejszą formą działalności IGU jest organizowanie co 3 lata światowych konferencji i wystaw gazowniczych. Konferencje te stanowią forum dla zaprezentowania poglądów na strategię rozwoju przemysłu gazowniczego w całym obszarze jego działalności – począwszy od poszukiwań, poprzez udostępnianie złóż gazu ziemnego, jego transport i przeróbki, dystrybucję paliw gazowych i wytwarzanie energii po magazynowanie gazu i jego konsumpcję. Równolegle do obrad konferencji działają światowe wystawy gazownicze, prezentujące osiągnięcia przemysłu gazowniczego w zakresie najnowszych technologii, sprzętu i produkcji energii. W konferencjach biorą udział przedstawiciele rządów wielu państw, szczególnie liczących się w dziedzinie produkcji i sprzedaży gazu ziemnego, przemysłu gazowniczego, organizacji międzynarodowych i lokalnych związanych z sektorem gazowniczym, uczelni technicznych, środowisk naukowo-badawczych itp. Ostatnia światowa konferencja odbyła się w Waszyngtonie w 2018 roku, a następna planowana jest w Korei Płd. w 2021 roku. Aktywność Polski na konferencjach i światowych wystawach jest zauważalna. PGNiG SA od lat bierze udział w wystawach towarzyszących konferencjom, pojawia się też niewielka liczba polskich referatów. W Waszyngtonie zostały wygłoszone dwa polskie referaty: jeden przez autora niniejszego tekstu, prezentujący osiągnięcia PGNiG w stosowaniu technik komputerowych do zarządzania PMG Wierzchowice, a drugi przez dr. Piotra Kosowskiego, pracownika naukowego AGH, dotyczący ekonomiki podziemnego magazynowania gazu.

Drugim ważnym wydarzeniem, organizowanym cyklicznie przez IGU, są międzynarodowe gazownicze konferencje naukowe (*International Gas Research Conference*). Ostatnia z nich odbyła się 21–26 lutego 2020 roku w Omanie. Przedstawiono na niej referaty dotyczące kluczowych problemów współczesnego światowego gazownictwa. Tematami poszczególnych sesji były: technologie dla czystego świata, sterowanie jakością gazu w sieciach dystrybucyjnych, innowacje w metodach wydobycia, transportu i użytkowania gazu, dekarbonizacja systemów energetycznych, H<sub>2</sub> jako następny krok w gazownictwie, optymalizacja magazynowania gazu, projekty LNG, wykorzystanie i magazynowanie CO<sub>2</sub>, technologie cyfrowe w gazownictwie, ekonomika i zarządzanie w gazownictwie, nowe źródła energii. Wyraźnie zaznaczyło się znaczenie zmian klimatycznych w tematyce badawczej w gazownictwie. Wygłoszono referaty poświęcone proekologicznym metodom użytkowania gazu ziemnego, zwiększeniu udziału gazu w transporcie i energetyce czy ograniczaniu emisji gazu do atmosfery. Wiele prac dotyczyło zastosowania technik komputerowych do optymalizacji procesów w gazownictwie i transporcie gazu, przetwarzania danych sejsmicznych, a także wykorzystania metod sztucznej inteligencji. W sumie na konferencję zgłoszono około 300 propozycji wystąpień, z czego komitet organizacyjny wybrał 30 referatów do prezentacji w formie wykładu oraz 78 plakatów na sesje posterowe. Oprócz tego zorganizowano 10 dyskusji panelowych i warsztatów. Polska była reprezentowana przez dwa referaty. W sesji posterowej przedstawiono plakat pt. „*Unconventional Gas Exploration & Extraction in Poland –*

*Environmental Aspects*” autorstwa profesorów AGH – Stanisława Nagy'ego i Rafała Wiśniowskiego. Drugi referat pt. „*Combining artificial intelligence and reservoir simulation for optimal control of underground gas storage*” wygłosił autor niniejszego tekstu, reprezentujący Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. W konferencji udział wzięli również przedstawiciele polskiego operatora systemów przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. Pełną informację na temat konferencji można znaleźć na stronie internetowej <https://www.igrc2020.com/>, na której dostępne są również teksty wygłoszonych referatów. W trakcie konferencji odczuwalny był pewien niepokój związany z rozprzestrzeniającą się epidemią koronawirusa. Prawdopodobnie dlatego na spotkaniu zabrakło przedstawicieli m.in. Chin i Iranu. Niektórzy delegaci nie otrzymali też zgody na wjazd do Omanu.

Istotnym elementem działalności IGU jest to, że niezależnie od aktualnej sytuacji politycznej na świecie promuje ona współpracę międzynarodową nie tylko na wyższych szczeblach zarządzania, ale przede wszystkim na poziomie inżynierskim, poprzez możliwość kontaktów podczas konferencji oraz pracy w tematycznych komitetach roboczych. Komitety te zajmują się specyficznymi problemami gazownictwa, obejmującymi cały łańcuch dostaw gazu – od poszukiwania i eksploatacji złóż, poprzez transport, magazynowanie, dystrybucję, aż do użytkowania. Niestety, w ostatnich latach można zaobserwować zwiększający się wpływ polityki, który kładzie się cieniem na tradycyjnie dobrą współpracę międzynarodowej społeczności gazowniczej. Na przykład na Światowym Kongresie Naftowym w Moskwie w 2014 roku zabrakło delegacji USA, zaś na Światowej Konferencji Gazowniczej w Waszyngtonie w 2018 nie było rosyjskiego giganta gazowego – Gazpromu.

Ostatnio istotne znaczenie w pracach i publikacjach IGU mają problemy związane z rolą gazu w przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym. Co prawda, gaz nie jest odnawialnym źródłem energii ani nie jest też neutralny dla środowiska, niemniej jednak obecnie jest on najmniej obciążający spośród znanych paliw kopalnych. Spalanie gazu daje około 50% mniej dwutlenku węgla w porównaniu z węglem i około 20–30% mniej w porównaniu z paliwami ciekłymi na bazie ropy naftowej. Jednym z istotnych zadań IGU jest promocja paliw gazowych jako najbardziej przyjaznego dla środowiska sposobu pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię. Biorąc pod uwagę fakt, iż obecnie nie są znane technologie pozwalające na pokrycie globalnego zapotrzebowania na energię bez spalania paliw kopalnych, IGU prognozuje dalszy globalny wzrost zużycia paliw gazowych. Wprawdzie – według szacunków IGU – zasoby gazu wystarczą na około 250 lat, ale – z drugiej strony – prognozowany wzrost populacji, zwiększające się standardy życia i wynikający stąd wzrost zapotrzebowania na energię zmuszają ludzkość do poszukiwania nowych, akceptowalnych pod względem ekologicznym i ekonomicznym, źródeł i technologii pozyskiwania energii. Do czasu opracowania takich technologii gaz pozostaje najmniej obciążającym środowisko globalnym źródłem energii. Nie bez znaczenia jest też aspekt społeczny szeroko rozumianego przemysłu gazowniczego, który – według IGU – daje około 2,2 mln miejsc pracy.

**Prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie**



# Gaz powinien mieć znaczący udział w transformacji energetyki

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



**Regulacje wynikające z unijnego pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” sprawiają, że polityka energetyczna staje się polityką klimatyczno-energetyczną. Czy to już czas, aby rynek energii napisać na nowo?**

Rynki energii i gazu nieustannie poddawane są zmianom, jakie wywiera na nie otoczenie polityczno-gospodarczo-regulacyjne. W ostatnich latach oprócz wielu zmian legislacyjnych energetyka – a wraz z nią i URE – musiała mierzyć się z wieloma wyzwaniami. Wśród tematów, które w tym czasie znajdowały się w centrum uwagi urzędu, znalazły się m.in. ochrona konsumentów, deregulacja rynku gazu, system wsparcia OZE, inwestycje w rozbudowę mocy krajowych elektrowni i połączeń międzysystemowych, wprowadzenie rynku dwutowarowego, czyli rynku mocy, oraz wsparcie kogeneracji. Równie ważne są rozstrzygnięcia na rynkach międzynarodowych, w tym zagadnienia Pakietu Zimowego czy wdrażanie kolejnych rozporządzeń dotyczących kodeksów sieciowych. Obecnie Pakiet Zimowy „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” zaakcentował bardzo wyraźnie cele polityki europejskiej, którymi są dekarbonizacja i kluczowa dla niej efektywność energetyczna. Z uwagi na problem jakości powietrza efektywność energetyczna stopniowo staje się również jednym z priorytetów dla Polski. Priorytety naszej polityki energetycznej znalazły się w przedstawionym w listopadzie 2019 roku przez ministra energii projekcie „Polityki energetycznej Polski do 2040 (PEP 2040)”. Przyjęcie PEP określi nowy ład, ale postawi też nowe wyzwania zarówno przed rynkami, jak i zapewne przed regulatorem. W tym kontekście – w moim przekonaniu – rynek energii należy napisać na nowo.

**Czy ogłoszony niedawno projekt PEP 2040 wpisuje się w ten nowy trend, polityki klimatyczno-energetycznej? Wydaje się, że rola gazu jest niedoceniona.**

Projekt PEP 2040 z pewnością jest odpowiedzią na nową rzeczywistość, a zwłaszcza na wyzwania postawione przez nową politykę klimatyczno-energetyczną. Jeśli chodzi o paliwa gazowe, to projekt ten wskazał na sytuację Polski, która jest wynikiem położenia geograficznego naszego kraju. Polska nie posiada znaczących zasobów gazu, dlatego popyt krajowy pokrywany jest

przede wszystkim importem. Surowiec sprowadzany jest do Polski głównie ze wschodu, ale w ostatnim czasie nastąpiła znacząca zmiana w strukturze importu. Jest to efekt polityki handlowej, ale przede wszystkim wzrostu technicznych możliwości odbioru (terminal LNG) i magazynowania surowca (podziemne magazyny gazu). Jednak dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw konieczne są dalsze działania umożliwiające realną dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw. Przedsiębiorstwa energetyczne, w tym operator systemu przesyłowego gazu, prowadzą realne działania w tym zakresie. W mojej ocenie, paliwo gazowe może, i powinno, mieć znaczący udział w procesie transformacji energetyki w kierunku gospodarki niskoemisyjnej.

**Jako kwartalnik samorządu gospodarczego sektora gazowniczego w oczywisty sposób koncentrujemy się na rozwoju rynku gazu. Polska jest jedynym krajem w UE, w którym okres regulacji taryf gazowych jest *de facto* jednoroczny (12-miesięczny). W krajach UE przeważają okresy dłuższe niż 3-letnie, przeważnie są 4–5-letnie. Czy widzi pan możliwość wprowadzenia w naszym kraju mechanizmu wydłużenia okresów obowiązywania taryf na przykład w obszarze dystrybucji?**

Tak, teoretycznie jest to możliwe. Należy jednak pamiętać o uwarunkowaniach związanych ze stosowaniem w praktyce kilkuletnich okresów regulacji. Ustawa „Prawo energetyczne” nakłada na przedsiębiorstwa obowiązek ustalenia taryfy dla paliw gazowych oraz przedstawienia propozycji okresu ich obowiązywania. Kwestia sposobu opracowania i kalkulacji taryfy jest natomiast uregulowana w rozporządzeniu ministra energii. Zawiera ono m.in. przepisy dotyczące sposobu ustalania parametrów dla okresów regulacji dłuższych niż roczny. Generalnie rzecz ujmując, ustalana przez przedsiębiorstwo, a następnie zatwierdzana przez prezesa URE, taryfa stanowi wypadkową różnych zależności opartych na wielu zmiennych. Zasady kalkulacji taryf wskazują, że dla proponowanych przez wnioskodawców okresów regulacji należy ustalić projekcje poszczególnych elementów mających w tym okresie wpływ na planowane koszty i przychody przedsiębiorstwa. W przypadku niektórych parametrów, w zależności

od zastosowanej metodologii, prognozy powinny bazować na danych wynikających ze sprawozdawczości. Co przy tym istotne, prognoza ta nie może przerzucać ryzyka wyłącznie na odbiorców.

Odnosząc te uwarunkowania do przedsiębiorstw gazowych, a także do sytuacji na rynku gazu, trzeba zauważyć, że sektor ten niezmiennie podlega przemodelowaniu i zachodzą na nim istotne zmiany. Dotyczą one zarówno struktury samych przedsiębiorstw, jak i otoczenia, w którym one funkcjonują. Należy zatem przypuszczać, że ryzyko wynikające z takiego stanu rzeczy skłania wnioskodawców do działania raczej w trybie taryf rocznych.

Przywołując argument stosowania wieloletnich okresów regulacji w innych krajach, warto zwrócić uwagę na strukturę sektora w tych państwach oraz warunki, na jakich takie taryfy są wprowadzane.

Zgodnie z przepisami polskiej ustawy „Prawo energetyczne”, ustalenie taryfy dla paliw gazowych oraz przedstawienie propozycji okresu jej obowiązywania należy do przedsiębiorstwa energetycznego. Prezes URE zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z obowiązującymi zasadami i przepisami. Również wnioski przedsiębiorstw energetycznych, dotyczące wieloletniego okresu regulacji, będą podlegały ocenie prezesa URE na tych zasadach. Należy podkreślić, że rolą regulatora jest równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii. W kontekście stosowania okresów regulacji w horyzoncie wieloletnim oznacza to, że nie do pogodzenia z tą zasadą byłyby na przykład wnioski przerzucające ryzyko, a także istniejące nieefektywności związane z funkcjonowaniem przedsiębiorstwa, na odbiorców gazu.

**W niektórych krajach UE, np. we Włoszech, dobrą praktyką w zakresie regulacji dystrybucji paliw gazowych jest dodatkowa premia na zwrocie z zaangażowanego kapitału dla inwestycji priorytetowych/strategicznych. Czy uważa pan, że powinno się rozważyć wprowadzenie podobnych mechanizmów w regulacji obszaru gazu w Polsce, np. w zakresie inwestycji strategicznych wspierających politykę energetyczną kraju czy w zakresie inwestycji w gazyfikację tzw. białych płam?**

Kompetencje prezesa URE w zakresie określania uzasadnionego poziomu wynagrodzenia kapitału zaangażowanego w działalność energetyczną zostały określone w ustawie „Prawo energetyczne”. Koszt kapitału to wynagrodzenie, jakie spodziewa się uzyskać jego właściciel w związku z zainwestowaniem środków w dane przedsięwzięcie. Im wyższe ryzyko związane z zaangażowaniem kapitału w projekt inwestycyjny, tym wyższego wynagrodzenia oczekuje dostawca kapitału. We wrześniu 2018 roku opublikowaliśmy na stronie internetowej urzędu metodologię obliczania kosztu kapitału dla infrastrukturalnych przedsiębiorstw sektora gazowego na lata 2019–2023. Dokument ten został opracowany z uwzględnieniem metodologii stosowanych przez innych regulatorów krajów UE i jest wykorzystywany przy ustalaniu przychodu regulowanego przedsiębiorstwa energetycznego.

W kontekście metodologii stosowanych przez regulatorów unijnych, a także pojęcia „kosztów uzasadnionych” funkcjonującego na gruncie naszej ustawy, oraz równego traktowania przedsiębiorstw energetycznych, dodatkowa premia uwzględniana

w zwrocie z zaangażowanego kapitału znajduje uzasadnienie raczej w ponadstandardowym ryzyku.

**Czy możliwe jest przyspieszenie wydawania świadectw efektywności energetycznej dla przedsięwzięć, których realizację już zakończono, mając na uwadze, że liczba dostępnych na TGE świadectw efektywności energetycznej umożliwiających realizację obowiązku jest niewielka?**

W optymalizacji naszej pracy przy istniejących zasobach doszliśmy już do ściany. Bez dodatkowych środków nie możemy więc liczyć na poprawę efektywności po naszej stronie. Od grudnia 2018 roku do kwietnia 2019 roku NIK prowadziła kontrolę badającą efektywność energetyczną i w listopadzie 2019 roku przekazano nam raport pokontrolny. Zawarty w nim wniosek jest taki, że URE nie realizuje swoich zadań w obszarze obsługi systemu białych certyfikatów ze względu na okoliczności niezależnie od prezesa URE, i w związku z tym NIK zaleciła wystąpienie do prezesa Rady Ministrów o przyznanie Urzędowi Regulacji Energetyki środków na realizację zadań z obszaru efektywności energetycznej. Zastosowałem się już do tego zalecenia.

**Jak ocenia pan przyszłe znaczenie podziemnych magazynów gazu w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego?**

Magazyny gazu spełniają bardzo ważną rolę w krajowym systemie przesyłowym. Po pierwsze, pozwalają na gromadzenie nadwyżek gazu w okresach ciepłych, kiedy jego zużycie maleje, i tym samym umożliwiają pokrycie niedoborów w okresach o zwiększonym zapotrzebowaniu. Zapewniają też optymalizację zarówno zakupów – mam tu na myśli krótkoterminowe przechowywanie gazu zwłaszcza przy krótkoterminowych zmianach jego cen, jak i wykorzystania naszych zdolności przesyłowych. Rola magazynów w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu na wypadek krótkotrwałych zmian zapotrzebowania odbiorców lub awarii w systemie czy – bardziej ogólnie – zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa poprzez możliwość przechowywania zapasów obowiązkowych jest nie do przecenienia.

Polska posiada obecnie siedem magazynów gazu wysokometanowego, o statusie instalacji magazynowych (na bazie których udostępniane są usługi magazynowania paliw gazowych) o łącznej pojemności 3,1 mld m<sup>3</sup> oraz dwa podziemne magazyny gazu zaazotowanego o łącznej pojemności czynnej 230 mln m<sup>3</sup> (wykorzystywane przez sektor wydobywania gazu ziemnego). Operatorem systemu dla instalacji magazynowych gazu wysokometanowego jest Gas Storage Poland, należąca do grupy kapitałowej PGNiG. Obecnie pojemności czynne instalacji magazynowych pozwalają na pokrycie około 17 proc. rocznego zapotrzebowania.

Właśnie ze względu na istotną rolę tych magazynów zasadne jest rozważenie zmian w przepisach związanych z ich funkcjonowaniem. Mam tu na myśli np. przepisy regulujące kwestię instrukcji ruchu i rolę prezesa URE w procesie zatwierdzania tej instrukcji. Dywersyfikacja kierunków i źródeł dostaw paliw gazowych zmniejsza podatność krajowego systemu gazowego na ewentualne skutki działań dominującego dostawcy. W tym kontekście warto zastanowić się nad ewentualną zmianą przepisów prawa w zakresie zapasów obowiązkowych.

Rozmawiał **Adam Cymer**

# Przemysł gazowniczy w kontekście osiągnięcia „neutralności klimatycznej” w 2050 roku

**Stanisław Nagy**

W 2015 roku w Paryżu rządy krajów uczestniczących w COP 21 zobowiązały się do gwałtownej redukcji emisji CO<sub>2</sub> i wprowadzenia gospodarki zeroemisyjnej w 2050 roku [18]. Unia Europejska przedstawiła drogi prowadzące do niskoemisyjnego, zrównoważonego, konkurencyjnego i bezpiecznego systemu energetycznego w 2050 roku, zaś w swoim raporcie „Czysta planeta” z 2018 roku [5] wskazała siedem głównych kierunków działania, zmierzających do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> i osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku.

## Gaz ziemny paliwem „długotrwale przejściowym” w gospodarce

Energetyczny sektor paliw kopalnych znajduje się pod silną presją organizacji proklimatycznych i „zielonych” partii europejskich [16], które kwestionują zasadność wykorzystania paliw kopalnych w energetyce, gospodarce, transporcie i innych sektorach gospodarki jako powodujące zmiany klimatyczne. Jednak analiza sektorów gospodarki (tabela 1) [2] wyklucza całkowitą eliminację gazu ziemnego i paliw kopalnych w obszarze trzecim i czwartym, zakładając istniejące obecnie technologie. Wprawdzie przewiduje się możliwość komercjalizacji 22 technologii wodorowych już do 2030 roku [17], jednak kwestia wdrożenia tych technologii jest wątpliwa, jeżeli chodzi o skalę wdrożenia i koszty z nimi związane zarówno w krajach OECD, jak i pozostałych.

Gaz ziemny, jako najbardziej przyjazne dla środowiska paliwo kopalne, może stanowić istotne wsparcie w zakresie dalszego obniżenia emisji CO<sub>2</sub>, a także emisji SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, par rtęci, PM10, PM2.5. Nie jest możliwa całkowita eliminacja emisji CO<sub>2</sub> w przypadku wykorzystania gazu w gospodarce, ale znaczne ich ograniczenie. Gaz ziemny nadal ma duży potencjał w zakresie poprawy efektywności energetyki – w systemach NGCC czy

w klasycznych systemach wykorzystujących turbiny gazowe, a także duży potencjał kogeneracyjny, co pozwala na zastosowanie gazu ziemnego wykorzystującego inteligentne systemy integrujące kotły kondensacyjne i systemy solarne (fotowoltaiczne) oraz gazowe pompy ciepła.

Produkcja wodoru (z elektrolizy) i biometanu (np. w systemach składowisk odpadów) i dodawanie go do gazu ziemnego czy wytwarzanie biometanu w procesie gazyfikacji biomasy może wspomagać proces dekarbonizacyjny w gospodarce. Traktowanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w wielu projektach/programach rozwoju świata i Europy nie jest uzasadnione, przede wszystkim w świetle opracowań Międzynarodowej Agencji Energetycznej [11], a także U.S. EIA [6], Atlantic Council [13], Oxford Institute for Energy Studies [1,3,19]. Jednak opracowania Unii Europejskiej sugerują możliwość wprowadzenia technologii, które jeszcze nie mają dojrzałości technologicznej (być może, jej nigdy nie osiągną) i konieczne będzie subsydiowanie ich przez długi czas. Nowe technologie energetyczne będą chronione przez wysokie opłaty za korzystanie ze środowiska (cena emisji tony CO<sub>2</sub>) i działania regulacyjne na rzecz obniżenia emisji CO<sub>2</sub> [20].

Tabela 1. Sektory gospodarki podzielone z uwagi na możliwości eliminacji/redukcji emisji CO<sub>2</sub> [2]

Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
Sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą być wytwarzane z energetyki odnawialnej o niskich kosztach (29%)	Sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą być wytwarzane z energetyki odnawialnej, ale drogie w stosowaniu (31%)	Sektory gospodarki, które obecnie nie posiadają technologii wykorzystującej energetykę odnawialną (19%)	Sektory gospodarki, które nigdy nie będą mogły wykorzystywać energii odnawialnej (21%)
Energetyka	Transport morski	Transport lotniczy	Fermentacje ścieków i odpadów
	Transport kolejowy (cargo)	Przemysł cementowy	Rolnictwo
	Transport samochodowy – osobowy	Przemysł stalowy	Składowiska odpadów
	Transport samochodowy (przewóz towarów)	Przemysł petrochemiczny	Systemy oczyszczania ścieków
	Ogrzewnictwo i klimatyzacja	Przemysł chemiczny	Obszary wylesione



## Główne kierunki działania według UE (Program „Czysta planeta”)

Raport „Czysta planeta” z listopada 2018 roku [5] wskazał siedem głównych kierunków działania, zmierzających do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> oraz osiągnięcia „neutralności klimatycznej” w 2050 roku. Niektóre z nich w sposób bezpośredni mogą wpłynąć na sektor gazownictwa.

### Działanie 1. Maksymalizacja korzyści płynących z efektywności energetycznej, w tym budynków bezemisyjnych

Raport zakłada m.in. zmniejszenie zużycia energii (całkowitej, nie elektrycznej) aż o 50% w porównaniu z 2005 rokiem, a także działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej, cyfryzacji, automatyki domowej itd. Przewiduje się, że systemy zarządzania inteligentnymi budynkami/urządzeniami oraz wprowadzenie nowych materiałów izolacyjnych znacznie wpłyną na zmniejszenie zużycia energii na cele grzewcze, włącznie z możliwymi rozwiązaniami dla budynków pasywnych. Ogrzewanie budynków oparte ma być przede wszystkim na odnawialnych źródłach energii, ale znaczący udział w tych działaniach prawdopodobnie będzie miał gaz ziemny (sieciowy i LNG), gaz z dodatkiem wodoru lub biometanu produkowanego z odnawialnych źródeł energii elektrycznej i biogazu. Przewiduje się też wprowadzenie do ogrzewania nowej klasy ogniów paliwowych (wykorzystujących metan/gaz ziemny/gaz „odnawialny”) i nowych systemów mikrokogeneracyjnych.

### Działanie 2. Maksymalizacja wykorzystania odnawialnych źródeł energii i energii elektrycznej w celu całkowitej dekarbonizacji dostaw energii w Europie

Decarbonizacja sektorów gospodarczych będzie realizowana poprzez OZE, tj. elektryfikację gospodarki i zwiększenie stopnia decentralizacji systemów elektrycznych. Udział energii elektrycznej w końcowym zapotrzebowaniu energii wzrośnie do 53%, przy wzroście produkcji energii elektrycznej o 50% w 2050 roku. Ponad 80% energii elektrycznej ma pochodzić z OZE, a 15% energii – z energetyki nuklearnej. Nadmiarowa ilość energii elektrycznej będzie wykorzystana w technologii *Power to X*. Planowane jest docelowe wdrożenie wychwytywania dwutlenku węgla wraz z geologiczną sekwestracją/utylizacją (CCUS/CCS), które daje „bilansową” możliwość uzyskania paliw zeroemisyjnych (zob. działanie 7). Działanie to może dotyczyć zwłaszcza gazownictwa ziemnego, ponieważ będzie wymagało budowy odpowiedniej krajowej strategii transportowej i magazynowej na lata 2031–2050, powiązane będzie z programem modernizacji infrastruktury gazowniczej przyjaznej wodorowi i połączone z inwestycjami OZE.

### Działanie 3. Przyjęcie czystej, bezpiecznej i opartej na sieci mobilności (bezemisyjny i bezpieczny transport)

Jedna piąta emisji CO<sub>2</sub> na świecie powodowana jest przez sektor transportu. Gaz może być istotnym elementem zmniejszającym emisyjność CO<sub>2</sub> m.in. poprzez zmianę zasilania ciężarówek (LNG i CNG). Technologie oparte na wodorze (pojazdy elektryczne i statki wykorzystujące napęd ogniów wodorowych, mogą stać się konkurencyjne po 2025 roku. Wprowadzenie samochodów wykorzystujących prąd z ogniwa wodorowego jest możliwe po 2030 roku. Gaz ziemny skroplony (LNG) z udziałem biometanu także ma być alternatywą dla transportu długodystansowego morskie-

go. W zakresie dekarbonizacji lotnictwa planuje się wprowadzenie zaawansowanych biopaliw i bezemisyjnych/odnawialnych paliw.

### Działanie 4. Konkurencyjny przemysł unijny i gospodarka o obiegu zamkniętym jako kluczowy czynnik umożliwiający ograniczenie emisji gazów cieplarnianych

Gospodarka o obiegu zamkniętym nawiązuje do koncepcji wielokrotnego wykorzystania towarów i materiałów w produkcji np. szkła, stali i tworzyw sztucznych. Działania UE zakładają zmniejszenie ilości wprowadzanych materiałów dzięki recyklingowi, co ma poprawić konkurencyjność i przyczynić się do tworzenia miejsc pracy. Ma to pomóc w zmniejszeniu emisji CO<sub>2</sub>. Planowany jest odzysk i recykling surowców mających znaczenie w sektorach i technologiach, w których mogą pojawić się uzależnienia od krytycznych materiałów (takich jak np. kobalt, metale ziem rzadkich lub grafit).

Gospodarka o obiegu zamkniętym kładzie nacisk także na ograniczenie gazów cieplarnianych poprzez eliminację CO<sub>2</sub> w procesie wychwytu, transportu i geosekwestracji oraz , który jest generowany w procesach jego utylizacji produkcyjnych (CCU/CCUS). Szczegółowe działania związane z CCS/CCUS opisane są poniżej. Wodór (zielony, tzn. z elektrolizy) oraz *syngas* z biomasy mogą częściowo zająć miejsce paliw kopalnych jako surowiec dla niektórych procesów przemysłowych (np. produkcji stali i niektórych chemikaliów) [7, 17].

### Działanie 5. Rozwój odpowiedniej infrastruktury sieciowej i wzajemnych połączeń

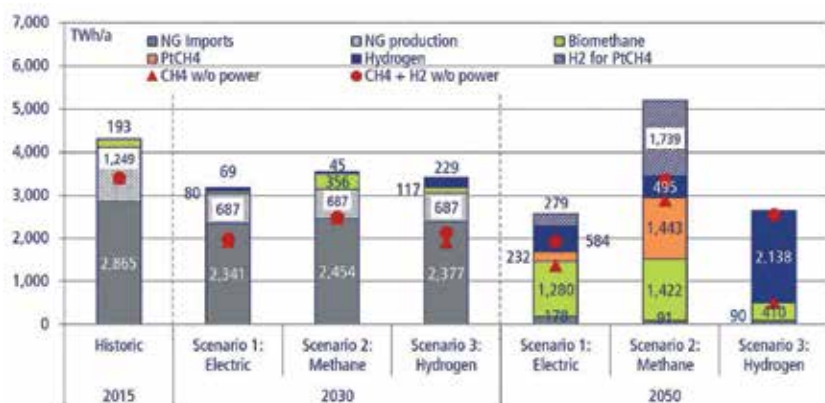
Rozwój odpowiedniej infrastruktury przesyłowej i zwiększenie współpracy transgranicznej i regionalnej pozwoli czerpać korzyści z modernizacji i transformacji gospodarki europejskiej. Wspierana będzie budowa transeuropejskich sieci transportowych i energetycznych do przesyłu i dystrybucji energii (planowany jest znaczny przyrost wytwarzanej energii elektrycznej) oraz budowa inteligentnych sieci dystrybucji energii elektrycznej i energii (w rurociągach wodorowych lub wodorowo-metanowych) [8, 14, 16, 19].

W tym kontekście trzeba wspomnieć o programie samowystarczalności gazowej dla UE. Program ten oparty jest na założeniu produkcji gazów odnawialnych. Potencjał UE w zakresie wytwarzania biometanu [10, 20] jest ograniczony, natomiast potencjał techniczny w produkcji wodoru i syntetycznego metanu w oparciu o odnawialną energię elektryczną jest wystarczający. Potencjał produkcji wodoru z elektrolizy odnawialnej energii elektrycznej to 6500 i 7900 TWh odpowiednio w latach 2030 i 2050. Zdaniem „Trinomics” [20] potencjał techniczny biogazu/biometanu w UE-28 wynosi 1150 TWh rocznie, zaś generacja biogazu zakłada możliwość wzrostu o około 950 TWh na rok. Raport wskazuje jednak na konieczny wzrost sprawności elektrolizerów, zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE oraz magazynowanie wodoru. Wskazuje się na znaczne zagrożenia związane z dostępnością biomasy.

Na podstawie analiz rozwoju infrastruktury gazowej do 2050 roku opracowano trzy scenariusze eksploracyjne, z których każdy koncentruje się na silnym zużyciu końcowym jednego z trzech rozważanych nośników energii: elektryczności, metanu, wodoru. We wszystkich scenariuszach [20] ogólne dostawy gazu dla UE do 2030 roku spadają o 20–30%, ze względu na lepszą efek-

tywność końcowego wykorzystania energii. Analizy te zakładają drastyczne ograniczenie gazu ziemnego w 2050 roku. Infrastruktura gazowa w 2030 roku oparta jest na gazie ziemnym, a udział zarówno produkcji biometanu, jak i wodoru jest marginalny (rysunek 1). Niemiecki projekt zakłada, że udział OZE w niemieckiej energetyce ma być stopniowo zwiększany do 80% (w 2050 roku). W związku z tym sieci energetyczne będą modernizowane. Wymagana będzie dodatkowa pojemność magazynowania energii (głównie magazynowania gazu) i usługa jej magazynowania w celu zrekompensowania wahań energii [8, 14]. Francuski projekt dekarbonizacji gospodarki gazownictwa zakłada wytworzenie 43 mld m<sup>3</sup> gazu odnawialnego w 2050 roku. Gaz odnawialny ma pochodzić z biogazowni uzdatniających biogaz, który ma być wtłaczany do sieci gazowniczej. Ma być także tworzony program „biomasowy” (oparty na gazyfikacji). Wodór z instalacji P2G ma być konwertowany do metanu i zatłaczany do sieci. Koszt produkowanego gazu odnawialnego jest co najmniej czterokrotnie większy od kosztu gazu ziemnego (w 2019 roku) [10].

Rysunek 1. Gaz ziemny, biometan i wodór (2050 rok)



Źródło: [20]

### Działanie 6. Czerpanie pełnych korzyści z biogospodarki i tworzenie niezbędnych pochłaniaczy dwutlenku węgla

To działanie wymienione w programie „Czysta planeta” nie dotyczy bezpośrednio przemysłu gazowniczego. Unia Europejska wskazuje, że w 2050 roku liczba ludności będzie o 30% większa niż obecnie, a zmiana klimatu wpływa na ekosystemy i globalne użytkowanie gruntów. Rolnictwo i leśnictwo w UE będą musiały zapewnić wystarczającą ilość żywności, paszy i włókien m.in. do produkcji biomasy (sektor energetyczny oraz różne sektory przemysłu i budownictwa), co będzie prowadziło do zwiększenia emisji gazów cieplarnianych, ale do 2050 roku prawdopodobnie można ją (emisję) ograniczyć dzięki efektywnym i zrównoważonym metodom produkcji. Receptą na powstające zwiększenie emisji CO<sub>2</sub> w trakcie wzrostu produkcji rolnej jest polityka zalesiania i biogospodarki i pochłanianie CO<sub>2</sub>. Uzupełnieniem tej technologii ma być technologia CCS i CCUS.

### Działanie 7. Wylimitowanie pozostałych emisji CO<sub>2</sub> dzięki jego wychwytywaniu i składowaniu

Działanie to dotyczy wychwytywania, transportu i składowania CO<sub>2</sub> z pozostałych emisji (CCS) oraz ewentualnie zagospodarowania

(utylicacji) CO<sub>2</sub>. Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (CCS) jest metodą obniżenia emisyjności sektora energetycznego i sektorów energochłonnych. Obecnie jego potencjał wydaje się niższy i występują kwestie dotyczące społecznej akceptacji samej technologii. Wdrożenie CCS jest jednak nadal konieczne (po 2030 roku), szczególnie w sektorach energochłonnych oraz do zeroemisyjnej produkcji wodoru z gazu ziemnego. W kontekście polskiej gospodarki wspomnieć należy o koncepcji wdrożenia CCS w Japonii po 2030 roku w związku z kontynuacją wykorzystywania elektrowni węglowych [9]. Technologia ta umożliwi znaczne obniżenie emisyjności CO<sub>2</sub> – nawet do 90% jego obecnej emisji. CCS będzie również wymagane w przypadku wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> emitowanego z elektrowni i zakładów przemysłowych wykorzystujących biomasę w celu uzyskania ujemnych emisji.

### Wsparcie dla procesu dekarbonizacji gospodarki wewnątrz UE

Regulacje UE wymagają przygotowania krajowych planów w zakresie energii i klimatu, które muszą być spójne z długoterminowymi strategiami oraz oszacowaniami potrzeb inwestycyjnych. Środowisko, zasoby i efektywność energetyczna są elementem planu strategicznego UE, którego filarem jest Europejski Fundusz na rzecz Inwestycji Strategicznych (EFIS) oraz fundusze polityki spójności. Jednym z założeń jest finansowanie z funduszu EFIS co najmniej 40% projektów do budowy nowej infrastruktury. Koszty transformacji – ogromne w liczbach bezwzględnych – wpłynąć będą na zmniejszenie dynamiki wzrostu PKB w Unii Europejskiej. Program ogólny dochodzenia do neutralności klimatycznej został ogłoszony przy akceptacji prawie wszystkich krajów UE. Polska zapowiedziała możliwość realizacji własnego programu wprowadzania polityki klimatycznej w związku

z głębokim uzależnieniem polskiej energetyki od węgla i brakiem niskoemisyjnej energetyki nuklearnej. Przygotowanie odpowiednich regulacji w UE, dotyczących wprowadzania nowych technologii, będzie realizowane w najbliższych latach.

### Działania globalnych wielkich firm naftowych i gazowniczych

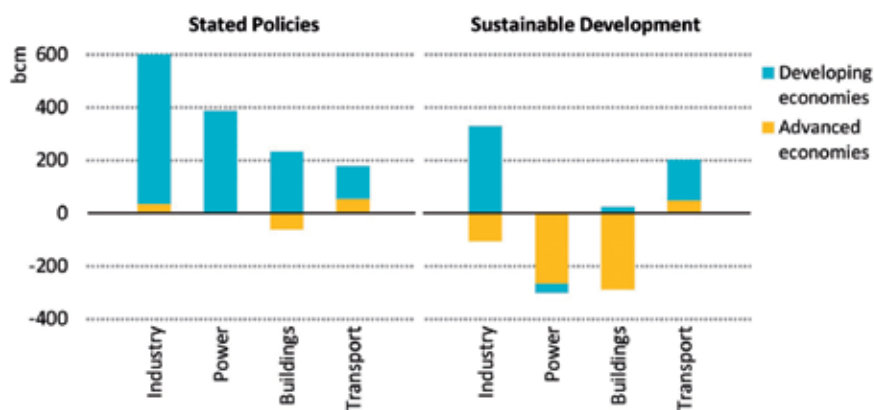
British Petroleum (BP) ogłosiło swoją nową, niskoemisyjną politykę „energetyczną” [4]. Inne wielkie światowe i europejskie firmy naftowe także zobowiązały się do znacznego ograniczenia emisji towarzyszącej wydobyciu paliw (Shell, Total, Equinor, Eni i Repsol) [15]. Koncerny naftowe i gazownicze, z powodu wydobywania i zagospodarowywania paliw kopalnych, muszą generować i wytwarzać emisję CO<sub>2</sub> związane ze swoją działalnością, a także – w sposób pośredni – nadal będą odpowiedzialne za emisję CO<sub>2</sub> powstałego w procesie spalania paliw kopalnych.

### Analizy energetyczne dla świata według IEA

Analiza wykonana przez IEA wskazuje, że gaz ziemny, jako najmniej uciążliwe ekologicznie paliwo kopalne, w scenariuszu

*Stated Policies Scenario* zakłada wzrost popytu na gaz o ponad jedną trzecią. W scenariuszu *Sustainable Development Scenario* popyt na gaz rośnie w sposób umiarkowany do 2030 roku, a następnie jego udział wraca do poziomu z 2020 roku. Prognozy są realne, przynajmniej w kategoriach względnych (udziału w mikście energetycznym). Ograniczenie emisji związanej ze zmniejszeniem udziału paliw kopalnych musi wiązać się z ograniczeniem zużycia energii w świecie, co jest wątpliwe dla gospodarek azjatyckich. Przykład takiego wzrostu zużycia gazu (głównie importowanego) do Azji pokazuje rysunek 2 [11].

Rysunek 2. Zmiana zapotrzebowania na gaz w różnych rejonach świata według prognozy zużycia poszczególnych krajów (*Stated Policies Scenario*) oraz prognozy zrównoważonego rozwoju (*Sustainable Development Scenario*) na lata 2018–2040



Źródło [11]

\* \* \*

W perspektywie 2050 roku paliwa kopalne nadal będą podstawą gospodarki światowej, mimo że ich procentowy udział w wytwarzaniu energii zostanie ograniczony. Nie jest

możliwe przeprowadzenie transformacji energetycznej polegającej na tym, że ludzkość będzie wykorzystywać tylko źródła odnawialne (OZE). Możliwe jest zwiększenie udziału energii odnawialnej w globalnym mikście energetycznym w przypadku zwiększenia nakładów finansowych na modernizację energetyki.

Unia Europejska jest liderem rozwiązań proklimatycznych w świecie, jednak jej działania w dłuższej perspektywie powinny być spójne z polityką klimatyczną największych państw świata spoza wspólnoty europejskiej, między innymi dlatego że UE nie jest gospodarką niezależną.

Polityka globalizacyjna Unii Europejskiej lat dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, skutkująca przeniesieniem znacznej części przemysłu do Kraju Środka, i globalizacja światowego handlu będą oddziaływać na Europę, podobnie jak wpływają na USA i pozostałe kraje.

Powinny zostać sformułowane pośrednie cele klimatyczne związane z procesem „zazielenienia” gazu ziemnego na lata 2025, 2030, 2035, 2040. Przez proces „zazielenienia” gazu ziemnego rozumie się wprowadzenie do obiegu gazu ziemnego z domieszką gazów odnawialnych (wodoru czy biometanu). Jednak strategie takie wymagać będą znacznego wsparcia rządowego/unijnego.

**Prof. dr Stanisław Nagy, AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie**

#### Literatura

- An Integrated Energy Systems Approach to Decarbonization Policy: Is it the way forward? OIES Electricity; Oxford Institute for Energy Studies, 2019.
- Blank, L, 1918: "On Armageddon" Part 3: The Threat of Climate Change, <https://medium.com/the-outsider-news/on-armageddon-part-3-the-threat-of-climate-change-dd85f7b5070c>, ed. 18.03.1918.
- Blazquez J., R. Fuentes-Bracamontes, B. Manzano: A road map to navigate the energy transition, The Oxford Institute for Energy Studies, October 2019.
- BP aims for zero-net emission, BP, 2020, <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bernard-looney-announces-new-ambition-for-bp.html>.
- „Czysta planeta dla wszystkich”. Komunikat KE dla Parlamentu Europejskiego, 21.11.2018, Bruksela.
- EIA International Energy Outlook 2019, <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>.
- Future of Hydrogen, 2019, Report of IEA, Paris.
- Gas and Energy Transition, DVGW, 2019, <https://www.dvgw.de/english-pages/topics/gas-and-energy-transition/>.
- Government of Japan, 2019: The Long-term Strategy under the Paris Agreement Cabinet decision, June 11, 2019).
- GRDF, 2019, Presentation at Strategy Committee Meeting, IGE, Stavanger, "Renewable gas as a Strong contributor to energy transition" (unpublished).
- IEA World Energy Outlook 2019, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.

- IPCC, 2018: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report. on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.)].
- Johnston, R. J., R. Blakemore, R. Bell, The Role of Oil & Gas Companies in the Energy Transition, Atlantic Council 2019.
- Lambert, M., Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?, The Oxford Institute for Energy Studies, October 2018.
- Major trend emerges for net-zero targets, Petroleum Economist, 2020, <https://www.petroleum-economist.com/articles/low-carbon-energy/energy-transition/2020/major-trend-emerges-for-net-zero-targets>.
- Metz G., Transitions and the Future of Gas in the EU. Subsidise or Decarbonise, International Energy Charter, Brussels, Palgrave MacMillan, 2020.
- Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective, Hydrogen Council, <http://www.hydrogencouncil.com>. Jan 20, 2020.
- Paris Agreement, 2015: [https://unfccc.int/process/conferences/past-conferences/paris-climate-change-conference-nov14\]ember-2015/paris-agreement](https://unfccc.int/process/conferences/past-conferences/paris-climate-change-conference-nov14]ember-2015/paris-agreement) (on line).
- Stern, J., Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets, The Oxford Institute for Energy Studies, February 2019.
- Van Nuffel, L., et al., Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure Report Trinomics for EU, September 2019.



# BUNKROWANIE LNG STATKÓW

**PGNiG Obrót Detaliczny** od 2019 roku oferuje usługę bunkrowania LNG, czyli tankowania statków skroplonym gazem ziemnym, które będą obowiązywały m.in. na Morzu Bałtyckim. Uruchomienie przez PGNiG usługi bu

**250 tysięcy ton rocznie** - może wynieść całkowity popyt na LNG wykorzystywane przez s

## HISTORIA PALIW ŻEGLUGOWYCH



**WIATR**  
DO 1800



**WĘGIEL**  
1800 - 1950

## ROZWÓJ USŁUGI BUNKROWANIA LNG PGNiG Obrót Detaliczny

**WRZESIEŃ 2016 R.**  
Pierwsze bunkrowania  
techniczne na terenie  
stoczni Remontowa

**KWIECIEŃ 2018 R.**  
Umowa z LOTOS Asphalt

**LUTY 2019 R.**  
Wdrożenie przez PGNiG  
Instrukcji technologicznej  
bunkrowania LNG

**GRUDZIEŃ 2019**  
PONAD 1000 TON LNG  
sprzedanych na cele żeglugowe

**MARZEC 2018 R.**  
Bunkrowanie statków  
kanadyjskiego operatora  
BC Ferries

**WRZESIEŃ 2018 R.**  
Ćwiczenia ratowniczo-gaśnicze

**MARZEC 2019 R.**  
Wprowadzenie usługi  
bunkrowania LNG  
do oferty produktowej  
PGNiG Obrót Detaliczny

**ROK 2020**  
OGROMACZENIE EMISJI W ŻEGLUDZE MORSKIEJ  
KONIEC ERY OLEJU NAPĘDOWEGO

**Dyrektywa siarkowa** – od 2020 roku armatorzy w obszarze SECA (Sulphur Emission Control Areas – m.in. Bałtyk), mają obowiązek wykorzystywania paliw o zaw. siarki nieprzekraczającej 0,1%. Jednym ze sposobów spełnienia wymogów dyrektywy siarkowej jest wybór jednostek o napędzie LNG, w miejsce konwencjonalnych paliw ropopochodnych.

zazem ziemnym. Szerokie wykorzystanie paliwa LNG w żegludze pozwoli armatorom na spełnienie restrykcyjnych  
bunkrowania LNG znacząco zwiększy konkurencyjność polskich portów morskich.

statki w basenie Morza Bałtyckiego od 2030 roku.

## ERA LNG



**CIĘŻKI OLEJ NAPĘDOWY**  
1930 – OBECNIE



**LNG**  
2015 – OBECNIE

## METODY BUNKROWANIA

**Bunkrowanie LNG** statków to stosunkowo młoda technologia, która cały czas znajduje się w fazie dynamicznego rozwoju. Najpopularniejsze metody bunkrowania to:

### TRUCK TO SHIP - przepływ do 50m<sup>3</sup>/h

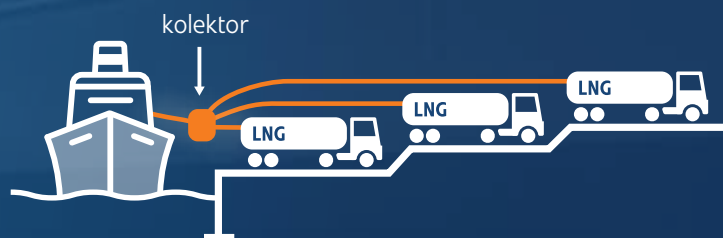
Polega na bezpośrednim przeladunku paliwa LNG ze zbiornika transportowego (cysterny lub iso-kontenera) do zbiornika paliwowego statku.

**Charakteryzuje ją stosunkowo niski przepływ do 50m<sup>3</sup>/h oraz wolumen do 42m<sup>3</sup>**



### MULTIPLE TRUCK TO SHIP - przepływ do 300m<sup>3</sup>/h

Metoda bunkrowania, w której wykorzystywany jest specjalny kolektor (najczęściej wyposażony w pompę kriogeniczną), pozwalająca na jednoczesny rozładunek od 2 do 6 zbiorników transportowych. **Charakteryzuje ją wysoki przepływ nawet do 300 m<sup>3</sup>/h oraz wolumen do 250 m<sup>3</sup>**



### SHIP TO SHIP - przepływ do 2000m<sup>3</sup>/h

Bunkrowanie odbywa się z wody dzięki mobilnej pływającej stacji paliw, tzw. bunkierki. **Dzięki tej technologii możliwe jest osiągnięcie przepływów na poziomie 2.000 m<sup>3</sup>/h oraz wolumenu powyżej 10.000 m<sup>3</sup>**



# PGNiG szuka gazu na Ukrainie

**Marcin Poznań**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo współpracowało wcześniej z amerykańsko-ukraińską grupą *Energy Resources of Ukraine* przy eksporcie gazu z Polski na Ukrainę. W najbliższej przyszłości obie firmy będą wspólnie prowadzić działalność poszukiwawczo-wydobywczą w zachodniej części Ukrainy, przy granicy z Polską.

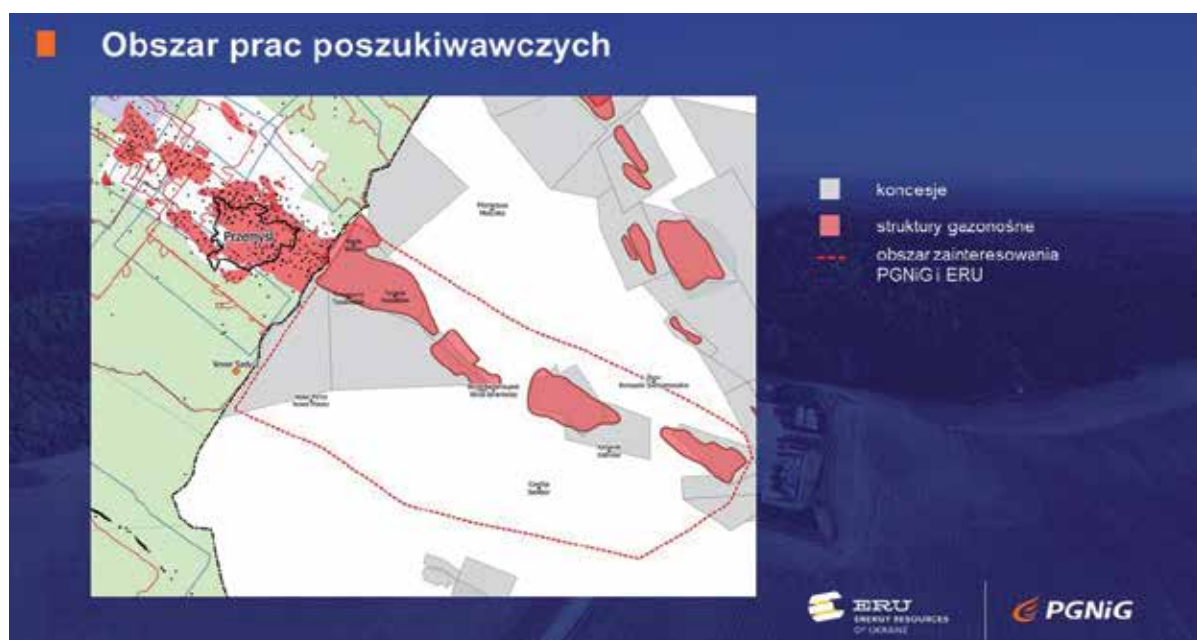
Umowę w tej sprawie PGNiG podpisało w grudniu z ERU *Management Services*, spółką z grupy ERU. Na Podkarpaciu PGNiG od kilkudziesięciu lat eksploatuje największe w Polsce złożo gazu ziemnego o nazwie Przemysł, lecz jego zasoby geologiczne nie kończą się wraz z granicami geograficznymi. Aby móc w przyszłości poszerzyć zakres prac poszukiwawczych na terytorium Ukrainy, PGNiG potrzebuje sprawdzonego partnera z tego kraju. Zakłada bowiem duży potencjał wydobywczy w regionie przylegającym do wschodniej granicy Polski, a doświadczenie i wiedza zdobyte podczas wieloletniej produkcji ze złoża Przemysł spółka będzie mogła wykorzystać na Ukrainie.

Obecnie ze złoża Przemysł PGNiG wydobywa około 0,5 mld m sześć. gazu rocznie, ale w szczytowym, 1971 roku było to 3,7 mld m sześć. Udokumentowane zasoby wydobywalne złoża sięgały około 74 mld m sześć. gazu ziemnego, z czego wydobyto już 65 mld m sześć. Jednak dzięki niedawno zrealizowanym badaniom geofizycznym i powtórnej analizie wcześniej zebranych danych PGNiG spodziewa się, że w złożu Przemysł może znajdować się dodatkowo nawet

20 mld m sześć. gazu. Przypuszczenia te potwierdzają nowe odwierty poszukiwawcze oraz rekonstrukcje starych otworów wykonane przez PGNiG w ostatnich trzech latach.

Umowa między ERU a PGNiG przewiduje wspólne prace na koncesji położonej w obwodzie lwowskim w pobliżu granicy z Polską. Najpierw zostanie wykonany odwiert poszukiwawczy o długości do 2500 metrów i przeprowadzone zostaną badania geofizyczne, które pozwolą zaprojektować lokalizację kolejnych otworów. Prace rozpoczną się niezwłocznie po uzyskaniu koniecznych zgód i pozwoleń.

Od 2016 roku PGNiG i ERU prowadzą eksport gazu ziemnego na Ukrainę. Firmy dostarczały wspólnie gaz na potrzeby ukraińskiego operatora sieci przesyłowych i magazynów Ukrtransgaz. W sierpniu 2019 roku PGNiG zakupiło na rzecz ERU ładunek amerykańskiego LNG, który po regazyfikacji w Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu został sprzedany na Ukrainę. Działalność upstream jest nowym, perspektywnym obszarem współpracy obu spółek.





# SMOK z PGNiG już skomercjalizowany

**Marcin Poznań**

Zaprojektowane przez inżynierów z PGNiG mobilne stanowisko do odmierzenia skroplonego gazu ziemnego wchodzi do komercyjnego użytku na rynku LNG małej skali. Polska Spółka Gazownictwa będzie korzystała z niego na stacjach regazyfikacyjnych na obszarze działalności Oddziału Gazowniczego w Krakowie. Kolejna wersja SMOK-a posłuży do legalizacji dystrybutorów LNG na stacjach tankowania.

Instalacja o zastrzeżonej nazwie SMOK powstała z myślą o potrzebach mniejszych odbiorców gazu skroplonego. Pozwala precyzyjnie odmierzać ilość paliwa dostarczanego za pomocą cystern samochodowych. Dzięki temu odbiorca może kupić tyle gazu, ile potrzebuje, a nie – jak wcześniej – jedynie cały ładunek cysterny. Brak takiej możliwości stanowił dużą barierę dla rozwoju rynku LNG małej skali, a straty wynikające z niedokładnych pomiarów mogły sięgnąć nawet kilku procent całości ładunku. SMOK pozwala na ich zminimalizowanie do 0,2 proc.

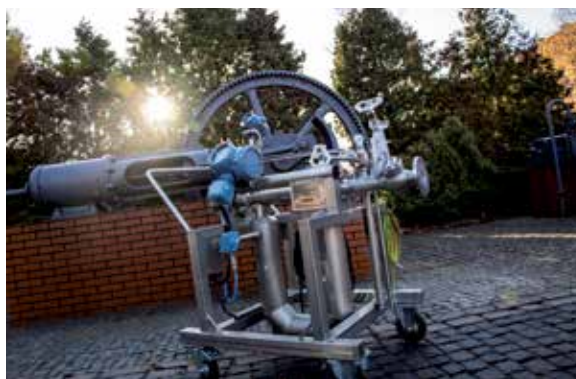
Gaz w formie skroplonej jest najczęściej stosowany jako alternatywa dla gazu sieciowego na terenach, na których nie ma dostępu do ogólnopolskiej sieci gazowej. Jednak LNG ma również duży potencjał, aby częściowo zastąpić olej napędowy w transporcie drogowym, o czym świadczą podpisywane przez Grupę PGNiG kontrakty na dostawy LNG do autobusów miejskich czy flot ciężarówek. W całym 2019 roku PGNiG przeładowało około 40 tys. ton LNG. Oznacza to wzrost o około 27 proc. rok do roku. Dzięki takim urządzeniom jak SMOK polski rynek LNG małej skali może rozwijać się jeszcze dynamiczniej.

Nie jest to pierwsze tego typu urządzenie opracowane przez specjalistów z Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego PGNiG w ramach prac badawczo-rozwojowych. Dwa z nich są obecnie wykorzystywane jako urządzenia legalizacyjne. Będą służyły również do legalizacji kolejnych wersji SMOK-ów. Trzeci, przewoźny egzemplarz, budowany dla Polskiej Spółki Gazownictwa – Oddziału Gazowniczego w Krakowie, stworzony został specjalnie na jej potrzeby, z myślą o precyzyjnym przeliczaniu LNG wykorzystywanego w sieciach wyspowych w Małopolsce, m.in. w istniejących już w Zatorze i Białce Tatrzańskiej oraz w kolejnych, których budowa dobiega końca. Sprzęt uzyskał też ważny na terenie całej Unii Europejskiej certyfikat oceny zgodności, co oznacza jego zatwierdzenie do rozliczeń fiskalnych.

– To urządzenie przyczyni się do zabezpieczenia ciągłości dostaw do naszych stacji regazyfikacyjnych. Zamierzamy z niego intensywnie korzystać, zwłaszcza że jesteśmy bardzo bliscy oddania do użytku sześciu kolejnych stacji na obszarze Małopolski – w Raclawicach, Ryttrze, Jabłonce, stacji mobilnych w Stryszawie i Stadłach oraz drugiej

naszej stacji w Białce Tatrzańskiej, bo mamy tam gotowy prawie 1 km nowej sieci i na możliwość korzystania z gazu czekają kolejni klienci – powiedział Paweł Firlej, dyrektor Oddziału Gazowniczego Polskiej Spółki Gazownictwa w Krakowie.

Inżynierowie z PGNiG przygotowali już kolejną wersję SMOK-a, która posłuży do legalizacji dystrybutorów LNG na stacjach sprzedających gaz skroplony jako paliwo w transporcie drogowym. – PGNiG zaoferuje taką usługę, wykorzystując w tym celu nowszą, mniejszą wersję



standardowego urządzenia, dostosowaną do pomiaru przepływu niewielkich ilości LNG – powiedział Grzegorz Rosłonek, dyrektor Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego PGNiG, w którego zespole powstał SMOK. Takie rozwiązanie zostanie zastosowane na stacji tankowania autobusów w zajezdni MZA przy ul. Ostrobramskiej w Warszawie.

Przepływomierze w dystrybutorach muszą być okresowo sprawdzane pod kątem prawidłowości pomiaru ilości nalewanego paliwa, dlatego rozwój LNG jako paliwa dla transportu drogowego wpłynie na popyt na usługę legalizacji. PGNiG obserwuje coraz większe zainteresowanie ze strony firm transportowych, które chcą przestawić swoje floty na LNG. Dla nich to nie tylko niższe koszty paliwa, ale także – na przykład dla ciężarówek jeżdżących do Niemiec – mniejsze opłaty za korzystanie z tamtejszych dróg.

**Marcin Poznań, główny specjalista w Departamencie Public Relations PGNiG SA**

# PSG chce przyłączyć biogazownie do sieci dystrybucyjnej

**Marcin Nocoń**

Potencjał biogazowni w Polsce jest bardzo duży. Jeżeli wykorzystalibyśmy tylko jego połowę, to produkowalibyśmy około 4 mld metrów sześciennych gazu. To mniej więcej tyle, ile teraz wydobywamy.

**H**istoria wykorzystania biogazu w Polsce nie jest długa i zdominowana została przez wykorzystanie tego nośnika energii do produkcji energii elektrycznej i ciepłej w miejscu jego wytworzenia, czyli biogazowni.

Pierwsze biogazownie budowane były w Polsce jako instalacje, których celem była głównie utylizacja uciążliwych odpadów z produkcji rolniczej. W tych instalacjach wytworzony biogaz służył do napędu agregatów kogeneracyjnych, z których powstająca energia wykorzystywana była na potrzeby własne, a nadmiar dostarczany był do sieci energetycznej.

Niestety, do dziś nic tu się w zasadniczy sposób się nie zmieniło. Warto jednak zaznaczyć, że potencjał Polski w zakresie produkcji biometanu jest porównywalny z potencjałem Niemiec, gdzie funkcjonuje około 10 000 biogazowni. U nas jedynie około 100. Wszystkich instalacji wytwarzających biogaz jest około trzystu. Oznacza to, że przy odpowiednim wsparciu Polska może dysponować większą liczbą biogazowni i produkować znaczące ilości biogazu i biometanu, co



mogłoby być kołem zamachowym naszej gospodarki. Tym bardziej że Europa odchodzi od „tradycyjnego” wykorzystania biogazu, czyli wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej bezpośrednio w lokalnej biogazowni, na rzecz wytwarzania biometanu, który może być wtłaczany do sieci gazowej. Największe tego typu instalacje funkcjonujące w Niemczech produkują i wtłaczają do sieci gazowej kilka tysięcy m<sup>3</sup> biometanu w ciągu godziny. To pozwala na dostarczenie odbiorcom końcowym kilkudziesięciu milionów m<sup>3</sup> biometanu w ciągu roku z jednej instalacji. Ciekawostką jest to, że znaczna część substratów wykorzystywanych do produkcji biometanu w tych instalacjach sprowadzana jest z Polski.

W związku z dekarbonizacją gospodarki w Europie pojawiają się tendencje zwiastujące odchodzenie od

paliw kopalnych, w tym również od gazu ziemnego. We Francji ogłoszono program całkowitego odejścia od nich w najbliższych latach. Ma to przyczynić się do ograniczenia zmian klimatu.

Zarząd Polskiej Spółki Gazownictwa, mając świadomość zmieniających się warunków makroekonomicznych związanych z wykorzystaniem biometanu, w 2017 roku powołał zespół projektowy, który miał na celu:

- 1) identyfikację barier natury technicznej i prawnej włączania biometanu do dystrybucyjnej sieci gazowej,
- 2) określenie procedur usprawniających proces przyłączania do sieci dystrybucyjnych instalacji wytwarzających biometan,
- 3) opracowanie wymagań dotyczących biometanu włączanego do dystrybucyjnej sieci gazowej.

Zespół projektowy zorganizował wiele spotkań ze stowarzyszeniami producentów biogazu, przedstawicielami firm zajmujących się budową instalacji bioga-



zowych i biometanowych, przedstawicielami Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Ministerstwa Energii oraz Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa. W ich trakcie przedstawiono oczekiwania, szanse i bariery związane z eksploatacją instalacji produkujących biometan i włączających go do dystrybucyjnych sieci gazowych.

Obecnie Polska Spółka Gazownictwa przygotowana jest proceduralnie do przyłączenia do sieci biometanowni i współpracy z nimi. W wyniku prowadzonych prac powstało wiele produktów rozwiązujących większość technicznych problemów związanych z transportem biometanu.

W najbliższym czasie planowane jest uruchomienie projektu badawczego, w ramach którego wspólnie

z wybraną biogazownią przetestowane zostaną w praktyce zaprojektowane do tej pory rozwiązania.

Trwają także intensywne prace koncepcyjne nad wypracowaniem procedury umożliwiającej włączanie biometanu do wyspowych sieci gazowych. Rozwiązanie to ma na celu wyjście naprzeciw oczekiwaniom wytwórców biometanu.

Dodatkową szansą na ożywienie tego rynku w Polsce jest wykorzystanie biometanu transportowanego sieciami dystrybucyjnymi do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego i związanej z tym potrzeby certyfikacji spełniania kryteriów zrównoważonego rozwoju.

Dla PSG takie rozwiązanie może być szansą na zwiększenie przychodów z dystrybucji paliwa gazowego, zaś nowo budowana sieć gazowa umożliwi rozwój lokalnego rynku. Z czasem może być ona przyłączona do ogólnopolskiej sieci dystrybucyjnej lub rozbudowana o współpracującą z nią instalację regazyfikacji LNG.

**Marcin Nocoń, Polska Spółka Gazownictwa**



# Polska Spółka Gazownictwa stawia na innowacje

**Magdalena Strojek**

Tylko w 2019 roku spółka przeznaczyła ponad 50 milionów złotych na działalność badawczo-rozwojową i innowacyjną. Prowadzono prace nad czterdziestoma projektami z różnych obszarów funkcjonowania przedsiębiorstwa.



Innowacje są niezbędne, aby sprostać szybko zmieniającej się i narastającej konkurencji w zglobalizowanym świecie, utrzymać ład i porządek w organizacji oraz tworzyć bardziej atrakcyjne i wydajne miejsca pracy. Polska Spółka Gazownictwa dostrzega znaczenie innowacji i nowych technologii w funkcjonowaniu nowoczesnego przedsiębiorstwa. W 2019 roku na działalność badawczo-rozwojową i innowacyjną wydano ponad 50 milionów złotych. Pracowano nad czterdziestoma innowacyjnymi projektami. Najważniejsze z nich to:

- 1) pilotażowe wdrożenie 3000 gazomierzy wyposażonych w moduły komunikacyjne różnych technologii LPWAN,
- 2) prace nad wymogami dla zatlaczania do sieci PSG palnych gazów domieszkowych,



- 3) testowe wykorzystanie zdjęć satelitarnych do kontroli gazociągów,
- 4) pilotaż długopisów cyfrowych w sekcjach kontroli nielegalnego poboru gazu,
- 5) przygotowania do wykonania pierwszej w historii PSG inspekcji gazociągu tłokami inteligentnymi,
- 6) uruchomienie projektu dotyczącego metod alternatywnych dostaw gazu na potrzeby własne i awaryjne,
- 7) prace nad realizacją „Programu budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w sprawie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji w latach 2019–2022”,
- 8) wdrożenie innowacyjnego systemu diagnostycznego ciągów redukcyjnych w OZG w Łodzi,
- 9) uruchomienie stacji badawczej we Wrocławiu,



- 10) ogłoszenie i rozstrzygnięcie konkursu badawczo-rozwojowego na opracowanie analizy możliwości likwidacji okresowych niedoborów gazu w sieci gazowej wysokiego i podwyższonego średniego ciśnienia, w czasie szczytowych poborów, z wykorzystaniem instalacji sprężająco-magazynujących,
  - 11) złożenie wniosku o dofinansowanie projektu badawczo-rozwojowego dotyczącego monitoringu sieci metodami NDT,
  - 12) uruchomienie projektu pod nazwą „Metody alternatywnych dostaw gazu ziemnego na potrzeby własne i awaryjne” w celu zwiększenia pewności dostaw gazu i utrzymania ich ciągłości w sytuacjach awaryjnych.
- W 2020 roku prowadzone będą prace między innymi nad:

- 1) budową stacji CNG/LCNG do tankowania samochodów,
- 2) wykorzystaniem instalacji magazynująco-sprężających do likwidacji okresowych niedoborów gazu,
- 3) tłokową sprężarką gazową,
- 4) systemem elektronicznego monitoringu i wsparcia zarządzania infrastrukturą gazową, bazującym na innowacyjnych metodach NDT,
- 5) opracowaniem wymogów dla zatłaczania do sieci PSG palnych gazów domieszkowych,
- 6) kontrolą gazociągów przy wykorzystaniu drona z laserowym czujnikiem metanu,
- 7) wykorzystaniem infrastruktury światłowodowej na potrzeby własne,
- 8) wykonaniem inspekcji gazociągu tłokami inteligentnymi.

Od 2016 roku PSG prowadzi również program innowacyjności, opierający się na pozyskiwaniu nowych pomysłów od pracowników spółki. Jego celem jest budowa kultury korporacyjnej i klimatu sprzyjającego rozwojowi innowacyjności. Program cieszy się dużym powodzeniem. Tylko w 2019 roku w ramach systemu innowacyjności zgłoszono 47 pomysłów. Spośród nich 21 nagrodzono, a 2 wyróżniono.

Dzień Interessanta – pomysł zgłoszony przez Pawła Sadowskiego, pracownika gazowni w Wolsztynie, polegający na dostosowaniu godzin pracy MOK-ów (miejsc obsługi klienta) do potrzeb klientów pracujących do późnych godzin popołudniowych.

Usprawnienie i przyspieszenie inwentaryzacji środków trwałych – pomysł zgłoszony przez Jerzego Strzeleckiego, pracownika gazowni w Leżajsku, polegający na wykorzystaniu czytników kodów kreskowych do inwentaryzacji środków trwałych.



Polska Spółka Gazownictwa stawia również na budowanie relacji z ośrodkami badawczo-rozwojowymi na terenie całego kraju w celu identyfikacji projektów możliwych do zastosowania w PSG. Nasi pracownicy regularnie uczestniczą w spotkaniach biznesowych i konferencjach dotyczących innowacyjności.

W ramach wsparcia w tworzeniu warunków do rozwoju współpracy podmiotów systemu szkolnictwa wyższego i nauki z otoczeniem społeczno-gospodarczym prowadzono prace nad przygotowaniem umowy trójstronnej dotyczącej udziału w programie „Doktorat wdrożeniowy”.



Nasi pracownicy uczestniczyli także w programie Poland Prize wspierającym startupy oraz konkursie „Młodzi innowacyjni dla PGNiG”, wspierając otoczenie i potencjał przedsiębiorstw do prowadzenia działalności B+R+I. Udział w tych przedsięwzięciach zaowocował podjęciem współpracy z dziewięcioma startupami.

Działalność PSG w obszarze innowacyjności jest zauważana i doceniana przez otoczenie biznesowe spółki. Podczas XVI Kongresu Nowego Przemysłu w Warszawie, organizowanego przez „Magazyn Gospodarczy Nowy Impuls” oraz portal WNPP.PL spółka otrzymała wyróżnienie „Nowy Impuls 2019” za realizowany „Program przyspieszenia gazyfikacji Polski z wykorzystaniem LNG”.

Z kolei podczas VII Polskiego Kongresu Przedsiębiorczości, zorganizowanego przez Polską Agencję Przedsiębiorczości, PSG przyznano tytuł Lidera Rozwoju Regionalnego 2019.

Magdalena Strojek, Polska Spółka Gazownictwa



# Baltic Pipe coraz bliżej budowy

**Tomasz Pietrasieński**

9 stycznia 2020 roku GAZ–SYSTEM podpisał umowę z firmą EUROPIPE GmbH na dostawę rur dla podmorskiej części gazociągu Baltic Pipe, który zostanie ułożony na dnie Morza Bałtyckiego. Spółka odebrała także dokumentację projektową na wykonanie tego gazociągu. To kolejne istotne kamienie milowe inwestycji, terminowo zrealizowane przez spółkę.

– GAZ–SYSTEM jest gwarantem bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju w obszarze gazu ziemnego. Realizacja Baltic Pipe umożliwi sprowadzanie od października 2022 roku do Polski zwiększonych ilości do 10 mld m<sup>3</sup> gazu ze złóż na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Jest to ważne nie tylko dla Polski, ale także dla całej Unii Europejskiej, stwarza bowiem możliwości powstania konkurencyjnego rynku gazu w tej części Europy. Podpisana dzisiaj przez GAZ–SYSTEM umowa na dostawę rur do budowy gazociągu podmorskiego stanowi istotny element tego procesu – powiedział Piotr Naimski, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej.

– Baltic Pipe jest na finiszu działań poprzedzających rozpoczęcie układania podmorskiej części gazociągu. Za-kontraktowaliśmy dostawy najważniejszych materiałów i prowadzimy proces wyboru wykonawców prac budowlano-montażowych – powiedział Tomasz Stępień, prezes GAZ–SYSTEM. – Uzyskiwanie decyzji na budowę gazociągu jest również w zaawansowanej fazie. GAZ–SYSTEM otrzymał już komplet pozwoleń w Danii, a w Szwecji i Polsce ten etap inwestycji zbliża się ku końcowi. Zgodnie z zapowiedziami, w tym roku rozpoczniemy budowę części łączącej Polskę z Danią – podsumował T. Stępień.

W ramach podpisanego kontraktu firma EUROPIPE GmbH dostarczy rury o średnicy nominalnej 900 mm,





które będą wykonane w odcinkach o długości nominalnej 12,2 m. Umowa obejmuje również rury o tej samej średnicy na krótki odcinek lądowy gazociągu do terminalu odbiorczego. Zapewni również wszystkie uwzględnione w projekcie powłoki ochronne, które – z jednej strony – zabezpieczą gazociąg, a z drugiej zminimalizują jego oddziaływanie na otoczenie i środowisko naturalne.

Grubość stalowej ścianki gazociągu będzie wynosiła od 20,6 do 23,8 mm. Gazociąg będzie też pokryty specjalną powłoką antykorozyjną o grubości 4,2 mm, która zabezpieczy go w czasie eksploatacji na dnie morza. Rurociąg zostanie również zabezpieczony warstwą betonu o grubości 60–110 mm. Kontrakt obejmuje też tymczasowe magazynowanie wyprodukowanych rur oraz ich transport do miejsca odbioru przez wykonawcę robót budowlano-montażowych.

Baltic Pipe jest na finiszu działań poprzedzających rozpoczęcie układania podmorskiej części gazociągu. Zakontraktowaliśmy dostawy najważniejszych materiałów i prowadzimy proces wyboru wykonawców prac budowlano-montażowych.

GAZ-SYSTEM odebrał projekt wykonawczy, który szczegółowo określa sposób ułożenia rurociągu na dnie morskim oraz odcinka łączącego rurociąg podmorski ze stacją zaworową. Zawiera też m.in. raporty z przeprowadzonych analiz dotyczących zabezpieczenia rurociągu i jego stabilności na dnie Bałtyku.

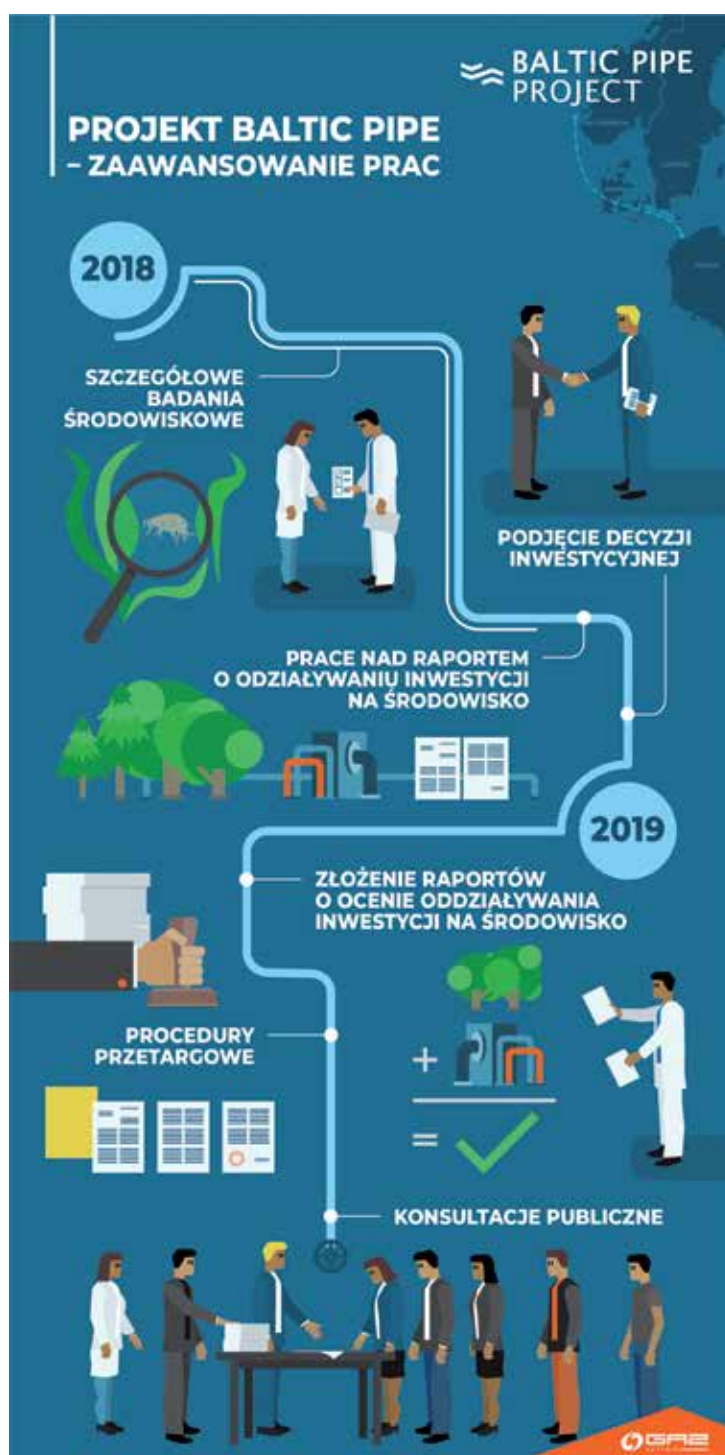
W ramach opracowywania projektu wykonawczego wykorzystano:

- wyniki kompleksowej rocznej kampanii badań środowiska, obejmującej całą trasę gazociągu. Posłużyły one do przygotowania raportu oddziaływania na środowisko;
- wyniki szczegółowego badania dna morskiego dla korytarza, w którym będzie układany rurociąg podmorski;
- wyniki analizy ilościowej ryzyka oraz analiz ryzyka dla etapu budowy, a także dla fazy operacyjnej, aby zapewnić wymagany poziom bezpieczeństwa rurociągu podmorskiego w trakcie jego budowy i użytkowania.

Tak kompleksowo wykonany projekt umożliwi spełnienie wymogów bezpieczeństwa gazociągu podmorskiego oraz rozpoczęcie prac przygotowawczych do układania rurociągu.

## Dofinansowanie z UE

W styczniu 2019 roku Komisja Europejska przyznała projektowi Baltic Pipe dofinansowanie w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility* – CEF) na prace budowlane w maksymalnej wysokości prawie 215 mln euro. W latach 2017 i 2018 wsparciem objęto natomiast realizację prac projektowych w maksymalnej wysokości około 51,45 mln euro. Z kolei w ramach konkursu w 2015 roku inwestycja ta otrzymała dofinansowanie w maksymalnej wysokości 400 tys. euro na realizację studium wykonalności. Łączna kwota przyznanego dotychczas unijnego wsparcia dla Baltic Pipe wynosi maksymalnie 266,8 mln euro.



malnej wysokości około 51,45 mln euro. Z kolei w ramach konkursu w 2015 roku inwestycja ta otrzymała dofinansowanie w maksymalnej wysokości 400 tys. euro na realizację studium wykonalności. Łączna kwota przyznanego dotychczas unijnego wsparcia dla Baltic Pipe wynosi maksymalnie 266,8 mln euro.

Dr Tomasz Pietrasieński jest ekspertem w pionie komunikacji korporacyjnej i marketingu GAZ-SYSTEM.

# Model kompetencji – „błękitny ocean” w GSP

**Wiesława Wasilewska**

W dobie dynamicznych zmian technologicznych sukcesem firmy technicznej jest nie tylko zabezpieczenie solidnego fundamentu wiedzy inżynierskiej i doświadczenia technicznego, lecz zrozumienie znaczenia przemysłu 4.0. Umiejętności i kompetencje Inżyniera 4.0 to połączenie komunikacji, interdyscyplinarności, umiejętności dostosowywania się do zmian z myśleniem analitycznym, działaniem operacyjnym i systematycznym. Gas Storage Poland jest spółką o profilu technicznym, która rozpoczęła rejs po „błękitnym oceanie” od przygotowania i wdrożenia Modelu Kompetencji, w którym istotnym elementem jest połączenie kompetencji psychospołecznych z technicznymi, aby łatwiej i sprawniej przygotować pracowników GSP do wymogów Przemysłu 4.0.

„Błękitny ocean” to – zgodnie z modelami zarządzania – przestrzeń nieustannej ewolucji, doskonalenia ludzi i działań operacyjnych, rozszerzających się rynków, nowych nieopisanych możliwości i korzyści dla organizacji. „Błękitny ocean” w HR to sztuka wyboru i doboru działań rozwojowych adresowanych do pracowników. Koncentracja na umacnianiu fundamentu organizacji, jakimi są wartości, powoduje kolejno budowę filarów, którymi są kompetencje mające trwale ugruntować przewagę konkurencyjną organizacji dzięki zaoferowaniu unikatowych działań operacyjnych.

W wielu organizacjach menedżerowie podejmują dyskusje na temat tego, czego można oczekiwać od kandydatów na dane stanowiska oraz co oznacza kompetentny pracownik w organizacji. Sami pracownicy czy kandydaci w prowadzonych rozmowach twierdzą, iż chcą rozwijać swoje kompetencje. Tylko co kryje się pod znaczeniem słowa KOMPETENCJA? Dlaczego rynek pracy, pracodawcy walczą o pracowników kompetentnych? Co oznacza być kompetentnym dla samych pracowników? Czy i dlaczego jest to ważne? Co chcemy wiedzieć, oceniać przez kompetencje?

Aby to wyjaśnić, trzeba spojrzeć na kulturę organizacyjną. To jeden z kluczowych filarów firmy, decydujący o jej tożsamości, jej DNA. To ona pomaga budować przewagę konkurencyjną, zwiększa szanse na odniesienie sukcesów w biznesie i wzmacnia współpracę między jednostkami organizacyjnymi w firmie. Na kulturę organizacyjną składa się wiele elementów, m.in. wartości, misja i wizja, atmosfera i pozycja firmy w otoczeniu, w jakim funkcjonuje organizacja, jej relacje z interesariuszami i codzienne działania pracowników.

Umiejętności i kompetencje, które przesądzą o sukcesie dziś, jutro mogą nie wystarczyć – w dobie coraz większych zmian w otoczeniu konkurencyjnym czy wyzwaniach zatrzymania „uciekających” kompetencji. Dziś to one stały się kluczowym kapitałem organizacji i czynnikiem sukcesów. Pozwalają firmom adaptować się do nowych potrzeb rynku i klientów, uzyskiwać przewagę konkurencyjną i mieć odzwierciedlenie w dobrych wynikach finanso-

wych. Organizacje mogą osiągać swoje cele dzięki zarządzaniu kompetencjami w zmieniających się uwarunkowaniach gospodarowania, zdeterminowanych globalizacją, VUCA, rozwojem sztucznej inteligencji czy Big Data. Zdobywanie pracowników o określonych kompetencjach stanowi obecnie jedno z głównych wyzwań każdej organizacji. Statystyki potwierdzają niedobory pracowników i trudności w obsadzaniu stanowisk na całym świecie. Trend ten będzie się utrzymywał. W świetle powyższego znaczenie zarządzania kompetencjami w przedsiębiorstwach nabrało strategicznego wymiaru, nie tylko z perspektywy HR.

W tak zmiennym, niepewnym, złożonym i niejednoznacznym otoczeniu Zarząd Gas Storage Poland podjął decyzję o wypłynięciu na „błękitny ocean” definiowania kluczowych kompetencji w GSP. Wraz z kadrą menedżerską rozpoczął proces poszukania odpowiedzi na pytanie: jakie kompetencje są atutem i kapitałem spółki i które są dla niej specyficzne i najbardziej pożądane do dalszego funkcjonowania z sukcesem w przyszłości?

W styczniu 2019 roku Biuro Komunikacji i Spraw Personalnych rozpoczęło formalnie projekt pn. „Model kompetencji dla GSP sp. z o.o.”. Jednak pierwsze prace nad poszukiwaniem umiejętności, jakich oczekuje spółka od pracowników zajmujących poszczególne stanowiska w organizacji, rozpoczęto dwa lata temu w trakcie projektu aktualizacji opisów stanowisk pracy. Podczas trwania tego projektu identyfikowano role poszczególnych stanowisk w organizacji oraz określano główne zadania i wymagania stanowiskowe. Tym procesem rozpoczęto charakteryzowanie umiejętności potrzebnych w organizacji oraz określanie poziomu ich spełnienia na danych stanowiskach. Projekt pokazał, że nie można poprzestać na opisanie umiejętności twardych, lecz należy zmierzyć się również z identyfikacją kompetencji miękkich organizacji, aby mieć oba filary w zarządzaniu kapitałem ludzkim.

Kiedy zakończono projekt opisów stanowisk, naturalnym kolejnym krokiem było przygotowanie założeń do przeprowadzenia projektu „Model kompetencji dla GSP”. Prace nad nim rozpoczę-

to od już zdefiniowanych WARTOŚCI SPÓŁKI. To one są fundamentem budowanego MODELU KOMPETENCJI. Wartości spółki nadały kierunek w prowadzonych pracach nad określeniem, jakie kompetencje najlepiej je opisują i wypełniają. To w wartościach GSP = ODPOWIEDZIALNOŚĆ, WIARYGODNOŚĆ, PARTNERSTWO, JAKOŚĆ i BEZPIECZEŃSTWO, szukano odpowiedzi na pytanie, jakich postaw, zachowań, kompetencji, poziomu wiedzy czy umiejętności oczekuje organizacja od pracowników, zarówno obecnie pracujących w spółce, jak i przyszłych kandydatów do pracy w firmie.

### Wartości Spółki



Powołany Zespół do Przygotowania Modelu Kompetencji składał się z osób, które codziennie zarządzają pracownikami i najlepiej znają odpowiedź na pytanie, kogo chcą mieć za partnerów w codziennej pracy. John MC. Maxwell powiedział kiedyś: „Kompetencja to więcej niż słowa. To zdolność lidera, by określoną rzecz powiedzieć, zaplanować i zrobić w taki sposób, że inni wiedzą, że wiesz jak – i że wiesz, że pójdą za tobą”. Kadra menedżerska codziennie mierzy się zarówno z zadaniami i celami stawianymi ich komórkom organizacyjnym, jak i – z drugiej strony – z ludzkimi aspiracjami, dążeniami i oczekiwaniami. Identyfikację kompetencji spółki przeprowadziło z menedżerami Biuro Komunikacji i Spraw Personalnych, zapraszając do współpracy polską firmę doradcą FPL z Łodzi. Przy wyborze tej firmy brano pod uwagę referencje i doświadczenie w projektach zrealizowanych w polskich firmach, sposób ich prowadzenia oraz metodykę i podejście w budowaniu modelu kompetencyjnego.

Prace w projekcie podzielone zostały na dwa etapy. W pierwszym zespół określił „banki” kompetencji menedżerskich i uniwersalnych. W drugim pracowano nad bankiem kompetencji technicznych.

W pierwszym etapie menedżerowie uczyli się zrozumienia sensu kompetencji, wpływu na strategię, operacje finansowe i działania operacyjne oraz określali, jak widzą rozwój kompetencji – od prostych zachowań, postaw do zachowań łączących wiele zadań i aspektów działań operacyjnych.

Bank Kompetencji Menedżerskich dotyczył zarówno miękkich obszarów kierowania, organizacji pracy, jak i strategicznej perspektywy zarządzania. Rola stanowiska i określony poziom kompetencji zazwyczaj decydują o oddziaływaniu na organizację w formułowaniu, organizowaniu, nadzorowaniu bądź realizacji działań, które mają zapewnić osiągnięcie założonych przez spółkę celów strategicznych i ciągłości działań całej organizacji.

Bank Kompetencji Uniwersalnych odnosił się do sposobu i jakości realizacji zadań (wspólny dla wszystkich stanowisk w organizacji), dzięki którym możliwa jest realizacja misji, wizji firmy, skuteczność działania operacyjnego oraz zdolność do współpracy z otoczeniem. Kompetencje te charakteryzują oczekiwany sposób działania, zachowania lub postawy pracownika na danym stanowisku.

Po zakończeniu pierwszego etapu projektu przystąpiono do drugiego, w którym zespół rozpoczął opisywanie Banku Kompetencji Technicznych. Opisywanie umiejętności technicznych poprzez specyficzne kompetencje oraz określanie, na jakim poziomie oczekiwana jest dana umiejętność techniczna, jest innowacyjnym podejściem do rozumienia takich umiejętności. Zespół podjął pracę trudną i wymagającą szerszego spojrzenia na umiejętności poprzez zadanie sobie pytań: jak dana umiejętność techniczna powinna być rozwijana i jakiego jej poziomu technicznego oczekuje się od pracowników zajmujących dane stanowisko? To pracochłonne zadanie polegało na opisanu kompetencji i następnie skorelowaniu z działaniami specjalistycznymi dla danej grupy zawodowej. Kompetencja techniczna odnosi się do konkretnych zadań, konkretnej wiedzy, często też z innych dziedzin, np. geologii, prawa czy nawet finansów. Poziom tych kompetencji wpływa na efektywność realizacji zadań związanych ze specyfiką stanowiska, specjalizacji bądź funkcji. Takie rozumienie kompetencji to odpowiedź na zmieniające się oczekiwania rynku co do kwestii wiedzy, doświadczenia itd.

### Banki kompetencji



Wynikiem prac zespołu jest przygotowany do wdrożenia Model Kompetencji, który będzie dalej rozwijany zarówno w procesach core-biznes, jak i w procesach przebiegających w HR, tj. w rekrutacji i selekcji kandydatów, szkoleniach, projekcie *development center* czy ocenie 360. Innymi słowy, w całym procesie rozwoju kapitału ludzkiego w GSP.

Zakończono już proces „załączania” kompetencjami naszego modelu, a teraz przed spółką jest proces „odbioru”, czyli wdrożenie go w krwiobieg organizacji. Największym sukcesem tego projektu będzie zmiana spojrzenia na pracownika, na jego umiejętności nie tylko poprzez pryzmat zadań, stopnia naukowego, ale też poprzez poziom danej kompetencji. Wciąż aktualne będzie pięciokrotnie zadawane pytanie Simone’a Sinek’a „DLACZEGO”, a wszystko po to, aby nie stracić kursu na „błękitnym oceanie” możliwości i sprostać wyzwaniom stawianym przed naszymi pracownikami i spółką.

**Wiesława Wasilewska, główny specjalista ds. personalnych, Gas Storage Poland**



# Inwestycje w transformację energetyki węglowej

**Przemysław W. Samociak, Sławomir Podsiadło, Sławomir Gadomski**

Wynalazek polskiej spółki technologicznej GOODWAY ma szansę zrewolucjonizować sektor energetyki na świecie. Polscy naukowcy i inżynierowie opracowali przełomowe rozwiązanie Aktywatorów Paliw (*ActiverECO*) – które według niezależnych badań – przy wytwarzaniu porównywalnej ilości energii, zmniejszają ilość spalane go węgla o 18 procent, a gazu ziemnego o 8 procent.

**R**edukcja o 18% ilości zużycia węgla ma znaczenie dla ochrony klimatu, a do czasu całkowitej rezygnacji z tego paliwa da olbrzymie oszczędności finansowe spółkom energetycznym i górnictwom. Może w tym pomóc polski wynalazek. Po ukończonych właśnie badaniach wielkolaboratoryjnych następnym krokiem jest certyfikacja technologii w warunkach rzeczywistych, która ma zostać przeprowadzona w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie, na liniach nawęglania. Całość przedsięwzięcia wspiera Grupa Kapitałowa PGNiG SA. W 2019 roku Komisja Oceny Projektów Rozwojowych przy Departamencie Badań i Rozwoju PGNiG SA pozytywnie oceniła wniosek o finansowanie prac rozwojowych i certyfikacyjnych Aktywatorów Paliw. Badania wykonane na węglu potwierdziły zwiększenie jego kaloryczności i redukcję zanieczyszczeń z procesu spalania. Polska innowacja, po uzyskaniu certyfikatów, może nie tylko wesprzeć rządowy program „Czyste powietrze”, ale też pomóc spełnić wymagania Komisji Europejskiej w zakresie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>. Osiągnięcie neutralności klimatycznej oraz przyspieszenie walki o klimat to założenia Zielonego Ładu, które przyjęła Komisja Europejska. Ponadto, w 2021 roku wchodzi w życie konkluzje BAT, które nałożyły obostrzenia w zakresie poziomów emisji zanieczyszczeń. Odpowiedzią na rosnące wyzwania i restrykcje może być system Aktywatorów Paliw.

Wdrożenie Aktywatorów Paliw w spółkach energetycznych może ograniczyć skutki utraty wartości aktywów i spadku kursów giełdowych tych firm, spowodowanych regulacjami Unii Europejskiej i rosnącymi cenami zezwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. W porównaniu z wartością księgową majątek giełdowych spółek energetycznych Skarbu Państwa wyceniany był w marcu br. bardzo nisko. PGE miało marcu br. kapitalizację o 40 mld zł mniejszą niż wynosi wartość zapisana



Jerzy Nowicki (ENERGOPROJEKT WARSZAWA) oraz Przemysław W. Samociak (GOODWAY IP) podczas spotkania dotyczącego certyfikacji Aktywatorów Paliw w EC Żerań.

Fot. Daniel Politowski/Photo-Press

w księgach. Kluczowe dla inwestorów giełdowych jest to, jakie zyski i dywidendy będzie mogła wypracowywać spółka w przyszłości na bazie własnego majątku. W nowym modelu funkcjonowania energetyki opartej na węglu, Aktywatory Paliw wpłyną na uzyskanie oszczędności ze zmniejszenia kosztów praw do emisji CO<sub>2</sub> oraz obniżenia kosztów operacyjnych o ponad 18%. Inwestorzy widzą, na co spółki wydają pieniądze. Energia z węgla to nadal podstawa bezpieczeństwa energetycznego w Polsce. Jeśli spółka inwestuje w niskoemisyjne technologie, jak Aktywatory Paliw, to – w ocenie inwestorów – jest to perspektywiczna forma zagospodarowania kapitału, która podwyższa wartość spółki.

Tabela 1. Prognoza redukcji opłat za emisje CO<sub>2</sub> po wdrożeniu Aktywatorów Paliw w energetyce opartej na węglu

Grupa Kapitałowa	PGE	Tauron	Enea	Energa	PGNiG Termika
Emisja CO <sub>2</sub> w skali roku (mln t)	76	13	18	12	6
Koszty opłat za emisję CO <sub>2</sub> (mln PLN)	7390	1236	1711	1141	548
Redukcja emisji CO <sub>2</sub> (mln t)	14	2,3	3,2	2,2	1,0
Oszczędności (mln PLN)	1357	227	314	210	101

Przyjęto koszt opłat za emisję CO<sub>2</sub> w wysokości 22,5 EUR (KOBIZE). Dla wybranych obiektów energetycznych.



Prof. dr hab. inż. Sławomir Podsiadło (Politechnika Warszawska) w trakcie badań i prac rozwojowych Aktywatorów Paliw.

Fot. Daniel Politowski/Photo-Press

– *Polsce potrzebne są nowe inwestycje zarówno w węgiel koksowy, energetyczny, jak i brunatny. Przed nami wieloletnia perspektywa wykorzystania węgla w energetyce. Produkcja energii będzie w kolejnych latach realizowana w jednostkach o istotnie większej sprawności i zdecydowanie mniejszym wpływie na środowisko* – powiedział w rozmowie z Polish Energy Brief Adam Gawęda, wiceminister aktywów państwowych, pełnomocnik rządu ds. restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego. – *W Polsce produkuje się ok. 77 procent energii elektrycznej z węgla. Nie jest możliwe nagłe, gwałtowne odejście od zużycia tego surowca. Transformacja energetyki będzie następowała, ale na zasadach zrównoważonych i umożliwiających bezpieczne dościsie do gospodarki zeroemisyjnej, rozumianej jako całkowite zbilansowanie emisji z pochłanianiem.*

Naukowcy na całym świecie poszukują metod optymalizacji procesów spalania paliw. W tej chwili konkurentami dla polskich wynalazców

Tabela 2. Zysowność obiektu energetycznego po wdrożeniu Aktywatorów Paliw (AP) na przykładzie Elektrowni Bełchatów – 11 bloków energetycznych.

Koszt zakupu i uruchomienia AP	mIn PLN	267
Łączne koszty utrzymania/rok	mIn PLN	16
Zysk w pierwszym roku eksploatacji	mIn PLN	2026
Okres zwrotu	liczba miesięcy	1,6
ROI	%	756

są dwie grupy badaczy: z USA i Kanady. Skuteczność ich wynalazków oscyluje jednak na poziomie 2 procent, czyli jest znacznie niższa niż ta, którą osiągnęli nasi specjaliści.

Stworzona przez Polaków technologia wywodzi się z najnowszych odkryć chemii i fizyki kwantowej. To ona dała naszym technologom i inżynierom możliwość zrozumienia, jak wpływać na paliwo kopalne i uzyskiwać większą ilość ciepła podczas spalania. Analizie poddano 150 próbek węgla kamiennego i brunatnego, pochodzącego z ośmiu kopalni. Proces naświetlania realizowany był w warunkach panujących na liniach nawęglania. Badania wykazały podwyższenie wartości energetycznej (ciepła spalania) węgla, co w praktyce zmniejsza ilość spalane go węgla o 18 procent, a gazu ziemnego o 8 procent. Ponadto udowodniono, że Aktywatory Paliw, obok zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub>, wpływają na redukcję emisji szkodliwych substancji takich jak NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, HCl, HF oraz pyłów PM<sub>2,5</sub> i PM<sub>10</sub>.

Technologia Aktywatorów Paliw jest wszechstronna pod względem sposobu podawania paliwa i jego spalania. Działa pomimo niesprzyjają-

ych warunków pracy, takich jak wilgotność lub temperatura, co oznacza, że Aktywatory Paliw mogą być instalowane zarówno wewnątrz, jak i na zewnątrz przenośników paliwa. Sprawia to, że koszt wdrożenia jest niski. Można je zastosować w każdych warunkach, niezależnie od konstrukcji kotła, metody i prędkości podawania paliwa. Ponadto, niski pobór mocy Aktywatorów Paliw sprawia, że są one bardzo wydajne, nie będą wymagały szczególnych adaptacji do konstrukcji i nie wpłyną na pracę całej instalacji. Jednocześnie intensywność i częstotliwość emitowanego pola elektromagnetycznego jest w pełni bezpieczna dla ludzi i środowiska. Spółka GOODWAY ma na celu rozwój i komercjalizację technologii Aktywatorów Paliw (*ActiverECO*), zmniejszającej emisję CO<sub>2</sub> oraz ograniczającej zużycie zasobów naturalnych. Zmniejszenie ilości spalanych paliw ma przynieść znaczne oszczędności elektrowniom i innym podmiotom sektora energetycznego.

Zapotrzebowanie na technologię Aktywatorów Paliw może być wynikiem dwóch globalnych trendów: rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wzmocnionych wysiłków, by złagodzić negatywny wpływ produkcji energii na środowisko. Jest szansa, aby polska technologia wzmocniła potencjał niskoemisyjnych rozwiązań dedykowanych obiektom energetycznym zasilanym paliwami kopalnymi (węgiel, gaz), przy jednoczesnym spełnieniu restrykcyjnych wymogów Unii Europejskiej. Polska uzyskała w 2020 roku zwolnienie z zobowiązania do osiągnięcia neutralności klimatycznej na 2050 rok. W konkluzjach po posiedzeniu ostatniej Rady Europejskiej stworzono specjalny wyją-



tek dla Polski, który wyłącza stosowanie niektórych postanowień konkluzji. Głos Polski jest słyszalny w Unii Europejskiej. Rząd wywalczył dla Polski znacznie więcej czasu na transformację klimatyczną – powiedział w rozmowie z Polish Energy Brief wiceminister Adam Gawęda.

**Przemysław W. Samociak, GOODWAY IP sp. z o.o., Sieć innowacyjna HO'X – klaster**  
**Prof. dr hab. inż. Sławomir Podsiadło, Wydział Chemiczny, Politechnika Warszawska**  
**Sławomir Gadomski, MBA, DCF Consulting**

# Plany ochrony obiektów i ich uzgadnianie

Sebastian Chwalibogowski

## Ochrona obiektów

Obiekty sieci przesyłowej, w tym gazowej i elektroenergetycznej, wymagają ochrony zarówno obowiązkowej, „wymuszonej” przepisami prawa, jak i nieobowiązkowej, wynikającej z doświadczenia osób odpowiadających za ich bezpieczeństwo, i zdolności finansowej spółek, których obiekty mają być chronione.

Pierwszy typ ochrony ma zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, a cytując prawo energetyczne, jest to taki „stan gospodarki, który umożliwi pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”. Drugi typ jest rozszerzeniem pierwszego i jest z zasady mniej sformalizowany. Przykładem mogą być systemy MDM w telefonach służbowych czy systemy antydronowe.

W opracowaniu tym zajmiemy się tylko obowiązkową ochroną, której przejawem jest m.in. obowiązek opracowania planów ochrony i ich uzgodnienie z właściwymi organami.

## Kwalifikowanie obiektów

Ważniejsze obiekty sieci mogą być kwalifikowane jako obiekty:

- 1) infrastruktury krytycznej – zgodnie z ustawą o zarządzaniu kryzysowym,
- 2) szczególnie ważne dla bezpieczeństwa i obronności państwa – zgodnie z ustawą o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej,
- 3) wchodzące w skład zakładów o dużym i zwiększonym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej – zgodnie z ustawą „Prawo ochrony środowiska”.

Ponadto, podmioty posiadające wskazane powyżej obiekty mogą zostać zakwalifikowane jako operator usługi kluczowej zgodnie z ustawą o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, co wymaga stworzenia dokumentacji dotyczącej cyberbezpieczeństwa systemów informacyjnych wykorzystywanych do świadczenia usług kluczowych, która musi być uwzględniona w planach ochrony infrastruktury krytycznej.

## Plany ochrony obiektów

W związku z powyższym należy opracować plan:

- 1) ochrony zgodnie z ustawą o ochronie osób i mienia, na który składa się plan ochrony fizycznej i technicznej, za-

twierdzany przez właściwego komendanta wojewódzkiego policji, i załącznik antyterrorystyczny, zatwierdzany przez właściwego dyrektora delegatury ABW;

- 2) szczególnej ochrony, opracowywany dla obiektów zaliczanych do kategorii I przez ministra obrony narodowej, a dla pozostałych obiektów (kategoria II) przez podmiot zobowiązany;
- 3) ochrony infrastruktury krytycznej.

Jeśli jesteśmy odbiorcą lub nadawcą towarów niebezpiecznych, zgodnie z ustawą o przewozie towarów niebezpiecznych, i obieramy lub nadajemy towary tzw. wysokiego ryzyka, zgodnie z 1.10.3.1.2 załącznika do umowy ADR, np. gazy palne czy materiały ciekłe zapalne (powyżej 3000 l w cysternie), musimy opracować plan ochrony zawierający opis obowiązków, zagrożeń oraz procedury postępowania na wypadek awarii.

## Uzgadnianie planów

Uzgadnianie planów ochrony obiektów zaliczonych do infrastruktury krytycznej najczęściej zaczyna się od załącznika antyterrorystycznego. Obowiązek ten wszedł w życie 2 lipca 2016 roku wraz z wejściem w życie ustawy z 10 czerwca 2016 roku o działaniach antyterrorystycznych. Podmiot zobowiązany przekazuje w formie elektronicznej załącznik zawierający między innymi:

- 1) tabelę ryzyka zagrożenia o charakterze terrorystycznym (wraz z określeniem poziomu zagrożenia terrorystycznego dla ochranianego obszaru, obiektu, urządzenia);
- 2) procedury ewakuacji personelu na wypadek wystąpienia zdarzeń o charakterze terrorystycznym, uwzględniającej charakter ataku (z użyciem broni palnej i ostrych narzędzi czy materiałów wybuchowych; z wykorzystaniem czynników chemicznych, biologicznych i promieniotwórczych – CBRN);
- 3) zakres przedsięwzięć wykonywanych w przypadku uruchomienia czterech kolejnych stopni alarmowych (nie dotyczy stopni alarmowych CRP), przewidzianych ustawą antyterrorystyczną, na obszarze administracyjnym, na którym zlokalizowany jest ochraniany obiekt, i dane kontaktowe.

Po zatwierdzeniu załącznika antyterrorystycznego jest on przekazywany przez ABW do wnioskującego oraz komendanta wojewódzkiego policji właściwego dla miejsca usytuowania obiektu.

Uzgodnienie załącznika przez ABW umożliwia uzgodnienie planu ochrony obiektu sporządzonego zgodnie z ustawą



o ochronie osób i mienia. Co prawda, przepisy prawa nie precyzują takiej kolejności uzgodnień, lecz praktyka utrwaliła ten stan kolejności uzgodnień planów ochrony.

Plany ochrony przekazywane do komendanta wojewódzkiego policji powinny:

- 1) uwzględniać charakter produkcji lub rodzaj działalności,
- 2) zawierać analizę stanu potencjalnych zagrożeń, w tym zagrożeń o charakterze terrorystycznym, i aktualnego stanu bezpieczeństwa,
- 3) podawać ocenę aktualnego stanu ochrony,
- 4) zawierać dane dotyczące specjalistycznej, uzbrojonej formacji ochronnej, a w tym stan etatowy, rodzaj oraz ilość uzbrojenia i wyposażenia oraz sposób zabezpieczenia broni i amunicji,
- 5) zawierać dane dotyczące rodzaju zabezpieczeń technicznych, zasady organizacji i wykonywania ochrony.

Plany ochrony muszą być sporządzone przez wykwalifikowanego pracownika ochrony fizycznej i wykwalifikowanego pracownika zabezpieczenia technicznego wpisanego na listę prowadzoną przez komendanta głównego policji.

## Moment powstania obowiązku ochrony obiektów

Można sobie w tym miejscu zadać pytanie: kiedy powstaje obowiązek ochrony obiektów? Kiedy możemy wystąpić o uzgodnienie planów ochrony, czyli potwierdzenie, że nasza koncepcja ochrony jest – w ocenie organów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo państwa – adekwatna i wystarczająca. Wydaje się, że tym momentem jest umieszczenie obiektu w jednolitym wykazie obiektów, instalacji, urządzeń i usług wchodzących w skład infrastruktury przez dyrektora Rządowego Centrum Bezpieczeństwa.

Niestety, odpowiedź nie jest jednoznaczna, ponieważ wprawdzie obowiązek ochrony istnieje, jednak możliwość uzgodnienia planów ochrony i załącznika antyterrorystycznego już nie. Aby uzgodnić ww. dokumenty i wywiązać się z ustawowego obowiązku, należy – poza uzyskaniem wpisu do jednolitego wykazu obiektów (...) niejako potwierdzić ten wpis, uzyskując wpis do odrębnej ewidencji prowadzonej przez poszczególnych wojewodów. Tu też mogą powstać istotne różnice w zakresie uzyskiwania wpisu do ewidencji.

Wojewodowie z chwilą otrzymania informacji od dyrektora RCB o ujęciu obiektu w jednolitym wykazie obiektów (...):

- 1) wszczynają postępowanie z urzędu lub
- 2) wymagają złożenia wniosku o wpis przez podmiot zobowiązany do uzgodnienia planu ochrony i załącznika antyterrorystycznego.

Wydając decyzję administracyjną o wpisie, uznają tę decyzję za jawną lub klasyfikują ją jako informację niejawną zgodnie z ustawą o ochronie informacji niejawnych, co powoduje nadanie jej klauzuli ZASTRZEŻONE, choć ustawa o ochronie osób i mienia mówi jedynie o tym, że ewidencja prowadzona przez wojewodę na charakter poufny, co nie jest równoznaczne z obowiązkiem klauzulowania poszczególnych decyzji.

Ponadto, wojewodowie w prowadzonej przez siebie ewidencji:

- 1) nadają numer poszczególnym obiektom (model optymalny);

- 2) nadają jeden numer wszystkim obiektom danego podmiotu, co powoduje, że w ewidencji funkcjonuje kilka obiektów o różnej lokalizacji i pełnionych funkcjach;

- 3) nie nadają żadnego numeru, co powoduje, że przy uzgadnianiu planów i załącznika należy posługiwać się nie numerem w ewidencji, a datą i oznaczeniem decyzji o wpisie obiektu lub obiektów do tej ewidencji.

Po wpisie do odpowiedniej ewidencji następuje etap uzgodnień z delegaturami ABW (lub wydziałami zamiejscowymi tych delegatur), których zakres terytorialny nie jest zbieżny z podziałem na województwa, i 16 komendami wojewódzkimi policji. Co prawda, metodyka uzgadniania planów ochrony jest zatwierdzona przez komendanta głównego policji, jednak nie można opracować jednego planu ochrony, który będzie w 100 proc. zgodny z planem lub załącznikiem z innego województwa. W planach ochrony określić trzeba m.in. czas reakcji SUFO (Specjalistycznej Uzbrojonej Formacji Ochronnej) na zdarzenie wymagające jej interwencji. Okoliczność ta powoduje, że niezmiernie trudno jest rozsądnie zaplanować, jak wybrać podmiot, który zapewni interwencję uzbrojonego patrolu zarówno w centrum dużego miasta, jak i 100 km od tego miasta, gdzie nie wjedzie pojazd bez napędu innego niż 4x4 w czasie, w którym taka reakcja ma jeszcze sens.

Po uzgodnieniu planów ochrony fizycznej i technicznej zgodnie z ustawą o ochronie osób i mienia pozostaje jeszcze opracowanie planów ochrony: prawnej, osobowej i teleinformatycznej oraz planów odbudowy i przywracania infrastruktury krytycznej do funkcjonowania, które należy uzgodnić m.in. z komendantem wojewódzkim Państwowej Straży Pożarnej, dyrektorem regionalnego zarządu gospodarki wodnej, wojewódzkim inspektorem nadzoru budowlanego i właściwym ministrem, co pozwala przedstawić je do zatwierdzenia dyrektorowi RCB. Podmioty, które dodatkowo są operatorami usługi kluczowej, muszą jeszcze uzupełnić plany ochrony o dokumentację dotyczącą cyberbezpieczeństwa systemów informacyjnych wykorzystywanych do świadczenia usług kluczowych.

Wskazane plany należy aktualizować nie rzadziej niż co 2 lata.

\* \* \*

Właściciele obiektów sieci przesyłowej mają zapewnić bezpieczeństwo energetyczne. Obecnie jest ono realizowane nie tylko poprzez gwarancję stosowania nowoczesnych rozwiązań technicznych i ekologicznych, ale coraz częściej przez zagwarantowanie ochrony fizycznej i technicznej nastawionej nie tylko na zapewnienie procesu wytwarzania i przesyłania energii, ale na przeciwdziałanie zagrożeniom. W dobie ataków cybernetycznych, czy przy użyciu dronów lub pojazdów, sprawne działanie obiektu sieci przesyłowej nie jest możliwe bez wdrożenia zabezpieczeń i poniesienia wydatków. Ich wysokość, a także nakład pracy nie są porównywalne ze stratami, które może przynieść zaniechanie stosowania zabezpieczeń.

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



Peter F. Drucker, który odkrył światu znaczenie menedżerów i zarządzania we współczesnej gospodarce, w swej najśłynniejszej książce pt. „Praktyka zarządzania” pisał: „Tezą tej książki jest, że w zarządzaniu pracownikiem i pracą w ostatecznym rachunku chodzi o to, aby menedżerskie poczucie perspektywy zaszczepić członkom społeczności przedsiębiorstwa, co można osiągnąć przede wszystkim wtedy, gdy każdy pracownik przejmuje jakąś część odpowiedzialności i władzy podejmowania decyzji. Menedżer musi jednak organizować pracę, by dopasować ją do jego walorów jako osoby i musi integrować pracowników w zespół.” To jest teoria. W praktyce takie modelowe myślenie nie jest powszechne. Co nie znaczy, że nie występuje. Trzeba jednak mieć szczęście i znaleźć się w gronie osób, którym nie jest wszystko jedno. Tak twierdzi **Katarzyna Chołast**.

# Lider z pasją

Absolwentka liceum ogólnokształcącego w Ostrowie Wielkopolskim, klasy matematyczno-fizycznej, postanowiła, że będzie studiować w Wyższej Szkole Morskiej w Gdyni, bo kocha żeglarstwo. Wybrała kierunek „elektrotechnika okrętowa”, ale okazało się, że w tym roczniku przyjmowano kobiety tylko na kierunek „intendentura okrętowa”. A to nie było to; kluczem miały być studia inżynierskie. Zdecydowała się więc na Politechnikę Wrocławską, wydział górnictwa, ze specjalnością technika podziemnej eksploatacji złóż. Ukończyła studia w 1986 roku i wydawało się, że trafi do koncernu miedziowego, bo to był naturalny wybór po tych studiach. Głębokie więzi rodzinne sprawiły jednak, że postanowiła wrócić do Ostrowa Wielkopolskiego, aby zaopiekować się samotną babcią. W pobliskim Odolanowie funkcjonował dość młody (1976 rok) zakład, o którym było głośno, bo był wyjątkowy ze względu na stosowaną technikę kriogeniczną i odzyskiwany w nim hel. To był wówczas jedyny na świecie taki zakład (poza USA).

I tak trafiła do biura technicznego tego zakładu, komórki inżynierskiej, w której zajmowano się m.in. poszukiwaniem zmian podnoszących poziom techniczny zakładu. Na początku dokumentowała i ewidencjonowała te zmiany. – *Być może zauważono, że miałam nieco szersze spojrzenie na te procesy, bo zaproponowano mi, żebym zajęła się dostawami* – wspomina Katarzyna Chołast. – *To była nowa rola, bo dział zajmował się importem i musiałam poznać mechanizmy funkcjonowania tego rynku. A w tamtych latach partnerem nie był producent, a centrale handlu zagranicznego, jak Minex, Polimex-Cekop czy Ciech. Jako kierownik zaopatrzenia musiałam zapoznać się z przebiegiem tych operacji. Zauważyłam, że bez mała każda sprawa importowa ciągnęła się miesiącami; procedowanie*

*było wieloetapowe, a pobierane przez pośredników prowizje bardzo wysokie. Ale nie było wówczas możliwości wpływania bezpośrednio na to, na jakich warunkach kupujemy. Taki stan rzeczy utrzymywał się aż do 1990 roku.*

Przełom polityczny i gospodarczy, jaki wówczas się dokonał, pozwolił na bezpośrednie kontakty pomiędzy dostawcami i kooperantami. Ale początki, jak zwykle, nie były łatwe. Partnerzy zachodni byli przyzwyczajeni do socjalistycznych CHZ, a tu otwarte zostały bezpośrednie kontakty z odbiorcami. Trzeba było budować nie tylko nowe zasady współpracy, ale przede wszystkim zaufanie do siebie. Konieczne więc były nowe kompetencje. Katarzyna Chołast na wydziale zarządzania, informatyki i finansów Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu odbyła dwuletnie studia Executive MBA oraz roczne podyplomowe studia w zakresie handlu zagranicznego. Do nowej misji była przygotowana.

– *Jeździłam do Banku Handlowego w Warszawie i od pracownic uczyłam się, jak zlecać akredytywy, jak organizować przedpłaty czy weksle* – wspomina Katarzyna Chołast. – *Same kontakty z zagranicznymi dostawcami były ciekawe – poznawałam naszych partnerów, uczyłam się funkcjonowania na tym rynku. Wcześniejszy udział w projekcie badawczym w Imperial College w Londynie sprawił, że nie miałam problemów językowych. Bardzo ważne było dla mnie to, że obcowałam z nowymi technologiami i rozwiązaniami technicznymi. Być może zauważono, że skutecznie prowadzę te importowe dostawy, kiedy dołączono do mojego działu także sprzedaż (bo 80–90% naszej sprzedaży to był eksport). O natychmiastowe sukcesy było tu trudno. Jeden kontrahent miał umowę na wyłączność na warunkach bardzo dla nas niekorzystnych; umowa była dłu-*

goterminowa i nadal obciążona udziałem CHZ Ciech. Partner zagraniczny miał bardzo dobre warunki, Ciech dobrze żył ze swojej marży, więc obie strony nie były zainteresowane zmianami. Podjęliśmy jednak działania małymi krokami. Na przykład jeszcze przed wygaśnięciem kontraktu zaczęliśmy wyłączać z niego pewne dostawy – niehurtowe, przede wszystkim helu w dewarach. Jednocześnie zmieniliśmy filozofię sprzedaży helu gazowego, który wcześniej dostarczaliśmy rurowciągiem do klienta. Otóż, przejęliśmy końcową, bardzo zyskową część łańcucha dostaw, czyli sprężanie, ładowanie helu do butli oraz wiązek i ich ekspedycję. Do tego potrzebowaliśmy infrastruktury, którą odkupiliśmy od firmy Linde, wcześniej odbierającej od nas rurowciągiem ten hel gazowy. Później rozbudowaliśmy napełniarnię helu gazowego o kolejne stanowiska do ładowania butli. A kiedy rozwój tego rynku wymógł racjonalizację kosztów transportu helu gazowego w butlach, ta z kolei wymusiła napełnianie butli pod coraz wyższym ciśnieniem – ze 150 barów do 200, a teraz do 300. I zbudowaliśmy takie stanowiska na wyższe ciśnienia.

W okresie, gdy Katarzyna Chołast była kierownikiem dostaw i sprzedaży, w 2001 roku oddział uruchomił nowy produkt – LNG dostarczane do cystern drogowych. Od tego momentu rozpoczęła się budowa rynku LNG małej skali, czyli zaopatrującego stacje satelitarne LNG na terenie Polski. Rozwój tego rynku był dynamiczny, lecz limitowany zdolnościami produkcyjnymi Odolanowa. W 2009 roku podaż LNG wzrosła wraz z uruchomieniem odazotowni w Grodzisku Wlkp., a w 2016 roku – gdy uruchomiono terminal LNG w Świnoujściu.

– Te wszystkie inicjatywy i nowe projekty możliwe są dzięki znakomitemu zespołowi, który jest tutaj od wielu lat – mówi Katarzyna Chołast. – Mam szczęście, że pracuję wśród ludzi, którzy w większości są nastawieni zadaniowo. Dzięki temu tak wiele mogliśmy zrobić. Ten zespół jest otwarty na zmiany, nie boi się podejmowania wyzwań i skalkulowanego ryzyka. Dzięki temu nie jestem sama z takim nastawieniem na robienie czegoś nowego. Są ludzie, na różnych stanowiskach, w tym koledzy dyrektorzy, z którymi różne pomysły można omawiać, konsultować. Wszyscy chyba już przyzwyczailiśmy się, że poszukujemy czegoś nowego, wciąż coś zmieniamy. Ile można załatwić taką rozmową, gdy wszyscy siadamy i głośno zastanawiamy się, jak omawiany problem rozwiązać. Chyba tak powinny działać wszystkie kreatywne zespoły. Z zalem muszę przyznać, że taki klimat dialogu, wymiany myśli, jest coraz rzadziej spotykany. Z jednej strony, informatyzacja i klikanie w klawisze nie zachęcają do rozmów, a z drugiej – jesteśmy przytłoczeni kolejnymi instrukcjami, procedurami, regulacjami prawnymi. Chcemy rozwijać innowacyjność, ale dławimy ją, gdy wszystko chcemy opisać w instrukcji. Same oddziały mają coraz mniejszą samodzielność w podejmowaniu decyzji i braniu za nie odpowiedzialności. Ubolewam nad tym, bo to nie sprzyja inicjatywie i skupianiu się wokół celu. Choć trzeba powiedzieć, że jest to chyba trend światowy. Czytałam raport z badań przeprowadzanych w Wielkiej Brytanii przed 20 laty i teraz o tym, jak pracownicy oceniają swój wpływ na sposób wykonywania swej pracy. Okazuje się, że lawinowo wzrosła liczba tych, którzy twierdzą, iż teraz mają znacznie mniejszy wpływ na to, jak wykonują swoją pracę. Ja nadal uważam, że jedynie ci, którzy wbrew tej standaryzacji podejmują wyzwania,

stają się liderami. Muszę jednak zwrócić uwagę na inny jeszcze aspekt naszego funkcjonowania. Systematycznie spada krajowe wydobycie gazu zaazotowanego; ciśnienia w eksploataowanych złożach obniżają się, a nie ma nowych odkryć na Niżu Polskim. Gaz zaazotowany został zakontraktowany przez dużych odbiorców, gdzie jest spalany bez przetworzenia (i nie trafia do nas). My jesteśmy swego rodzaju regulatorem – dostajemy to, co wydobędzie Oddział PGNiG SA w Zielonej Górze, a czego nie spali bezpośredni konsument. Widzimy na bieżąco, ile gazu nam zostaje do przerobu. System już teraz pokazuje pewną niewydolność, zwłaszcza w szczycie poboru. Tak naprawdę jedynie gaz wysokometanowy może dać naszym klientom możliwości rozwoju. Uważam, że powinniśmy przeanalizować, czy należy rozwijać sprzedaż gazu zaazotowanego czy raczej przygotowywać się do zastępowania go gazem wysokometanowym. Już teraz trzeba o tym myśleć, racjonalnie rozkładając ten proces na lata. To zresztą da nam możliwość dalszego odzyskiwania helu, którego jesteśmy jedynym producentem w UE. Mamy znakomitą lokalizację – blisko odbiorców z UE, która uznała hel – podobnie jak zrobiły to Stany Zjednoczone – za krytyczny surowiec. Mamy ugruntowane relacje z klientami, zdywersyfikowany portfel umów i bardzo dobre ceny na hel. Jednak przy ograniczonych dostawach gazu wsadowego nie uczynimy z tego użytku. Potrzebne jest nam wsparcie. Jak się ma do czynienia z helem i jest się jednym z nielicznych, którzy tą technologią się zajmują, to powinno się to cenić i chronić.

Od momentu powstania zakładu w Odolanowie w latach 70. na świecie dokonała się technologiczna i informatyczna rewolucja. Na wszystkich etapach i w pełnym zakresie tych zmian Odolanów uczestniczył i jest porównywany z najlepszymi wśród nielicznych. – W jednym z naszych największych projektów innowacyjnych miałam zaszczyt uczestniczyć, współtworząc koncepcję odzysku helu na membranach – mówi Katarzyna Chołast. – Byłam zresztą kierownikiem projektu, gdy był już realizowany. Udało się go zakończyć w terminie i poniżej planowanego budżetu. W 2016 roku instalacja została uruchomiona w Kościanie. Z racji bezpośredniego sąsiedztwa kopalni gazu Kościan–Brońsko operatorem instalacji zajmuje się załoga tej kopalni. Gaz wzbogacony w hel na membranach (z 0,13 do około 0,8%) dociera gazociągiem do Odolanowa, gdzie przechodzi przez instalacje odazotowania i helową, której efektem jest czysty hel (99,9999%) będący produktem handlowym. Hel sprzedawany jest w postaci gazowej (ekspediowany w butlach, wiązkach lub baterio/rurowozach pod ciśnieniem do 30 MPa) lub ciekłej (w dewarach lub kontenerach). Ta instalacja membranowa jest właściwie pierwszą instalacją na świecie, separującą dla celów komercyjnych hel z gazu ziemnego.

Na koniec Katarzyna Chołast raz jeszcze wraca do rozumienia swojej misji. – Po pierwsze, jestem szczęśliwa, że mogę mieć na biurku inżynierskie tematy i problemy, bo to mnie zawsze najbardziej interesowało. Takie podejście racjonalne, oparte na prawach fizyki, z uwzględnieniem praw ekonomii. To daje mierzalny efekt. Ale również warto tak żyć, by poczuć emocje i pokazać swoje zaangażowanie, gdy się jest liderem. Ludzie patrzą i nie pójdą za pomysłem, jeśli te emocje nie ujawnią się lub są nieszczerze.

Adam Cymer



# Nawanianie nowej generacji

**Sebastian Puzanow**

„Nowa definicja nawaniania – wszystko z jednej ręki” – tak nazywa się autorski program firmy cGAS controls Sp. z o.o., którego celem jest optymalizacja kosztów działalności operacyjnej, przy jednoczesnym podwyższeniu standardów jakościowych i środowiskowych. W ramach projektu eksperci cGas controls Sp. z o.o. opracowali innowacyjną formułę dystrybucji nawaniacza, pozwalającą wyraźnie zredukować czas i koszty oraz zwiększyć bezpieczeństwo procesu.

## Innowacyjność przez doświadczenie

W cGAS controls Sp. z o.o. wierzymy, że tylko długotrwałe i kompleksowe relacje z klientami gwarantują skuteczność i bezpieczeństwo prowadzonych działań. Są również podstawą optymalizacji procesów, ponieważ stymulują do poszukiwania nowych, coraz efektywniejszych metod. Tymi zasadami kierowaliśmy się, tworząc program „Nowa definicja nawaniania – wszystko z jednej ręki”.

Dzięki kompleksowemu podejściu oraz ścisłej, wieloletniej współpracy z naszymi partnerami biznesowymi opracowaliśmy i przetestowaliśmy rozwiązanie usprawniające wszystkie etapy łańcucha dostaw nawaniacza – od zakupu, poprzez transport, magazynowanie, logistykę, napełnianie, utylizację, neutralizację i infrastrukturę, łącznie z nawanianiami i serwisem.

## Jakość wyróżniona

Kluczowym elementem programu jest specjalistyczna przyczepa do dystrybucji środka nawaniającego *ODORSMARTLINE™*, która została wyróżniona Medalem Targów Kielce za najlepszy produkt prezentowany na EXPO-GAS Kielce 2015.

Przyczepa została wyposażona w zbiornik o pojemności całkowitej 1100 l, dzięki czemu podczas jednego wyjazdu można obsłużyć dużą liczbę nawianialni i zatankować aż do 990 litrów środka nawaniającego. W ten sposób ograniczana jest liczba pojedynczych wyjazdów i osobodni potrzebnych do zatankowania takiej samej ilości nawaniacza w sposób tradycyjny. Zbiornik podlega Transportowemu Dozorowi Technicznemu, a przewozy odbywają się zgodnie z obowiązującymi wymaganiami ADR (umowa europejska dotycząca międzynarodowego przewozu drogowego towarów niebezpiecznych). Jest to bardzo istotne nie tylko ze względu na kwestię bezpieczeństwa, ale również ze względu na ewentualne konsekwencje cywilnoprawne oraz wizerunkowe zarówno dla dostawcy, jak i klienta.

## Ułatwienie procesu

Tradycyjne, ciśnieniowe metody przetłaczania nawaniacza są bardzo czasochłonne. Dodatkowo, ze względu na łatwość ręcz-



nego rozładunku i załadunku, najczęściej wykorzystuje się w tym celu zbiorniki 50-litrowe. Jest to jednak jedyna zaleta takiego sposobu transportu i zatłaczania. Niestety, ze względu na to, że zbiornik nawianialni ma większą pojemność niż zbiornik transportowy, czynności przygotowawcze trzeba kilka razy powtórzyć.

Aby zoptymalizować ten proces, nasi inżynierowie zainstalowali na przyczepie elektryczny układ tłoczenia nawaniacza oraz w pełni automatyczny system zwijanych i rozwijanych węży o długości 40 metrów każdy i wyposażonych w zestaw szybko-

złączy. Zaletą elektrycznego procesu tłoczenia jest regulowana prędkość przetaczania nawaniacza, która standardowo wynosi 10 kg/minutę. Tym samym przy tankowaniu zbiornika 240-litrowego czas zatłoczenia wynosi zaledwie 20 minut. Taki wynik jest nieosiągalny dla tradycyjnej, ciśnieniowej technologii przetaczania.

## Ekonomia i optymalizacja

Klienci, którzy skorzystali z naszych rozwiązań, wyraźnie obniżyli koszty działalności operacyjnej. Oszczędności wynikają ze skrócenia czasu zatłaczania oraz istotnego zwiększenia zarówno ilości zatłaczanego nawaniacza, jak i liczby obsłużonych nawianialni podczas jednego dnia roboczego przez jeden zespół serwisowy. Dodatkowym bonusem finansowym cieszą się klienci, którzy przekazali nam odpowiedzialność za tworzenie i realizację harmonogramu zatłaczania THT na swoich stacjach gazowych. Doprowadziło to – z jednej strony – do zmniejszenia obciążenia zasobów ludzkich u klienta, a z drugiej – do optymalizacji czasowej całego procesu oraz zmniejszenia liczby przejeżdżanych kilometrów.

## Ekologia i bezpieczeństwo

Obok optymalizacji kosztów najważniejszą zaletą specjalistycznej przyczepy jest dbałość o ekologię i bezpieczeństwo pracowników. Wąż zatłaczający nawaniacz wykonano z podwójnego płaszcza. Pomiar ciśnienia między tymi płaszczami umożliwia stałe kontrolowanie szczelności wnętrza przewodu, co pozwala natychmiast wykryć ewentualne wycieki nawaniacza, zanim przeniknie on do środowiska zewnętrznego.

W tradycyjnej, ciśnieniowej technologii przetaczania wykorzystuje się węże tłoczące bez płaszcza ochronnego, więc niekontrolowany wyciek ustąpi dopiero po obniżeniu ciśnienia w węźle tłoczącym. Niewątpliwą zaletą naszego systemu przetaczania jest możliwość natychmiastowego przerwania procesu, co w przypadku rozszczelnienia układu jest krytycznym czynnikiem ze względu na wielkość wycieku.

Zamknięty układ napełniania zbiorników nawianialni odprowadza opary środka nawaniającego ze zbiornika napełnianego do głównego zbiornika na przyczepie. W ten sposób eliminujemy emisję oparów bezpośrednio do atmosfery w trakcie tankowania. Dzięki temu proces nie wymaga stosowania filtrów z węglem aktywnym. Przetłaczanie nawaniacza w układzie hermetycznym jest szczególnie istotne w przypadku nawianialni znajdujących się w pobliżu terenów gęsto zaludnionych. Na ten atut, polegający na całkowitej bezwonnosci procesu tankowania, zwracali szczególną uwagę specjaliści ze spółek dystrybucyjnych, którzy mieli już okazję brać udział w zatłaczaniu nawaniacza tradycyjną metodą oraz metodą oferowaną przez cGAS.

## Dokładność oraz wygoda

Ponadto, w tradycyjnym tankowaniu najczęściej stosowaną metodą pomiaru i rozliczenia ilości zatankowanego nawaniacza jest waga zbiornika przed i po tankowaniu. Nierzadko ilość zatłoczonego nawaniacza do zbiornika jest oceniana jedynie na podstawie niewyskalowanej biurety pomiarowej. Jest to uciążliwe, czasochłonne i mniej dokładne.

Natomiast w przypadku rozwiązania cGAS pomiar tłoczonego nawaniacza jest monitorowany przez dokładny przepływomierz masowy. Cały proces odbywa się automatycznie, a system sterowania i wydruku generuje dokładne raporty z tankowania dla klienta.

## Skuteczna neutralizacja

Opracowana przez nas strategia nie kończy się na serwisie już działających systemów oraz dystrybucji środka nawaniającego. Analizując dalsze zapotrzebowanie rynku, zaoferowaliśmy naszym klientom rozwiązanie całkowitej neutralizacji zapachu. Rozwiązanie to, które nazwaliśmy O-SCENT, wykorzystywane jest podczas napraw systemów nawaniających oraz prewencyjnie przy tankowaniach na stacjach zlokalizowanych na terenach miejskich i zaludnionych. Wytwarzanie (za pomocą specjalnego



urządzenia) mgły ze środka O-SCENT zapewnia 100-procentową skuteczność neutralizacji zapachu. Warto dodać, że wszystkie dostępne na rynku środki do deodoryzacji są środkami maskującymi zapach, przy czym nie mają właściwości neutralizujących. Unikalność stosowanego przez nas rozwiązania polega na niespotykanych gdzie indziej właściwościach środka i stosowanej metodzie aplikacji – utrzymująca się w powietrzu mgła skutecznie eliminuje cząsteczki nawaniacza na poziomie atomów, doprowadzając do całkowitej eliminacji nieprzyjemnego zapachu.

Sebastian Puzanow cGAS controls sp. z o.o.

# Konferencja Energas 2020

## V edycja

**Wojciech Kostowski, Krzysztof Górny**

W okresie 29–31 stycznia 2020 roku w Kocierz Hotel & SPA w Targanicach odbyła się kolejna, piąta już edycja Konferencji Techniczno-Naukowej „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej” Energas 2020.

Konferencja została zorganizowana przez Politechnikę Śląską w Gliwicach i Gascontrol Polska sp. z o.o. W radzie naukowej konferencji zasiedli profesorowie z Katedry Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej: prof. dr hab. inż. Andrzej Szlęk, prof. dr hab. inż. Ireneusz Szczygieł oraz dr hab. inż. Wojciech Kostowski.

Konferencja Energas 2020 odbyła się pod patronatem Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa (PGNiG SA) oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa. Partnerami głównymi wydarzenia były PGNiG SA oraz Solar Turbines. Wydarzenie zostało również wsparte przez następujących partnerów z branży naftowo-gazowniczej: Anticor sp. z o.o., Arma-pol sp. z o.o., Auma Polska sp. z o.o., Broen Poland sp. z o.o., Canusa-CPS Ltd., Chart Ferox Inc., Elektrodiagnostyka Badania Nieniszczące NDT, G.B.C. Industrial Tools S.p.A., Fastra s.r.o., Lincoln Electric Bester sp. z o.o., Radiatym sp. z o.o. oraz Spetech sp. z o.o. W konferencji wzięli udział również przedstawiciele GAZ-SYSTEM S.A.

W ramach konferencji zorganizowano pięć paneli tematycznych. Pierwszy związany był z rosnącą rolą obrotu i dystrybucji gazem skroplonym LNG. Tematyka referatów w tym panelu była różnorodna i dotyczyła m.in. metrologii rozliczeniowej w obrocie LNG o różnej skali (hurtowej i detalicznej), możliwości odzysku potencjału chłodu (tzw. ezgergii fizycznej) przy regazyfikacji, zastosowań turbin gazowych zasilanych LNG, nowych technologii regazyfikacji i tankowania LNG. Sporo uwagi poświęcono także zagadnieniom formalnoprawnym budowy obiektów LNG zarówno z punktu widzenia spółki dystrybucyjnej, jak i firmy wykonawczej. Jednomyślnie zwrócono uwagę, że



obciążenia biurokratyczne oraz długie terminy wydawania pozwoleń stanowią ograniczenie rozwoju rynku, w którym inwestycje nie nadążają za potrzebami klientów z przyczyn formalnych, a nie technicznych. Rekomendowano działania interwencyjno-legislacyjne m.in. w ramach Izby Gospodarczej Gazownictwa. Ostatni referat dotyczył szans dynamicznego rozwoju rynku gazu, zwłaszcza LNG, w kontekście zmian w sektorze energetyki, wyznaczających kolejne progi obniżenia emisji substancji szkodliwych.

Kolejny panel tematyczny związany był z rozwojem systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego, a przedstawione w nim referaty dotyczyły możliwości podaży do systemu różnego rodzaju paliw alternatywnych (wodoru, gazu syntezowego, biogazów i in.) oraz zautomatyzowanych systemów diagnostyki ciągów redukcyjnych na stacjach gazowych.

Drugi dzień obrad wypełniły trzy panele prezentacyjne oraz panel dyskusyjny. Pierwszy panel dotyczył sektora wydobycia i magazynowania gazu. Przedstawiono referaty na temat doświadczeń sektora upstream w Polsce i Kanadzie, roli systemów magazynowych dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz dwa referaty technologiczne na temat armatury do sektora wydobywczego ropy i gazu.

Kolejny panel związany był z budową i eksploatacją gazociągów. W referatach przedstawiono możliwości nowoczesnej diagnostyki infrastruktury, zagadnienia procesu budowlanego (tu ponownie zwrócono uwagę na kwestie proceduralne), doświadczenia z ochrony antykorozyjnej oraz kierunków rozwoju w tej dziedzinie, technologii spawalnictwa i jej rozwoju, doboru i eksploatacji uszczelnień oraz





technologii elementów izolujących w aspekcie ochrony katodowej.

Ostatni panel dotyczył energetycznego wykorzystania gazu ziemnego. Omówiono zalety stosowania kogeneracji rozproszonej, przedstawiono tematykę wykorzystania ekspanderów gazu jako najbardziej sprawnej technologii wykorzystania gazu, której rozwój również jest zablokowany z przyczyn formalnoprawnych.

Podsumowaniem obrad był panel dyskusyjny, w którym udział wzięli przedstawiciele głównych podmiotów rynku gazu w kraju, a także uczelni i firm wykonawczych. Podkreślono bardzo dobre perspektywy rozwoju sektora gazowego w Polsce, zwrócono jednak uwagę na konieczność pogłębienia współpracy między wieloma podmiotami powstałymi w wyniku liberalizacji rynku gazu i energii elektrycznej.

Trzeciego dnia obrad odbyła się ostatnia sesja tematyczna. Dotyczyła innowacji w gazownictwie. Omówiono innowacje technologiczne (urządzenia do zamknięć hermetycznych, rozwiązania napędów armatur, przygotowanie rur do spawania oraz technologie nawonienia gazu), wygłoszono też referat problemowy na temat zastosowania wodoru. Podsumowaniem konferencji był referat pt. „Innowacje a wyzwania sektora”, który zaprezentowali przedstawiciele PGNiG SA.

Organizatorzy wyrażają nadzieję, że dynamiczny rozwój rynku gazu w Polsce, wzrost znaczenia LNG oraz rozwój energetyki gazowej w świetle dekarbonizacji gospodarki zagwarantują gazownictwu stabilną, rosnącą pozycję w gospodarce. Równocześnie mnogość wyzwań technologicznych, prawnych i organizacyjnych oznacza potrzebę kontynuacji spotkań w szerokim gronie podmiotów. Dlatego dziękując partnerom i uczestnikom za udział w tegorocznej edycji, organizatorzy serdecznie zapraszają do wzięcia udziału w kolejnej, VI edycji, zaplanowanej na 27–29 stycznia 2021 roku.

Wojciech Kostowski, Politechnika Śląska  
Krzysztof Górny, Gascontrol Polska



V Konferencja techniczno - naukowa

"Gazociągi wysokiego ciśnienia  
- nowe technologie,  
prace specjalistyczne,  
usługi i urządzenia  
infrastruktury sieci gazowej"

29 - 31 stycznia 2020 r.

Kocierz Hotel & SPA, ul. Beskidzka 206  
Targanice, 34-120 Andrychów

Patronat:



Partner Główny:



Partner wspierający:



Współorganizator:



# PGNiG Ventures szuka inwestycji

**Małgorzata Piasecka**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo w grudniu 2019 roku uruchomiło działalność spółki o profilu *venture capital* pod nazwą PGNiG Ventures. Spółka będzie inwestować w globalne przedsięwzięcia z szeroko rozumianej branży energetycznej, w tym z sektora oil&gas, z potencjałem dynamicznego wzrostu, które – obok zysku – stwarzają możliwość dostarczenia innych potencjalnych korzyści dla Grupy PGNiG. Polityka inwestycyjna PGNiG Ventures sp. z o.o. opiera się na perspektywicznych spółkach technologicznych. Spółka szuka podmiotów ze sprawdzonym modelem biznesowym, które zdążyły już zweryfikować na rynku swoje rozwiązanie i potrzebują kapitału do dalszego rozwoju i ekspansji.

**B**ranża oil&gas jest branżą dojrzałą, ale wymaga nowych rozwiązań, choćby w zakresie metod poszukiwania i wydobycia surowców będących nośnikami energii, sposobów jej produkcji i magazynowania czy technologii związanych z usługami serwisowymi i obsługą odwiertów. Wiedza i zasoby grupy kapitałowej PGNiG skupione są na zapewnieniu wysokiej efektywności działań, w tym na udoskonalaniu procedur produkcyjnych. PGNiG Ventures sp. z o.o. stwarza możliwość sprawnego sięgania po nowo rozwijane techniki i technologie, które w przyszłości mogą być stosowane przez całą grupę i przyczynić się do wzrostu jej biznesu.

Dzięki takiemu podejściu obie strony zyskują. PGNiG Ventures sp. z o.o. – dzięki wiedzy eksperckiej oferowanej przez Grupę Kapitałową PGNiG i ekspertów współpracujących, m.in. Izbę Gospodarczą Gazownictwa – zyskuje możliwość trafnej oceny potencjalnych projektów branżowych i zwiększa prawdopodobieństwo podjęcia korzystnych biznesowo decyzji inwestycyjnych. Efektem takiego działania będzie wzrost wartości portfela inwestycji PGNiG Ventures. Z kolei Grupa Kapitałowa PGNiG zyskuje potencjalną możliwość skorzystania z nowych technologicznych rozwiązań i rozwoju biznesu.

Istotnym elementem w działalności PGNiG Ventures sp. z o.o. będzie korzystanie z doświadczeń i pomysłów członków Izby Gospodarczej Gazownictwa (IGG). Spółki z GK PGNiG oraz członkowie IGG często spotykają się z interesującym projektem, którego wprowadzenie w życie byłoby korzystnym rozwiązaniem, ale z różnych przyczyn projekt nie wychodzi poza fazę weryfikacji funkcjonalności i potwierdzenia przydatności w działalności danej spółki. W takiej sytuacji PGNiG Ventures sp. z o.o. jest podmiotem, który z chęcią zainteresuje się projektem.

W sferze zainteresowań PGNiG Ventures sp. z o.o. znajdują się projekty z branży poszukiwawczo-wydobywczej i energetycznej, działające w takich obszarach jak wzrost efektywności wydobycia, czysta energia, redukcja zanieczyszczenia powietrza oraz IT. W przypadku IT chodzi o rozwiązania internetu rzeczy, sztucznej inteligencji czy Big Data, czyli o obszary, które będą genero-

wać strukturalny postęp, kontrolę i wyższą efektywność zużycia energii oraz ograniczać jej straty poprzez minimalizację nieefektywnych zachowań konsumentów indywidualnych i przemysłowych. Strategia PGNiG Ventures sp. z o.o. przewiduje inwestycje w spółki kapitałowe w fazie wzrostu lub ekspansji, rozwijające się na wielu rynkach, w Polsce i za granicą, zwłaszcza tam, gdzie rozwinięty jest sektor oil&gas. Inwestowanie w spółki, które potwierdziły już swój model biznesowy i znajdują się na etapie dalszego rozwoju, daje możliwość uzyskania wiarygodnej wyceny projektu na podstawie sprawdzonego modelu biznesowego, minimalizuje też ryzyko inwestycyjne i pozwala na osiągnięcie sukcesu.

Strategia PGNiG Ventures sp. z o.o. zakłada inwestowanie w pakiety mniejszościowe perspektywicznych spółek. Oznacza to, że spółka nie chce przejąć nad nimi kontroli, a jedynie je wspomagać. Planuje się, że w pojedyncze przedsięwzięcia PGNiG Ventures sp. z o.o. będzie inwestować maksymalnie 15 mln zł w dwóch rundach. W pierwszym etapie będzie to dokapitalizowanie kwotą 2–8 mln zł, a w kolejnym 2–10 mln zł. Okres inwestycji w poszczególne podmioty będzie wynosić od 3 do 7 lat.

PGNiG Ventures sp. z o.o. nie zamyka się na żadne formy wyjścia z inwestycji. Ścieżka obrona przez spółkę będzie podporządkowana maksymalizacji zysku. Preferowane obecnie formy dezinvestycji to sprzedaż inwestorowi, odkupienie akcji lub udziałów przez pomysłodawców czy debiut na giełdzie. Ze względu na to, że spółka będzie obejmować pakiety mniejszościowe, przewiduje, że zawsze będzie to decyzja podejmowana wspólnie z pozostałymi właścicielami.

W marcu 2020 roku PGNiG Ventures sp. z o.o. rozpoczęła otwarty nabór. Najbardziej perspektywiczne projekty zostaną zaproszone na Pitch Day, podczas którego ich twórcy zaprezentują się przed ekspertami PGNiG i zewnętrznymi specjalistami z danej branży. Tego typu spotkania będą organizowane cyklicznie. Zapraszamy do zgłaszania projektów pod adresem [projekty@ventures.pgnig.pl](mailto:projekty@ventures.pgnig.pl)

**Małgorzata Piasecka, prezes zarządu PGNiG Ventures sp. z o.o.**

# Regionalne centrum obrotu gazem odpowiedzią instytucjonalną na integrację rynku gazu w Europie Środkowo-Wschodniej

**Piotr Zawistowski**

Europa Środkowo-Wschodnia to naturalny obszar zainteresowania Towarowej Giełdy Energii, szczególnie jeśli chodzi o rynek gazu ziemnego. Realizacja koncepcji utworzenia w Polsce centrum obrotu gazem dla tego regionu byłaby właściwym działaniem, odpowiadającym rozwojowi sytuacji na rynkach tego surowca w Europie.

Rozwiązania instytucjonalno-organizacyjne w postaci hubów gazowych w zachodniej części kontynentu istnieją od dwudziestu lat. Koncentrują one handel i jednocześnie oferują szeroki wachlarz usług ułatwiających m.in. przesył gazu i przeniesienie prawa własności dla uczestników rynku. Ich rozwojowi sprzyjał panujący w północno-zachodniej części kontynentu wysoki poziom wzajemnych powiązań infrastrukturalnych i handlowych, a przede wszystkim zdwyersyfikowany system dostaw zewnętrznych gazu. Z powodów historycznych rynki gazu w Europie Środkowo-Wschodniej odbiegały od opisanego wyżej modelu. Wspólny dla nich był jeden – wschodni kierunek dostaw importowanego gazu, opieranie się jedynie na transporcie przesyłowym, deficyty w zakresie połączeń międzysystemowych oraz brak dostępu do infrastruktury handlowej w postaci giełd gazu czy platform obrotu. Jednak w ostatnich pięciu latach podjęto wiele działań i inicjatyw prowadzących do jakościowych zmian w wyżej wymienionych dziedzinach. Przede wszystkim obecny jest silny trend do rozwijania infrastruktury umożliwiającej dywersyfikację dostaw gazu do poszczególnych państw regionu. Na wybrzeżu bałtyckim działają 2 terminale: w Świnoujściu i Kłajpedzie, które pozwalają na pozytywne zmiany w zakresie podniesienia stanu bezpieczeństwa i rozwoju rynków. Dzięki tym obiektom do naszego regionu docierają już dostawy gazu m.in. z rejonu Zatoki Perskiej, Norwegii czy Ameryki Północnej. Wybudowanie połączenia międzysystemowego Baltic Connector zakończyło natomiast izolację rynku fińskiego, który wraz z rynkami estońskim i łotewskim utworzył wspólną strefę bilansującą. Integracja w regionie bałtyckim nastąpiła także w przypadku Danii i Szwecji, które w 2019 roku uruchomiły wspólny rynek gazu. Inicjatywę w zakresie koncentracji handlu i dystrybucji gazu w skali regionu prowadzi konsekwentnie od kilku także lat rząd Bułgarii. Na bazie istniejących i planowanych połączeń międzysystemowych z Turcją, Grecją, Serbią i Rumunią utworzony został Bałkański Hub Gazowy (*Balkan Gas Hub*), w ramach którego w styczniu 2020 roku uruchomiony został handel gazem na platformie giełdowej.

Polska także posiada rządowy projekt stworzenia centrum handlowego o zasięgu regionalnym, wpisany jako cel strategiczny do „Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju”. Należy go traktować jako przedsięwzięcie komplementarne wobec Bramy Północnej (Baltic Pipe, rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu), która stworzy infrastrukturę dla odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa w zakresie realizacji dostaw importowych na polski rynek. Uważamy, że ta infrastruktura będzie mogła być wykorzystana w skali ponadnardo-

wej w ramach przyszłego regionalnego centrum handlu i decydować o jego atrakcyjności ze względu na umożliwienie dostępu do szerokiego katalogu źródeł i kierunków dostaw gazu. Uzgodnienie założeń modelu funkcjonowania hubu regionalnego i wdrożenie stosownych rozwiązań prawnych jest jednak złożonym i czasochłonnym procesem, wiążącym się z koniecznością pokonania wielu barier, przede wszystkim w zakresie współpracy międzynarodowej. Realizacji tych ambitnych planów może się przysłużyć inicjatywa Trójmorza, będąca platformą współpracy regionalnej m.in. w zakresie rozwoju infrastruktury transportowej gazu ziemnego.

W naszej ocenie to właśnie Polska ma najlepsze predyspozycje do pełnienia w przyszłości roli regionalnego centrum handlu gazem ziemnym. Decyduje o tym położenie geograficzne naszego kraju (m.in. łączy basen bałtycki z Europą Środkową), istniejąca już i powstająca infrastruktura (np. terminal LNG, Baltic Pipe, Gipl) oraz rozwijający się najszybciej w regionie rynek gazu. Naszym bardzo ważnym atutem jest także prowadzona przez TGE profesjonalna i dojrzała giełda gazu oraz działająca przy niej izba rozliczeniowa. Budowa tych instytucji rynkowych – zgodnie ze standardami europejskimi – nie była zadaniem łatwym i do dziś duża część rynków w regionie ich nie posiada. Te utrzymujące się jeszcze deficyty stwarzają szansę biznesową dla TGE. Uważamy, że kompleksowa oferta, jaką dysponuje TGE, może zostać – po stworzeniu odpowiednich warunków regulacyjnych i organizacyjnych – udostępniona dla innych rynków gazu w regionie. Chcemy przygotować się do sytuacji, w której polski rynek w perspektywie 2021 roku zyska fizyczne połączenia z rynkami państw bałtyckich dzięki uruchomieniu rurociągu GIPL, a następnie – w perspektywie 2022 roku – z rynkami skandynawskimi po wybudowaniu Baltic Pipe. Zakładamy, że wymieniana powyżej infrastruktura nie tylko wzmocni bezpieczeństwo rynków, ale także zrodzi nowe potrzeby w zakresie organizacji handlu hurtowego. Powinniśmy dążyć do zbudowania dużej skali i płynności handlu pomiędzy naszymi rynkami, które wkrótce zostaną połączone wspomnianą infrastrukturą transportową. Rozwinięcie transgranicznej wymiany handlowej umożliwi bowiem najefektywniejsze wykorzystanie wybudowanych przecież dużym kosztem rurociągów. TGE posiada odpowiednie zdolności do wypracowania i wdrożenia, wraz operatorami systemów przesyłowych, nowych produktów dedykowanych takiej wymianie.

Podsumowując, należy ocenić, że wdrożenie projektu regionalnego centrum handlu gazem stworzyłoby wiele szans zarówno dla Polski (jako kraju inicjującego projekt), jak i państw sąsiednich.

**Piotr Zawistowski, prezes zarządu Towarowej Giełdy Energii S.A.**



# Wodór w infrastrukturze gazowej

W okresie 24–26 stycznia br. w Zakopanem odbyło się cykliczne sympozjum Izby Gospodarczej Gazownictwa. W tym roku tematem wiodącym był „Wodór w infrastrukturze gazowej”.

Spotkanie zgromadziło czołowych polskich naukowców i ekspertów zajmujących się zagadnieniami coraz częściej określanymi mianem „gospodarki wodorowej”.

Otwierający obrady Dariusz Brzozowski, wiceprezes IGG, podkreślił, że coraz silniejsza presja społeczna i polityczna na dekarbonizację gospodarki motywuje branżę do poszukiwania nowych rozwiązań w zakresie polityki energetycznej. Gospodarka wodorowa powstaje w ramach gospodarki niskoemisyjnej, a w zamyśle ma osiągnąć zeroemisyjność w sektorze energetycznym. IGG, aby stworzyć platformę dyskusji, inicjować i rekomendować systemowe rozwiązania pozwalające ocenić potencjał wodoru w energetyce i gospodarce, powołała Grupę Ekspertów ds. Wodoru. Celem grupy jest też współpraca przy wypracowaniu w Polsce koncepcji rozwoju technologii opartych na wodorze.

Gościem honorowym sympozjum był **Adam Gawęda**, sekretarz stanu w Ministerstwie Aktywów Państwowych. W swojej wypowiedzi podkreślił, że musimy realistycznie podchodzić do wyzwań przyszłości, takich jak „gospodarka wodorowa”, bo mamy swoje uwarunkowania związane z transformacją krajowego sektora energetycznego opartego na paliwach kopalnych. Aby wizja zmian mogła być realna technicznie i uzasadniona ekonomicznie, rząd podejmuje wiele działań ukierunkowanych na ograniczenia najbardziej emitujących nośników energii. Mamy jednak coraz silniejszy sektor gazowniczy, który w tym procesie będzie odgrywał coraz większą rolę, bo może stabilizować rosnący udział energii z OZE w naszym miksie energetycznym. Pragnę podkreślić, że w moim resorcie aktywów państwowych mamy do dyspozycji sześć instytutów naukowo-badawczych z obszaru surowcowo-energetycznego i ten potencjał jest do wykorzystania. Zamierzam zaproponować im szerszą współpracę, aby w kluczowych tematach tworzyć zespoły zadaniowe do dużych projektów i te zespoły wzmacniać kapitałowo. Jestem przekonany, że proces transformacji w krajach unijnych, nazywany „zielonym ładem”, będzie przez nas właściwie wykorzystany.

Referat wprowadzający pt. „Gospodarka wodorowa – prawda czy mit?” przedstawił **prof. dr Konrad Świrski** z Politechniki Warszawskiej. Na wstępie zauważył, że wodór staje się bardzo optymistycznym rozwiązaniem problemów nowej polityki klimatycznej *New Green Deal* i pojawiających się coraz większych aspiracji używania tylko zielonej energii, a eliminacji paliw kopalnych (całkowicie). Wodór rozwiązuje (konceptyjnie) właściwie wszystkie problemy. Energetyka, gaz wykorzystywany w energetyce – wszystko zaczyna wyglądać mniej więcej tak, że żaden z ekspertów nie jest w stanie powiedzieć, co z istniejącego systemu zostanie. Co zostanie z wielkich elektrowni, ze scentralizowanego systemu energetycznego, ze scentralizowanego systemu zasilania wobec tego, co się dzieje z europejską polityką klimatyczną? Odpowiedzią ostatnich lat jest wodór. Wodór jest potencjalnie doskonałym magazynem energii (*Power to Gas*) dla niestabilnych źródeł OZE. Jest „eleganckim” producentem energii w gospodarce zamkniętej, można go stosować zarówno w energetyce, przemyśle, jak i w transporcie, wodór może się pojawić w gazowych systemach przesyłowych i dystrybucyjnych. Gdzie są więc problemy gospodarki wodorowej? Inżynierowie muszą rozwiązać jeszcze kilka poważnych problemów technicznych w wielu obszarach „gospodarki wodorowej”. Konceptyjnie wszystko jest proste. Problem pojawia się już przy pierwszym podejściu – skąd jesteśmy w stanie uzyskać wodór? Na efektywną produkcję trzeba jeszcze poczekać do lat 30 obecnego wieku. Podobnie z ogniwami paliwowymi i turbinami na wodór. Nawet przesyłanie wodoru w większych ilościach w sieciach gazowych jest wątpliwe. Musimy dać sobie dużo czasu na dopracowanie tych wszystkich technologii. Teraz koronawirus zmienia wszystko i już zupełnie nie można przewidzieć co dalej.

Kolejnym mówcą w pierwszej sesji sympozjum był **prof. dr Jerzy Kaleta** z Politechniki Wrocławskiej, który omówił krajowe i światowe raporty o potencjale wodoru w gospodarce. Zwrócił uwagę, że zarówno narastająca świadomość konieczności dekarbonizacji gospodarki, jak i wyniki programów badawczych z ostatnich kilkadziesiąt lat stworzyły inne otoczenie społeczne, polityczne i ekonomiczne dla wodoru i ogniw paliwowych. Przykładem są działania Unii Europejskiej, która w 2006 roku utworzyła Platformę Technologiczną Wodoru i Ogniw Paliwowych (*European Hydrogen & Fuel Cell Technology Platform*). Budżet platformy wyniósł 1 mld euro w latach 2008–2013 i wzrósł do 1,33 mld euro w agendzie 2014–2020.

Narodowe strategie lub inne dokumenty o znaczeniu ogólnokrajowym opracowały między innymi USA, Korea, Kanada, Niemcy, Francja, Dania, Szwecja, Norwegia, Wielka Brytania i kilkanaście innych. Do połowy 2019 roku naliczono w świecie 50 dużych inicjatyw politycznych wspierających wodór, szczególnie w zakresie transportu. Wśród krajów zaliczanych do G-20 i Unii Europejskiej aż jedenaście ma narodowe strategie w zakresie wodoru i ogniw paliwowych, a dziewięć spośród nich ma szczegółowe plany wdrażania strategii. Niestety, Polski w tej grupie nie ma.

Profesor omówił wieloletnie doświadczenia Politechniki Wrocławskiej w zakresie badań nad gromadzeniem wodoru pod wysokim ciśnieniem, jako paliwa do pojazdów, w lekkich zbiornikach kompozytowych. Prace te prowadzono w ramach kilkunastu projektów, w tym siedmiu europejskich.

W kolejnej części prezentacji omówił stan światowych doświadczeń w zastosowaniu wodoru w rozwoju OZE poprzez kompensowanie ich okresowej niestabilności, w zakresie transportu samochodowego i rozwoju rynku lokalnych elektrowni z ogniwami paliwowymi. Wyraził ubolewanie, że tylko kilka zespołów z uczelni i instytutów badawczych od lat bierze udział w realizacji projektów UE, a wyniki wdrażane są prawie wyłącznie przez przemysł „starej” Europy. Jeśli tak będzie nadal, to technologie i rozwiązania, o których mowa powyżej, będziemy musieli zakupić, bo sami ich nie wytworzymy.

Kolejną prezentację przedstawił **dr Bartosz Stachowiak** z UKSW i PGNiG SA, który mówił o wodorze jako paliwie oraz akumulatorze energii elektrycznej, wskazując jednocześnie dwa obszary analizy – obszar zastosowania wodoru w gospodarce oraz obszar zakrojonych na szeroką skalę prac badawczych nad zastosowaniem wodoru. Zwrócił uwagę na bardzo charakterystyczny model rozwoju rynku wodorowego – współpracę kilkunastu firm w jednym projekcie, która jest wspierana środkami z projektów badawczo-rozwojowych. I to jest model powtarzalny w wielu projektach wodorowych w Europie. Wskazał również na inny aspekt europejskiego rynku, czego doświadczył PGNiG, gdy okazało się, że mamy do czynienia z oligopolem. Kilku producentów jakiegos rodzaju infrastruktury ma tak bogaty portfel dużych zleceń, że nowa firma musi czekać, aż je zakończy. Rodzi się pytanie – czy ten model nie powinien być przeniesiony także do nas? Czy każdy z dużych graczy energetycznych w Polsce będzie swoje projekty realizował sam, czy może jednak warto nawiązać współpracę z innymi?

Kolejna prezentacja dotyczyła gospodarki wodorowej w transporcie. **Dr Andrzej Szalek** z Toyota Motor Poland nakreślił strategię dochodzenia do zeroemisyjności tego koncernu. W 2010 roku firma zobowiązała się, że zredukuje do zera emisję CO<sub>2</sub> w produkcji samochodów, jednocześnie rozwijając napędy hybrydowe, czysto elektryczne po wodorowe, już produkowane. Toyota wszystko produkuje sama – zbiorniki, ogniwa

– wszystkie poddane są wszechstronnym badaniom zakończonym pozytywnie. W 2014 roku firma wprowadziła do masowej produkcji samochód Toyota Mirai. Między pierwszą generacją ogniw a zastosowaną w produkowanym aucie dokonano 90-procentowej redukcji kosztów. W Japonii działa konsorcjum zrzeszające firmy, które w swoim portfolio mają wodór, co pozwala zwiększyć efektywność. Stworzone przez nich ogniwa można skalować, wykorzystując na przykład w czystowodorowych autobusach Toyota Sora.

**Pierwszą sesję zakończył panel dyskusyjny:** (prof. K. Świrski – moderator), dr B. Stachowiak, prof. J. Kupecki, dr A. Szalek, dr G. Tchorek oraz mec. A. Wawrzynowicz. Dyskusja ujawniła wiele wątpliwości związanych z gospodarką wodorową, jej bezpieczeństwem, brakiem wystarczającej liczby testów i okresów eksploatacji instalacji oraz brakiem regulacji prawnych. Podkreślano, że o ile opanowana jest technologia zasilania samochodów, o tyle jesteśmy na etapie testowania zbiorników dla dużej energetyki. Zgodnie uznano, że do gospodarki wodorowej należy się przygotować i stopniowo tę transformację realizować, uczyć się tych technologii, ale daleko jeszcze do rewolucji zamieniania gazu na wodór, choćby ze względu na dostosowania strukturalne. Motorem tych zmian na pewno będzie UE z jej strategią ochrony klimatu i bezpieczeństwa energetycznego. Tematu wodoru nie możemy uniknąć choćby dlatego że jesteśmy jego wielkim producentem. A ci, którzy mają największe wątpliwości w sprawie roli wodoru w gospodarce i transporcie, niech przypominają sobie dyskusje sprzed dekady, kiedy wielu powątpiewało w przyszłość gazu skroplonego LNG.

Drugą sesję zakopiańskiego sympozjum rozpoczęła prezentacja **prof. Macieja Chaczykowskiego** z Politechniki Warszawskiej, poświęcona szansom i zagrożeniom energetyki wodorowej w kontekście rozwiązań technologicznych dotyczących wytwarzania, magazynowania, transportu oraz użytkowania wodoru. Prezentacja koncentrowała się na kwestii jego użytkowaniu w przemyśle, ciepłownictwie i gazownictwie. Autor przedstawił wyniki badań wskazujące na rosnącą wydajność nowych projektów energetyki wodorowej we wszystkich obszarach zastosowań i wzrost zainteresowania tymi projektami. Strategia dekarbonizacji gospodarki znacznie przyspiesza te programy w skali globalnej. Profesor zaprezentował innowacyjność technologii *Power to Gas* (konwersji energii elektrycznej na wodór) oraz potencjał rozwoju rynku wodoru dzięki m.in. badaniom możliwości transportu w postaci skroplonej. Podkreślił także konkurencyjność gazownictwa w dekarbonizacji transportu.

Mamy naszą gazomobilność, którą konkurujemy z elektromobilnością. Jeżeli samochód zasilany jest gazem ziemnym – czy jest to samochód CNG czy LNG – to jego ślad węglowy w całym cyklu życia jest mniejszy niż samochodu elektrycznego zasilanego energią elektryczną produkowaną z węgla.

Kolejną prezentację w tej sesji przedstawił **Tomasz Blacharski** z SGT EuRoPol GAZ s.a. Jej tematem była gospodarka wodorowa w gazownictwie. Kluczowym impulsem do implementacji wodoru w gospodarce, w tym w gazownictwie, są kwestie ekologiczne, artykułowane wyraźnie przez UE, a na konferencji klimatycznej w Paryżu w grudniu 2015 roku 195 krajów przyjęło pierwsze w historii powszechne, prawnie wiążące światowe porozumienie w dziedzinie klimatu. Gazownictwo ma duże kompetencje w zakresie gospodarki wodorowej, bowiem występuje znaczna zbieżność technologii magazynowania i dystrybucji wodoru z technologiami stosowanymi przy gazie ziemnym i można wskazać duży obszar integracji gazu ziemnego z wykorzystaniem wodoru.

Technologii *Power to Gas* (PtG/P2G) z zieloną energią elektryczną, która może być przekształcana w wodór lub syntetyczny gaz poprzez elektrolizę i magazynowana w sieci gazu ziemnego, przypada kluczowa rola udanej realizacji transformacji energetycznej. Zwiększająca się liczba instalacji OZE i w konsekwencji powstające w ciągu dnia nadwyżki energii elektrycznej, poprzez wykorzystanie technologii P2G, mogą zostać przekształcone w wodór, który z kolei może zostać zmagazynowany przy wykorzystaniu infrastruktury gazu ziemnego. Gaz może w dowolnym momencie zostać odebrany z sieci bądź magazynu i wykorzystany do produkcji energii elektrycznej w okresach czasowego niedoboru mocy w systemie. To bardzo skuteczna metoda bilansowania mocy pochodzących z OZE. Technologia P2G może być wykorzystana do produkcji wodoru, a w drugiej fazie do produkcji metanu.

**Prof. Jakub Kupecki** z Instytutu Energetyki zaprezentował referat na temat gospodarki wodorowej w ciepłownictwie. Autor skoncentrował się na alternatywnych rozwiązaniach dla ciepłownictwa w kontekście struktury zużycia energii w ciepłownictwie, w którym udział OZE jest nieznaczny. Najnowsze technologie wodorowe z grupy *Power to X* umożliwiają stabilizację energii ze źródeł odnawialnych poprzez zastosowanie elektrolizerów do wytwarzania wodoru, paliw ciekłych i gazowych, a następnie ich transport i magazynowanie w sieciach gazowych. Obszarem tych zastosowań może być także ciepłownictwo. Dla systemów gazowniczych jest to ważne wyzwanie ze względu na politykę klimatyczną UE. Europejski Bank Inwestycyjny w projekcie polityki kredytowej dla sektora energetycznego z 24 lipca 2019 roku wskazał, że od 2021 roku nie będzie wspierał inwestycji związanych z innym gazem niż kwalifikującym się jako niskoemisyjny, tj. wodorem lub gazami wytwarzanymi na jego bazie. Oznacza to, że na wsparcie EBI będą mogły liczyć tylko takie projekty dla gazownictwa, które będą dostosowywały istniejącą infrastrukturę do wykorzystania niskoemisyjnych gazów lub pod mieszaninę tych gazów z gazem ziemnym. Jednocześnie, czwarty pakiet gazowy w znacznej mierze poświęcony jest regulacjom dotyczącym gazu ze źródeł odnawialnych i rozwiązaniom *sector coupling* oznaczającym wzmocnienie integracji sektora elektroenergetycznego i gazownictwa. Z dużym prawdopodobieństwem infrastruktura gazowa będzie mogła liczyć na unijne wsparcie finansowe tylko w kontekście przystosowywania istniejącej sieci gazowej do transportu gazów wytworzonych z wykorzystaniem ze źródeł odnawialnych takich jak wodór. W dyrektywie w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, przyjętej w ramach pakietu zimowego, znalazła się zachęta dla państw członkowskich do rozszerzenia gwarancji pochodzenia na gaz ze źródeł odnawialnych (w tym wodór).

Plenarne posiedzenie zakopiańskiego sympozjum zamykał nie kolejny referat, ale prezentacja projektu demonstracyjnego instalacji *Power to Gas*. Dokonał jej **prof. dr Andrzej Osiadacz** z Politechniki Warszawskiej, omawiając projekt realizowany przez PW oraz PGNiG SA. Zaprezentowany został projekt demonstracyjny *Power to Gas*, z głównymi celami tego projektu, tj. analizą potencjału odnawialnych źródeł energii do wytwarzania energii elektrycznej, analizą możliwości wykorzystania energii elektrycznej do produkcji wodoru oraz symulacją rozprzyszczenia mieszaniny gazu ziemnego z wodorem w sieci dystrybucyjnej. Katalog zadań zamykają: analiza wpływu mieszaniny gazu ziemnego i wodoru na szczelność rur i jakość spalania w gazowych źródłach ciepła oraz dokładność działania urządzeń pomiarowych.

**Po tej prezentacji odbyła się debata panelowa z udziałem:** (prof. M. Chaczykowski – moderator) prof. J. Kupeckiego, prof. A. Osiadacza, dr. J. Jaworskiego, prof. K. Świrskiego oraz prof. J. Kality. Dyskutanci podkreślali, że bez wodoru nasz zintegrowany system energetyczny byłby systemem przepływowym. Nie mielibyśmy możliwości magazynowania i musielibyśmy ściśle kontrolować podaż energii i popyt, co jest bardzo trudne. Słowo kluczowe – magazynowanie energii – wydaje się tutaj bardzo istotne. Wraz ze wzrastającym udziałem OZE istnieje konieczność dobudowania magazynów energii. I to będzie trudne, by zoptymalizować parametry układu, który jest systemem składającym się z sieci gazowej i sieci energetycznej. Z punktu widzenia gazownictwa pojawi się problem przepustowości w sieciach, jeśli nie przesyłowej, to na pewno dystrybucyjnej. Teraz koncentrujemy się na problemie dodawania wodoru do systemu gazowniczego, bo musimy pamiętać, że na końcu są urządzenia, które zostały zaprojektowane i wykonane wtedy, gdy nikt o wodorze nie myślał. Zwrócono uwagę, że ci, którzy mogą zagospodarować intelektualnie wodór, to ci, którzy mają doświadczenie z metanem, czyli branża gazownicza. I powinniśmy docenić nasze kompetencje i na nich się skupić, bo nie mamy potencjału finansowego ani naukowego, by zajmować się wszystkim, a to, co już zrobiono, musimy kupić. Z jednym zastrzeżeniem – nie możemy kupować technologii bezkrytycznie, bo wielkie grupy lobbystyczne oferują często lipne rozwiązania. Powinniśmy przyjąć założenie, że nie finansujemy badań i projektów w całym zakresie energetyki wodorowej oraz że problematyka wodoru to nie kwestia na dziś, ale na lata.

Op. PR AC

# Europejski Zielony Ład – kierunki transformacji sektora energetycznego

**Tomasz Brzeziński, Adam Wawrzynowicz**

Nowa strategia klimatyczno-gospodarcza Komisji Europejskiej (KE) Europejski Zielony Ład<sup>1</sup> z 11 grudnia 2019 roku (EGD) przewiduje redukcję do 2030 roku emisji gazów cieplarnianych przez UE o co najmniej 50% (a potencjalnie nawet o 55%) względem poziomu z 1990 roku i pełną neutralność klimatyczną gospodarki UE do 2050 roku. Oznacza to istotne podniesienie poziomu planowanej redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 roku w porównaniu z celem wskazanym w decyzji Rady UE z 5 października 2016 roku w sprawie zawarcia „Porozumienia paryskiego” (40% redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE do 2030 roku). Przyjęcie przez KE podwyższonych celów klimatycznych znajduje podstawę w postanowieniach „Porozumienia paryskiego”, które przewiduje aktualizowanie co pięć lat wielkości wkładu każdej ze stron w realizację tych celów w taki sposób, aby wyrażały najwyższy możliwy poziom ambicji.

Zgodnie z EGD kluczowy dla osiągnięcia celów klimatycznych na lata 2030 i 2050 będzie proces redukcji emisji w sektorze energetycznym, ponieważ ponad 75% emisji gazów cieplarnianych w UE pochodzi z produkcji i wykorzystania energii w różnych sektorach gospodarki. W związku z tym KE wskazuje m.in. na konieczność zbudowania sektora energetycznego bazującego w dużej mierze na OZE oraz na potrzebę podjęcia działań obniżających emisyjność sektora gazowego m.in. poprzez zwiększenie pomocy na prace rozwojowe w dziedzinie gazów o niskiej emisyjności, opracowanie koncepcji konkurencyjnego, bezemisyjnego rynku gazu i rozwiązanie problemu emisji metanu. Zgodnie z EGD osiągnięcie neutralności klimatycznej wymagać będzie inwestowania w inteligentną infrastrukturę i stosowania innowacyjnych technologii, takich jak inteligentne sieci, sieci wodorowe, zagospodarowanie CO<sub>2</sub> oraz magazynowanie energii.

## Inicjatywy legislacyjne służące transformacji – prawo o klimacie<sup>2</sup> i Gas Package 2020

EDG określa harmonogram przyjęcia aktów prawnych stanowiących ramy prawne transformacji gospodarki UE w kierunku gospodarki zeroemisyjnej. Do końca 1 kwartału 2020 roku KE zamierza przedstawić projekt prawa o klimacie, które ma określić warunki skutecznej i sprawiedliwej transformacji, zapewnić inwestorom przewidywalność oraz zagwarantować nieodwracalność tego procesu. Cel osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku znajdzie tym samym umocowanie prawne. Prawo o klimacie w założeniu ma zapewnić, aby wszystkie polityki UE przyczyniały się do osiągnięcia celu neutralności klimatycznej, a wszystkie sektory odgrywały w tym procesie znaczącą rolę. W momencie przesłania niniejszego artykułu do redakcji „Przeglądu Gazowniczego” projekt prawa o klimacie nie został jeszcze opublikowany przez KE. Nie ulega jednak wątpliwości, że wspomniana inicjatywa legislacyjna będzie miała kluczowe znaczenie dla przyszłości sektora energetycznego, w tym zdeterminuje dalsze zmiany otoczenia regulacyjnego sektora gazowego, służące jego dostosowaniu do wyzwań w zakresie neutralności klimatycznej.

Niemal równocześnie z EDG Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ENTSOG) opublikowała „ENSTOG 2050 Roadmap for Gas Grids”, który prezentuje różne scenariusze dekarbonizacji infrastruktury gazowej w celu realizacji EDG i zawiera m.in. wymienione poniżej konkluzje dotyczące zmian w otoczeniu regulacyjnym, które prawdopodobnie znajdą odzwierciedlenie w treści zapowiadanego od pewnego czasu m.in. przez ENTSOG pakietu regulacji dla gazownictwa określanego jako „Gas Package 2020”.

1. Regulacje sektora gazowego powinny objąć wodór i zwiększyć rolę biometanu, ponieważ paliwa te będą istotnym elementem transformacji sektora gazowniczego.
2. Należy uregulować zasady transportu wodoru i biometanu sieciami gazowymi oraz zasady świadczenia przez przedsiębiorstwa sieciowe takich usług jak usługi konwersji wodor–metan i metan–wodór, umożliwiających stworzenie dla tych paliw wspólnego rynku (na zasadzie zbliżonej do usług konwersji świadczonych w niektórych państwach UE na połączeniach pomiędzy systemami gazu L i gazu H).
3. ENSTOG wskazuje też na potrzebę stworzenia ram regulacyjnych umożliwiających rozwijanie tzw. hybrydowych systemów energetycznych, opartych na międzysektorowej współpracy systemów gazowych z systemami elektroenergetycznymi, obejmującej np. dopuszczenie posiadania i świadczenia przez OSP (na zasadzie TPA) usług w instalacji *Power to Gas* (P2G), służącej do konwersji energii elektrycznej na wodór czy wykorzystanie pojemności podziemnych magazynów gazu jako magazynów energii, zatłaczanych np. wodorem z instalacji P2G, które mogą zabezpieczać zarówno potrzeby systemu gazowego, jak i systemu elektroenergetycznego.

Ponadto, 19 listopada 2019 roku Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) oraz Rada Europejskich Organów Regulacyjnych ds. Energii (CEER) opublikowały dokument „The Bridge Beyond 2025”, w którym również wskazano na konieczność przygotowania nowego pakietu regulacji dla gazownictwa, umożliwiającego dekarbonizację sektora, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego. Dokument zawiera między innymi następujące konkluzje:



- 1) zdekarbonizowane paliwa gazowe powinny zostać jednoznacznie skategoryzowane i zdefiniowane na poziomie prawa unijnego oraz włączone do istniejących rynków gazu,
- 2) technologie dotyczące gazów niskoemisyjnych wciąż się rozwijają i na obecnym etapie nie ma pewności, które z nich będą stosowane w przyszłości. W związku z tym zaproponowano dynamiczne podejście regulacyjne, tj. przyjęcie ogólnych zasad na poziomie unijnym, które będą odpowiadały zmieniającej się i rozwijającej się wciąż technologii,
- 3) najpierw należy utworzyć warunki pozwalające na inwestowanie w nowe technologie i infrastrukturę na zasadach rynkowych, a dopiero jeśli to się nie powiedzie można podjąć działania regulacyjne i włączyć w ten proces operatorów systemów (OSD i OSP),
- 4) należy wziąć pod uwagę utworzenie ram regulacyjnych dla sieci czystego wodoru, ponieważ niepewność co do przyszłych regulacji może opóźnić początkowe inwestycje. W związku z tym niektóre podstawowe zasady, takie jak dostęp stron trzecich, można potencjalnie uregulować na poziomie UE przed wykonaniem inwestycji,
- 5) mechanizmy wsparcia (takie jak status PCI) przewidziane w rozporządzeniu TEN-E należy dostosować, tak aby objęły one inwestycje wspierające transformację energetyczną (jak np. inwestycje w instalacje P2G).

Uwzględniając powyższe, należy oczekiwać, iż realizacja celów wynikających z EDG w sektorze gazowniczym będzie się wiązać z przyjęciem zmian legislacyjnych na poziomie prawa unijnego. Ich celem będzie między innymi stworzenie ram prawnych umożliwiających szerokie wykorzystanie gazów odnawialnych (w tym wodoru) w gazownictwie oraz osiągnięcie współdziałania i komplementarności systemów gazowych i elektroenergetycznych (systemy hybrydowe.) Należy przy tym zwrócić uwagę, że w obecnym stanie prawnym (przepisy III pakietu energetycznego i ustawy „Prawo energetyczne”) możliwości angażowania się operatorów systemów gazowych (OSP, OSD czy OSM) w aktywności niezwiązane ściśle z realizacją zadań operatorskich są znacząco ograniczone, co potwierdza wciąż aktualne stanowisko prezesa URE z 9 maja 2008 roku w sprawie wyznaczania i funkcjonowania operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych, w świetle którego w zasadzie każda aktywność operatora niezwiązana z wykonywaniem jego ustawowych zadań jest niedopuszczalna. W związku z tym należy założyć, że ewentualne zaangażowanie się np. przez OSP w działalność związaną ze świadczeniem usług konwersji energii w instalacji P2G wiązałoby się w obecnym stanie prawnym z ryzykiem zarzutu podjęcia działalności wykraczającej poza ustawowy zakres zadań tego operatora.

W tym kontekście należy się spodziewać, że nowe regulacje dla gazownictwa, które zostaną przyjęte na poziomie unijnym, rozluźnią obowiązujące obecnie ograniczenia dotyczące zakresu działalności podejmowanych przez operatorów infrastruktury gazowej w kierunku dopuszczenia angażowania się tych operatorów w działalność związaną z nowymi technologiami niskoemisyjnymi oraz m.in. w działalność o charakterze międzysektorowym (hybrydowe systemy energetyczne).

## Źródła finansowania transformacji

Według szacunków KE, aby osiągnąć cele wyznaczone w zakresie klimatu i energii na okres do 2030 roku, konieczne będą dodatkowe inwestycje w kwocie 260 mld euro rocznie. EGD przewiduje, że około 25% środków w ramach wszystkich programów UE zosta-

nie przeznaczone na zadania związane z neutralnością klimatyczną. KE zamierza również współpracować z Grupą Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EBI) oraz innymi instytucjami finansowymi. EBI planuje do 2025 roku zwiększyć dwukrotnie swój cel klimatyczny – z 25 do 50%, dzięki czemu stanie się pierwszym europejskim bankiem klimatycznym. W treści EGD zapowiedziano też przegląd przepisów rozporządzenia nr 347/2013 (TEN-E), określających projekty infrastrukturalne mogące uzyskać status projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI), w celu zapewnienia ich spójności z celem neutralności klimatycznej.

EGD zakłada także uruchomienie mechanizmu sprawiedliwej transformacji, którego głównym elementem będzie Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST), umożliwiający udzielanie dotacji regionom najbardziej narażonym na negatywne skutki transformacji gospodarki. 14 stycznia 2020 roku KE opublikowała projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady, ustanawiającego FST<sup>2</sup>. Zgodnie z uzasadnieniem projektu mechanizm sprawiedliwej transformacji będzie składać się z trzech filarów: 1) FST, 2) specjalnego systemu w ramach programu InvestEU oraz 3) instrumentu pożyczkowego na rzecz sektora publicznego, utworzonego wspólnie z grupą EBI.

FST będzie wykorzystywany do udzielania dotacji państwom członkowskim, a podział środków z FST będzie zdeterminowany zdolnością poszczególnych państw do finansowania inwestycji koniecznych do przeprowadzenia transformacji. Specjalny system transformacji w ramach InvestEU ma natomiast przyciągać inwestycje publiczno-prywatne (m.in. w zakresie infrastruktury gazowej i systemów ciepłowniczych) poprzez udzielanie gwarancji z budżetu UE. Z kolei instrument pożyczkowy na rzecz sektora publicznego, utworzony we współpracy z EBI, ma zapewnić władzom lokalnym dotowane finansowanie na potrzeby danych regionów.

Zgodnie z projektem rozporządzenia w sprawie FST państwa członkowskie przygotowują terytorialne plany sprawiedliwej transformacji, przedstawiające zarys procesu transformacji do 2030 roku, zgodnie z krajowymi planami w dziedzinie energii i klimatu i wskazujące terytoria, które powinny zostać objęte wsparciem (tj. obszary najbardziej dotknięte negatywnymi skutkami transformacji). Zgodnie z art. 5 projektu rozporządzenia w sprawie FST, ze wsparcia wyraźnie wykluczono m.in. inwestycje w zakresie produkcji, przetwarzania, dystrybucji, składowania lub spalania paliw kopalnych. Projekt rozporządzenia w sprawie FST przewiduje rozpoczęcie jego stosowania od 1 stycznia 2021 roku.

Uwzględniając harmonogram inicjatyw legislacyjnych, określony w załączniku nr 1 do EDG, należy przyjąć, że intencją KE jest, aby kluczowe dla sektora gazowniczego projekty regulacji prawnych związanych z realizacją EDG, w tym zwłaszcza prawo o klimacie, a także wspomniany wcześniej „Gas Package 2020”, zostały ogłoszone w nadchodzących miesiącach 2020 roku, tak aby możliwe było przeprowadzenie procedury legislacyjnej i rozpoczęcie ich stosowania od początku nowej perspektywy budżetowej UE, tj. od początku 2021 roku.

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

<sup>2</sup> COM (2020) 22 final.

**Adam Wawrzynowicz, radca prawny, współnik zarządzający w kancelarii prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy**  
**Tomasz Brzeziński, radca prawny, współnik w kancelarii prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy**

# Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk” ma 20 lat!

Włodzimierz Kleniewski

Stało się to zimą 2000 roku. To wtedy po raz pierwszy pojawiła się koncepcja zorganizowania zawodów narciarskich dla szeroko pojętej branży energetycznej. Jej pomysłodawcami byli Władysław Gwizdak, Radosław Nowak i Mariusz Gilarski. W lutym 2001 roku stowarzyszenie zostało zarejestrowane i rozpoczęło działalność.



Przez te wszystkie lata „Alpejczyk” zorganizował dziesiątki imprez, w których udział wzięło kilka tysięcy osób. Tym razem spotkaliśmy się na jubileuszowych, XX Mistrzostwach Polski Branży Gazowniczej, Naftowej i Ciepłowniczej w Narciarstwie Alpejskim w Zakopanem, stolicy polskich Tatr. Jubileuszowe zmagania rozegraliśmy na stoku Stacji Narciarskiej Jurgów SKI, gdzie przeprowadziliśmy dwa przejazdy slalomu, w którym udział wzięło 135 zawodniczek i zawodników. Po bardzo zaciętej i wyrównanej walce wyłonieni zostali zwycięzcy w poszczególnych kategoriach kobiet i mężczyzn, a także w klasyfikacji drużynowej. Wieczorem, w miejscu naszego zakwaterowania, w hotelu Nosalowy Dwór Resort & SPA odbył się zorganizowany przez nasze stowarzyszenie koncert zespołu IRA. Przeboje grupy i świetna forma wokalna jej lidera, Artura Gadowskiego, posiadającego wyjątkowy dar nawiązywania kontaktu z publicznością, sprawiły, że licznie zgromadzeni na widowni (ponad 900 osób) doskonale bawili się podczas tego artystycznego wydarzenia. Oprócz zawodów narciarskich wzięliśmy także udział w konferencji pt. „Nowe technologie w eksploatacji węgłowodórów i aktualne tendencje na rynkach ropy naftowej i gazu ziemnego”, zorganizowanej i poprowadzonej przez pracowników naukowych AGH. Bardzo dziękujemy wszystkim przyjaciołom, sympatykom i sponsorom „Alpejczka” za wsparcie przez te wszystkie lata i za to, że jesteście z nami.

Sponsorem głównym i honorowym patronem jubileuszowych, XX Mistrzostw Polski Branży Gazowniczej Naftowej i Ciepłowniczej było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Mistrzostwa zostały objęte także patronatami honorowymi Izby Gospodarczej Gazownictwa i Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, a wsparcia medialnego udzielili nam „Przegląd Gazowniczy” i „Wiadomości Naftowe i Gazownicze”.

XX MISTRZOSTWA POLSKI BRANŻY GAZOWNICZEJ,  
NAFTOWEJ I CIEPŁOWNICZEJ W NARCIARSTWIE ALPEJSKIM  
O PUCHAR PREZESA PGNiG SA  
Zakopane, Hotel Nosalowy Dwór – Jurgów Ski  
– 27.02.–01.03.2020

## Wyniki drużynowe

Miejsce	Firma	Punkty
1	PGNiG TERMIKA SA	186
2	PGNiG SA, Oddział Geologii i Eksploatacji	119
3	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.	108
4	PGNiG SA Oddział w Sanoku	106
5	PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze	50
6	ORLEN UPSTREAM sp. z o.o.	47
7	INNSOFT sp. z o.o.	31
8	ANTICOR Bohemia, s.r.o.	26
9	Cryogas M&T Poland S.A.	25
10	Gas Storage Poland sp. z o.o.	19
11	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej spółka z o.o.	19
12	Przedsiębiorstwo Komunalne „THERMA” sp. z o.o.	15
13	TG Plus sp. z o.o.	13
14	PSG Kraków	7
15	GSC sp. z o.o. sp.k.	6
16	SMSiR ALPEJCZYK	5
17	EuRoPol GAZ s.a.	4
18	Transition Technologies S.A.	4
19	ZMI Wójcik Spółka Jawna	3
20	EXATEL SA	1

## **O - SCENT**

**Skuteczna neutralizacja zapachu nawaniacza gazu.**

**Jedyny na rynku produkt, który nie maskuje zapachu, a całkowicie go usuwa.**

**Wynik 15-letniego doświadczenia:**

- całkowicie usuwa zapach nawaniacza z powietrza, płynów, narzędzi i odzieży
- umożliwia skuteczne odkażanie zbiorników
- szeroko stosowany w neutralizacji wycieków nawaniacza

**Uniwersalny i łatwy w użyciu:**

- dostępny w różnych pojemnościach: 1l, 10l, 25l
- aplikacja w formie zraszacza (dostępne różne warianty)
- możliwość rozcieńczania w zakresie 1:10-1:20, w zależności od zastosowania

**Absorbent dla nawaniacza - Absorbent 10:**

- błyskawicznie wchłania ciecz, nie tworząc pyłu
- 10 kg Absorbentu 10 wystarcza na pokrycie wycieku o wielkości 300 m<sup>2</sup>!





# Mecenas Teatru Telewizji

Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo od lat wspiera inicjatywy, projekty i wydarzenia promujące polską kulturę wysoką, występując w roli ich sponsora lub organizatora. W poczuciu odpowiedzialności za polskie dziedzictwo kulturalne objęliśmy mecenatem Teatr Telewizji.