

wrzesień 2016

# Przegląd Gazowniczy

nr 3 (51)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**V Kongres  
Polskiego Przemysłu  
Gazowniczego**

Temat wydania:

**GAZ ZIEMNY W POLITYCE  
GOSPODARCZEJ POLSKI**





# W Pakiecie Prądu i Gazu **PiG** prąd taniej do **170 zł\***

Masz gaz w PGNiG? Teraz ciesz się też tańszym prądem.

## Korzyści

- prąd taniej do **170 zł\***
- stała cena przez cały rok
- opłata handlowa 0 zł
- umowa na czas nieokreślony
- minimum formalności przy zmianie sprzedawcy

## Zamów telefonicznie lub online



Zadzwoń do nas!  
**801 800 234\*\***



Odwiedź naszą stronę  
**pgnig.pl**

\*170 zł brutto to maksymalna oszczędność wynikająca z porównania oferty cenowej energii elektrycznej PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. i najdroższej z ofert sprzedawców w taryfie G11. Porównanie to obejmuje roczny koszt energii elektrycznej (przy założeniu zużycia na poziomie 2200 kWh), koszty opłaty handlowej oraz akcyzę, z wyłączeniem kosztów dystrybucji. Podane wartości zawierają VAT. Porównanie dotyczy ofert obowiązujących w dniu 31.08.2016 r.

\*\*opłata zgodna z taryfą operatora



Nazywam się Teresa Laskowska i od 19 września 2016 r. jestem dyrektorem Izby Gospodarczej Gazownictwa. Objęcie tego stanowiska traktuję jako kolejne wyzwanie w moim życiu zawodowym, którego znaczną część poświęciłam górnictwu naftowemu i gazownictwu.

Wyzwaniem jest też fakt, że 11-osobowy skład Zarządu IGG to sami mężczyźni. W zarządach spółek strategicznych również nie ma kobiet. W spółkach prywatnych należących do IGG kobieta jako prezes to rzadkość. Dlatego polecam uwadze rubrykę „Osobowość” w niniejszym numerze „Przeglądu Gazowniczego”, prezentującą postać dyrektora Doroty Klęk, mądrej i „twardej inżynierki”.

Takich profesjonalistek jest w naszym środowisku więcej, musimy tylko zwrócić na nie uwagę i otworzyć perspektywę rozwoju. To może być pozytywne kreowanie naszej branży, także wobec innych sektorów surowcowo-energetycznych, bo wszystkich nas konsumenci najczęściej postrzegają poprzez faktury za „nośniki energii”.

V Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, organizowany przez IGG w tym roku pod hasłem „Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski” to najważniejsze forum prezentacji polskiego sektora gazowniczego, jego kapitału intelektualnego, innowacyjności i potencjału rozwojowego.

Zwracam Państwa uwagę, że większość tematów poruszonych w bieżącym numerze „Przeglądu Gazowniczego” skorelowana jest z problematyką kongresową, poczynając od Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, która staje się podstawowym dokumentem rozwoju naszego kraju na najbliższe lata.

Jako IGG zgłosiliśmy do tego projektu swoje uwagi i postulaty, wskazując przede wszystkim na zbyt rozproszone i powierzchowne potraktowanie gazownictwa w tak ważnym dokumencie. Postulujemy, aby w kluczowych dla strategii obszarach, tj. „Energia” oraz „Środowisko naturalne”, zastosować jednoznaczne podejście sektorowe, w którym obok przemysłu węglowego i elektroenergetyki znajdzie się gazownictwo.

Postulujemy też, aby przy zmianie ustawy prawa energetycznego odrębną ustawą uchwalić prawo gazowe, uwzględniające postęp techniczny i technologiczny sektora gazowniczego i jego ogromny potencjał, umożliwiający realizację projektów strategicznych wymienionych w Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR). Postulujemy również, by w poszukiwaniu efektywności energetycznej stworzyć wreszcie warunki rozwoju dla kogeneracji. Jak wiemy, Polska posiada jeden z największych w Europie potencjałów w obszarze produkcji ciepła użytkowego, które może być wykorzystane do produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, co pozwoli na lepsze wykorzystanie paliw oraz wzrost bezpieczeństwa energetycznego.

Rozwój kogeneracji to także znacząca poprawa jakości powietrza w miastach, co pozytywnie wpisuje się w obszar tematyczny



„Środowisko naturalne”, w którym głównym problemem jest emisja pyłów i szkodliwych gazów.

W działaniach IGG priorytetem pozostaną prace dotyczące regulacji w zakresie zamówień publicznych, które ciągle nie ułatwiają dostępu do rynku małym i średnim firmom, oferującym usługi na rynku gazowniczym. Mamy świadomość, że żyjemy w coraz bardziej sformalizowanym przepisami kraju, w którym kryteria ceny, związania wykonawcy z ofertą, jego odpowiedzialności za wszystko, czego poprzednicy nie dopatrzili lub pominęli, doprowadza do granicy techniczno-ekonomicznej uczciwości i wręcz likwidacji krajowego potencjału wykonawczego. Pojawiają się pewne dobre symptomy zmian w tym zakresie, na przykład związane z nowym prawem budowlanym i urbanistycznym. Aktywnie włączymy się w proces legislacyjny, by wreszcie uporządkować system prawny dotyczący inwestycji celu publicznego.

I na zakończenie: aby rozwijać krajową bazę gazu ziemnego i ropy naftowej, pracujemy nad zmianą prawa geologicznego i górniczego, by trwająca od lat dyskusja o usuwaniu barier utrudniających życie polskim przedsiębiorcom wreszcie przyniosła oczekiwane rezultaty.

Wspieramy również prace nad polityką surowcową Polski, przy jednoczesnym dbaniu o stan środowiska naturalnego na każdym etapie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych i wydobywczych.

Zdajemy sobie sprawę, że wyzwań przed naszym izbowym samorządem jest bardzo dużo. Wiemy, że sprostać im będzie o wiele łatwiej, jeśli będziemy współdziałać i jeśli nasz środowiskowy dialog będzie pełny i autentyczny. I na to bardzo liczę.

Bo siłą IGG jest integracja naszego środowiska.

Teresa Laskowska  
dyrektor Biura IGG

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

Cezary Mróz, przewodniczący

Grzegorz Romanowski, wiceprzewodniczący

Zbigniew Kajdanowski, PGNiG SA

Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.

Tomasz Pietrasieński, GAZ-SYSTEM S.A.

Andrzej Schoeneich, IGG

Marcin Szczudło, PSG sp. z o.o.

Emilia Tomalska, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Anna Trojanowska, PGNiG SA



**Wydawca:** Izba Gospodarcza Gazownictwa

01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25

tel. 22 631 08 46, 22 631 08 38

faks 22 631 08 47, e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

**Redaktor naczelny:** Adam Cymer

tel. kom. 602 625 474, e-mail: adam.cymer@gmail.com

**Przygotowanie i opracowanie redakcyjne**

BARTGRAF

00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26

tel. 22 625 55 48, e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

**Projekt graficzny:** Jolanta Krafft-Przeździecka

**DTP:** Ewa Księżopolska-Bisińska, Anna Zabrocka

## Spis treści

### TEMAT WYDANIA

- 8 **Energetyka w SOR.** Prof. Konrad Świrski komentuje „plan Morawieckiego”
- 10 **Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski.** Prof. Stanisław Nagy pokazuje dylematy polskiej energetyki i gazownictwa
- 12 **Rozwiązania innowacyjne w sektorze gazowniczym na świecie**  
Prof. Mariusz Łaciak prezentuje najnowsze tendencje w światowych technologiach gazowych
- 16 **Strategia GK PGNiG SA na lata 2014–2022**
- 17 **Strategia Polskiej Spółki Gazownictwa na lata 2016–2022**
- 18 **Strategia GAZ–SYSTEM S.A. do 2025 roku**

### WYDARZENIA

- 27 **PGNiG SA o innowacjach na 68. Światowym Kongresie AIESEC**  
Anna Trojanowska i Andrzej Lewicki o zainteresowaniu studentów z całego świata wspieraniem rynku paliw gazowych
- 62 **„Brama Północna”.** Andrzej Babańczyk podsumowuje panel dyskusyjny, zorganizowany podczas forum w Krynicy

### SAMORZĄD GOSPODARCZY

- 30 **Wybory uzupełniające do władz IGG**

### PUBLICYSTYKA

- 21 **Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych**  
Szymon Byliński z Ministerstwa Energii omawia najnowszy pakiet rządowy w sprawie paliw alternatywnych w transporcie
- 22 **Rynek budowlany – odbudować zaufanie.** Jan Styliński ujawnia przyczyny trudnej sytuacji polskiego rynku budowlanego
- 24 **Nowe dyrektywy unijne w prawie zamówień publicznych**  
Marcin Tadeusiak i Emilia Młodzikowska wracają do problemu „inwestorskiego toru przeszkód”
- 28 **Środki unijne wspierające rozwój gazownictwa – aktualne działania**  
Szymon Kawa i Michał Szpila omawiają stan przygotowań do uruchomienia środków z nowej perspektywy budżetowej UE



30

### PGNiG SA

- 32 **Metan z pokładów węgla kamiennego**  
5

### POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 34 **Otwarcie na rozwój i innowacyjność.** Wywiad z Tomaszem Blacharskim, wiceprezesem PSG

### PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 38 **Chcemy inicjować nowe trendy na rynku gazu.** Rozmowa z Henrykiem Muchą, prezesem zarządu PGNiG OD

### GAZ–SYSTEM S.A.

- 40 **Rola KDG w budowaniu bezpieczeństwa państwa**

### TECHNOLOGIE

- 42 **Bioremediacja gruntów zanieczyszczonych związkami ropopochodnymi**  
Joanna Brzeszcz z INiG – BIP w Krakowie omawia unikalną technologię usuwania zanieczyszczeń ze środowiska
- 48 **Gazyfikacja przy wykorzystaniu technologii LNG.** Michał Jarosławski, Jakub Żuchowicki i Tomasz Blacharski z PSG wskazują na wielki potencjał LNG w zakresie gazyfikacji kraju



56

### URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO

- 46 **Rola UDT w rozwoju kraju**  
Rozmowa z dr. inż. Andrzejem Ziółkowskim, prezesem Urzędu Dozoru Technicznego

### OSOBOWOŚĆ

- 56 **Mądra, „twarda inżynierka”.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Doroty Klęk

### HISTORIA

- 58 **Paczków – unikat w skali europejskiej.** O 25-leciu Muzeum Gazownictwa pisze jego kustosz – Wojciech Kalfas

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Kończący się trzeci kwartał 2016 r. obfitował w znaczące zmiany w Izbie Gospodarczej Gazownictwa.

Prezydium Zarządu IGG zwołało Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG na 26.07.2016 r., kierując 5 lipca do zrzeszonych członków IGG projekty uchwał, w tym uzupełnienie składu organów IGG – Zarządu i Komisji Rewizyjnej (więcej na str. 30–31).

Zmiany w statucie i organach IGG zarejestrował Krajowy Rejestr Sądowy 27.09.2016 r. Aktualny jednolity tekst statutu zamieszczony jest na stronach internetowych IGG.

Przeobrażeniu uległo również Biuro IGG. We wrześniu za porozumieniem stron rozwiązano umowę z dyrektorem Andrzejem Schoeneichem, który do końca października pozostaje w IGG jako doradca zarządu. Na stanowisko dyrektora IGG 19 września powołano Teresę Laskowską.

Również w Komitecie Standardu Technicznego nastąpiły zmiany. Uchwałą nr 35/2016 w sprawie zmian w składzie Komitetu Standardu Technicznego IGG ze składu KST odwołano Włodzimierza Sanockiego (PGNiG SA) i powołano Grzegorza Rosłonka (PGNiG SA O/CLPB).

Ostatni kwartał był dla IGG pracowity pod względem opiniowania aktów prawnych. Przekazaliśmy do odpowiednich instytucji rządowych odpowiedzi i uwagi firm członkowskich dotyczące:

- założeń projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z sukcesją przedsiębiorstwa osoby fizycznej wraz z oceną skutków regulacji (firmy członkowskie wchodzące w skład IGG z dużą satysfakcją przyjęły proponowane „Założenia”),
- projektu nowelizacji rozporządzenia ministra gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego,
- projektu ustawy o zmianie ustawy „Prawo o miarach” oraz niektórych innych ustaw,
- wskazania rodzaju infrastruktury, podlegającej wyłączeniu z możliwości jej wykorzystania na potrzeby szybkich sieci telekomunikacyjnych (Ministerstwo Energii),
- projektu założeń projektu Ministerstwa Rozwoju w sprawie skrócenia okresu przechowywania akt pracowniczych oraz ich elektronizacji,
- projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu ułatwienia dochodzenia wiarytelności wraz z oceną skutków regulacji,
- projektów rozporządzeń ministra rozwoju w sprawie: rodzajów przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz zakresu tej kontroli, a także w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych,
- projektu Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. IGG zgłosiła szczegółowe uwagi i postulaty do projektu SOR dotyczące branży gazowniczej, będącej zarówno częścią obszaru wydobycia węglowodorów, jak i obszaru energetycznego. IGG zadeklarowała również dalszą merytoryczną współpracę zarówno na poziomie konsultowanego projektu Strategii SOR, jak i zapowiadanych przez przedstawicieli rządu nowych „Założeń polityki energetycznej Polski do 2050 r.” w celu wypracowania najbardziej optymalnego (obiektywnie) dla Polski mixu energetycznego,
- projektu dokumentu Ministerstwa Energii pt. „Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych” wraz z „Prognozą oddziaływania na środowisko krajowych ram polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych”.

29 września w imieniu czterech organizacji (IGG, PTEZ, IGCP oraz IEPIOE) wystosowane zostało pismo do wicepremiera Mateusza Morawieckiego, zawierające postulat, aby w „Strategii” obszar energii został uzupełniony poprzez wprowadzenie kolejnego projektu strategicznego: „Opracowanie i wdrożenie nowego systemu wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji i określenie optymalnego zestawu mechanizmów z punktu widzenia gospodarki kraju”.

IGG wystosowała także pismo do Ministerstwa Infrastruktury i Budownictwa, dotyczące interpretacji przepisów w zakresie odstępstwa od warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać drogi publiczne. Pismo to, z 4.10.2016 r., znajduje się w aktualnościach na stronie internetowej IGG.

W odpowiedzi na prośbę ministra środowiska 12 października IGG wysłała stanowisko do głównego geologa kraju, dotyczące dokumentu, jakim jest „Polityka surowcowa państwa” oraz zapewnienia instrumentów jej realizacji.

Zgodnie z tradycją organizowania przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa co dwa lata spotkań branży gazowniczej, w okresie 25–27 października 2016 roku w hotelu Ossa k. Rawy Mazowieckiej odbędzie się V Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, którego tematem będzie: „Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski”. Podczas kongresu omówione zostaną kwestie związane z rolą sektora gazowniczego w strategii rozwoju polskiej gospodarki. Uczestnicy spotkania dyskutować będą również nad przyszłością branży oraz jej rolą w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa, w kontekście zarówno rozbudowy infrastruktury sprzyjającej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski, jak i zwiększenia innowacyjności polskiego sektora gazowniczego.

Sesje kongresowe i panele dyskusyjne uświetnione zostaną obecnością znanych i cenionych ekspertów branży gazowniczej, jak również przedstawicieli parlamentu, urzędów centralnych, instytutów badawczych, uczelni wyższych i stowarzyszeń technicznych. Kongres zakończy się przyjęciem uchwały V KPPG.

Po zakończeniu prac związanych z kongresem IGG czeka przygotowanie programu i zorganizowanie w dniach 21–22 stycznia 2017 roku sympozjum w Zakopanem, którego tradycja sięga ponad 15 lat.



Agnieszka Luty

## Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

- Po trzech latach przygotowywania projektu Standardu Technicznego **ST-IGG-1901:2016** w sprawie kontroli połączeń zgrzewanych doczołowo i elektrooporowo przy budowie gazociągów z polietylenu, 5 lipca 2016 r. Zarząd IGG podjął uchwałę nr 28/2016 w sprawie zatwierdzenia tego standardu. Nowatorskie rozwiązania w zakresie połączeń zgrzewanych przy budowie gazociągów z polietylenu są rezultatem uwzględnionych doświadczeń kilku ośrodków naukowych w Polsce. ST-IGG-1901:2016 opracował Zespół Roboczy nr 19 pod kierownictwem Macieja Szymury. Wielki wkład w przygotowanie ww. standardu wniósł pierwszy przewodniczący (do 2015 roku) ZR nr 19 – dr Andrzej Barczyński.
- 26 lipca br., podkreślając należyta staranność przy tworzeniu standardu **ST-IGG-2602:2016** Prace gazoniebezpieczne. Sieci gazowe przesyłowe. Wymagania w zakresie organizacji, wykonywania i dokumentowania, Zarząd IGG podjął stosowną uchwałę nr 32/2016 w sprawie ustanowienia tego standardu. ST-IGG-2602:2016 opracował Zespół Roboczy nr 26 pod kierownictwem Tadeusza Podziemskiego oraz Łukasza Piwody.
- 15 września na X posiedzeniu Zarządu IGG omówiono główne założenia planu pracy KST na lata 2017–2018. Zwrócono uwagę na dużą liczbę nowych tematów, zgłoszonych przez firmy członkowskie, potrzebę nowelizacji standardów po 3-letnim okresie ich obowiązywania, jak również obowiązek nowelizacji standardów po 5-letnim okresie ich stosowania.

## Do Izby Gospodarczej Gazownictwa przystąpiły:

- **Transition Technologies S.A.**, z siedzibą przy ul. Pawiej 55, 01-030 Warszawa, jest firmą o całkowicie polskim kapitale, jednym z największych w kraju producentem i integratorem oprogramowania dla przemysłu. Zajmuje się optymalizacją procesów technologicznych, handlem energią elektryczną i gazem, zarządzaniem ryzykiem, prognozowaniem, usługami inżynierskimi, outsourcingiem usług programistycznych, consultingiem usług prognostycznych, szkoleniami.
- **ZRB Janicki** z siedzibą przy ul. Ligonia 4, 44-186 Gieraltowice, Zakład Remontowo-Budowlany Janicki Piotr Janicki Jacek, działa na terenie południowej Polski, świadczy usługi w zakresie robót związanych z pokonywaniem przeszkód terenowych (przewierców horyzontalnych sterowanych, przecisków pod drogami), instalacji zewnętrznych, robót ziemnych, wyburzaniem i wynajmem sprzętu budowlanego.



● **11 października br.** GAZ-SYSTEM podpisał umowy o dofinansowanie w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 dotyczące budowy dwóch gazociągów relacji: Lwówek–Odolanów oraz Czeszów–Wierzchowice. W pierwszym przypadku wartość dofinansowania możliwego do pozyskania z UE to ponad 472 mln PLN, zaś w drugim 47,7 mln PLN.

Gazociąg relacji Lwówek–Odolanów, o długości ok. 168 km i średnicy 1000 mm, będzie przebiegał przez województwa wielkopolskie i dolnośląskie. Jego realizacja zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Polski i stanowiąc będzie istotny element korytarza gazowego północ-południe. Dzięki realizacji inwestycji możliwe będzie zwiększenie przepustowości systemu przesyłowego, uatrakcyjnienie terenów pod nowe inwestycje oraz wzmocnienie bezpieczeństwa transportu gazu w regionach.

Z kolei budowa gazociągu Czeszów–Wierzchowice (woj. dolnośląskie), o długości ok. 14 km i średnicy 1000 mm, połączy Podziemny Magazyn Gazu Wierzchowice z aglomeracją Dolnego i Górnego Śląska i poprawi niezawodność oraz elastyczność pracy całego systemu przesyłu gazu na Dolnym Śląsku i Opolszczyźnie.

● **10 października br.** GAZ-SYSTEM S.A., we współpracy z Ambasadą USA w Polsce, zorganizował w Warszawie konferencję biznesową „Polska: brama dla dostaw LNG z USA do Europy Środkowo-Wschodniej”. To pierwsze w regionie wydarzenie, które umożliwiło nawiązanie kontaktów oraz wymianę doświadczeń między przedstawicielami amerykańskich przedsiębiorstw zajmujących się eksportem skroplonego gazu ziemnego a potencjalnymi odbiorcami LNG z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej.

Podczas konferencji przedstawione zostały zasady korzystania z polskiego gazoportu. Obecni i potencjalni klienci zapoznali się

z procedurami i wymaganiami związanymi z realizacją usługi przesyłania gazu ziemnego do odbiorców zlokalizowanych na terenie kraju, a także możliwościami tranzytu gazu do przedsiębiorstw działających na terenie Ukrainy, Słowacji, Czech lub Węgier.

● **6 października br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA rozpoczęło kolejny projekt z zakresu Open Innovation pt. „PGNiG Polskie Innowacje”. Specjaliści PGNiG podczas otwartych wykładów prezentują działalność niektórych spółek z Grupy Kapitałowej. Opowiadają, jakich innowacyjnych rozwiązań poszukują oraz jak innowacje mogą wspierać ich rozwój. Studenci i doktoranci, a także przedsiębiorcy i osoby dopiero myślące o założeniu start-up, mają okazję do wzięcia udziału w specjalnych warsztatach. Ich efektem mają być innowacyjne pomysły, które będzie można – po dalszej analizie – wprowadzić w życie. Pierwsze takie spotkanie odbyło się w Centrum Zarządzania Innowacjami i Transferem Technologii Politechniki Warszawskiej. Wykłady i warsztaty dotyczyły rozwiązań poszukiwanych przez spółki PGNiG Upstream International w Norwegii oraz PGNiG Obrót Detaliczny.

● **4 października br.** PGNiG SA uzyskało zgodę Komisji Nadzoru Finansowego na utworzenie Towarzystwa Ubezpieczeń Wzajemnych – Polski Gaz TUV. Polski Gaz TUV będzie ubezpieczał majątek Grupy Kapitałowej PGNiG. Cały portfel dotychczasowych ubezpieczeń GK zostanie docelowo przejęty przez powołane towarzystwo. – *Portfel ubezpieczeń o wartości ponad 70 milionów złotych i niska szkodowość w Grupie Kapitałowej PGNiG to główne powody, dla których podjęliśmy decyzję o utworzeniu własnego TUV. Kapitał pozostanie w spółce, a dodatkowo zaoszczędzimy od 20 do 25 procent marży, którą pobierają ubezpieczyciele. Nowy obszar kompetencji poprawi wyniki całej Grupy Kapitałowej* – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu

## ENERGAS 2017



**25–27.01.2017 r.**

II Konferencja Techniczno-Naukowa  
**„Gazociągi wysokiego ciśnienia  
 – nowe technologie, prace specjalistyczne,  
 usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej”**

Rezydencja Prezydenta RP Zamek w Wiśle

### Organizatorzy:

Institut Techniki Ciepłej  
 Politechniki Śląskiej w Gliwicach



Gascontrol Polska  
 Sp. z o.o.



### Konferencja pod patronatem

Prezesa Zarządu  
 Izby Gospodarczej Gazownictwa



### Główna tematyka konferencji:

Prace specjalistyczne na gazociągach, dostawy gazu CNG i LNG, zabezpieczenia połączeń spawanych, technologie spawania zautomatyzowanego oraz inspekcje gazociągów przesyłowych, zamknięcia hermetyczne metodą T.D. Williamson i FASTRA, stacje CNG, nowoczesne technologie nawaniania gazu, innowacyjne rozwiązania w gazownictwie

### Ponadto:

Specjalistyczne szkolenia techniczne, wystawy produktów i urządzeń, możliwość skorzystania z regionalnych atrakcji

### Partnerzy Konferencji Energias 2017



W celu uzyskania szczegółowych informacji na temat Konferencji Energias 2017 prosimy o kontakt: e-mail: energas@gascontrol-polska.pl, telefon: 609 406 070

PGNiG SA. Prezesem Towarzystwa Polski Gaz TUV został Zygmunt Kostkiewicz, jeden z założycieli pierwszego TUV po 1989 roku, były prezes PZU i KUKK.

● **29 września br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz PKN ORLEN zawarły kontrakt na sprzedaż paliwa gazowego do Grupy Kapitałowej ORLEN w Polsce. Pięcioletni kontrakt będzie obowiązywał od 1 października 2016 roku do 30 września 2021 roku (5 lat gazowych), a jego wartość została oszacowana na kwotę, która może wynieść ponad 7 mld zł. – *Jesteśmy dumni, że PKN ORLEN – jeden z naszych największych partnerów handlowych – zdecydował się na przedłużenie współpracy z PGNiG. Zaufanie naszych klientów jest dla nas najcenniejsze – informuje Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA. – Nowa umowa gazowa z PGNiG to ważny element budowania przewagi konkurencyjnej Grupy ORLEN, gdyż gwarantuje to, co dla nas kluczowe: bezpieczeństwo dostaw oraz atrakcyjną cenę. Dodatkowo, nowa umowa zastępuje stare kontrakty gazowe i jest lepiej dopasowana do naszych potrzeb jako odbiorcy paliwa gazowego – powiedział Wojciech Jasiński, prezes zarządu PKN ORLEN.*

● **12 września br.** Spółki LOTOS i PGNiG dostarczyły 120 m<sup>3</sup> (120 tys. litrów) skroplonego gazu LNG jako paliwa żeglugowego do zbiorników nowoczesnego, budowanego w Stoczni Remontowej Shipbuilding statku typu PSV (*Platform Supply Vessel*) SIEM HARMONY. Pozwoli to na przeprowadzenie prób morskich jednostki przed oddaniem jej do użytku. Cysterny odebrały gaz z Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego i przetransportowały do stoczni w Gdańsku. To pierwsze tego typu przedsięwzięcie logistyczne w Polsce i jednocześnie efekt współpracy LOTOSU i PGNiG SA.

– *Dzięki terminalowi w Świnoujściu mamy możliwość sprawnego rozdysponowania LNG w całym kraju. Powstaje także coraz więcej jednostek morskich wykorzystujących LNG jako paliwo, które spełnia wszelkie obostrzenia dotyczące emisji siarki i substancji szkodliwych. Dlatego bunkrowanie statków jest usługą, którą w najbliższym czasie chcemy rozwijać – powiedział Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.*

● **30 sierpnia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, spółki z Grupy PGE, zawarły kontrakty indywidualne na sprzedaż paliwa gazowego, których szacunkowa wartość może wynieść 2 mld złotych. Kontrakty obowiązują do 1 października 2019 r. – z opcją przedłużenia do 1 stycznia 2023 roku. Gaz ziemny trafi do Elektrociepłowni Lublin–Wrotków i Elektrociepłowni Rzeszów, należących do grupy PGE. Wolumen dostaw może wynieść łącznie ok. 2,2 mld m<sup>3</sup>. To kolejne kontrakty spółki, zawarte z dużym odbiorcą przemysłowym, w których wprowadzono w pełni rynkowe warunki dostaw.

● **11 sierpnia br.** Ceramika Paradyż i PGNiG Obrót Detaliczny 10 sierpnia podpisały umowę na dostawy gazu w wysokości prawie 1,3 TWh (118 mln m<sup>3</sup>) w ciągu dwóch lat. Jest to największy kontrakt w historii spółki. Od początku roku PGNiG Obrót Detaliczny pozyskał 700 klientów biznesowych. Łączny wolumen sprzedaży gazu z tego tytułu to prawie 4 TWh (358 mln m<sup>3</sup>).

● **8 lipca br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA staje się częścią eksperckiej instytucji, która działa pod auspicjami Organizacji Narodów Zjednoczonych. Współpraca w ramach centrum ma się przyczynić do rozwoju nowych metod odzyskiwania i gospodarczego wykorzystania metanu jako surowca energetycznego. 8 lipca 2016 r. Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG, podpisał aneks do porozumienia z Międzynarodowym Centrum Doskonałości w zakresie metanu z kopalń węgla. Tym samym Polskie Gór-

nictwo Naftowe i Gazownictwo przystąpiło do inicjatywy, która jest ośrodkiem międzynarodowej współpracy w dziedzinie problematyki metanowej. – *Metan to cenne źródło energii, które w dużej części marnujemy przy eksploatacji kopalń węgla kamiennego. Jego odzyskiwanie powinno być na znacznie wyższym poziomie. Współpraca z Międzynarodowym Centrum Doskonałości pozwoli na rozwój nowych technologii, na zwiększenie efektywności odmetanowania kopalń, a także na pozyskiwanie metanu z pokładów węgla – powiedział Piotr Woźniak. – Polska już w 2007 r. przystąpiła do programu Global Methane Initiative. Po wielu latach zastoju podejmujemy na nowo i w nowej formule międzynarodową współpracę w tej dziedzinie – dodał. Porozumienie o powołaniu Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie metanu z kopalń węgla podpisano w 2015 r. w Genewie. Działalność rozpoczęło ono w 2016 r. w Głównym Instytucie Górnictwa pod auspicjami Europejskiej Komisji Gospodarczej Narodów Zjednoczonych (*United Nations Economic Commission for Europe – UNECE*). To jedna z komisji regionalnych ONZ, której zadaniem jest rozwijanie współpracy gospodarczej oraz promowanie i wdrażanie zasad zrównoważonego rozwoju. Centrum skupia ekspertów pracujących nad nowymi metodami odzyskiwania i wykorzystywania metanu z kopalń. Gromadzi informacje i doświadczenia w zakresie zarządzania metanem z kopalń, z zachowaniem zasad zrównoważonego rozwoju, na co szczególnie nacisk kładzie ONZ.*

Razem z członkami zarządu PGNiG, w obecności Michała Kurtyki, podsekretarza stanu w Ministerstwie Energii, dokument podpisał Scott Foster, dyrektor Działu Zrównoważonej Energii w UNECE, dr hab. inż. Stanisław Prusek, naczelny dyrektor Głównego Instytutu Górnictwa, oraz dr Tomasz Nałęcz, zastępca dyrektora Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego.

● **29 czerwca br.** Polska Spółka Gazownictwa oraz Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM 29 czerwca 2016 podpisały memorandum w sprawie oceny możliwości przejścia obiektów systemowych.

Tym samym spółki rozpoczęły proces regulowania statusu sieci gazowych w Polsce. Sieci dystrybucyjne staną się własnością PSG, natomiast GAZ–SYSTEM będzie zarządzać wyłącznie sieciami przesyłowymi. To kluczowa decyzja dla całego sektora gazowego w Polsce. Proces wzajemnego przejmowania gazociągów do eksploatacji rozpocznie się w przyszłym roku. Obecnie trwają analizy dotyczące określenia charakteru sieci gazowej. Cały proces wprowadzi jasny i czytelny podział w zakresie przesyłu i dystrybucji paliwa gazowego, a także wydatnie wpłynie na rozwój rynku gazu w Polsce.



Cezary Mróz, prezes IGG, wręcza dyplom Rafałowi Witkowskiemu z firmy IC Solution. Więcej o Warsztatach Innowacyjnych Pomysłów na stronie 33.

# Energetyka w SOR

Konrad Świrski

Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR) – lipcowy dokument Ministerstwa Rozwoju – nie jest, *sensu stricto*, szczegółowym planem działań, a w zakresie energetyki na pewno nie jest czymś na podobieństwo „Założeń polityki energetycznej Polski do roku...” – czyli dokumentu, który kolejne rządy wydawały już prawie kilkanaście razy (ostatnio w 2015 roku). SOR jest bardziej szczegółowym rozwinięciem wizji (zarysowanej w Planie na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju) – idei rozwoju nowoczesnego państwa i czymś w rodzaju wstępnej dyskusji, w jakim kierunku cały kraj – wszystkie sektory przemysłowe i sama energetyka – będzie się rozwijać.

**D**zisiejsza sytuacja polskiej energetyki jest trudna i to chyba jedyne wspólne stanowisko wszystkich ekspertów. Brakuje natomiast jednego, spójnego rozwiązania, na które zgodzą się zarówno różne siły polityczne, jak i poszczególne grupy interesów – energetyki konwencjonalnej (węglowej, gazowej, jądrowej), odnawialnej i prosumenckiej. Taki konsensus jest niemożliwy, ponieważ **w praktyce nie ma rozwiązań, które pogodziłoby wszystkie ograniczenia i sprzeczności** (przynajmniej ja nie jestem w stanie takiego zaproponować) – budowy optymalnego energy-mix, wprowadzenia nowych technologii, wypełnienia zobowiązań europejskiej polityki klimatycznej, zabezpieczenia miejsc pracy w sektorze energetyki i górnictwa, a – co więcej – zapewnienia bezpiecznych dostaw energii dla użytkowników końcowych, i to jeszcze po niskich cenach. W przyszłości najprawdopodobniej będziemy poruszać się na poziomie ograniczeń (np. albo nie wypełnimy zobowiązań emisyjnych lub one samoczynnie znikną, albo energia będzie droga) i, jak zwykle, zawsze ktoś będzie niezadowolony. Dodatkowym czynnikiem są coraz częstsze zmiany zarówno w ośrodkach decyzyjnych (ministerstwa), jak i w samych zarządach największych koncernów. Nowa, polska energetyka będzie więc rodziła się w bólach, pośród zawirowań strategii i przy coraz silniejszych protestach.

**Dobrze, że powstała Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR).** Dobrze, że powstaje taka wizja, ponieważ bez śmiałych (nawet idealistycznych) planów trudno osiągnąć postęp. Dobrze też, że wizja jest ambitna, bo z samego założenia ideału i wizji nigdy wszystkich celów nie uda się uzyskać. Tak też należy i w SOR odczytywać energetykę – to zarysowanie problemów i pewna (dość idealna i pełna wariantów) wizja rozwiązania, choć wiemy, że rzeczywistość będzie inna, a nasze osiągnięcia na pewno skromniejsze i bardziej ograniczone.

Niewątpliwie istotne jest zauważenie w SOR kluczowego znaczenia energetyki dla całej gospodarki i konieczność „**wypracowania długofalowej, stabilnej polityki energetycznej**”. Energetyka rządzi się własnymi prawami, gdzie stałe czasowe liczy się w dekadach (tu na przykład warto zauważyć, ile lat trwa wybudowanie dużej elektrowni albo wprowadzenie kluczowych przepisów regulacyjnych, jak dla OZE). Energetyce bardzo trudno przebić się strategicznie z problemami, zwłaszcza z koniecznością podejmowania niewygodnych decyzji, kiedy efekty (albo problemy) będą przypadać już na okres rządów innej ekipy – wobec czego zawsze popularne było „odkładanie

problemów na jutro”. **Dziś pewnych problemów, takich jak dotyczące górnictwa, jak modernizacja mocy wytwórczych czy finalny pomysł na pakiet klimatyczny, odłożyć po prostu się nie da, widać to zarówno w działaniach na rynku, jak i w wizji SOR.**

Z drugiej strony SOR, tak jak inne dokumenty strategiczne, omija odpowiedź na podstawowe pytanie: **co z pakietem klimatycznym i dostosowaniem się do europejskich regulacji w zakresie redukcji CO<sub>2</sub> i wprowadzania OZE?** O ile w miarę precyzyjnie można prognozować, co stanie się do roku 2020, to kolejny okres – 2020–2030 (związany z podpisaną reformą ETS i tzw. konkluzjami pakietu klimatycznego, a być może i dodatkowo wzmacniany przez odmienną interpretację porozumień paryskich) – pozostaje wielką niewiadomą. Jest to właśnie kluczowe ograniczenie, niepozwalające opracować jednej, spójnej strategii energetycznej (jeśli mamy zmniejszyć emisję CO<sub>2</sub>, musimy redukować węgiel i wprowadzać nowe moce – gazowe lub jądrowe). Strategia „prześlizguje się” nad problemem i znamienne jest to, że na przykład nie mamy wypełnionej wartości docelowej udziału energii ze źródeł odnawialnych w 2030 roku (co – moim zdaniem – jeśli nadal wierzymy w zjednoczoną Europę, powinno wynosić 27%). Właśnie ratyfikowane przez Polskę porozumienie paryskie (i niejasne zobowiązanie do utrzymania wzrostu średniej temperatury globu poniżej 2°C) jest zupełnie odmiennie rozumiane u nas w kraju i w niektórych kręgach lobbystycznych energetyki odnawialnej. Podczas gdy obecna polska polityka energetyczna wraca do węgla i uważa, że nowe wysokosprawne moce węglowe to właśnie optymalna strategia, to już dawno pokazały się interpretacje, że tak naprawdę postanowienia paryskie to konieczność ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> o 40, a może nawet 70%.

**Do końca więc nie wiemy, jak w SOR wyobrażany jest Energy-mix w roku 2030,** a – jak pisałem na początku – rozwiązanie tego problemu w sposób idealny i wizyjny dla wszystkich nie jest możliwe. Nie wiemy, jakie jest planowane zużycie energii pierwotnej. Prawdopodobnie należy zakładać aktualny poziom, choć preferowany rozwój elektromobilności (co dość dobrze widać w SOR) może krzywą popytu na energię zagiąć w górę. Nie wiemy, czy wizja zakłada wypełnienie ograniczeń redukcji emisji CO<sub>2</sub> czy po prostu powolną degradację europejskich regulacji wobec nowych wyzwań kontynentu, a więc zniesienie tych ograniczeń. Jako próbę pogodzenia ognia z wodą zakładam utrzymanie i uwypuklenie roli energetyki ją-



drowej, zarówno poprzez przyśpieszenie „klasycznego”, polskiego programu EJ i finalnej budowy 6000 MW, jak i nowe „jądrowe” badania rozwojowe – tu sygnalizowana jest technologia HTR. Jedno i drugie należy traktować raczej jako „wizję” czy „ideał” niż jako rozwiązanie praktyczne. Reaktor HTR, i to o mocy 200–350 MW i w terminie roku 2020, to raczej pomyłka redakcyjna, ponieważ z uwagi na niegotowość technologiczną tego rozwiązania, brak certyfikacji i wreszcie nawet rozwiązań tej mocy, realizacja tego projektu strategicznego jest niemożliwa. Polski Program Jądrowy rozwija się z poślizgiem, a wszystkie znaki ekonomiczne i techniczne stawiają kolejne bariery – widać to najlepiej po sztandarowym, brytyjskim projekcie nowej elektrowni w Hinkley Point. Realizacja nawet 1 tys. MW w energetyce jądrowej (jeden blok) do roku 2030 jest dziś bardzo problematyczna (żeby nie powiedzieć niemożliwa), a z tysiąca obiekcji warto wymienić jedną kluczową, a mianowicie – pieniądze. W obecnym momencie ratowania górnictwa przez spółki energetyczne nie ma możliwości finansowania takiej inwestycji, i to chyba powinno zamykać temat. W energetyce jądrowej warto byłoby raczej przyrzeć się możliwości SMR (*Small Modular Reactors*) i zmodyfikować PPEJ do nowych założeń i realistycznych celów około roku 2035. Do roku 2030 natomiast w pełni aktualny jest postulat konieczności budowy „nowych mocy wytwórczych”, które będą takie, na jakie rzeczywistość (techniczna i ekonomiczna) pozwoli. Energy-mix będzie więc kombinacją właśnie budowanych dużych bloków węglowych, energetyki odnawialnej (do roku 2020 obecny poziom wiatru i biomasa, a do roku 2030 – w zależności od europejskiego nacisku) oraz... źródeł gazowych, bo z jądrowymi na pewno nie zdążymy. W energetyce nie ma drogi na skróty i nie stawiałbym na szybkie opracowanie nowej technologii (jak komercyjny HTR czy zaawansowane zgazowanie węgla), tym bardziej że na tym polu zostajemy wyłącznie sami w kraju, a koszty rozwojowe są niebotyczne.

O samym gazie w energetycznym SOR jest raczej niewiele, poza wzmiankowaniem problemu dywersyfikacji dostaw. Sygnalizowane działania strategiczne, jak hub gazowy, to cała holistyczna koncepcja, ile gazu musimy zużywać i z jakiego kierunku należy go dostarczać. SOR nie wspomina już o stawianiu na rewolucję „łupkową” (wobec wyników wstępnych badań), ale zdawkowo łączy wszelkie działania – od pozyskiwania dodatkowych własnych źródeł po dywersyfikację dostaw (tu zarówno gazoport – obecny, a może rozbudowany docelowo i kolejne połączenia międzynarodowe plus rozbudowa magazynów). Znowu, niestety, nie ma dobrej, rewolucyjnej koncepcji – czeka nas uciążliwa praca, a konkurencja, jak zawsze, będzie działać i budować nitki połączeń w innych kierunkach. Brakuje na pewno jasnej wytycznej – ile gazu będziemy zużywać około roku 2030, co też jest związane z brakiem postawienia „kropki nad i” w sprawie energy-mix. Jeżeli bowiem założymy spełnienie postulatów klimatycznych, ograniczenie CO<sub>2</sub> i redukcję węgla w energetyce za pomocą OZE i gazu, to ambitne cele europejskie mogą wymusić prawie podwojenie krajowej konsumpcji, a wówczas dzisiejsze problemy z dywersyfikacją wydawać się będą dziecinną igraszką.

**Najtrudniejszy problem, o którym SOR nie wspomina, to oczywiście pieniądze.** Rozbudowa mocy, sieci przesyłowych, połączeń transgranicznych, gazoportów, rurociągów czy ma-

gazynów wymaga finansowania. Przed polską energetyką stają gigantyczne wyzwania finansowe i to właśnie one będą determinowały to, jak duże obszary samego ideału czy wizji będą spełnione. Obecnie wygląda na to, że raczej w dość ograniczonym stopniu. SOR pokazuje bowiem kluczowe wyzwanie, jakim jest modernizacja sektora węglowego. Dziś problemy kopalń zostały włożone do sektora energetycznego i za restrukturyzację górnictwa płaci energetyka. Niestety, nic nie wskazuje na to, że koszty górnictwa w łatwy sposób zostaną ograniczone. Ostatnie dni to pierwsze znaki narastającego konfliktu wobec nieuchronnej konieczności zamykania niektórych kopalń. W systemie naczyń połączonych – im więcej pieniędzy pochłonie górnictwo, tym mniej zostanie na inwestycje, a wobec tego ograniczenia – takie jak pakiet klimatyczny, nowe normy dla mniejszych elektrowni i elektrociepłowni, wyzwania OZE, sieci, itp. – nie będą wypełniane.

**Czego więc możemy spodziewać się w przyszłości i co zostanie z SOR?** Tak jak zawsze, idealistyczna wizja będzie musiała zmierzyć się z twardą rzeczywistością. Wszystkie cele i założenia będą wypełniane „po kawałeczku”, ponieważ na tyle wystarczy pieniędzy. W końcowym efekcie koszty energetyki będą przerzucane na końcowych użytkowników, czyli na nasze domowe rachunki, a inwestycje w nowe moce realizowane będą z problemami (chyba jeszcze długo będziemy reanimować i modernizować stare węglowe bloki). Poza kończonymi nowymi blokami węglowymi, które z kolei będą miały mniejsze i większe opóźnienia, sektor konwencjonalny będzie walczył o przetrwanie – w walce pomiędzy lobbingiem górniczym a koniecznością inwestycji w inne rynki. Gaz w energetyce nie miał dotychczas dobrej passy. Spektakularny problem Elektrowni Stalowa Wola i nieco mniej spektakularne problemy innych, odłożenie planów nowych bloków (jak w nowej strategii Tauron) to chwilowy odwrót do około 2020 roku. O tym co będzie potem zadecyduje przyszłość regulacji ETS (ograniczenia CO<sub>2</sub>), bo im bardziej będą one silne i wiążące, tym więcej gazu musi pojawić się w energetyce, gdyż energetyka jądrowa nie zdąży. Pomiędzy energetyką klasyczną działać będzie OZE, zabierając wszystkim rynki po kawałku, a może nawet i w kolejnej dekadzie coraz szybciej, wobec nieuchronnego postępu technologii – zwłaszcza dla domowych instalacji i „odłączania się” prosumentów od sieci. Mam jednak nadzieję, że „Odpowiedzialny Rozwój” i „nowa wizja” Polski nie znikną. Powinniśmy bowiem podejmować śmiało decyzje i planować długofalowo, a przede wszystkim nie bać się pewnych naturalnych konfliktów w energetyce – bo łatwo i prosto zwyczajnie się nie da. Wizja SOR cały czas powinna pokazywać cel dla Polski – gospodarki nowoczesnej, efektywnej i w dodatku zmieniającej się wobec nowych technologicznych trendów, co naturalnie musi powodować problemy w „starych sektorach”. Wypadkowa i rezultat na pewno będą gdzieś pośrodku, ale warto, żeby nie pozostać w miejscu (bronić do upadłego takiej energetyki, jaka jest dzisiaj) ani nie iść „na skróty”, wierząc w mityczne technologie i badania.

**Prof. dr hab. inż. Konrad Świrski jest profesorem nadzwyczajnym w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej, koordynatorem ds. energetyki jądrowej.**

# Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski

Stanisław Nagy

Kolejny – piąty już – Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego poświęcony jest dyskusji nad budową nowej polityki energetycznej Polski. Ostatnie lata nauczyły nas, że głos środowiska jest tylko „głosem wołającego na puszczy”. Czy tak będzie w najbliższym czasie? Historia rozliczy nas (jako społeczeństwo) za lat kilkanaście.

**D**wa lata, które upłynęły od ostatniego kongresu, niestety, powiązane są z głębokim kryzysem na rynku surowców energetycznych, wywołanym najpierw przez obniżenie cen węgla, następnie ropy naftowej i wreszcie gazu. W konsekwencji głęboki światowy kryzys producentów paliw kopalnych będzie prawdopodobnie trwał przez najbliższe lata (być może,

do następnego kongresu), nic nie wskazuje na szybkie jego zakończenie.

Na kryzys energetyczny nakłada się kryzys polityczny Unii Europejskiej i kryzys regionalny, obejmujący trzy kontynenty: Azję, Afrykę i Europę, jako konsekwencja fundamentalizmu religijnego w połączeniu z walką o polityczne wpływy „supermocarstw”. Konflikt syryjski i ukraiński – wynikające z tego ostatniego naprężenie stosunków politycznych i gospodarczych na wschodniej granicy Polski – z pewnością nie zapewniają stabilności i zaufania do instytucji międzynarodowych, zwłaszcza europejskich – choćby w kontekście stosunku niektórych państw do projektu Nord Stream 2. Tymczasem niektórzy ekonomiści zapowiadają następny duży kryzys ekonomiczny, co w przypadku jego wystąpienia z pewnością przełoży się na jeszcze głębszy kryzys energetyczny. W takiej sytuacji niełatwo będzie rozmawiać o stanie i przyszłości polskiego przemysłu gazowniczego. Na tym tle prowadzona na kongresie dyskusja o bezpieczeństwie energetycznym Polski w sektorze gazowniczym z pewnością będzie interesującym wydarzeniem, nurtującym całe środowisko gazownicze, i nie tylko.

W tym kontekście bardzo ciekawa będzie kongresowa dyskusja dotycząca problematyki rozwoju przemysłu wydobywczego na terenie kraju w kontekście rozbudzonych sześć lat temu nadziei na budowę samowystarczalności energetycznej gazowo-łupkowej i dylematów związanych z perspektywami dalszego rozpoznania zasobów geologicznych i wydobywalnych. Drugim postawionym na kongresie zagadnieniem z pewnością będzie dalsze rozpoznanie i potencjalne wydobywanie pokładów (np. w Karpatach i zapadlisku przedkarpackim – utwory miocenu, w strefie Wielkopolski – utwory karbonu).

Innym nurtującym pytaniem, w sytuacji, gdy powracamy do dawno zapomnianych projektów odmetanowania pokładów węglowych z powierzchni, jest: czy spektakularny sukces nowych technologii wydobywania metanu przełoży się na umiarkowany sukces polskiego programu? Z pewnością podstawowym wyzwaniem będzie ekonomia procesu i próba przeniesienia „polskiego doświadczenia łupkowego” do technologii CBM. W kontekście kłopotów górnictwa węglowego z problemem „zagrożenia metanowego”, wywołanego przeniesieniem wydobycia węgla na niżej leżące pokłady węglo-



Największa w Polsce kopalnia ropy i gazu Lubiatów–Międzychód–Grotów (LMG).

Fot. archiwum PGNiG



we, odmetanowanie jest koniecznością związaną zarówno z bezpieczeństwem, jak i ekonomią produkcji węgla. Z pewnością dylemat odnośnie do technologii odmetanowania poprzez wiercenia odmetanowujące wgłębne z pokładów węglowych czy z powierzchni pozostanie do rozwiązania w niedalekiej przyszłości. Jednak światowe doświadczenia w zakresie wydobycia metanu z głębokich niskoprzepuszczalnych pokładów, ich porażki i drobne sukcesy, muszą być brane pod uwagę i dyskutowane szerzej.

Ostatnich lat w zakresie konwencjonalnego wydobycia gazu w kraju nie można uznać za zadowalające. Zdefiniowane i ogłoszone prawie dziesięć lat temu zwiększenie wydobycia ze złóż krajowych okazało się tylko kolejną niespełnioną zapowiedzią. Na kryzys ten nakłada się głęboka restrukturyzacja całego przemysłu serwisowego (wiertniczego, geofizycznego) czy wydobywczego, prowadzona permanentnie od 2012 roku i dziwna polityka inwestycji w poszukiwania i wydobycie poza granicami kraju. Niezaprzeczalnym faktem pozostaje skutek tego działania – spadek wskaźnika odnawialności zasobów wydobywalnych poniżej jedności, co oznacza, że brak jest skuteczności lub/i brak inwestycji w odtworzenie krajowych zasobów gazu. Z procesem restrukturyzacyjnym krajowego przemysłu wydobywczego powiązane są inne procesy decyzyjne – niezbyt dobrze oceniane przez środowisko i wywołujące głęboką frustrację, spowodowaną głównie brakiem podstawowego wykształcenia branżowego kadry zarządzającej firm naftowych i gazowniczych. Wydaje się, że głos środowiska w tym zakresie powinien zostać przynajmniej wysłuchany na kongresie.

Na tle problemów występujących w przemyśle wydobywczym pozytywnie należy odebrać działania ostatnich lat w zakresie rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w Polsce, realizowane przez oba główne przedsiębiorstwa. Podkreślić należy, że w tym zakresie wsparcie UE okazało się pomocne, także w kontekście opóźnionej budowy terminalu LNG.

Nieustannie powraca kwestia geopolityki w dyskusji na temat bezpieczeństwa gazowego Polski – długoterminowych kontraktów gazowych, spotowych zakupów gazu czy spotowych zakupów LNG. Przykładem jest tu problem budowy kolejnego gazociągu tranzytowego wschód–zachód (Nord Stream 2). Z pewnością nie należy liczyć tutaj na pomoc UE w zakresie tworzenia jednolitej polityki energetycznej.

Wiele pytań należy postawić na kongresie w kontekście wyzwań związanych z nowym ambitnym planem gospodarczym kraju i rolą w tym rozwoju przemysłu gazowniczego, zarówno w odniesieniu do modyfikowanej (niektórzy twierdzą, że do nieistniejącej) polityki energetycznej do 2035 roku, jak i wobec nowych wyzwań technologicznych napędzanych przez innowacyjny przemysł USA i wynikających z polityki klimatycznej UE.

Jak widać z tego krótkiego zestawienia, istotnych problemów wpływających na potencjalny rozwój przemysłu gazowniczego i jego istotną rolę w napędzie gospodarki jest niemało. Dyskusja na kongresie powinna być ciekawa i konstruktywna. Pożywką i tłem do dyskusji z pewnością będą wystąpienia ministerialne, tworzące osnowę do dyskusji.

**Prof. zw. dr hab. inż. Stanisław Nagy, kierownik Katedry Inżynierii Gazowniczej na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH**

**TargiKielce**  
EXHIBITION & CONGRESS CENTRE



# EXPO-GAS

Targi Techniki Gazowniczej  
**26-27 kwietnia 2017, Kielce**

ORGANIZATORZY:

**TargiKielce**  
EXHIBITION & CONGRESS CENTRE

**Izba Gospodarcza Gazownictwa**

PATRONAT  
MEDIALNY:

NOWOCZESNE  
**TECHNOLOGIE**

**Przebieg**  
Gazownictwa

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

TARGI KIELCE SA, ul. Zakładowa 1, 25-672 Kielce  
Dyrektor projektu: Anna Prędota, tel. 41 365 12 31, fax 41 345 62 61,  
e-mail: predota.anna@targikielce.pl



# Rozwiązania innowacyjne w sektorze gazowniczym na świecie

**Mariusz Łaciak**

Innowacje technologiczne nie powinny być przedstawiane jako proste działania laboratoryjne, prowadzone w celu znalezienia nowych narzędzi, rozwiązań czy procesów dla sektora gazowniczego. Nowością jest tworzenie wartości poprzez połączenie nowych technologii i modeli biznesowych. Innowacja powinna pozwolić osiągnąć cele biznesowe w bardziej skuteczny i szybszy sposób, a w końcowym etapie oferować lepszy produkt.

## Rozwój technologii paliw alternatywnych w transporcie

Obecnie w transporcie samochodowym do zasilania pojazdów są wykorzystywane niemal wyłącznie paliwa ropopochodne. Wraz ze wzrostem ich zużycia ich parametry jakościowe są zaostrzane pod kątem minimalizacji oddziaływania na środowisko przyrodnicze. Równocześnie czynione są starania w celu opracowania i wprowadzania paliw alternatywnych w miejsce dotychczas stosowanych. Powody, dla których poszukuje się paliw alternatywnych do benzyny i oleju napędowego to: zwiększenie wydajności pojazdów i ograniczenie szkodliwości dla środowiska, zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych oraz oszczędność w zużyciu ograniczonych zasobów ropy naftowej.

Najbardziej istotnym paliwem w kampanii ochrony przed zanieczyszczeniem środowiska jest gaz ziemny. Jako paliwo może występować zarówno w postaci sprężonej (CNG), jak i skroplonej (LNG). Gaz ziemny jest również stosowany do wytwarzania wodoru metodą reformingu parowego. Wodór może być wykorzystany jako podstawowy surowiec wyjściowy w przemyśle chemicznym, w procesach rafineryjnych, a także jako źródło paliwa w transporcie samochodowym.

Poczynione zostały znaczne postępy w opracowywaniu paliw alternatywnych, takich jak metanol, etanol, gaz ziemny (CNG/LNG), LPG, eter dimetylowy (DME) i biodiesel. Ponadto, główni producenci samochodów na świecie prowadzą prace nad wprowadzeniem na rynek pojazdów elektrycznych oraz napędzanych ogniwami paliwowymi.

Optymalnym paliwem dla pojazdów samochodowych w odniesieniu do emisji zanieczyszczeń jest stosowany w wie-

lu krajach, jako paliwo silnikowe, LPG (ang. *Liquid Petroleum Gas*). Produkcja LPG jest jednak nierozzerwalnie związana z produkcją i przeróbką ropy naftowej, a więc jego potencjał jako alternatywa dla tradycyjnych paliw jest proporcjonalnie ograniczony. Prawie każdy pojazd napędzany gazem LPG może być konwertowalny na napęd zasilany CNG, przy czym konwersja nie wymaga demontażu istniejącej instalacji.

Ze względu na swoją niezawodność, ekologię i efektywność, autobusy i pojazdy na CNG stanowią dziś najczęstszy wybór dla celów transportu miejskiego w USA, gdzie ich liczba szacowana jest na ponad 120 tysięcy. W Polsce pojazdy tego typu zyskują również coraz większą popularność nie tylko w większych aglomeracjach, lecz również w mniejszych miastach, w których funkcjonuje komunikacja publiczna.

Z punktu widzenia ekologii układy napędowe zasilane gazem ziemnym (ang. NGV – *Natural Gas Vehicles*) cechuje o 40–90% niższa w stosunku do LPG emisja węglowodorów i tlenu węgla do atmosfery. W pojazdach NGV z układów wydechowych nie wydziela się sadza. Silniki tego typu wysyłają do atmosfery ok. 10% mniej niż w przypadku LPG dwutlenku węgla, co stanowi ich główny atut w aspekcie ochrony środowiska. Ich przewagą dodatkowo jest niższy od LPG koszt eksploatacji pojazdu, spowodowany niższym zużyciem silnika. Przy obecnych cenach paliw na rynku, napęd silnikowy na gaz ziemny należy do najbardziej oszczędnych.

Skroplony gaz ziemny (LNG), będąc czystym, niskoemisyjnym i wydajnym źródłem energii, znalazł przeznaczenie jako paliwo silnikowe, wykorzystywane w samochodach osobowych i ciężarowych, autobusach, w transporcie kolejowym oraz morskim.

Zastosowany jako paliwo do silników, podawany jest do pojazdów na stacji tankowania LNG, a na statki przez bunkrowanie ze stałej instalacji LNG, z cysterny lub z bunkierki.

Doskonałym paliwem silnikowym może być biogaz, niemniej podlega on takim samym ograniczeniom jak etanol. Przede wszystkim wykorzystywany jest ten sam proces produkcyjny i surowce.

## Sprężony gaz ziemny (CNG – *Compressed Natural Gas*)

Gaz ziemny może być użytkowany w postaci sprężonej jako CNG. Jest on doskonałym kompromisem między dostępnością

danej technologii, która jest sprawdzona i stosunkowo łatwa do wykorzystania w wielu dziedzinach z branży motoryzacyjnej, a ponoszonymi kosztami. Dlatego CNG jako paliwo budzi duże zainteresowanie na całym świecie.

Tabela.1. Liczba pojazdów zasilanych gazem ziemnym, użytkowanych w państwach UE [szt.]

Lp.	Kraj	NGV		
		2007	2013	2015
1.	Włochy	432 900	823 000	885 300
2.	Niemcy	60 000	96 349	98 172
3.	Bułgaria	25 225	61 623	61 320
4.	Szwecja	11 515	44 322	46 715
5.	Francja	10 150	13 538	13 550
6.	Hiszpania	1 526	3 781	3 990
7.	Polska	1 400	3 392	3 590
8.	Austria	1 022	7 717	8 332
9.	Czechy	903	7 050	8 817
10.	Holandia	858	6 680	7 573

Źródło: *The Gas Vehicle Report* (June 2008–2015); [www.ngvjournal.com](http://www.ngvjournal.com)

Sprężony gaz ziemny (CNG) jest to skompresowany, a czasami dodatkowo schłodzony (lecz nie skroplony) gaz ziemny. Jako paliwo cechuje go wysoka liczba oktanowa – około 130. Jest on sprężony do ciśnienia maksymalnie 25 MPa, w temperaturze otoczenia, dzięki czemu redukuje swoją objętość, a zwiększa gęstość transportowanej energii.

CNG to sprawdzona i znana technologia, wykorzystywana w transporcie lądowym i morskim. Od 2000 roku transport morski CNG został uznany za realne alternatywne rozwiązanie dla transportu LNG i rurociągów. Można stwierdzić, że statki z CNG to w rzeczywistości „pływające” rurociągi. Obiekty i instalacje technologiczne na lądzie, wymagane do załadunku i rozładunku transportowanego CNG, składają się ze stosunkowo prostych konstrukcji, których koszty są minimalne w porównaniu z instalacjami LNG. W przypadku transportu morskiego CNG można mówić o nowej generacji zbiorników CNG, o wysokiej sprawności, znacznie zmniejszających koszty transportu. Realizacja dostaw CNG drogą morską pozwoli na utworzenie nowych rynków gazu, ale może być również korzystna dla już rozwiniętych rynków energii.

### Skroplony gaz ziemny (LNG – *Liquefied Natural Gas*)

Za wykorzystaniem gazu ziemnego w formie skroplonej przemawia mniejsza objętość zbiornika magazynowego, a także znacznie większy zasięg pojazdów napędzanych LNG. Spowodowane jest to uzyskaniem znacznie większych ilości paliwa gazowego w fazie lotnej ze stosunkowo niewielkiej objętości LNG, uzyskanej w wyniku jego regazyfikacji w instalacji przed podaniem go do układu komory spalania. W tej samej objętości LNG mieści się około 2,5 razy większa ilość gazu niż w przypadku CNG. Szacuje się, iż z jednego metra sześciennego LNG

można uzyskać ok. 600 metrów sześciennych paliwa w fazie gazowej, co oznacza prawie 600-krotną kompresję surowca. Mimo iż uzysk wydaje się olbrzymi, problemem pozostaje konieczność utrzymywania bardzo niskiej temperatury zbiornika magazynowego, około  $-162^{\circ}\text{C}$ , co wymusza stosowanie specjalistycznych izolacji kriogenicznych.

Rozwój nowoczesnych systemów procesu projektowania oraz postęp w dziedzinie technologii i integracji skutkują polepszeniem efektywności energetycznej w skali światowej infrastruktury przemysłowej LNG. Coraz wyraźniej zaczyna zaznaczać się ogromny potencjał małych i średnich instalacji, wpływając na rozwój przemysłu LNG i inicjując nowe kierunki technologiczne.

Rozwój przemysłu pociąga za sobą coraz większe zapotrzebowanie na energię elektryczną. Znaczna liczba państw w świecie widzi w rynku gazu LNG możliwość obniżenia kosztów produkcji energii elektrycznej oraz rachunku za moc. Motywuje to do wypracowania nowych projektów i technologii w celu zmniejszenia tych kosztów. Spośród nowych opcji należy wziąć pod uwagę systemy mogące poprawić wydajność procesu regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, wykorzystujące LNG jako źródło zimna w zwiększeniu mocy procesu kogeneracyjnego. Energia elektryczna może tu być produkowana z wykorzystaniem LNG jako radiatora zimna w cyklu kombinowanym, w celu podniesienia sprawności. Integracja z elektrownią z wykorzystaniem cyklu Rankine’a, Brytona lub cyklu kombinowanego stanowić może naturalny proces rozwoju technologii regazyfikacji LNG, która pozwalałaby zmniejszyć łączne koszty instalacji i zwiększyłaby jej ogólną sprawność cieplną.

Zimna energia LNG znalazła zastosowanie również w przemyśle spożywczym (chłodnie), do produkcji suchego lodu i odsalania wody morskiej, w instalacjach do skraplania powietrza oraz do kondensacji powstałych oparów BOG, do redukcji wysokiej temperatury magnesów w generatorach MHD (magnetogazodynamicznych), w medycynie, a także przy niskotemperaturowym frakcjonowaniu gazów węglowodorowych.

Wykorzystanie LNG stwarza również możliwość dostarczania gazu ziemnego do obszarów, które nie dysponują odpowiednią infrastrukturą i połączeniem gazociągowym z siecią przesyłową ze względów technicznych lub z uwagi na nieoptyczność ekonomiczną. Pozwala na zapewnienie odpowiedniego funkcjonowania sieci gazowej i niezakłóconych dostaw gazu ziemnego w trakcie chwilowego wysokiego zapotrzebowania na to paliwo, dzięki budowie lokalnych instalacji szczytowych. W czasie niskiego poboru gazu sieciowego jego nadwyżka jest skraplana (z wydajnością około 40–100 ton LNG dziennie) i magazynowana. W okresach zwiększonego zapotrzebowania skroplony gaz ziemny jest odparowywany i wprowadzany do sieci.

Wśród obecnie stosowanych nowych technologii związanych z produkcją, a w pewnym zakresie i z importem, jest system FLNG (ang. *Floating LNG*). Jest to technologia umożliwiająca eksploatację przybrzeżnych niewielkich złóż gazu ziemnego, których udostępnianie wraz z transportem rurociągowym wyeksploatowanego gazu na ląd dotychczasowymi metodami byłoby nieoptyczne. Metoda ta łączy technologie podmorskiej eksploatacji złóż i platform LNG-FPSO (ang. *LNG-Floating-Production-Storage-Offloading*). System FLNG składa się z platformy morskiej LNG FPSO do produkcji

(skraplania) gazu – metanowca do transportu LNG – platformy FSRU (ang. *Floating-Storage-Regasification-Unit*), zacumowanej na morzu lub w strefie przybrzeżnej, gdzie LNG jest magazynowany, regazyfikowany i następnie transportowany rurociągami podmorskimi na ląd. System FSRU może spełniać rolę pływającego terminalu LNG, może też współpracować z systemem LNG ATB (ang. *LNG Articulated Tug and Barge*), a więc z wykorzystaniem holowników i barek dostosowanych do magazynowania i transportu LNG. Te ostatnie technologie stosować można jednak tylko na małą skalę i przy realizacji niewielkich projektów LNG.

### Paliwa ciekłe z przeróbki gazu ziemnego (GTL – *Gas to Liquids*)

Główną alternatywą dla transportu rurociągowego gazu staje się skroplony gaz ziemny (LNG) oraz – w pewnym zakresie – sprężony gaz ziemny (CNG), a także konwersja chemiczna gazu do ciekłych paliw przewoźnych określanych jako „gaz do cieczy”, czyli GTL (ang. *Gas to Liquids*). Przemysł GTL w ostatnich latach zmienia się w szybkim tempie i wraz z alkoholami zyskuje na znaczeniu.

Alkohole, takie jak metanol i etanol, tworzą idealne paliwo do silników z zapłonem iskrowym. Ich zalety to wysoka wartość przeciwstukowa, która określa ich zastosowanie jako dodatku (10%) do benzyny bezołowiowej, i względna czystość produkowanych spalin.

Gaz ziemny nie może być bezpośrednio przekształcony w paliwo ciekłe, chociaż w literaturze naukowej zaproponowano wiele takich rozwiązań. Przejście przez etap półproduktów dotychczas jest nieuniknione. Najbardziej sprawdzone polega na konwersji do metanolu, który może być poddany dalszym przemianom na eter dimetylowy (DME), proponowany przez H. Topsoe AS jako zamiennik oleju napędowego lub dalej przekształcany zarówno do benzyn (MTG, *MethanoToGasoline* przez Exxon oraz TIGAS przez H. Topsoe A.S. technologie) lub olefin (MTO, *MethanoToOlefins* (etylen i propylen przez UOP oraz przez Lurgi) dla sektora petrochemicznego. Metanol wykorzystujący gaz ziemny jako surowiec wymaga jednak kosztownych i złożonych procesów produkcyjnych.

### Zaadsorbowany gaz ziemny (ang. *Adsorbed Natural Gas*)

ANG jest jedną z nowych technologii do magazynowania i transportu gazu poprzez adsorpcję cząsteczek gazu na różnych rodzajach materiałów adsorpcyjnych. Technologia ANG pozwala na magazynowanie dużych ilości gazu przy stosunkowo niskim ciśnieniu (40–60 bar), w temperaturze pokojowej, w stosunkowo cienkościennym zbiorniku wypełnionym adsorbentem. Ten poziom ciśnienia umożliwia tankowanie zbiornika za pomocą prostego i taniego sprzętu lub czasem tankowania bezpośrednio z gazociągów. Obecnie pojawił się węgiel aktywny o znacznie zwiększonym potencjale do magazynowania gazu ziemnego pod ciśnieniem do 34 bar. Oprócz wysokiej wydajności węgle mają tendencję do posiadania wysokich gęstości. W związku z tym węgiel o wysokiej gęstości będzie zajmować mniejszą objętość w zasobniku.

### Zamiennosc gazow w aspekcie bezpiecznego uzytkowania i wspomagania zasilania sieci gazu ziemnego

W wielu przypadkach przeprowadzane analizy ekonomiczne dowodzą, że zapewnienie wymiennosci paliwa gazowego przyniosloby wiekszy efekt ekonomiczny niz zwiekszenie przepustowosci gazociagow dla dostarczenia tej samej ilosci gazu ziemnego. Wraz z zagrozeniem pewnoscii dostaw gazu ziemnego do odbiorcow w okresach szczytowego zapotrzebowania pojawia sie koniecznosc wprowadzania do sieci gazowych mieszanin gazowych niepowodujacych zmian jakoosciowych rozprawdzanego gazu i niemajacych negatywnego wplywu na bezpieczenstwo uzytkownikow. Zamiennosc gazow związana jest wiec z dodawaniem do gazu ziemnego pewnej ilosci gazu będadcego substytutem naturalnego gazu ziemnego przy spełnieniu kryteriow zamiennosci w celu zagwarantowania pewnoscii dostaw gazu ziemnego do odbiorcow. Rozwiązania takie, stosowane w wielu krajach swiata, nie wywołują koniecznoscii przewymiarowania sieci gazowej na etapie projektowania lub jej późniejszej rekonstrukcji w celu zwiekszenia jej przepustowosci. Gazy, które mogą być użyte w procesach mieszanania i wykorzystane jako gazy zamiennie, to przede wszystkim LPG, gazy wysypiskowe lub biogazy (ang. *Landfill Gas – LFG*) oraz – w pewnych warunkach – eter dimetylowy (DME). Najczęściej do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz ziemny do dystrybucyjnej sieci lub instalacji gazowej zasilajacej odbiorcę przemysłowego wprowadza się mieszanke zawierajaca okolo 75% gazu ziemnego i 25% tzw. syntetycznego gazu ziemnego SNG (ang. *Synthetic Natural Gas*), będadcego mieszanina odparowanego gazu plynego z powietrzem, najczęściej w stosunku okolo 45% powietrza i 55% LPG. Systemy i instalacje SNG można by uznać za inwestycje poprawiajace bezpieczenstwo i elastycznosc dostaw gazu do odbiorcow.

### Wodór

Konwersja gazu ziemnego do wodoru jest techniką powszechnie stosowaną przy przepływach na mniejszą skalę. Wodór jest wykorzystywany jako wyjściowy surowiec chemiczny do dalszej przeróbki przemysłowej (m.in. do syntezy amoniaku i metanolu) i w przemyśle rafineryjnym lub jako paliwo silnikowe. Jest określaný jako paliwo superczyste, w wyniku jego spalania powstaje tylko woda. Jest podstawowym paliwem dla wysokowydajnych pojazdów na ogniwa paliwowe o zerowej emisji. Pomimo postępów w rozwoju technologii koszty produkcji wodoru są wciąż olbrzymie. Wielką niewiadomą są też koszty transportu i dystrybucji wodoru.

Wodór z tzw. czystych źródeł, jak wiatr czy energia słoneczna, jest reklamowany jako paliwo transportowe przyszłości. Koszt produkcji wodoru z takich źródeł jest jednak bardzo wysoki i na razie nieopłacalny ze względu na cenę wytwarzanej w ten sposób energii elektrycznej. Wodór jest nośnikiem energii, który może być używany do magazynowania nadwyżek mocy w chwilach jej zmniejszonego zapotrzebowania. Magazynowanie wodoru może być stosowane do regeneracji energii elektrycznej w sieci lokalnej, gdy istnieje niedobór mocy. Taki odnawialny system energetyczny wodoru może zapewnić równowagę podaży i popytu na zdecentralizowanych rynkach energii. Wraz z rozwojem technologii w przyszłości rozważa się



produkcję wodoru i metanu z nadwyżek energii elektrycznej (technologie *Power to gas*).

W wielu krajach udział energii odnawialnej, która obejmuje około 30–40% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną, może doprowadzić do znacznych nadwyżek energii, które muszą zostać uwzględnione w systemie energetycznym danego kraju. Udziały przekraczające zapotrzebowanie o 60–80% lub więcej mogą spowodować dziesiątki TWh nadwyżek energii elektrycznej rocznie w takich krajach, jak np. Niemcy, Holandia, Hiszpania i Wielka Brytania. Rozwiązaniem tego problemu jest magazynowanie energii elektrycznej pod postacią wodoru. Takie rozwiązanie prowadzi do poprawy efektywności wytwarzania energii, ulepsza sprawność zarządzania systemami produkcji i przesyłu, poprawia jakość energii i umożliwia lepsze wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (okresowy lub lokalny nadmiar energii ze źródeł odnawialnych).

### Budowa i eksploatacja sieci gazowych

Wraz ze zwiększaniem ciśnień roboczych w gazociągach istnieje konieczność stosowania do ich budowy rur wykonanych ze stali o coraz wyższych parametrach wytrzymałościowych. Coraz częściej stosowane są rury z niskostopowej stali drobnoziarnistej, o granicy plastyczności powyżej 450 MPa lub większej. Podwyższone standardy wytrzymałości muszą spełniać również pozostałe elementy używane do budowy, takie jak kształtki czy armatura. Rozwój tej dziedziny spowodował pojawienie się nowych materiałów i technologii budowy rur, szczególnie w zakresie wytrzymałości i odporności na korozję, jak systemy rur kompozytowych Flexpipes, X200™ lub innych. Na przykład złożony system budowy rur, znany jako X200™, to technologia budowy rur kompozytowych z klejonych laminowanych taśm stalowych. Oferuje on nową, tanią metodę budowy rur dla gazociągów i ropociągów w różnych konfiguracjach. Materiał do budowy, czyli gatunek stali, specjalny stop lub odpowiednio dobrana wzmocniona warstwa termoplastyczna, może być zdefiniowany przez użytkownika w celu dostosowania rur do danego transportowanego medium. Rury są wytrzymalsze, o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 10 MPa i są znacznie lżejsze od konwencjonalnych.

Postęp technologiczny pozwala na zwiększenie bezpieczeństwa eksploatacji gazociągów oraz na szybsze reagowanie w potencjalnych sytuacjach awaryjnych. Na uwagę zasługują tu szczególnie metody detekcji nieszczelności i integralności gazociągu, realizowane z wykorzystaniem sensorycznych kabli światłowodowych. Wśród zastosowań światłowodów do monitoringu gazociągów i obiektów technicznych można wyróżnić trzy obszary ich zastosowania, tj. wykrywanie ewentualnych nieszczelności, monitoring integralności gazociągu (zmian stanu naprężeń w rurociągu) i detekcja ingerencji osób trzecich w obiekty bezobsługowe lub stacje oraz automatyczne generowanie alarmów.

Wykorzystanie światłowodów do detekcji związane jest z ich odpornością na pracę w trudnych warunkach, takich jak drgania, zapylenie, wysokie temperatury, wysokie ciśnienia czy zakłócenia elektromagnetyczne. Dodatkową zaletą czujników światłowodowych jest ich znaczna czułość i szeroki zakres pomiarowy oraz brak przewodnictwa elektrycznego.

Można je bezpiecznie instalować w strefach zagrożenia wybuchem.

Inną metodą kontroli gazociągów, głównie przesyłowych, jest metoda laserowej detekcji metanu do wykrywania wycieków gazu. Dla rozpoznania i oznaczenia metanu lub innych węglowodorów alifatycznych w danym ośrodku stosowana jest analiza jego widma w podczerwieni. Proces ten jest określany jako absorpcyjna analiza spektroskopowa. Wykonuje się ją z powietrza przy użyciu np. drona lub śmigłowca.

Podstawowym obiektem każdej sieci gazowej, jak wiadomo, jest stacja gazowa. Nowoczesne systemy sterowania stacjami redukcyjno-pomiarowymi pozwalają na pełną kontrolę ich działania. Zastosowanie systemów transmisji danych i monitoringu wizualnego oraz elektronicznego zintegrowanego systemu zarządzania stacją, a także cyfrowych tzw. inteligentnych jednostek sterujących, pozwala na optymalizację parametrów pracy stacji, a tym samym dostosowanie stacji do przewidywanych zmian warunków odbioru gazu.

\*\*\*

Prezentowano tutaj zaledwie niektóre, podstawowe kierunki, a właściwie ich zarys w rozwoju technologii zwiększających innowacyjność w sektorze gazowniczym.

Duża liczba rodzajów dostępnych źródeł gazu, lokalizacje i rynki zbytu wymagają stosowania wielu różnorodnych opcji technologicznych.

Szybki rozwój technologiczny w sektorze gazu ziemnego w ostatnich latach spowodował zwiększenie jego konsumpcji. Coraz to nowe zastosowania tego surowca sprawiły, iż zwiększył się również popyt na technologie gazownicze. Nowe technologie należy interpretować nie jako alternatywę, ale jako dodatkowe możliwości, wzbogacające rosnące światowe zapotrzebowanie na energię w bardziej elastyczny i zrównoważony sposób.

**Mariusz Łaciak, prof. dr hab. inż. w Katedrze Inżynierii Gazowniczej na Wydziale Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH.**

#### Literatura

- Burke R., Ody T., *Intelligent pipeline design and construction. SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition*, Utrecht, March 2010.
- Kuczyński S., Liszka K., Łaciak M., Oliinyk A., Strodos R., Szurlej A., *Technological and safety aspects of CNG home fast refueling units*, AGH Drilling, Oil, Gas. Vol. 33. No. 2, 2016, p. 425–432.
- Łaciak M., *Liquefied Natural Gas storage of variable composition*. Archives of Mining Sciences. Vol. 60, no 1, 2015, p. 225–238.
- Łaciak M., *Properties of artificial gaseous mixtures for their safe use and support the natural gas supply networks*. Archives of Mining Sciences. Vol. 57, no 2, 2012, s. 351–362.
- Osiadacz A., Chaczykowski M., *Stacje gazowe. Teoria, projektowanie, eksploatacja*. Fluid Systems, Warszawa 2010.
- Rossini S., Delbianco A., Zennaro R., *Technology innovation for natural gas monetization*, 11<sup>th</sup> Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, Ravena, March 2013.
- Włodek T., Łaciak M., Kurowska K., Węgrzyn Ł., *Thermodynamic analysis of hydrogen pipeline transportation – selected aspects*, AGH Drilling, Oil, Gas. Vol. 33. No. 2, 2016, p. 379–396.

# Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2014–2022

Piotr Szlagowski

W związku ze zmianami, jakie zaszły na światowych rynkach – szczególnie spadkiem cen ropy naftowej i gazu ziemnego – Zarząd PGNiG dokonał aktualizacji strategii na lata 2014–2022. Aktualizacja dokumentu została zatwierdzona przez Radę Nadzorczą PGNiG SA 4 kwietnia 2016 roku. W zaktualizowanej strategii dodatkowy akcent został położony na dywersyfikację portfela importowego.

Utrzymanie wartości w obrocie (detalicznym i hurtowym)

Szczególnym obszarem aktywności grupy w obszarze obrotu jest badanie możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego po roku 2022.

17 czerwca 2016 r. GK PGNiG rozpoczęło import gazu przez Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Obecnie spółka ma podpisaną umowę z katarską firmą Qatargas na dostawy ok. 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu LNG rocznie. Do sierpnia 2016 r. do Polski trafiły dostawy w ramach kontraktu długoterminowego z Qatargas oraz jedna z Norwegii na zasadach spotowych. Grupa PGNiG planuje zakupy LNG na zasadach spotowych niezależnie od regularnych dostaw, realizowanych w ramach długoterminowego kontraktu z katarską spółką Qatargas. Pozyskiwanie LNG w formule spot pozwala na dywersyfikację źródeł dostaw surowca, a także umożliwia efektywną optymalizację portfela zakupowego Grupy PGNiG.

Poprzez zarezerwowane 65% mocy terminalu w Świnoujściu PGNiG stało się uczestnikiem globalnego rynku LNG. Kolejnym krokiem będzie otwarcie biura handlowego LNG w Londynie – europejskim centrum obrotu tym surowcem. Biuro rozpocznie pracę w styczniu 2017 r., a pełną zdolność operacyjną osiągnie do końca I kwartału 2017 r. PGNiG będzie kupować po konkurencyjnych cenach gaz LNG na potrzeby spółki, a także rozpocznie handel na światowych rynkach.

Jednocześnie PGNiG dąży do utrzymania pozycji lidera sprzedaży na rynku gazu oraz preferowanego dostawcy dla wszystkich segmentów klientów. Spółka dostosowuje swoją ofertę produktową do uwarunkowań zewnętrznych, wynikają-

cych z liberalizacji rynku. I połowa 2016 r. pokazała, że strategia oparta na oferowaniu szerokiego wachlarza dedykowanych ofert rabatowych, zwłaszcza w segmencie klientów biznesowych, jest uzasadniona. Klienci bardzo pozytywnie oceniają tę inicjatywę. Promocje i produkty skierowane do różnych grup odbiorców pozwalają na budowanie trwałej partnerskiej relacji z klientem. Od początku roku PGNiG Obrót Detaliczny pozyskał 700 klientów biznesowych. Łączny wolumen sprzedaży gazu z tego tytułu to prawie 4 TWh (358 mln m<sup>3</sup>).

Celem spółki jest również dywersyfikacja kanałów sprzedaży gazu i większe zaangażowanie w transakcje na rynku OTC. W związku z tym 17 czerwca 2016 r. otworzono w Krakowie pierwsze biuro obsługi klienta BOK Premium, a 1 lipca 2016 r. PGNiG rozpoczęło sprzedaż gazu na platformie brokerskiej InfoEngine, co sprzyjać będzie zwiększeniu płynności na rynku gazu w Polsce.

Maksymalizacja przepływów z obszaru infrastruktury i wytwarzania

Strategia zakłada również zwiększenie ilości dystrybuowanego gazu, liczby nowych odbiorców oraz istotny przyrost gazyfikacji nowych gmin w Polsce. Nadrzędnym celem na kolejne lata będzie dążenie do likwidacji tzw. białych plam na gazowej mapie Polski. Polska Spółka Gazownictwa (PSG) do 2022 roku chce zrealizować plan gazyfikacji 74 nowych gmin oraz przyłączenia do sieci około 350 tys. nowych odbiorców. Dodatkowo, zmianie ulegnie struktura organizacyjna PSG. Uprości to współpracę z władzami samorządowymi i ułatwi dostęp do usług dla klientów spółki dystrybucyjnej.

GK PGNiG konsekwentnie realizuje również działania ukierunkowane na zwiększenie udziałów w rynku produkcji i dystrybucji ciepła. W tym celu 28 kwietnia br. PGNiG Termika SA (PGNiG Termika) kupiła 100% akcji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej S.A. w Jastrzębiu-Zdroju (PEC Jastrzębie). PEC Jastrzębie działa na bardzo perspektywicznych rynkach ciepła Górnego Śląska, w których grupa widzi potencjał wzrostu już w krótkim okresie.

Kolejnym krokiem w kierunku realizacji strategii Grupy PGNiG w obszarze akwizycji systemów ciepłowniczych był zakup 11 sierpnia 2016 r. przez PGNiG Termika akcji Spółki Energetycznej „Jastrzębie” SA (SEJ) od Jastrzębskiej Spółki Węglo-

wej SA. SEJ zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła dla potrzeb kopalni Jastrzębskiej Spółki Węglowej SA oraz innych odbiorców przemysłowych, a także produkcją ciepła dla gospodarstw domowych, którego dystrybucją zajmuje się PEC.

### Wzmocnienie i transformacja obszaru poszukiwania i wydobywania

Głównym celem w tym segmencie jest utrzymanie stabilnego wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej w kraju. GK PGNiG w I poł. 2016 r. wydobyla łącznie 2262 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego (w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy), z czego wydobycie ze złóż krajowych wyniosło 1950 mln m<sup>3</sup>, a z zagranicznych 312 mln m<sup>3</sup>. Ponadto, w Polsce GK PGNiG kontynuowała prace poszukiwawczo-rozpoznawcze złóż typu *shale gas* na swoich najbardziej perspektywicznych koncesjach. Celem tych działań jest potwierdzenie wydobywalnych zasobów węglowodorów ze źródeł niekonwencjonalnych oraz uzyskanie ekonomicznie opłacalnego ich wydobycia w możliwie najkrótszym czasie.

We wrześniu 2016 r. PGNiG, wraz z Państwowym Instytutem Geologicznym, rozpoczyna testowanie nowatorskiej metody wydobycia metanu z pokładów węgla kamiennego (CBM) w Gilowicach na Śląsku. PGNiG wykorzysta tam swoje doświadczenia z zabiegów stymulacji poprzez hydrauliczne szczelinowanie, które wykonywało już w ramach prac związanych z poszukiwaniem gazu z formacji łupkowych.

W I połowie 2016 r. GK prowadziła również aktywnie prace poszukiwawczo-wydobywcze na swoich koncesjach zagranicznych (Norwegia, Pakistan). 23 maja 2016 r. rozpoczęto odwiert eksploatacyjny Rehman-2 w Pakistanie. To już trzeci odwiert realizowany na złożu Rehman, którego zadaniem jest przede wszystkim zwiększenie produkcji gazu ziemnego.

### Zbudowanie fundamentów wzrostu w całym łańcuchu wartości

Strategia GK PGNiG zakłada stworzenie ze spółki jednego z najbardziej innowacyjnych przedsiębiorstw w sektorze energetycznym w Polsce. W I półroczu 2016 r. zainicjowano zmiany w zakresie funkcjonowania dotychczasowego obszaru badań i rozwoju (B+R). Rozpoczęto prace nad stworzeniem nowej, poszerzonej strategii B+R+I, czyli badań, rozwoju i innowacji. Wśród założeń nowej strategii B+R+I między innymi jest stworzenie nowych narzędzi wspierania innowacyjności, które umożliwią PGNiG rozwinięcie działalności na kolejnych (po B+R) etapach życia innowacji, to jest komercjalizacji i zarządzania dojrzałym produktem innowacyjnym. Równolegle spółka zainicjowała projekt, którego celem jest opracowanie zasad i narzędzi współpracy ze start-upami w realizacji strategicznych celów spółki. Prace w ramach tego projektu będą skoordynowane z operacjonalizacją i wdrożeniem strategii B+R+I, przewidzianymi na trzeci i czwarty kwartał 2016 r.

W obszarze zarządzania zasobami ludzkimi PGNiG stawia przede wszystkim na rozwój i utrzymanie w organizacji pracowników o dużym potencjale. W związku z tym 10 czerwca 2016 r. w spółce wdrożono system identyfikacji talentów. Pracownicy mogą stać się beneficjentami programu rozwojowego, przygotowującego do pełnienia dalszych funkcji w organizacji, w tym funkcji menedżerskich. W I półroczu 2016 roku przekroczono planowane do osiągnięcia w strategii oszczędności kosztowe o 45 mln zł. Dzięki sprawności organizacyjnej i procesowej Grupy PGNiG, skumulowana od 2014 roku trwała redukcja kosztów osiągnęła poziom 765 mln zł.

Autor jest dyrektorem Departamentu Strategii PGNiG SA.

# Strategia Polskiej Spółki Gazownictwa 2016–2022

## Piotr Skrzyński

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. jest największą ze spółek Grupy Kapitałowej PGNiG. Zatrudnia ok. 11 tys. pracowników, działa na terenie całej Polski i dystrybuuje gaz poprzez 177 tysięcy km gazociągów. Od 1 lipca – zgodnie z pakietem porozumień, podpisanym pomiędzy zarządem spółki a stroną społeczną, a następnie zaakceptowanym przez organy korporacyjne spółki – wdrażana jest nowa strategia działalności PSG. Jej wprowadzenie oznacza poważną przebudowę modelu dystrybucji gazu w Polsce. Polska Spółka Gazownictwa staje się bowiem Narodowym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Gazu w ramach GK PGNiG i przyjmuje na siebie następujące funkcje:

■ realizowanie polityki gospodarczej rządu RP,

- porządkowanie systemu gazowniczego,
- rozwijanie infrastruktury dystrybucji gazu,
- współuczestniczenie w planowaniu zagospodarowania przestrzennego,
- wyrównywanie różnic cywilizacyjnych,
- współpracę z administracją rządową i samorządową,
- pobudzanie koniunktury gospodarczej,
- współpracę ze służbami ratunkowymi na poziomie centralnym i lokalnym.

Podstawową misją Polskiej Spółki Gazownictwa jest dostarczanie paliwa gazowego w sposób ciągły, bezpieczny, z poszanowaniem środowiska naturalnego.



Polska Spółka Gazownictwa w swojej działalności kieruje się czterema podstawowymi wartościami.

## ODPOWIEDZIALNOŚĆ

- Wywiązywanie się z umów, zobowiązań, odpowiedzialność za czyny i decyzje.
- Transparentność działań.
- Prowadzenie działalności w duchu społecznej odpowiedzialności biznesu.

## ROZWÓJ

- Budowanie wartości spółki.
- Ciągła poprawa efektywności działań.
- Poszukiwanie i wdrażanie innowacyjnych rozwiązań oraz technologii.
- Podejmowanie nowych wyzwań rynkowych.

## LUDZIE

- Zapewnienie bezpiecznego i godnego środowiska pracy.
- Dbałość o zapewnienie możliwości rozwoju i realizacji ambicji zawodowych.
- Dbałość o satysfakcję z pracy.
- Dbałość o kulturę etyczną, sprzyjającą budowaniu pozytywnych relacji i wzajemnego zaufania w codziennej pracy.

## KLIENCI

- Kształtowanie trwałych relacji z kontrahentami i odbiorcami gazu.
  - Zapewnienie wysokiej jakości obsługi klienta.
- Polska Spółka Gazownictwa jest liderem na rynku dystrybucji gazu. Przyjęty kierunek zmian pozwoli jej umocnić swoją

pozycję i kontynuować rozwój, czego bezpośrednim efektem ma być poprawa wyników finansowych. PSG chce to osiągnąć poprzez nowy model zarządzania wartością firmy. Będzie realizować politykę ewolucyjnego wzrostu nie poprzez prostą redukcję kosztów – w tym zwolnienia pracowników, co było stałą praktyką w latach 2012–2015, lecz przez zwiększenie ilości dystrybuowanego gazu oraz aktywne pozyskiwanie nowych klientów, przy jednoczesnym utrzymaniu dyscypliny kosztowej, połączonej z optymalizacją kosztów realizowanych procesów. Nacisk zostanie też położony na lepszą współpracę z samorządami. Polska Spółka Gazownictwa chce aktywnie uczestniczyć w tworzeniu planów inwestycyjnych poszczególnych gmin, tak aby wspólnie realizować inwestycje. Pozwoli to także na bardziej efektywne wykorzystywanie środków pomocowych z Unii Europejskiej do dofinansowania inwestycji w rejonach, w których nie ma infrastruktury gazowniczej, a jedynym sposobem dostarczenia odbiorcom ekologicznego i taniego paliwa, jakim jest gaz ziemny, jest budowa stacji regazyfikacji gazu LNG.

Zmiana struktury organizacyjnej wydatnie wpłynie na szybszą realizację inwestycji i likwidację tzw. białych plam, czyli obszarów bez sieci gazowniczej. Dotyczy to głównie obszarów wschodniej Polski, pomijanych w ostatnich latach w wielu aspektach inwestycyjnych. Nowa strategia Polskiej Spółki Gazownictwa ma przynieść realne efekty. W założeniach na lata 2016–2022 EBIDTA ma wynieść 15 985 mln PLN, a wolumen dystrybuowanego gazu 79,06 mld m sześć. Liczba przyłączy wzrośnie o ponad 350 tysięcy, tak aby stan gazyfikacji Polski w 2022 roku wyniósł 60,79%. Jak ambitne to plany, świadczy choćby fakt, że dziś na 2479 gmin w Polsce zgazyfikowane są jedynie 1434.

Autor jest dyrektorem Departamentu Strategii PSG sp. z o.o.

# Strategia GAZ–SYSTEM do 2025 roku

Paweł Jakubowski

W ostatnim dziesięcioleciu otoczenie zewnętrzne GAZ–SYSTEM uległo znaczącym zmianom, które charakteryzuje rosnące znaczenie aspektu międzynarodowego zarówno na płaszczyźnie geopolitycznej i biznesowej, jak i w sferze regulacyjnej. Odpowiedzią na zmiany zachodzące na globalnym i europejskim rynku gazu jest zaktualizowana strategia GAZ–SYSTEM do 2025 roku, która definiuje nowe cele strategiczne i kierunki działania spółki. Dzięki ich realizacji GAZ–SYSTEM ma szansę zbudować silną pozycję na arenie międzynarodowej oraz otworzyć nowe perspektywy dla rozwoju polskiego rynku gazu ziemnego.

Przyjęta w maju 2016 roku „Strategia GAZ–SYSTEM S.A. do 2025 r.”<sup>1</sup>, której główne założenia zostały opisane w artykule To-

masza Stępnia, prezesa zarządu spółki, w czerwcowym numerze „Przeglądu Gazowniczego”, zakłada ujednoczenie i skoordynowanie działań na wielu płaszczyznach: inwestycyjnej, legislacyjnej

Spółka zdefiniowała trzy strategiczne kierunki rozwoju.

1. Budowa silnej pozycji spółki dzięki aktywnemu zaangażowaniu w proces integracji europejskiego rynku gazu.
2. Zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego oraz zachowanie ciągłości świadczenia usług przesyłowych.
3. Podnoszenie efektywności operacyjnej i organizacyjnej spółki.

i rynkowej zarówno w wymiarze krajowym, jak i międzynarodowym, co w przyszłości pozwoli na zapewnienie bezpiecznego przesyłu gazu ziemnego w Polsce oraz aktywne tworzenie zintegrowanego rynku gazu w Europie, z zachowaniem zasad zrównoważonego rozwoju.

W dziesięcioletniej perspektywie – dzięki aktywnemu zaangażowaniu w proces integracji europejskiego rynku gazu – GAZ–SYSTEM planuje skoncentrować działania na budowie silnej pozycji spółki.

## INTEGRACJA RYNKU GAZU W EUROPIE ŚRODKOWO-WSCHODNIEJ

W ostatnich latach poziom integracji infrastrukturalnej i bezpieczeństwa dostaw na rynkach Europy Środkowej i Wschodniej uległ poprawie. W 2009 roku państwa w regionie w bardzo wysokim stopniu były uzależnione od dostaw z kierunku wschodniego, natomiast możliwość alternatywnego zaopatrywania rynków krajowych była ograniczona. Tymczasem operatorzy infrastruktury gazowej wykonali znaczne inwestycje, stanowiące pierwszy krok w kierunku realizacji celów związanych z integracją i bezpieczeństwem. Chodzi tu przede wszystkim o nowe połączenia międzysystemowe oraz o zapewnienie możliwości wstecznego przesyłu poprzez połączenia międzysystemowe (tzw. rewery).

Mimo tych postępów nadal nie udało się osiągnąć wszystkich założeń europejskiej polityki energetycznej w zakresie infrastrukturalnym i bezpieczeństwa dostaw. Rynki w regionie Europy Środkowo-Wschodniej są, co prawda, lepiej zintegrowane, istnieje możliwość zasilania z kierunków alternatywnych, jednak region wciąż zdominowany jest przez gaz pochodzenia rosyjskiego.

Nowa strategia GAZ–SYSTEM zakłada przede wszystkim podejmowanie działań inwestycyjnych, mających na celu realną, fizyczną dywersyfikację dostaw gazu do Polski z innego źródła niż obecnie dominujące. Najwyższy priorytet otrzymała realizacja koncepcji Bramy Północnej poprzez stworzenie bezpośredniego połączenia polskiej sieci przesyłowej ze złożami gazu w Norwegii (korytarz norweski) oraz rozbudowa i zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych terminalu LNG w Świnoujściu. Dostęp do płynnych, globalnych rynków gazu pozwoli na pozyskiwanie surowca z nowych kierunków oraz dywersyfikację portfolio dostaw gazu, co bezpośrednio wpłynie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego Polski. Ponadto, realizacja zakładanego planu inwestycyjnego umożliwi zwiększenie konkurencyjności na rynku gazu zarówno w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, jak i w regionie Morza Bałtyckiego. Powyższe działania znacząco przyczynią się do zminimalizowania wrażliwości Polski na brak dostaw z kierunku wschodniego. GAZ–SYSTEM analizuje także możliwość powstania drugiego, pływającego terminalu LNG (FSRU – *Floating Storage Regasification Unit*) w nowej lokalizacji w rejonie Zatoki Gdańskiej. Projekt ten znajduje się obecnie fazie koncepcyjnej.

W realizacji strategii spółki duże znaczenie odgrywa także budowa własnego magazynu gazu, który może być istotną składową modelu biznesowego spółki na liberalizującym się rynku europejskim. Własne pojemności magazynowe zwiększą atrakcyjność usług oferowanych przez spółkę i pozwolą na szukanie synergii dla już posiadanej infrastruktury przesyłowej i regazyfikacyjnej (terminal LNG). Dostęp do nowych źródeł gazu ziemnego, w połączeniu z usługą kompleksową na korzystanie z infrastruktury

w Polsce (tzn. regazyfikacja–przesył–magazynowanie), umożliwi m.in. grę na rynkach spotowych oraz podpisywanie kontraktów krótko- i średnioterminowych. Wzrost konkurencji i integracja na rynkach unijnych oprócz zwiększenia komercyjnego zastosowania magazynów powodują także zwiększenie obciążeń systemu bilansowania (więcej dostawców, więcej renomacji itd.) Z perspektywy operatora systemu przesyłowego magazyny gazu zwiększają bezpieczeństwo dostaw do odbiorców krajowych i ułatwiają utrzymanie jednolitego poziomu wykorzystania przepustowości w ciągu roku i w krótszych okresach (m.in. sezonowe fluktuacje i bilansowanie dobowe).

Rozszerzenie usług oferowanych przez GAZ–SYSTEM poprzez zintegrowanie ich na różnych płaszczynach – regazyfikacji, przesyłu gazu oraz magazynowania – znacząco wpłynie na poprawę pracy i elastyczność systemu przesyłowego.

Strategia zakłada także budowę w kraju kolejnych ponad 2000 km nowoczesnych gazociągów przesyłowych, a także zintegrowanie krajowego systemu przesyłowego z systemami państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego poprzez budowę siatki połączeń transgranicznych. Pozwoli to na zwiększenie wolumenu gazu przesyłanego z nowych źródeł przez terytorium Polski i wypełni przesłanki utworzenia konkurencyjnego centrum dystrybucji gazu w regionie. Dzięki temu możliwy będzie zakup gazu po niższych, konkurencyjnych cenach oraz możliwość oddziaływania na dotychczasowe uwarunkowania cenowe.

Oprócz działań mających na celu stworzenie technicznych możliwości do transportu gazu z innych źródeł i kierunków niż dotychczasowe, wzrost przesyłu polskim systemem przesyłowym oraz jego integrację w regionie i udostępnienie nowych usług, nadrzędnym celem strategii pozostaje zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego i zachowanie ciągłości świadczenia usług przesyłowych.

Poza inwestycjami infrastrukturalnymi bardzo istotnym działaniem, mającym na celu poprawę stopnia integracji i aktywizację przepływów transgranicznych gazu, jest współpraca regionalna.

Spółka aktywnie współpracuje z sąsiednimi operatorami systemów przesyłowych w ramach projektów pilotażowych oraz w ramach implementacji europejskich kodeksów sieci i dobrych praktyk. Dodatkowo, GAZ–SYSTEM rozwinął platformę alokacji przepustowości GAZ–SYSTEM Auctions (GSA), poprzez którą z powodzeniem udostępnia przepustowość w swoim systemie przesyłowym i w punktach połączeń międzysystemowych.

Spółka jest też aktywnym uczestnikiem dialogu na temat przyszłości regionalnego rynku gazu i jego modelu docelowego (tzw. *Gas Target Model*), który prowadzony jest na szczeblu regionalnym, z udziałem przedstawicieli branży (Forum Gazowe Grupy Wyszehradzkiej i Gazowa Inicjatywa Regionalna Rynku Europy Południowej/Południowo-Wschodniej).

## GAZ–SYSTEM JAKO EUROPEJSKI PARTNER

Otoczenie regulacyjne, w którym działa spółka, kształtowane jest przez agendę polityki energetycznej i klimatycznej Unii Europejskiej, która zakłada dekarbonizację gospodarek UE, budowę rynku wewnętrznego oraz zapewnienie bezpieczeństwa dostaw i ma stale rosnący wpływ na działanie spółki. Cele te leżą także u podstaw przyjętej w 2015 roku europejskiej strategii ramowej na rzecz budowy unii energetycznej. Szczególne znaczenie dla sek-

tora gazu ziemnego ma opublikowany w lutym tego roku „Pakiet o bezpieczeństwie dostaw”. Pakiet ten proponuje szerokie spektrum środków mających na celu wzmocnienie odporności państw członkowskich UE na zakłócenia w dostawach gazu oraz wzmocnienie pozycji odbiorców wobec dostawców gazu ziemnego. W tym celu Komisja Europejska zaprezentowała projekt nowelizacji rozporządzenia w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu oraz decyzji w sprawie umów międzyrządowych z krajami trzecimi w sprawie energii<sup>2</sup>. Komisja Europejska przedstawiła także propozycje dotyczące strategii dla LNG i podziemnych magazynów gazu, a także ciepłownictwa i chłodzenia (*heating and cooling*). GAZ-SYSTEM uważnie śledzi te inicjatywy, prezentuje swoje stanowisko i wspiera decydentów swoim doświadczeniem i wiedzą ekspercką.

Istotna w kontekście polityki UE jest ponadto przyszła rola gazu ziemnego w europejskim miksie energetycznym, która ma wpływ na perspektywy działania branży, zwłaszcza operatorów sieci przesyłowych, i wykorzystanie ich aktywów.

Zmienia się także rola operatorów systemów przesyłowych, którzy tradycyjnie operowali jako podmioty krajowe, a obecnie – w wyniku implementacji III pakietu energetycznego oraz postępującego procesu liberalizacji – istotnie wzmocnili współpracę w ramach realizowanych inwestycji oraz harmonijnego wdrażania nowych, wspólnych zasad regulujących funkcjonowanie europejskiego rynku gazu.

Wszystkie te czynniki przekładają się na stałą konieczność obserwacji i analizy otoczenia międzynarodowego spółki oraz aktywne zaangażowanie i wpływanie na toczące się procesy. Spółka

zamierza utrzymać wysoki stopień zaangażowania i uczestnictwo w tworzeniu polityki energetycznej na poziomie europejskim. GAZ-SYSTEM pozostaje aktywnym uczestnikiem prac na forum instytucji UE poprzez dostępne mu agendy i eksperckie grupy robocze. Ponadto, poprzez członkostwo i zaangażowanie w międzynarodowe organizacje branżowe spółka chce nadal kształtować stanowisko i wizerunek branży w debacie na temat przyszłości europejskiego sektora energetycznego.

Realizacja strategii GAZ-SYSTEM stworzy dla polskiego rynku gazu nowe perspektywy biznesowego rozwoju, w sposób istotny zwiększając konkurencję, zapewniając realną dywersyfikację dostaw oraz wykorzystując strategiczne położenie Polski i polskiego systemu przesyłowego do tranzytu gazu w Europie oraz utworzenia hubu gazowego w regionie. Opisana strategia jest odpowiedzią na dynamicznie zmieniające się warunki prowadzenia działalności w obszarze gazu ziemnego w Europie.

**Autor jest dyrektorem Pionu Rozwoju GAZ-SYSTEM S.A.**

<sup>1</sup> Pełna informacja na temat głównych kierunków strategicznych dostępna jest pod linkiem: <http://www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/artukul/202257/>.

<sup>2</sup> Oficjalne nazwy dokumentów UE: Projekt nowelizacji rozporządzenia (UE) 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (rozporządzenie SoS) oraz Projekt nowelizacji decyzji Parlamentu Europejskiego i Rady UE nr 994/2012 w sprawie ustanowienia mechanizmu wymiany informacji w odniesieniu do umów międzyrządowych w dziedzinie energii między państwami członkowskimi a państwami trzecimi.

**JAK UZYSKAĆ POMOC W PROWADZENIU FIRMY**  
PORADNIK DLA PRZEDSIĘBORCÓW

**17 LAT W POLSCE**

**OBSŁUGA, KTÓRA ROZUMIE TWOJE PROBLEMY. WŁAŚNIE TAK!**

Doświadczenie i profesjonalna obsługa na najwyższym poziomie to u nas standard. Dzięki temu oszczędzisz nie tylko pieniądze, ale i czas. Skontaktuj się z naszym doradcą i zacznij oszczędzać na prądzie i gazie już dziś!

Sprawdź nas na [www.ewe.pl](http://www.ewe.pl)





# Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych

Szymon Byliński

Rynek paliw alternatywnych w Polsce jest w początkowej fazie rozwoju, jednak na świecie rozwija się on coraz szybciej i pojazdy napędzane tymi paliwami stają się realną alternatywą dla samochodów wykorzystujących paliwa konwencjonalne.

Paliwa alternatywne rozumiane są w tym artykule jako paliwa lub źródła energii, które przynajmniej częściowo służą jako substytut dla pochodzących z surowej ropy naftowej źródeł energii w transporcie i które potencjalnie mogą przyczynić się do dekarbonizacji sektora transportu i poprawy jego ekologiczności. W celu rozwoju rynku paliw alternatywnych został przygotowany pakiet na rzecz czystego transportu, składający się z trzech elementów:

- 1) „Planu rozwoju elektromobilności” – określającego warunki dla rozwoju pojazdów napędzanych energią elektryczną;
  - 2) „Krajowych ram polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych” – wskazujących cele i narzędzia w zakresie rozbudowy infrastruktury niezbędnej do korzystania z pojazdów na paliwa alternatywne;
  - 3) ustawy powołującej Fundusz Niskoemisyjnego Transportu, której celem jest wspieranie rozbudowy infrastruktury paliw alternatywnych oraz tworzenie rynku pojazdów na te paliwa.
- Przygotowanie „Krajowych ram polityki” jest również częścią procesu implementacji dyrektywy 2014/94/UE w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Zapisane w ramach działania są skierowane przede wszystkim do dwóch rodzajów paliw alternatywnych wykorzystywanych w transporcie: energii elektrycznej i gazu ziemnego w postaci CNG i LNG.

Projekt „Krajowych ram polityki” 20 września 2016 r. został skierowany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji społecznych. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, do projektu została sporządzona prognoza oddziaływania na środowisko, która jest również przedmiotem konsultacji. Projekt „Krajowych ram polityki” zawiera:

- 1) ocenę aktualnego stanu i określenie możliwości przyszłego rozwoju rynku w odniesieniu do paliw alternatywnych w sektorze transportu;
- 2) określenie ogólnych i szczegółowych celów dotyczących infrastruktury:
  - a) do ładowania pojazdów elektrycznych,
  - b) do tankowania gazu ziemnego w postaci CNG i LNG,
  - c) oraz rynku pojazdów napędzanych tymi paliwami;
- 3) propozycje instrumentów wspierających osiągnięcie ww. celów oraz niezbędne do wdrożenia założeń „Planu rozwoju elektromobilności”;

- 4) wskazanie aglomeracji miejskich i obszarów gęsto zaludnionych, w których mają powstać publicznie dostępne punkty ładowania pojazdów elektrycznych i punkty tankowania CNG.

Cele wyznaczone w dokumencie zostały określone do roku 2020 i do roku 2025:

## 1. Cele dla wybranych 32 aglomeracji do roku 2020:

- a) samochody elektryczne: 50 tys. zarejestrowanych pojazdów, 6 tys. punktów ładowania o normalnej mocy, 400 punktów ładowania;
- b) pojazdy napędzane gazem ziemnym CNG: 3 tys. zarejestrowanych pojazdów oraz 70 punktów ładowania.

## 2. Cele dla całego kraju do roku 2025:

- a) po drogach poruszać się będzie milion pojazdów elektrycznych;
- b) pojazdy napędzane gazem ziemnym CNG:
  - po drogach poruszać się będą 54 tys. pojazdów CNG,
  - 3 tysiące zarejestrowanych pojazdów LNG,
  - 32 dostępne punkty tankowania CNG i 14 punktów tankowania LNG.

## 3. Do roku 2025 planowane są instalacje do bunkrowania statków LNG w portach sieci bazowej TEN-T: Gdańsk, Gdynia, Szczecin i Świnoujście.

Dokument określa również instrumenty, które mają wesprzeć osiągnięcie ww. celów. Są to m.in.: propozycja zniesienia obowiązku płacenia podatku dochodowego od użytkowania aut służbowych do celów prywatnych, jeśli firma używa pojazdów niskoemisyjnych, korzystniejsza amortyzacja podatkowa przy zakupie pojazdów niskoemisyjnych dla firm, zastosowanie zerowej stawki akcyzy na gaz ziemny w postaci CNG wykorzystywany do celów pędnych, wprowadzenie korzystniejszej stawki podatku tonażowego dla „zielonych statków”, opracowanie przepisów techniczno-budowlanych dla stacji tankowania CNG lub LNG. Ze szczegółowym katalogiem proponowanych instrumentów wsparcia można zapoznać się na stronach internetowych „Biuletynu Informacji Publicznej” Ministerstwa Energii, w którym został zamieszczony projekt „Krajowych ram polityki” wraz z „Prognozą oddziaływania na środowisko”. Należy jednak pamiętać, że wymienione instrumenty są tylko propozycjami Ministerstwa Energii, których kształt może ulec zmianie w wyniku trwających właśnie konsultacji społecznych i uzgodnień międzyresortowych.

**Autor jest pracownikiem Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Energii.**

Tekst wyraża pogląd autora, a nie instytucji, z którymi jest związany zawodowo.

# Rynek budowlany

## – odbudować zaufanie

Jan Styliński

Cechą charakterystyczną polskiego sektora budowlanego jest silne uzależnienie od publicznego zamawiającego. W minionych latach uzależnienie przekładało się wprost na znaczną amplitudę okresów koniunktury i głębokiej dekoniunktury, co nie powinno dziwić, biorąc pod uwagę ponad 50-procentowy stopień uzależnienia. Co więcej, w miarę napływu funduszy unijnych oraz dominującej roli środków publicznych w budownictwie nastąpiło przenikanie negatywnych standardów do całego sektora budowlanego, również komercyjnego.

**W** ten sposób negatywne praktyki sektora publicznego zainfekowały sektor prywatny, osłabiając przedsiębiorstwa budowlane i, generalnie, cały rynek nieruchomościowy w Polsce. Nie dostrzega się, aby ten model funkcjonowania rynku przez najbliższe siedem lat miał znacząco się zmienić – nadal dominować będą inwestycje publiczne. Niemniej analiza uwarunkowań zewnętrznych i wewnętrznych rynku powinna umożliwić racjonalniejsze zarządzanie procesami i kierunkami rozwoju rynku.

Kierując się powyższym, Polski Związek Pracodawców Budownictwa, razem z firmą doradczą KPMG, przeprowadził poszerzone badanie rynku budowlanego w zakresie najistotniejszych uwarunkowań wpływających na sposób funkcjonowania przedsiębiorstw.

Od ponad dwunastu lat Polska, już jako członek wspólnoty europejskiej, uczestniczy w programie dochodzenia do spójności społeczno-gospodarczej. Sektor publiczny musiał się w tym czasie zmierzyć z wieloma nowymi dla niego zagadnieniami sztuki prawidłowego inwestowania, znanymi i stosowanymi przez lata w rozwiniętych państwach Europy Zachodniej, generalnie mało znanymi i rzadko stosowanymi w Polsce, jak choćby studia wykonalności, rozbudowane analizy ekonomiczne, studia środowiskowe czy międzynarodowe standardy umów typu FIDIC.

Wobec niskich kompetencji, znacznego odpływu kadr oraz wszechobecnej presji, aby środki unijne były wydane, administracja publiczna samorzutnie stworzyła własny model realizacji inwestycji, będący mieszaniną zachodnich standardów i praktyk właściwych gospodarce centralnie planowanej. Takie podejście, twórczo rozwijane przez wiele lat, pokutuje do dziś i dopiero od niedawna zaczyna się dostrzegać pewne pozytywne tendencje po stronie publicznej.

Z drugiej strony, nadal przeważająca większość firm budowlanych, bez względu na skalę prowadzonej działalności, liczy na poprawę koniunktury, związaną z realizacją zadań dla nowej perspektywy budżetowej UE. Mimo że nie usunięto głównych przeszkód właściwych dla sprawnej realizacji inwestycji, przez

co są one obarczone dużym ryzykiem, to jednak wykonawcy liczą, iż uda im się pozyskać nowe zamówienia lub uczestniczyć w nich w charakterze podwykonawcy. Firmy wykonawcze po wyraźnym wyhamowaniu podaży w 2012 r. potrzebują zleceń i są w stanie grać nawet na nierównych zasadach, narzucanych przez klienta publicznego. Niestety, to zjawisko pociąga za sobą negatywne konsekwencje, np. brak inwestycji w rozwój przedsiębiorstw czy brak narzędzi do ekspansji zagranicznej. Może też prowadzić do nowej fali bankructw w latach 2022–2024.

Biorąc pod uwagę, iż czekające nas najbliższe lata w budownictwie wciąż będą mocno uzależnione od inwestora publicznego, identyfikuje się pilną potrzebę naprawy systemu publicznych zamówień w budownictwie. Należy jednak wyraźnie zaznaczyć, że system zamówień publicznych to nie tylko ustawa „Prawo zamówień publicznych”, problem bowiem nie leży w samej ustawie. Uchwalenie nawet najlepszej ustawy nie sprawi, iż projekty, które posiada zamawiający, staną się lepsze lub że automatycznej poprawie ulegnie kultura współpracy na budowie.

W konsekwencji wiele argumentów przemawia dziś za włożeniem największego wysiłku w poprawę relacji pomiędzy zamawiającymi publicznymi a wykonawcami oraz w nieprzerwany proces kształcenia – głównie, choć nie wyłącznie, w obszarze odpowiedzialnym za planowanie i przygotowanie inwestycji. Oszczędności na usługach intelektualnych to znacznie zwiększone koszty realizacji całej inwestycji, czasami i stokrotnie większe w stosunku do wartości oszczędności.

Zmniejszanie marginesu niepewności i ryzyka procesu inwestycyjnego będzie warunkiem rozwoju nie tylko infrastruktury, ale przede wszystkim całego rynku budowlanego w Polsce, i powinno stanowić główny czynnik prowadzący do umocnienia przedsiębiorstw pod koniec obecnej perspektywy unijnej.

Badania przeprowadzone przez Polski Związek Pracodawców Budownictwa wskazują, że wśród głównych uwarunkowań o charakterze ogólnym, ciążących negatywnie na rozwoju branży budowlanej, przedsiębiorstwa diagnozują wymienione poniżej.

## Prawo i praktyka

Dostrzega się konieczność licznych zmian w otoczeniu prawnym funkcjonowania budownictwa: prawo zamówień publicznych, prawo budowlane, a także, a może przede wszystkim, w praktyce stosowania prawa. W jednogłośnie ocenione wykonawców system publicznego zamawiania należy usprawnić, co wskazano nawet jako pilniejszą potrzebę niż konieczność zmian w prawie budowlanym.

Nie mniej istotna jest praktyka stosowania prawa, bowiem gros problemów to efekt wadliwego stosowania prawa.

Dotyczy to zwłaszcza tych obszarów, w których dokumenty, mimo formalnej zgodności z prawem, faktycznie są bardzo niskiej jakości (projekty, studia, badania itd.) i nie oddają stanu faktycznego. To samo dotyczy procesów decyzyjnych na budowie; choć – zgodne z literą prawa – często są niezgodne ze zdrowym rozsądkiem czy elementarną praktyką inżynierską, prowadząc do eskalacji sporów.

Otoczenie prawne oraz nieprzewidywalność zmian i działania organów administracji, działających również w ramach imperium (a zatem władczego rozstrzygnięcia, a nie tylko pełnienia funkcji inwestora), w zgodnej opinii wykonawców stanowią bardzo istotną barierę w rozwoju przedsiębiorstw. Projekty instytucji rządowych wpłynęły na zasady i praktyki zamówień samorządowych, a następnie częściowo przeniosły się do niektórych zamówień prywatnych. Obserwuje się częstsze stosowanie ryczałtu i rozbudowanych kar umownych niż przed laty.

Spójność oceny sytuacji przez wykonawców zarówno dużych, średnich, jak i małych skłania do wniosku, że większość zagrożeń odnoszących się do sektora budownictwa ma związek z ograniczeniami leżącymi po stronie administracji publicznej, i to nie tylko na poziomie inwestora, ale i organów odpowiedzialnych za udzielanie zgody, zezwoleń lub uzgodnień.

W kontekście racjonalnej praktyki wykonawcy dość precyzyjnie i niemal jednogłośnie wskazują na największą barierę realizacji robót budowlanych (pole do usprawnienia z punktu widzenia interesów sektora):

- kompetencje zamawiającego;
- terminowość płatności, przez którą należy rozumieć nie tyle 30-dniowy termin zapłaty (co nie stanowi problemu), co czas potrzebny do uzyskania akceptacji wysokości faktury przez zamawiającego. Opóźnienia procesu zatwierdzania płatności w wielu przypadkach sięgają ponad kwartał, co nie pozostaje bez wpływu na mechanizmy finansowe, którymi muszą posilkować się wykonawcy, żeby zachować płynność; oraz
- standardy kontraktów.

## Kompetencje zamawiającego

Kompetencje zamawiającego wymagają najwięcej uwagi. Zamawiający publiczny kompetencje zakupowe identyfikuje z prowadzeniem przetargu. Zakupy nie są rozumiane jako interaktywny proces z udziałem wykonawcy.

Efektom tego procesu powinien być produkt. Niemniej nadal efektem procedury zamówieniowej pozostaje umowa, która – jak się wydaje – jest celem samym w sobie. Pracownicy zamawiającego zabezpieczają swój indywidualny interes – nie

chęć dopuścić do bycia posądzonym o błędy na etapie przygotowania inwestycji. Dlatego wprowadzają do umowy postanowienia o „wszystkich innych dodatkowych działaniach” lub „innych okolicznościach”, które stanowią ryzyko wykonawcy. Umowy obwarowane są dodatkowo karami, których katalog w ostatnich latach się powiększył.

W ocenie ekspertów branżowych, wszystkie te działania są niepotrzebne, wręcz szkodliwe nawet z punktu widzenia długofalowego interesu zamawiającego – przy pierwszym dużym problemie na budowie nie ma narzędzia do skutecznej zmiany umowy, co wstrzymuje prace, prowadzi do sporów dotyczących treści umowy, granicy odpowiedzialności czy zapłaty za już wykonane roboty.

Umiejętność zaplanowania i przygotowania projektu stanowi kluczową kompetencję inwestora. Zamawiający publiczni radzą sobie z tym gorzej niż komercyjni. Wykonawcy wskazują, iż zamawiający często nie posiadają kadr np. do oceny i odbioru dokumentacji projektowej. W konsekwencji, pomimo jego immanentnych słabości, wykonawcy chwalą tryb zaprojektuj–wybuduj, ponieważ przenosi on odpowiedzialność za usługi intelektualne na nich, mimo iż zobowiązuje do rozbudowy zaplecza technicznego. Pozwala to jednak na uniknięcie ryzyka związanego z brakiem kompetencji i orientacji na celu publicznego inwestora.

Proces realizacji inwestycji publicznych zdecydowanie należy usprawnić praktycznie na każdym polu. Większe kompetencje inwestora pozwolą mu na przejęcie na siebie części ryzyka, które dziś niesłusznie przenoszone jest na wykonawców. Wzrost świadomości własnej roli w procesie pozwoli inwestorom także na zbudowanie lepszych relacji z wykonawcami.

Można zatem wnioskować, że gdyby kompetencje zamówieniową sektora publicznego rozszerzyć na ostateczny efekt zamawiania (w rozumieniu anglosaskiego *procurement management*), to udałoby się doprowadzić do lepszej współpracy między kontrahentami, lepszych wzorów umów i wyższych standardów.

Istnieje potrzeba wzmocnienia kompetencji inwestorów publicznych na każdym etapie realizacji inwestycji – od przygotowania projektu po ostateczne rozliczenie.

## Kultura współpracy i zaufanie

Zdecydowanie podkreślana jest różnica we współpracy pomiędzy zamawiającymi publicznymi a prywatnymi. Wykonawcy uważają, iż klient korporacyjny zainteresowany jest przede wszystkim otrzymaniem usługi wysokiej jakości, ale także budowaniem długotrwałej relacji biznesowej, która zapewni zaufanie oraz większą pewność prowadzenia przedsiębiorstwa.

Głównym zarzutem kierowanym wobec zamawiających publicznych jest ograniczona chęć współpracy i ponoszenia odpowiedzialności.

Jednym z najdotkliwszych tego przejawów przy realizacji zamówień jest paraliż decyzyjny inwestora, często połączony z brakiem kompetencji lub lękiem przed wzięciem odpowiedzialności za decyzję.

\* \* \*

Uporządkowanie i uregulowanie wszystkich powyższych grup zagadnień najczęściej wskazywane jest jako szczególnie



istotne dla rozwoju przedsiębiorstw budowlanych. Trudno przy tym wskazać kwestię najważniejszą czy pierwotną wobec pozostałych. Są one bowiem silnie współwarunkowane. W istocie trudno byłoby przeprowadzić odbudowę zaufania stron procesu inwestycyjnego bez jednoczesnego uporządkowania kwestii kontraktowych czy *stricto* realizacyjnych. To z kolei będzie trudne bez budowy kompetencji po stronie zamawiających. Jednocześnie budowa kompetencji zamawiających będzie trudna do przeprowadzenia bez wzmocnienia roli i znaczenia inżynierów oraz projektantów, którzy są w stanie przejść od zamawiają-

cych część ważnej, samodzielnej roli w procesie inwestycyjnym i w trakcie realizacji robót. Uwolnienie zaś zamawiających od obaw związanych z podejmowaniem bieżących, nierzadko techniczno-kontraktowych decyzji, może zapewnić im komfort skupienia aktywności na newralgicznych elementach i obowiązkach inwestora.

**Autor jest adwokatem, prezesem zarządu Polskiego Związku Pracodawców Budownictwa.**

# Nowe dyrektywy unijne w prawie zamówień publicznych

**Marcin Tadeusiak, Emilia Młodzikowska**

**28** lipca 2016 roku weszła w życie obszerna nowelizacja ustawy „Prawo zamówień publicznych” (p.z.p.), która do polskiego prawa wdraża przepisy nowych dyrektyw unijnych, koordynujących zasady udzielania zamówień publicznych. Dla przedsiębiorstw budowlanych, w tym dla podmiotów działających na rynku gazowym, ma to kolosalne znaczenie, ponieważ nowe przepisy p.z.p. wprowadzają kilka istotnych modyfikacji.

Ten moment można uznać za przełomowy, ponieważ zmiana prawa następuje w trakcie planowania licznych inwestycji, rozbudowy i modernizacji sieci gazowej w Polsce i daje szansę na wypracowanie nowych rozwiązań, tzw. dobrych praktyk, umożliwiających przede wszystkim sprawną, kontrolowaną pod względem zarządzania ryzykiem oraz przewidywalną i bezpieczną pod względem ekonomicznym realizację zamówień publicznych.

Trzeba przyznać, że dla podmiotów działających na rynku budownictwa gazowego najistotniejsze wydają się zmiany dotyczące kryteriów oceny ofert. Współpraca sektora prywatnego i branżowych organizacji gospodarczych w zakresie pomocy inwestorom publicznym w kształtowaniu zarówno kryteriów oceny wykonawców, jak i nowych warunków umownych może przynieść pozytywne efekty dla każdej strony. Warto również zdawać sobie sprawę z tego, że zmiana przepisów, sama w sobie, nie spowoduje jednorazowo zmiany zachowań zamawiającego i nie może być jedynym panaceum na bolączki wykonawców, związane z problemami przy udzielaniu i realizacji zamówień publicznych. Kluczowe znaczenie będzie mieć zmiana paradygmatów i sposobu myślenia, umiejętność współpracy uczestników rynku gazowego, kształtowanie dobrych praktyk, skorzystanie ze zdobytych lub podpatrzonych doświadczeń, tak aby demontować linię frontu powstałą na styku publiczny zamawiający–wykonawca. Istotne jest, aby spojrzeć szerzej i dostrzec, że dobrze wydane publiczne środki powinny skutkować osiągnięciem właściwego celu, a mianowicie realizacją inwestycji

w określonym czasie, w zakładanej jakości i budżecie, bez naruszania podstawowych zasad kontraktowych i żywotnych interesów stron. Przyczyniać się również powinny do eliminacji podmiotów oferujących rażąco niskie ceny i „fundujące” niebezpieczne zachowania biznesowe na rynku. Powinny też prowadzić do rozwoju polskich przedsiębiorstw, które zamiast walczyć z roku na rok o przetrwanie, będą rozwijać pozyskaną wiedzę, zdobywać kapitał nowych doświadczeń i wzmacniać swoją pozycję w Polsce, na europejskich i światowych rynkach. Możemy spojrzeć na to zagadnienie nie jak na problem, ale jak na wyzwanie i otwierające się przed nami nowe możliwości rozwoju polskiego rynku gazowniczego. Obecnie, kiedy dokonują się strategiczne i organizacyjne zmiany w spółkach Skarbu Państwa, konieczne jest merytoryczne wsparcie ze strony wykonawców i podjęcie na nowo współpracy z publicznym zamawiającym, a także wypracowanie systemowych rozwiązań dotyczących umów, standardów współpracy dla całego sektora budowlanego w Polsce. Konieczność prowadzenia takich działań zauważona została również przez ustawodawcę, i to już w 2004 roku, kiedy to na mocy art. 154 ust. 10 prezesowi Urzędu Zamówień Publicznych przysługiwał przywilej publikowania wzorów umów oraz innych dokumentów, wykorzystywanych przy prowadzeniu postępowań publicznych, a od 2014 roku stało się to jego obowiązkiem, przy czym obowiązujący w ostatnich latach system powodował, iż to zamawiający, bazując na własnej wiedzy i doświadczeniu, bez dialogu z innymi uczestnikami procesu budowlanego, nie zasięgając opinii zewnętrznej czy nie czerpiąc wiedzy z międzynarodowych doświadczeń i tam funkcjonujących standardów, opracowywał wzory umów oraz standardy przygotowania opisów przedmiotu zamówienia, których finalny efekt na realizację inwestycji jest nam wszystkim doskonale znany. Efekt w postaci fali upadłości przedsiębiorstw budowlanych, mimo iż wielkość inwestycji budowlanych i drogowych, w ramach programu budowy dróg krajowych na lata 2008–2012 roku, dawała szansę na potężny rozwój całego

sektora budowlanego i mogła być kołem zamachowym całej gospodarki. Idąc więc z nurtem otwartości ustawodawcy na zmiany i ulepszenia formuły prowadzenia inwestycji budowlanych w kraju, czas otworzyć się na dialog, wzajemną wymianę doświadczeń i wiedzy w celu wypracowania standardów, które uporządkują współpracę (w tym obowiązki i odpowiedzialność) w zakresie robót infrastrukturalnych.

Przykładów i wzorów współpracy zamawiających z wykonawcami w celu usprawnienia realizacji procesów inwestycyjnych jest wiele. Obecnie Ministerstwo Infrastruktury i Budownictwa powołało Radę Ekspertów, której głównym zadaniem w sektorze budownictwa drogowego jest wypracowanie wzoru umowy na realizację procesu budowlanego, spójnych i jasnych wytycznych dotyczących sporządzania opisów przedmiotów zamówienia, wytycznych dotyczących postępowań przetargowych oraz utworzenia docelowej formuły Narodowego Forum Kontraktowego jako instrumentu lepszego porozumienia uczestników procesu budowlanego na rynku budownictwa infrastrukturalnego. W efekcie tych działań możliwe jest doprowadzenie do przejścia przez cały rynek budowlany (i zdjęcie ze strony publicznej) odpowiedzialności za jakość budowlanych postępowań publicznych (od projektowania po wykonawstwo).

Przy konstruowaniu zapisów wzorów umów zamawiający może korzystać ze sprawdzonych rozwiązań, z powodzeniem stosowanych w Polsce i na świecie – chodzi o procedury inżyniersko-zarządcze FIDIC. Dostosowanie warunków kontraktowych FIDIC do warunków branży doprowadziłoby do sytuacji, w której środowisko zamawiających i wykonawców branżowych czerpałoby z wieloletnich doświadczeń i najlepszych praktyk międzynarodowych w zakresie realizacji projektów budowlanych, co spowodowałoby, by strony kontraktu, przy udziale jednostki pośredniej, tzw. inżyniera kontraktu, jako wyspecjalizowanego i doświadczonego podmiotu, w sposób uczciwy i odpowiedzialny zagwarantowałyby realizację kontraktu, osiągając zakładany w danym czasie cel. Zastosowanie standardów FIDIC tym samym gwarantuje utrzymanie rozsądnej równowagi między wymaganiami i interesami zainteresowanych stron – sprawiedliwy podział ryzyka, zagrożeń i odpowiedzialności.

Istnieje również możliwość zaczerpnięcia wzorów z innych krajów Unii Europejskiej, między innymi z doświadczeń zastosowanej już od 1969 roku standaryzacji warunków kontraktowych, stosowanej w Holandii i promowanej przez Fundację CROW, poprzez zastosowanie formuły standardowych opisów przedmiotów zamówienia, standardowych szczegółów technicznych i warunków umownych, co pozwoliło nie tylko zgromadzić oszczędności finansowe, ale i przyniosło lepsze rezultaty w zakresie funkcjonowania rynku budowlanego. Moglibyśmy także skorzystać z doświadczeń litewskich w zakresie opisywania kryteriów oceny ofert i stawiania wymogów formalnych, gdzie od wszystkich wykonawców ubiegających się o zamówienie publiczne wymagane jest posiadanie właściwego doświadczenia, potwierdzonego certyfikatem wydawanym przez Ministerstwo Energetyki Litwy (MEL). Ponadto, po uzyskaniu certyfikatu litewski inwestor wymaga także, aby kluczowy personel wykonawcy ubiegającego się o zamówienie publiczne, poza dysponowaniem uprawnieniami wydanymi w kraju pochodzenia, posiadał certyfikat litewskiego Centrum Certyfikacji Produkcji Budowlanej, który wydawany jest po zdaniu przez

inżyniera stosownego egzaminu. Co istotne, wymogi formalne ustalane przez litewskiego inwestora są zgodne z litewskim prawem, które umożliwia stawianie takich wymagań. W ten sposób zamawiający wymusza na zagranicznych wykonawcach spełnienie ponadstandardowych wymogów i związanie się z rynkiem litewskim na dłuższy okres niż tylko jedno zamówienie. W rzeczywistości przystąpienie do przetargu bez litewskiego konsorcjanta jest prawie niemożliwe. Ten litewski przykład mógłby zainspirować polskich inwestorów, aby doceniali potencjał i kompetencje rodzimego rynku, umożliwiając jego stały rozwój. Najwyższy czas, żeby decydenci i bezpośredni uczestnicy inwestycji budowlanych w Polsce zdali sobie sprawę, że pojawiające się od pewnego czasu coraz większe problemy w realizacji zadań stają się normą, a kontynuacja dotychczasowej polityki inwestycyjnej zniszczy cały polski potencjał techniczny i wykonawczy.

Jednym z podstawowych źródeł problemów na rynku są warunki współpracy, jakie proponują zamawiający. Branża gazowa wciąż nie wypracowała jednolitych standardów realizacji inwestycji. Natomiast z roku na rok zamawiający sukcesywnie zaostrzają warunki realizacji inwestycji, tłumacząc to chęcią ochrony interesu publicznego i doprowadzając do sytuacji, w której wykonanie danego zadania w pełni zgodnie z zapisami dokumentacji przetargowej jest utrudnione lub wręcz niemożliwe. Przykładów kontrowersyjnych wzorów umów stosowanych w zamówieniach publicznych, które stają się przedmiotem orzeczeń Krajowej Izby Odwoławczej, wydawanych na skutek odwołań wykonawców, jest wiele.

Przede wszystkim zamawiający we wzorach umów rozszerzają pojęcie „robót” jako wszystkich możliwych czynności, nawet jeżeli nie są one wymienione w treści umowy. Tym samym na wykonawcę przerzucają ryzyko związane z niepełnym opisem przedmiotu umowy, jednocześnie powodując, że zapisy o ewentualnych robotach dodatkowych stają się bezwartościowe, ponieważ granice robót podstawowych i dodatkowych zostają zatarte i wszystkie prace wynikające lub niewynikające z dokumentacji przetargowej mogą przez zamawiającego zostać uznane jedynie za roboty podstawowe, do których wykonania wykonawca jest zobowiązany.

Innym budzącym wątpliwości wykonawców przykładem zapisu wzoru umowy jest nakładanie na wykonawców obowiązku szczegółowej analizy dokumentacji przetargowej, w tym dokumentacji projektowej, i sporządzenia szczegółowego raportu ewentualnych braków lub nieprawidłowości w terminie 60 dni od dnia zawarcia umowy, pod rygorem utraty prawa do zgłaszania roszczeń w dalszym etapie realizacji inwestycji w zakresie braków i nieprawidłowości nieuwzględnionych w raporcie wykonawcy. Regulacja ta sprawia, że zamawiający na wykonawcę przerzuca ryzyko nieprawidłowości w dokumentacji projektowej, nawet w sytuacji, gdy rzeczywiste warunki na budowie różnią się od opisu wykonanego przez projektanta. Co niezmiernie ważne, zapis ten ma zastosowanie także w sytuacji, gdy dokumentacja projektowa jest sporządzona błędnie i wykonanie robót budowlanych zgodnie z błędną dokumentacją projektową może zagrażać życiu i zdrowiu użytkowników sieci gazowej. Dodatkowo, zamawiający nakłada na wykonawcę obowiązek sporządzenia wszelkich dokumentów wymaganych przepisami prawa, które nie zostały wyraźnie wskazane, że zostaną sporządzone przez

zamawiającego, a sporządzenie których jest niezbędne dla zapewnienia prawidłowego przebiegu inwestycji.

Kolejnym kontrowersyjnym przykładem, który budzi sprzeciw wykonawców, zapisu umownego jest nałożenie na wykonawców różnorodnych obowiązków, np. nakazanie uwzględnienia w wynagrodzeniu ryzyka sprawdzenia dokumentacji przetargowej, stanowiącej podstawę złożenia oferty, w tym błędów obmiarowych, rachunkowych, niedoszacowań, braku rozpoznania i doprecyzowania rozwiązań projektowych albo zastrzeżenie, że żadne błędy rachunkowe, obmiarowe czy inne koszty związane z realizacją inwestycji, nie mogą być podstawą do żądania zmiany wynagrodzenia, a wykonawca zrzeka się podnoszenia takich roszczeń.

Trzeba wskazać, że dotychczas zapisy wzorów umów stosowanych przez zamawiających nie były uznawane za niezgodne z prawem, niemniej jednak takie propozycje zamawiających budzą ogromny sprzeciw wykonawców, którzy oczekują rozsądnego podziału ryzyka i odpowiedzialności pomiędzy wszystkimi uczestnikami procesu inwestycyjnego; szczególnie groźny dla rynku gazowego w Polsce jest kierunek zmian zapisów wzorów umów przez zamawiających, kiedy całe ryzyko związane z realizacją inwestycji (nie są realizowane według formuły „zaprojektuj i zbuduj”) przenoszone jest na wykonawców. Stawianie takich, licznych wymagań wykonawcom może w krótkim czasie wyeliminować kolejnych uczestników rynku gazowego, realizujących zamówienia publiczne, i spowodować, że jedynymi wykonawcami będą podmioty zagraniczne.

Wykonawcy czekają też na rewizję polityki zakupowej zamawiającego, w tym na odstąpienie od elektronicznych aukcji

i licytacji, przestrzegania przez zamawiającego zasady transparentności i jawności w przetargach niepublicznych, partnerskiego traktowania wykonawców itp. Wyraźnie też widać, że standaryzacja zamówień oparta jedynie na kryterium najniższej ceny i otwarcie rynku na niekompetentne podmioty poprzez zaniżanie wymagań nie sprawdziła się i doprowadziła do chaosu w branży.

Celem tego artykułu nie jest wymienianie wszystkich narosłych problemów, ale raczej próba wskazania potrzeby systemowego ich rozwiązywania, zaś przerzucanie wyłącznej odpowiedzialności za stan polskich przedsiębiorstw na inwestora publicznego byłoby niestosowne.

Powszechnie znana jest zasada, że „jeśli robisz to, co zawsze robiłeś, zawsze osiągniesz to, co zawsze osiągałeś”. Nie sprawdza się ona jednak, kiedy zmienia się system czy otoczenie. Robienie tego samego nie przynosi już wtedy oczekiwanego wyniku. Dostosowywanie się do zmieniającego się i turbulentnego rynku jest chlebem powszednim polskich menedżerów. Wierzę, że tym razem polskim przedsiębiorstwom i organizacjom je zrzeszającym przypadnie możliwość aktywnego uczestniczenia w kształtowaniu i tworzeniu rozwiązań systemowych dotyczących sektora infrastruktury gazowej w Polsce. Współpraca w ramach Izby Gospodarczej Gazownictwa, zrzeszającej podmioty operujące na rynku gazowym, mogłaby stanowić dobrą płaszczyznę dla dialogu i działań.

**Marcin Tadeusiak, prezes zarządu JT S.A.**

**Emilia Młodzikowska, dyrektor ds. realizacji JT S.A., członek Stowarzyszenia Inżynierów Doradców i Rzeczoznawców.**

## URZĄDZENIE DO PRODUKCJI ELEKTRYCZNOŚCI NA POTRZEBY AUTONOMICZNEGO ZASILANIA STACJI POMIAROWYCH W OPARCIU O ZJAWISKO SEEBECKA

Projekt GEKON1/O2/214051/6/2014 dofinansowano ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Liderem projektu jest Gascontrol Polska, a realizowany jest on w konsorcjum z Instytutem Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej w Gliwicach.



### OPIS PROJEKTU

Głównym celem projektu jest opracowanie innowacyjnego prototypu urządzenia wykorzystującego zjawisko termoelektryczności. Podstawowym zadaniem prototypu jest produkcja energii elektrycznej oraz ciepła. Produkowana energia elektryczna zasilac będzie aparaturę kontrolno-pomiarową zlokalizowaną w niewrażliwych obiektach systemu przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego, jakimi są stacje redukcyjno-pomiarowe. Urządzenie stanowi alternatywę wobec innych rozwiązań zasilania stacji w energię elektryczną. Termogenerator działa w oparciu o zjawisko fizyczne (efekt termoelektryczny) i poprzez to cechuje się dużą niezawodnością i trwałością. Termogenerator wykorzystuje paliwo gazowe i dokonuje konwersji energii chemicznej paliwa na energię elektryczną.

### POTENCJAŁ APLIKACYJNY

Podstawowym obszarem zastosowania termogenerators jest system przesyłu oraz dystrybucji gazu ziemnego (stacje redukcyjno-pomiarowe II stopnia). Zastosowanie generatora w obiektach infrastruktury przesyłu i dystrybucji gazu pozwoli na poprawienie efektywności energetycznej całego systemu (kluczowy cel energetyczny projektu) oraz na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (metanu) do atmosfery (kluczowy cel ekologiczny projektu). Wpływ zastosowania termogenerators na sprawność systemu przesyłu i dystrybucji gazu ma charakter pośredni, dzięki produkcji energii elektrycznej możliwe będzie zaopatrzenie stacji gazowych w aparaturę kontrolno-pomiarową zabezpieczającą stację przed niekontrolowanymi upustami gazu ziemnego do atmosfery. Brak zasilania SRP w prąd elektryczny powoduje, że stacja jest „niewidoczna” w systemie dyspozytorskim, co może doprowadzić do niekontrolowanej straty gazu oraz znacznej emisji metanu do środowiska.

### Kontakt:

GASCONTROL POLSKA Sp. z o.o.,  
ul. Pszczyńska 60, 43 – 267 Suszec,  
tel. 32 448 34 08  
<http://gascontrol-polska.pl/energetyka/projekt-gekon/>  
<http://termogeneratorgc.pl>



# PGNiG SA o innowacjach na 68. Światowym Kongresie AIESEC

Anna Trojanowska, Andrzej Lewicki

PGNiG SA zostało partnerem wspierającym 68. Światowego Kongresu AIESEC, który odbył się 14–23 sierpnia br. Ponad 1000 uczestników dyskutowało o innowacyjnych pomysłach i projektach.

Stowarzyszenie AIESEC to międzynarodowa organizacja studencka, która działa w Polsce od ponad 45 lat. Do jej celów należy wspieranie – poprzez realizację praktyk i staży – współpracy międzynarodowej studentów i absolwentów. Dzięki temu AIESEC wpływa na ich rozwój osobisty, kreując tym samym przyszłych liderów przedsiębiorczości i działań lokalnych.

Od początku istnienia organizacji co roku organizowany jest Światowy Kongres AIESEC. To wydarzenie, podczas którego wyznacza się dalszy kierunek rozwoju AIESEC, aby skutecznie realizować wizję, z którą stowarzyszenie jest związane od 1949 roku: „Pokój oraz pełne wykorzystanie potencjału ludzkiego”. Oprócz młodzieży uczestniczą w nim również liderzy opinii oraz przedsiębiorcy i pionierzy globalnego biznesu. Tegorocznej, 68. edycji przyświecały ustalone przez ONZ Cele Zrównoważonego Rozwoju – powszechne wytyczne, ukierunkowane na wzrost gospodarczy, rozwój społeczny i ochronę środowiska.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA zaprosiło studentów obecnych na kongresie AIESEC do współpracy nad rozwojem innowacyjnych pomysłów i projektów. Spółka patronowała dwóm celom: budowaniu odpornej infrastruktury, promowaniu zrównoważonego uprzemysłowienia oraz wspieraniu innowacyjności i stworzeniu wzorców zrównoważonej konsumpcji i produkcji.

W tematykę wprowadził Maciej Szota, zastępca dyrektora Departamentu Badań i Rozwoju PGNiG SA. Wystąpił z prezentacją, przybliżając słuchaczom obszar działalności spółki. Opowiedział także o innowacjach w infrastrukturze Grupy Kapitałowej. Następnie, w części warsztatowej, to młodzież przejęła inicjatywę, wskazując na ważne – z ich punktu widzenia – zagadnienie: edukowanie w kwestii użytkowania samochodów napędzanych CNG i uświadamianie, że samochody z instalacją na sprężony gaz ziemny są bardziej ekologiczne, ekonomiczne i tańsze w eksploatacji. W kręgu zainteresowania studentów pojawiły się trzy szczególne grupy odbiorców:

- młodzi kierowcy, którzy decydują się na zakup pierwszych czterech kółek,
- młode małżeństwa poszukujące większego, rodzinnego samochodu,
- przedsiębiorcy, którzy rozpoczynają własny biznes.

Pomysły skoncentrowały się wokół mediów społecznościowych oraz – budzących coraz większe zainteresowanie – osobowości internetu. Nie zabrakło również idei tworzenia specjalnych aplikacji na smartfony dla użytkowników samochodów na CNG. Ekspert z PGNiG SA ocenili wyniki pracy wszystkich zespołów warsztatowych pod względem realności wdrożenia pomysłu, dokładności w przygotowaniu projektu oraz innowacyjności zastosowania. Usystematyzowane pomysły i propozycje rozwiązań mogą być wykorzystane w działaniach spółki PGNiG Obrót Detaliczny.



– Wierzę, że udział PGNiG w kongresie AIESEC przyczyni się do wypracowania nowych rozwiązań problemów, które pojawiają się w kontekście zrównoważonego rozwoju. A możliwość interakcji w rozwiązywaniu tych problemów z młodym pokoleniem – studentami z całego świata – dała pracownikom PGNiG doświadczenie w spojrzeniu na te problemy z zupełnie innej kulturowo perspektywy. Niezmiernie cieszy mnie również to, że uczestniczący w obradach zagraniczni goście kongresu mieli możliwość przekonania się o tym, iż Polska jest krajem otwartym na innowacyjne podejście do współczesnych wyzwań. Jako były członek tej organizacji wiem, że w ten sposób AIESEC i PGNiG osiągnęły maksimum wzajemnych korzyści – podkreślił Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu ds. handlowych PGNiG SA.

# Środki unijne wspierające rozwój gazownictwa – aktualne działania

Szymon Kawa, Michał Szpila

W latach 2007–2013 na poprawę infrastruktury zwiększającej bezpieczeństwo energetyczne z funduszy UE Polska otrzymała prawie 1 mld euro w ramach Programu Infrastruktura i Środowisko. Dzięki takiemu wsparciu do końca 2015 roku wybudowano 1000 mln m<sup>3</sup> dodatkowej pojemności czynnej magazynów gazu ziemnego, ponad 2,5 tys. km nowych gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, 460 km nowej przesyłowej sieci elektroenergetycznej oraz terminal regazyfikacyjny gazu ziemnego. Nowa perspektywa 2014–2020 niesie ze sobą kolejny miliard euro, a wraz z tymi środkami nowe możliwości rozbudowy i unowocześnienia infrastruktury energetycznej.

## DOŚWIADCZENIA Z OKRESU 2007–2013

Od 2007 roku w Polsce rozpoczęło się wdrażanie największego Programu Operacyjnego w Europie – Infrastruktura i Środowisko 2007–2013. Program ten, oprócz wspierania przedsięwzięć z zakresu infrastruktury transportowej (lotniska, kolej, autostrady) oraz ochrony środowiska (gospodarka wodno-ściekowa czy odpadami), dawał możliwości ubiegania się o wsparcie dla infrastruktury energetycznej, zarówno dla energii pochodzącej z OZE, jak i konwencjonalnej (poprawa bezpieczeństwa oraz zapewnienie dostępu do gazu na terenach niezgazyfikowanych). Na te cele przeznaczono 1 mld euro (z ogólnej alokacji na program prawie 28 mld euro). Przez siedem lat wdrażania funduszy w energetyce dokonano wielkiego skoku inwestycyjnego. Od kilkudziesięciu lat nie budowano bowiem infrastruktury energetycznej na taką skalę. Długość gazociągów powiększyła się o 2,5 tys. km. O ponad połowę wzrosły pojemności magazynów gazu, a terminal regazyfikacyjny LNG w Świnoujściu w 30% zaspokoił zapotrzebowanie na gaz. Dodatkowo utworzone zostało połączenie elektroenergetyczne Polski z Litwą, włączając tym samym system elektroenergetyczny państw bałtyckich do wspólnego systemu europejskiego.

Finansowanie projektów w ramach perspektywy UE 2007–2013 zakończyło się z końcem 2015 roku. Jednak od 2014 roku są już dostępne nowe programy i środki wsparcia dla dalszego rozwoju Polski w ramach kolejnego budżetu polityki strukturalnej UE.

## PROGRAM INFRASTRUKTURA I ŚRODOWISKO 2014–2020 (PO IiŚ)

W latach 2014–2023 realizowane będą programy operacyjne dotyczące rozwoju regionów, a także różnych dziedzin gospodarki. Między innymi wsparcie skierowane zostanie na dalszy rozwój infrastruktury, przy jednoczesnym inwestowa-

niu w ochronę środowiska. Ponownie w nowej perspektywie największym finansowo programem jest Infrastruktura i Środowisko – z budżetem 27,2 mld euro. Wśród wspieranych priorytetów znalazły się bezpieczeństwo energetyczne oraz efektywność energetyczna. Celem wsparcia projektów w tym zakresie jest osiągnięcie jak największej jakości dostaw oraz sprawności wykorzystania energii.

Wsparcie poprawy bezpieczeństwa energetycznego polegać będzie na dofinansowaniu infrastruktury ułatwiającej magazynowanie, przesył i dystrybucję gazu ziemnego. Poprawa zdolności transportowych gazu pozwoli na większy stopień dywersyfikacji dostaw tego paliwa, zwłaszcza uelastycznienie systemu przesyłowego w odniesieniu do dostaw gazu z terminalu LNG w Świnoujściu. Kontynuowana będzie zatem rozbudowa sieci przesyłowej gazu ziemnego, z naciskiem na budowę korytarza północ-południe. Temu celowi podporządkowana będzie rozbudowa sieci dystrybucyjnej, tak aby zapewnić ciągłość transportową paliwa, jednocześnie gazyfikując tereny, na których jeszcze nie ma dostępu do gazu. Korytarz północ-południe ma za zadanie zapewnienie bezpieczeństwa dostaw surowca w krajach Europy środkowo-Wschodniej, łącząc systemy tych państw i umożliwiając swobodny przepływ gazu. Jest to także element przyczyniający się do dalszego rozwoju rynku gazu – poprzez zwiększenie jego oddziaływania także o odbiorców spoza Polski – budowa wspólnego rynku energetycznego. Dlatego do roku 2023 w ramach dostępnej pomocy UE przewiduje się wybudowanie kluczowych odcinków sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz dalszą rozbudowę pojemności magazynowych.

Nowe przyjęte do realizacji projekty muszą charakteryzować się zastosowaniem technologii przyczyniających się do budowy inteligentnej sieci energetycznej. W zakresie infrastruktury gazowej funkcjonalności *smart* definiowane są jako elastyczność, akceptacja innych paliw gazowych, inteligentne wykorzystanie gazu oraz kosztowo-efektywna i bezpieczna eksploatacja.

Celem interwencji ze środków publicznych nie jest wyłącznie uzupełnianie brakującej infrastruktury energetycznej, ale także jej modernizacja w kierunku funkcjonalności *smart*. Budowa inteligentnych sieci jest jednym z elementów prowadzonej w UE i na świecie polityki klimatycznej i poprawy efektywności energetycznej.

## SYSTEM WYBORU I DOFINANSOWANIE PROJEKTÓW

W latach 2014–2020 realizowane będą projekty wybrane w drodze selekcji indywidualnej, w miejsce organizowanych dotąd konkursów. W styczniu 2015 r. przyjęta została „Lista projektów strategicznych”, czyli zestawienie inwestycji istotnych z punktu widzenia rozwoju polskiej energetyki i gospodarki. Następnie na podstawie przyjętych kryteriów wybrane zostały projekty zgodne z Programem Infrastruktura i Środowisko, najlepiej przygotowane do realizacji. Dla tak zdefiniowanych projektów zostaną przygotowane wnioski o dofinansowanie, a po dokonaniu oceny zawierane będą umowy o dofinansowanie.

Dofinansowanie, na jakie będą mogli liczyć beneficjenci, to 85% całkowitych wydatków kwalifikowalnych.

Natomiast faktyczna intensywność wsparcia zależy będzie od szczegółowego zakresu wydatków przewidzianych w projektach oraz stopnia opłacalności ekonomicznej planowanego przedsięwzięcia. Wydatki kwalifikowalne dotyczyć będą bowiem tylko tej części inwestycji, która nie znajdzie pokrycia w normalnym okresie jej eksploatacji (ang. *funding gap*).

Zauważyć jednak należy, że w porównaniu z poprzednią perspektywą, nowe projekty będą kosztowniejsze, a więc także mniej opłacalne. Jak wynika bowiem z opisanych wcześniej warunków, konieczne jest stosowanie takich technologii przy rozbudowie sieci i budowie innych obiektów, aby infrastruktura mogła być nazywana inteligentną. Zatem, mimo że do dyspozycji pozostaje 1 mld euro, to wskaźniki, choć nieco niższe, jednak jakościowo przyczynią się do rozpowszechnienia technologii takiego świadczenia usług w energetyce, które pozwoli na bardziej aktywny udział nie tylko dostawców zawodowych, ale także indywidualnych na rynku energetycznym.

## AKTUALIZACJA „LISTY PROJEKTÓW STRATEGICZNYCH”

Jako pierwsze do dofinansowania zakwalifikowane zostały projekty najlepiej przygotowane do realizacji. Należy jednak zwrócić uwagę na jeszcze jedno kryterium, decydujące o umieszczeniu ich w tzw. wykazie projektów zidentyfikowanych. Chodzi o wartość środków unijnych przeznaczonych na wsparcie w ramach PO LiŚ – ograniczone środki powodują, że nie wszystkie projekty mogą uzyskać dofinansowanie. Spośród prawie 300 inwestycji w rozbudowę i przebudowę infrastruktury energetycznej, wpisanych na „Listę projektów strategicznych”, niespełna 25% z nich mogła uzyskać status zidentyfikowanych, co umożliwiła pozyskanie dotacji na realizację.

Niedopasowanie wartości dofinansowania do potrzeb w zakresie realizacji kluczowych inwestycji widoczne jest zwłaszcza w sektorze dystrybucji gazu. Realizacja programu rozbudowy gazociągów przesyłowych w perspektywie 2007–2013 stworzy-

ła podstawy do planowania i rozwoju sieci rozdzielczych na terenie kraju, gwarantujących rozprawienie gazu z nowych kierunków dostaw do odbiorców końcowych, a tym samym stwarzających solidne podstawy dla budowania bezpieczeństwa energetycznego. Mając na uwadze sygnalizowane potrzeby w powyższym zakresie, w czerwcu 2016 roku Ministerstwo Energii ogłosiło aktualizację „Listy projektów strategicznych”, co umożliwi beneficjentom oszacowanie i zgłoszenie nowych inwestycji wymagających wsparcia. Jeśli potrzeby okażą się uzasadnione, należy spodziewać się, że resorty rozwoju i energii zdecydują o zwiększeniu puli dotacji na infrastrukturę energetyczną, a to umożliwi zgłoszenie i realizację kolejnych strategicznych inwestycji. Procedura aktualizacji listy powinna zakończyć się w 2016 roku.

## INSTYTUCJE ODPOWIEDZIALNE

Za realizację Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko odpowiada Ministerstwo Rozwoju (instytucja zarządzająca). Za koordynację spraw w programie związanych z energetyką odpowiedzialne jest Ministerstwo Energii (instytucja pośrednicząca), natomiast za techniczną realizację części PO LiŚ dotyczącej gazownictwa, czyli wybór (nabór, ocenę

W porównaniu z poprzednią perspektywą nowe projekty będą kosztowniejsze. Jak wynika bowiem z opisanych warunków, konieczne jest stosowanie takich technologii przy rozbudowie sieci i budowie innych obiektów, aby infrastruktura mogła być nazywana inteligentną.

formalną i merytoryczną złożonych wniosków o dofinansowanie), a następnie realizację, finansowanie i rozliczanie projektów odpowiedzialna jest instytucja wdrażająca (IW). Zadania IW minister energii powierzył Instytutowi Nafty i Gazu – Państwowemu Instytutowi Badawczemu. INiG-PIB jest jednostką podległą ministrowi energii, pracującą na potrzeby przemysłu naftowego i gazowniczego. Dla właściwego prowadzenia działań IW w INiG-PIB powołano do życia Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki (Centrum FEDE). Centrum FEDE jest źródłem wszelkich informacji, koniecznych z punktu widzenia wnioskodawcy i beneficjenta, do ubiegania się o wsparcie oraz realizacji swoich projektów.

Kluczową rolę w realizacji programu pełnią, oczywiście, również beneficjenci, jako inwestorzy i podmioty odpowiedzialne za realizację projektów. Możliwość ubiegania się o dotację na rozbudowę infrastruktury gazowej mają tylko przedsiębiorstwa energetyczne. Do kluczowych beneficjentów w sektorze gazowym należy PGNiG (rozbudowa magazynów gazu), GAZ-SYSTEM (sieci przesyłowe), Polskie LNG (terminal) oraz Polska Spółka Gazownictwa (sieci dystrybucyjne), a więc firmy mogące pochwalić się największym doświadczeniem w zakresie energetycznych projektów infrastrukturalnych, wspieranych ze środków UE.

**Szymon Kawa, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy  
Michał Szpila, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**



# Wybory uzupełniające do władz IGG

**W** związku z rezygnacją z funkcji członka zarządu IGG: Andrzeja Dębogórskiego, Macieja Szumskiego i jednocześnie z funkcji wiceprezesa zarządu – Waldemara Wójcika oraz mając na uwadze wcześniejsze rezygnacje: Wojciecha Kowalskiego i Mirosława Dobruta, 26 lipca 2016 r. Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa w wyborach uzupełniających wybrało do Zarządu IGG: Tomasza Blacharskiego (PSG sp. z o.o.), Łukasza Kroplewskiego (PGNiG SA), Marcina Przywarę (Gascontrol Polska sp. z o.o.), Marcina Tadeusiaka (JT S.A.) oraz Artura Zawartko (GAZ–SYSTEM S.A.).

Na posiedzeniu zarządu IGG – wobec rezygnacji Jarosława Stasiaka (COMMON S.A.) z funkcji wiceprezesa zarządu

– w przeprowadzonych wyborach uzupełniających, w głosowaniu tajnym, na wiceprezesów zarządu IGG wybrani zostali: dr Jacek Jaworski (Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy) i Łukasz Kroplewski (PGNiG SA). Funkcję prezesa zarządu pełni Cezary Mróz (SanitGaz CM sp. z o.o.).

NWZ Członków IGG, w związku z rezygnacją Zdzisława Kowalskiego z funkcji przewodniczącego Komisji Rewizyjnej IGG oraz Agnieszki Chmielarz z funkcji wiceprzewodniczącej KR, dokonało wyborów uzupełniających do Komisji Rewizyjnej. W jej skład powołani zostali: Ewa Daniszewska (APATOR metrix S.A.) oraz Krzysztof Kamiński (Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.).

## DO ZARZĄDU IGG

**TOMASZ BLACHARSKI**, wiceprezes zarządu PSG sp. z o.o. Od kilkunastu lat współpracuje z Izłą Gospodarczą Gazownictwa, od kilku lat wspiera prace Komitetu Standardu Technicznego IGG. Jako członek zarządu PSG sp. z o.o. chciałby zagwarantować dalszą pogłębioną współpracę PSG sp. z o.o. z Izłą Gospodarczą Gazownictwa.

**ŁUKASZ KROPLEWSKI**, wiceprezes ds. rozwoju PGNiG SA, zauważył, że zarówno PGNiG SA nie funkcjonuje bez Izby Gospodarczej Gazownictwa, jak i IGG bez PGNiG SA. Podkreślił, że zarówno firmy członkowskie, jak i branża mogą liczyć na niego i na PGNiG SA.

**Marcin Przywara**, prezes Gascontrol Polska sp. z o.o., z branżą gazowniczą jest związany od 15 lat. Głównym celem, jaki sobie stawia jest dialog z inwestorami, popiera inicjatywę powołania

przy IGG Ośrodka Mediacji Gospodarczej i zapewnia aktywne uczestnictwo w jego pracach.

**MARCIN TADEUSIAK**, prezes JT S.A., poinformował, iż działa w branży od ponad 20 lat. Dogłębnie zna problemy firm wykonawczych. Jest zwolennikiem dialogu i równości w kontaktach na linii inwestor–wykonawca.

**ARTUR ZAWARTKO**, wiceprezes zarządu GAZ–SYSTEM S.A, w którego obszarze kompetencji leży m.in. obszar inwestycji, podkreślił, że duże znaczenie ma Izba Gospodarcza Gazownictwa, gdyż zrzesza dużą liczbę małych i średnich przedsiębiorstw, których przyszła siła i innowacyjność będą stanowić o sile gospodarczej całego państwa. Stawia na dialog i wzmocnienie komunikacji z firmami wykonawczymi, gdyż we współpracy tkwi siła.

## DO KOMISJI REWIZYJNEJ IGG

**EWA DANISZEWSKA**, APATOR metrix SA, poinformowała, iż z branżą jest związana od ponad 15 lat, od 6 lat reprezentuje firmę w Izbie Gospodarczej Gazownictwa, działa również w SITPNiG oraz reprezentuje swoją firmę w Krajowej Izbie Odwoławczej.

**KRZYSZTOF KAMIŃSKI** jest odpowiedzialny za współpracę GK PGNiG z IGG. Będzie wspierał działania Zarządu IGG, zabiegając o pomoc merytoryczną i prawną, będzie również dbał o wizerunek IGG w organach administracji publicznej, jako instytucji samorządowej reprezentującej interesy całej branży gazowniczej.

# WŁADZE IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

## Zarząd IGG Prezydium Zarządu IGG



Cezary Mróz  
prezes zarządu IGG  
(SanitGaz CM sp. z o.o.)



dr inż. Jacek Jaworski  
wiceprezes zarządu IGG  
(Instytut Nafty i Gazu  
– Państwowy Instytut Badawczy)



Łukasz Kroplewski  
wiceprezes zarządu IGG  
(PGNiG SA)

## Członkowie Zarządu IGG



Tomasz Blacharski  
(PSG sp. z o.o.)



Dariusz Brzozowski  
(EWE energia sp. z o.o.)



Adrian Dudek  
(Rugia sp. z o.o.)



Marcin Przywara  
(Gascontrol Polska sp. z o.o.)



Jarosław Stasiak  
(COMMON S.A.)



Konrad Śniatała  
(Atrem S.A.)



Marcin Tadeusiak  
(JT S.A.)



Artur Zawartko  
(GAZ-SYSTEM S.A.)

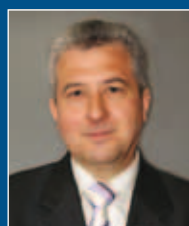
## Komisja Rewizyjna



Ewa Daniszewska  
(APATOR metrix S.A.)



Krzysztof Kamiński  
(EC Stalowa Wola S.A.)



Bogdan Baniak  
Przedsiębiorstwo  
CENTROGAZ



Piotr Haładus  
(ZRUG ZABRZE SA)



Zygmunt Trąba  
(Intergaz sp. z o.o.)

# Metan z pokładów węgla kamiennego

Maciej Szota

Do niedawna w górnictwie węgla kamiennego metan traktowany był głównie jako zagrożenie. Dzisiaj kopalnie wykorzystują go do wytwarzania energii. Państwowy Instytut Geologiczny szacuje, że w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym znajduje się ok. 170 mld m<sup>3</sup> wydobywalnego metanu, przy całkowitym potencjale zasobów ok. 230–250 mld m<sup>3</sup>.

Obecnie w Polsce wydobywany jest tzw. *coal mine methane* (CMM), czyli metan uwalniany z pokładów węgla podczas eksploatacji górniczej. Z ogólnej ilości ok. 900 mln m<sup>3</sup> tego gazu, rejestrowanej rocznie w kopalniach, wykorzystywane jest ok. 200 mln m<sup>3</sup>. Pozostała część tego cennego surowca emitowana jest do atmosfery. Bardziej efektywną metodą wydobywania metanu z pokładów węgla, rozumianego ogólnie jako CBM – *coal bed methane*, byłoby podejście skierowane na pozyskanie gazu zakumulowanego w węglu jeszcze przed eksploatacją górniczą, czyli przedekspluatacyjne ujęcie metanu. Istotne znaczenie ma również gaz występujący w zrobach i wyrobiskach kopalń zamkniętych po zakończeniu eksploatacji węgla – AMM (*abandoned mine methane*).

## PRÓBY WYDOBYWANIA METANU W POLSCE

W latach dziewięćdziesiątych XX wieku podejmowano liczne próby wydobywania metanu z pokładów węgla z obszarów nieobjętych eksploatacją górniczą. Zajmowały się tym m.in. takie firmy, jak Amoco Poland Ltd., ElectrogasVentures Ltd., PolTex Methane, Texaco Inc., Metanel S.A. oraz McCormick Energy Project. Próby te prowadzone były w otworach pionowych. Z kolei kilka lat temu firma Dart Energy (Poland) podjęła takie działania w pierwszym połączonym zestawie otworów kierunkowych (otwory Gilowice 1 i Gilowice 2H). Istotne znaczenie ma zmiana podejścia do pozyskiwania

metanu z pokładów węgla poprzez jego przedekspluatacyjne ujęcie. Takie działania rozpoczął Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy w odwierconych w obszarze kopalni „Mysłowice Wesoła” otworach Wesoła PIG-1 i PIG-2H. Prace zakończono w 2015 r.

W 2016 r. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz Państwowy Instytut Geologiczny – PIB powołały konsorcjum, które zbada możliwości wychwytywania metanu przed eksploatacją węgla. Prace prowadzone są w Gilowicach na Górnym Śląsku.

Przemysłowe pozyskiwanie metanu z pokładów węgla – to, co dotychczas nie udało się w Polsce – w skali światowej jest jednym z najważniejszych alternatywnych źródeł energii. Wydobywanie CBM stosuje się dzisiaj w USA, Australii, Kanadzie, Chinach i Indiach. W Stanach Zjednoczonych jest to prawie 50 mld m<sup>3</sup> rocznie, a zatem więcej niż we wszystkich pozostałych krajach łącznie.

## DŁUGA I KRĘTA DROGA DO SUKCESU

Podobnie jak w przypadku gazu z łupków, wydobywanie metanu z nieeksploatowanych złóż węgla jest bardzo skomplikowane. Miejsca, w których obecnie prowadzone jest wydobywanie CBM, cechują się różnymi warunkami geologicznymi, przez co stosowane metody w każdym przypadku wymagają modyfikacji. Zapewne podobnie będzie w Polsce. W krajach, w których możemy dzisiaj mówić o skutecznym wydobywaniu metanu, prace badawcze wymagały kilkuset, a niekiedy nawet kilku tysięcy odwiertów. Pochłonęło to duże środki i wiele lat pracy. Chwila, w której uda nam się pierwszy odwiert, będzie dopiero początkiem całego przedsięwzięcia. Wierzymy, że doświadczenie zdobyte przy poszukiwaniu złóż gazu łupkowego, a przede wszystkim najnowocześniejsza dostępna dzisiaj technologia, pozwolą osiągnąć zamierzony efekt.

## ZAANGAŻOWANIE PGNiG SA W PROJEKT „GILOWICE”

Realizowany obecnie przez PGNiG SA i PIG-PIB projekt „Gilowice” jest kluczowym elementem krajowego



programu wydobywania CBM. Projekt ma odpowiedzieć na pytanie: czy jesteśmy już technologicznie przygotowani na wydobycie metanu, wierząc z powierzchni, czy na pozyskiwany w ten sposób gaz musimy poczekać kolejne dziesięć lub dwadzieścia lat?

Państwowy Instytut Geologiczny szacuje, że w Polsce istnieją możliwości wydobywania od 1 do 2 mld m<sup>3</sup> CBM rocznie. Taka ilość surowca byłoby istotnym udziałem w ogólnokrajowym bilansie zużywanego gazu. Dostrzegając wiążące się z tym projektem szanse, Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA, nadał mu wysoką rangę, a do nadzorowania prac wyznaczył Łukasza Kroplewskiego, wiceprezesa ds. rozwoju. Do współpracy zaprosiliśmy Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, który realizował wspomniany już projekt „Wesoła”. Aspektami badawczymi całego przedsięwzięcia zajmuje się dr Janusz Jureczka, dyrektor Oddziału Górnośląskiego PIG-PIB. W celu stworzenia możliwości szerszej wymiany *know how*, 8 lipca 2016 r. PGNiG SA weszło w skład działającego pod patronatem Organizacji Narodów Zjednoczonych Centrum do spraw Doskonalenia w Zakresie Metanu. Konsorcjum nawiązało również współpracę ze Stanami Zjednoczonymi i stara się korzystać z ich doświadczeń.

Prezes Piotr Woźniak uzyskał także deklarację Polskiej Grupy Górniczej, Jastrzębskiej Spółki Węglowej oraz Katowickiego Holdingu Węglowego co do włączenia się tych podmiotów w projekt CBM. Wsparcie finansowe zadeklarowały też instytucje rządowe. Takie podejście zwiększa szansę na sukces tego kluczowego dla Grupy Kapitałowej PGNiG projektu w obszarze B+R.

Ze względów technologicznych wydobycie z niekonwencjonalnych źródeł gazu często nie jest opłacalne ekonomicznie. W przypadku Polski i energetyki opartej na węglu rachunek nie jest już taki prosty. Obecnie nie można eksploatować wielu pokładów węgla kamiennego, ponieważ wiązałoby się to z wysokim ryzykiem zagrożenia metanowego. Projekt CBM może rozwiązać ten problem, ponieważ przy efektywnym wydobyciu tego gazu zagrożenia metanowe można w znaczny sposób ograniczyć i zminimalizować. Metan występujący w kopalniach węgla kamiennego ma bezpośredni wpływ na końcową cenę węgla. Chodzi tu o koszty odmetanowania kopalni oraz środki, jakie trzeba przeznaczyć na zapewnienie bezpieczeństwa górników i przestoje w pracy.

Równie ważnym aspektem jest ekologia. Metan uwalniany do atmosfery wpływa na przyspieszenie zmian klimatycznych. Badania potwierdziły, że CH<sub>4</sub> jest w tym względzie wielokrotnie bardziej szkodliwy niż CO<sub>2</sub>. Wskazują na to zarówno Organizacja Narodów Zjednoczonych, jak i Komisja Europejska, która – podobnie jak w przypadku CO<sub>2</sub> – planuje nakładanie wysokich opłat za emisję metanu do atmosfery. Do wszystkich wymienionych już przesłanek, związanych z możliwościami i warunkami wydobywania gazu ze złóż węgla, dochodzi jeszcze jeden czynnik. Niepoliczalny, ale na pewno bardzo istotny – jest nim, oczywiście, bezpieczeństwo energetyczne Polski.

**Maciej Szota jest zastępcą dyrektora Departamentu Badań i Rozwoju PGNiG SA.**

## Warsztaty innowacyjnych pomysłów

PGNiG SA w odpowiedzi na duże zainteresowanie kontynuuje – zainaugurowany w kwietniu 2016 r. – cykl Warsztatów Innowacyjnych Pomysłów (WIP). Skierowany jest on do start-upów i małych przedsiębiorstw. Partnerzy przedsięwzięcia to Agencja Rozwoju Przemysłu i Izba Gospodarcza Gazownictwa. W ramach WIP powstają projekty wpisujące się w aktualne potrzeby wybranej spółki grupy kapitałowej. W ramach pierwszej edycji uczestnicy wypracowywali rozwiązania z obszaru elektroenergetyki dla PGNiG TERMIKA SA.

Druga, październikowa edycja poświęcona była innowacjom w PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Finałowa dwunastka zaprezentowała swoje propozycje podczas Warsztatów Innowacyjnych Pomysłów, zorganizowanych 5 października br. Jury złożone z przedstawicieli PGNiG, ARP i IGG do możliwego pilotażu i komercyjnego wdrożenia wytypowało równorzędnie trzy projekty: IC Pen, Grinfy i Mikrokogeneracja.

Cyfrowe długopisy IC Pen usprawnią obsługę klientów i obieg dokumentów. Dzięki rozwiązaniu firmy IC Solution dane wpisywane odręcznie w formularzu zapisywane są od razu w wersji elektronicznej, bez potrzeby skanowania czy przepisywania da-

nych do komputera. Drugi projekt to mikrokogeneratory gazowe. Zakłada obniżenie kosztów wdrożenia mikrokogeneracji – czyli przykładowej produkcji energii i ciepła. Z kolei system Grinfy, autorstwa firmy Grinfinity, pozwala na oszczędzanie energii przez firmowe komputery i laptopy oraz zastosowanie inteligentnych gniazdek we wszystkich innych urządzeniach.

Obecnie trwa, trzecia już edycja, której finał planowany jest na grudzień, dedykowana wyzwaniom w Polskiej Spółce Gazownictwa.

\*\*\*

PGNiG SA prowadzi wiele działań na rzecz poszukiwania innowacyjnych pomysłów wśród młodych przedsiębiorców i naukowców. Nie zapomina również o potencjale swoich pracowników, zachęcając do zgłaszania kreatywnych rozwiązań. Spółka zainauguowała 1 sierpnia br. Konkurs Innowacyjności. Każda edycja – ogłaszana co 6 miesięcy – poświęcona będzie innemu obszarowi działalności spółki. Konkurs stwarza zatem możliwość wypromowania innowacyjności pracowników różnych specjalności. Tematem otwierającym cykl konkursów jest „Geologia i górnictwo”. Jeśli zgłoszone rozwiązanie okaże się innowacyjne i jednocześnie przydatne dla spółki, a jego wdrożenie opłacalne, kreatywny pracownik może liczyć na nagrodę pieniężną sięgającą nawet 110 000 zł!

**Anna Trojanowska**

# Otwarcie na rozwój i innowacyjność

Wywiad z Tomaszem Blacharskim, wiceprezesem Polskiej Spółki Gazownictwa i członkiem zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa



**Panie prezesie, w lipcu tego roku został pan członkiem zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa. Czym chce się pan zająć, co zmienić, co nowego wprowadzić? Czego polska branża gazownicza potrzebuje?**

Chciałbym podziękować firmom zrzeszonym za zaufanie, jakim mnie obdarzyły. Bardzo się cieszę, że będę miał możliwość wykorzystania swojego doświadczenia podczas pracy w IGG. Pracuję w tej branży już osiemnaście lat. Z jednej strony to ogromny bagaż doświadczenia, ale z drugiej – równie dużo spostrzeżeń. Przyglądałem się temu wszystkiemu przez lata pracy i uważam, że nie wykorzystano kilku szans, więc teraz chciałbym to naprawić.

**Jakieś przykłady?**

Choćby gazyfikacja niektórych regionów kraju z wykorzystaniem gazu LNG, czyli skroplonego. Druga sprawa to wprowadzenie innowacji związanych z rozwojem naszej branży. A trzecia istotna kwestia, która pojawiła się wraz z naszym wejściem do Unii Europejskiej, to pozyskiwanie środków unijnych na rozwój branży. To są zadania, na których przede wszystkim chcę się skupić. I chciałbym również skupić się na rozwoju dystrybucji nowych alternatywnych nośników energii, takich jak wodór.

**To może zaczniemy od innowacji i innowacyjności. Co pan przez to rozumie?**

Innowacyjność to sprawa prosta, a jednocześnie skomplikowana. Chodzi o wymyślenie czegoś, co po-

zwoli na rozwój naszej branży, ale też o wprowadzenie tego w życie, żeby nie skończyło się tylko na teorii. Chcemy rozwijać nasz portfel usług, chcemy być bardziej konkurencyjni – ogólnie chciałbym, aby działania i rozwój branży gazowniczej były wartością dodaną dla społeczeństwa. Przypominam, że rozwój gazownictwa to także rozwój cywilizacji, jesteśmy jednym z bodźców generujących rozwój społeczeństwa. Dostawy gazu wpływają bowiem na rozwój biznesu, powstają nowe inwestycje, rozwija się cała infrastruktura.

**Jest pan także członkiem zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa – lidera na rynku dystrybucji gazu w Polsce. Czy jest to firma otwarta na innowacje, czy szuka nowoczesnych rozwiązań i wdraża je w życie?**

Moja diagnoza wygląda następująco – uważam, że bardzo dużo ciekawych pomysłów i projektów jest w głowach naszych pracowników, gorzej jednak z tym, by te projekty ujrzały światło dzienne. Dlatego tworzymy platformę „Leonardo” – rzecz jasna, nazwa nieprzypadkowa – która pozwoli nie tylko na zgłaszanie tych pomysłów, ale będzie wręcz zachęcać pracowników do myślenia o innowacjach. Kolejna ważna kwestia to ściąganie projektów innowacyjnych nowej technologii z zewnątrz naszej organizacji. Nie mam wątpliwości, że nasi naukowcy mają mnóstwo ciekawych projektów, a możliwość zgłoszenia ich poprzez platformę PGNiG i Polskiej Spółki Gazownictwa doprowadzi do rozwoju PSG oraz branży gazowniczej w Polsce. Chcemy ściśle współpracować z polskimi uczelniami i wykorzystywać

ich potencjał naukowy. Liczymy na to, że obie strony osiągną ogromne korzyści, a nasza branża – dzięki wdrażaniu przełomowych projektów – będzie się stale rozwijać. Wprowadzenie innowacyjnych technologii oraz kreacja nowatorskich usług mogą przyczynić się do ewolucyjnego poszerzenia podstawowego przedmiotu działalności każdej firmy oraz branży gazowniczej.

**A jak – w pana ocenie – polska branża gazownicza wygląda pod kątem innowacyjności na tle Europy? Musimy ją gonić czy – wręcz przeciwnie – jesteśmy w czołówce?**

Polski inżynier jest rozpoznawalny zarówno w Unii Europejskiej, jak i na całym świecie. Na pewno mamy potencjał. Gorzej jest – jak już wspominałem – z wykorzystaniem tego potencjału w Polsce. Nasi naukowcy wyjeżdżają choćby do Stanów Zjednoczonych i tam budują potęgę gospodarki. Warto ich zatrzymać w Polsce i chęć zrobić wszystko, aby tak się stało. Co więcej – jako członek zarządu PSG, ale i wykładowca, chciałbym takich młodych, innowacyjnych, utalentowanych ludzi widzieć właśnie w naszej spółce.

**Rozwój branży gazowniczej to także inwestycje w technologię *Power to gas*. Co to za technologia i czy w Polsce jesteśmy przygotowani do jej wdrożenia?**

Ta technologia to duża szansa dla polskiego gazownictwa, szczególnie w kontekście wykorzystania sieci dystrybucyjnych. *Power to gas* jest technologią umożliwiającą integrację systemów oraz rynków. Polega ona na konwersji nadmiarowej energii elektrycznej na gaz – wodór, a opcjonalnie – po jego metanizacji – na syntetyczny gaz ziemny (SNG), a następnie zmagazynowaniu jej w sieci gazowej, posiadającej duże zdolności akumulacyjne przy wysokiej elastyczności.

Wodór otrzymany przy użyciu nadmiarowej/potencjalnie traconej energii elektrycznej może zostać wprowadzony do sieci gazowej (przy akceptowalnych dla wszystkich interesariuszy konsekwencjach), a następnie:

- wykorzystany do tankowania samochodów z napędami zasilanymi ogniwami paliwowymi (*Fuel Cells* – FC),
- wykorzystany do produkcji energii w rozproszonych źródłach wytwarzania opartych na FC,
- zużyty przez odbiorców przemysłowych w procesach technologicznych,
- po metanizacji wykorzystany do produkcji energii/ciepła w okresach szczytowych w wysokosprawnych gazowych jednostkach wytwórczych (pełniących rolę elektrowni szczytowych), jako paliwo do środków transportu napędzanych gazem ziemnym lub zużyty przez odbiorców końcowych w instalacjach domowych.

To rozwiązanie w skali przemysłowej już funkcjonuje w Japonii, Korei Południowej, Stanach Zjednoczonych i wielu krajach europejskich – Danii i Holandii czy – daleko nie szukając – w Niemczech. To szansa dla pol-

skiego gazownictwa, bowiem od lat nasze sieci nie są wykorzystywane w stu procentach, a stosując technologię *Power to gas* można to zmienić. To inne podejście do gazownictwa. Na pewno przed nami jeszcze wiele prac – zarówno badawczych, jak i modernizacyjnych, bo sieć musi być sprawdzona i przygotowana do dystrybucji gazu domieszkowanego wodorem. Wówczas nasza sieć stanie się komponentem inteligentnej, zintegrowanej sieci energetycznej (tzw. *Smart Grid*), umożliwiającej odbiorcom inteligentne wykorzystanie nośników energii (w tym paliw gazowych), optymalizację zużycia energii oraz aktywne uczestnictwo w rynku energii.

**Wspominał pan o konieczności modernizacji sieci. Polska Spółka Gazownictwa ma dziesiątki tysięcy kilometrów sieci gazowej. W jakim stanie jest ta infrastruktura, jakich zmian wymaga?**

Mogę powiedzieć, że w naszej firmie zawsze bardzo dbaliśmy o sieć. Nie zawsze jednak na modernizację przeznaczano odpowiednią ilość nakładów finansowych, i to właśnie musi ulec zmianie. To wymóg czasu, niektóre z naszych sieci mają po sześćdziesiąt lub więcej lat, część instalacji jest jeszcze żeliwna. Trzeba to zmieniać poprzez zastosowanie nowych technologii opartych na polietylenie. Polietylen, jako tworzywo użyteczne, obecną pozycję na rynku zdobył przede wszystkim dzięki odporności na korozję, a dalszy rozwój pozwala również budować bezpieczną sieć o nieograniczonej trwałości. Procesy korozyjne są głównym problemem eksploatacyjnym sieci stalowych i warunkują czas eksploatacji tych sieci. Natomiast przy stosowaniu bezwykopowych technologii budowy gazociągów pozwala prowadzić wymianę gazociągów w miastach oraz na terenach, na których nie ma dostępu do nieruchomości. Coraz powszechniejsza metoda *Close fit*, polegająca na wprowadzeniu do starego gazociągu nowej rury, której średnica zewnętrzna jest równa średnicy wewnętrznej starego gazociągu, powinna pozwolić na zmodernizowanie naszych sieci na terenach trudno dostępnych. Z tych metod renowacji zamierzamy korzystać, planując modernizację gazociągów.

**Skoro mówimy o infrastrukturze, to nadal na mapie Polski są białe plamy, czyli rejony, w których sieć gazownicza nie istnieje. Czy rozwiązaniem może być LNG?**

Likwidacja tzw. białych plam to dla całej branży gazowniczej ogromne wyzwanie. Polska Spółka Gazownictwa staje się Narodowym Operatorem Systemu Dystrybucji Gazu. To wiąże się z konkretnymi działaniami. Jesteśmy właśnie na etapie odbudowywania gazowni. Mają one znacząco wpływać na rozwój lokalnych rynków dystrybucji gazu. Chcemy te białe plamy gazyfikować, wykorzystując LNG czy sieć dystrybucyjną. Chcę podkreślić, że teraz gazyfikacja z wykorzystaniem LNG pozwoli nam zbilansować ekonomicznie te projekty, które do tej pory były nieopłacalne. Pierwsze statki z LNG wpływają już do portu w Świnoujściu, cena gazu



musi spaść i jeśli tak się stanie, to będzie brakować tylko instalacji do dystrybucji tego gazu. Grupa Kapitałowa PGNiG musi się tym zająć, a my – jako spółka, która potrafi to robić – powinniśmy być bardzo aktywni.

**Czyli to dobre informacje np. dla mieszkańców północno-wschodniej Polski. Tam, gdzie nie ma sieci, powstaną nowe stacje regazyfikacji LNG?**

Tak, powstaną, choć docelowo oczywiście będziemy chcieli budować sieć dystrybucyjną, ale regazyfikacja będzie robiona z wykorzystaniem LNG. Z takiej stacji zasilane są na przykład Suwałki, ale chcemy ich budować znacznie więcej. Dlatego podpisujemy już z samorządami listy intencyjne i organizujemy cykliczne spotkania z przedstawicielami gmin, które nie są jeszcze zgazyfikowane. Następnym krokiem będzie podpisanie umów oraz projektowanie i realizacja stacji regazyfikacji LNG.

**Mówił pan o wyzwaniach stojących przed spółką w zakresie realizacji nowych inwestycji i modernizacji istniejącego majątku. Czy Polska Spółka Gazownictwa jest przygotowana na ich realizację?**

Proces przygotowania i realizacji inwestycji liniowych – zarówno budowy, jak i modernizacji istniejącej sieci dystrybucyjnej – jest procesem długofalowym i wieloetapowym. Budowa sieci gazowej ma swoją specyfikę, która nie we wszystkich regulacjach prawnych jest uwzględniana, stąd liczne problemy, z którymi musimy się zmierzyć, aby zapewnić rozwój gospodarczy naszego kraju poprzez likwidację tzw. białych plam. Pierwszym problemem, jaki zastałem w tym obszarze, były znaczne opóźnienia w przygotowaniu dokumentacji projektowej oraz jej niska jakość. Obecnie musimy jeszcze dokończyć realizację kilku inwestycji z poprzedniej perspektywy unijnej, niestety, już bez dotacji. Podobnie jak inni inwestorzy infrastrukturalni, również nasza spółka boryka się z prawem uzyskania dostępu do terenu pod budowę gazociągów. Mając pełną świadomość ryzyka, jakie występuje przy realizacji inwestycji w nowej strukturze organizacyjnej, to na codziennej obsłudze procesu przyłączeniowego klienta skoncentrują się gazownie, dzięki czemu zakłady będą mogły skierować swój potencjał na realizację większych inwestycji. Natomiast na poziomie centrali spółki w Departamencie Inwestycji utworzyliśmy Biuro Inwestycji Strategicznych, które zarządza całokształtem spraw związanych z planowaniem operacyjnym, przygotowaniem, nadzorem nad realizacją i rozliczeniem projektów o strategicznym znaczeniu dla spółki, czyli np. dofinansowanych ze środków UE. Dodatkowo – zgodnie z powszechnie uznanymi kanonami wiedzy o zarządzaniu projektami, dobrymi wzorcami i doświadczeniem pracowników – zostały opracowane dedykowane dla naszych potrzeb zasady zarządzania programem inwestycyjnym. Na podstawie mobilnych zespołów projektowych i dodatniej synergii, jaką daje praca specjalistów z różnych dziedzin, budujemy filary zarządzania projektami inwestycyjnymi. Kolejnym obszarem do doskonalenia, nad którym trwają prace,

są jednolite standardy techniczne projektowe i wykonawcze, stosowane w całej spółce, które zagwarantują poprawę jakości usług świadczonych przez naszych wykonawców. Jednak podstawowym czynnikiem sukcesu są pracownicy naszej spółki, na których koncentrujemy działania w ich rozwój i motywację, pamiętając, że wiedza powinna być w organizacji. To właśnie dzięki wykorzystaniu nowych technologii, doświadczeniu pracowników oraz potencjału inwestycyjnego budujemy pozycję spółki na rynku.

**Jakie są najważniejsze inwestycje polskiego gazownictwa?**

Na pewno najważniejszą inwestycją jest budowa gazociągu z Norwegii oraz rozbudowa gazociągów przesyłowych w północnej Polsce. Nie mniej istotna jest rozbudowa systemu dystrybucyjnego np. na Podlasiu. Jako Polska Spółka Gazownictwa w nowej perspektywie unijnej na lata 2014–2020 skoncentrowaliśmy działania na przygotowaniu ponad 50 projektów o łącznej wartości prawie 2,5 miliarda PLN. Projekty planowane do dofinansowania znajdują się na obszarze całej Polski i obejmują budowę nowych bądź modernizację istniejących gazociągów. Wśród nich możemy wymienić m.in. takie, jak gazyfikacja Mierzei Wiślanej, przebudowa sieci gazowej w ramach obwodnicy Łodzi, budowa gazociągów na terenie powiatu olsztyńskiego, rozwój gazyfikacji w wybranych lokalizacjach centralnej i północno-wschodniej Polski z wykorzystaniem technologii LNG, modernizacja sieci gazowej na obszarze powiatów żarskiego, wolsztyńskiego i nowotomyskiego oraz okolic Wrocławia, wspomaganie zasilania rejonu Wałbrzycha czy gazyfikacja takich gmin, jak Ryjewo, Sierakowice, Skórcz, Sienica, Skaryszewy czy Łąck. Dla dziesięciu najlepiej przygotowanych projektów już złożyliśmy wnioski o dofinansowanie.

**Dziękuję za rozmowę i na koniec proszę powiedzieć: czego należałoby życzyć polskiemu gazownictwu?**

Myślę, że gazownictwo w Polsce będzie się rozwijało i na pewno jest mu potrzebne przyjazne prawo polskie oraz UE, jak również nowe technologie – zarówno w części przesyłu, dystrybucji paliwa gazowego, jak i poszukiwania i wydobycia.

Dane spółki:

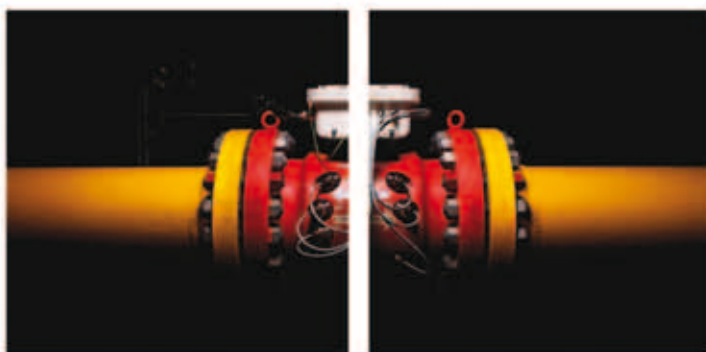
**Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**  
01-224 Warszawa  
ul. Marcina Kasprzaka 25

NIP: 525 24 96 411

REGON: 142739519

Kapitał zakładowy: 10 454 206 550 PLN

KRS 0000374001, Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XII Wydział Gospodarczy KRS



Już od ponad 10 lat GAZ-SYSTEM S.A. dba o rozwój sieci przesyłowej w Polsce. Realizowane przez nas inwestycje mają na celu zarówno zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, jak i stworzenie optymalnych warunków do rozwoju rynku gazu ziemnego.



Inwestujemy w rozwój

# Chcemy inicjować **nowe trendy na rynku gazu**



Rozmowa z Henrykiem Muchą,  
prezesem zarządu PGNiG  
Obrót Detaliczny

**PGNiG Obrót Detaliczny, krajowy lider dostaw gazu ziemnego do polskich gospodarstw domowych, od 1 września br. wzbogacił swoją ofertę o dostawę energii elektrycznej.**

Tak, przygotowaliśmy dla naszych klientów pakietową ofertę, która oprócz dostawy „błękitnego paliwa” zawiera również energię elektryczną. Jest to element nowej strategii firmy. Jej logika opiera się na kreowaniu nowych produktów, atrakcyjnych dla naszych obecnych i nowych klientów. Dla oferty produktowej budujemy strategię działania. W tym myśleniu zawarte jest przekonanie, że potrzeby naszych klientów są najistotniejsze. Oferta dotycząca energii elektrycznej jest naszym pierwszym produktem wprowadzanym masowo, poza naszą główną ofertą, czyli gazem. Obudowujemy to stosowną kampanią informacyjną, by przetestować, co dla naszego klienta jest naprawdę ważne.

W mojej ocenie, ta oferta jest unikatowa. Z kilku powodów. Po pierwsze – jesteśmy wiarygodni, jesteśmy obecni na terenie całej Polski i klienci nas doskonale znają. Po drugie – nasza oferta jest w swojej konstrukcji prosta, przejrzysta i uczciwa, bo nie powoduje żadnych dodatkowych opłat, wiąże klienta na okres 12 miesięcy i pozwala po tym okresie odejść bez żadnych konsekwencji. A przy tym – na dzisiaj – na rynku jest najbardziej atrakcyjna cenowo. Jeśli pozycjonujemy się wobec innych oferentów w taryfie G11, przy średnim, wyliczonym na 31 sierpnia, zużyciu rocznym, to różnica w stosunku do ofert konkurentów sięga dwustu złotych w ciągu roku na naszą korzyść. To dużo. Naszym celem jest nie tylko budowa nowego portfolio produktowego, ale też wysoka jakość obsługi naszego klienta, tak aby był przekonany, że bycie z nami jest korzystne

finansowo, ale również aby miał poczucie, że się nim opiekujemy. Pragnę podkreślić, że rozwój portfolio produktowego musi być naszym celem biznesowym, ale naszą misją jest innowacyjność i jakość obsługi klienta. Mam tu na myśli elektroniczne biura obsługi klienta, e-fakturę, coraz większą liczbę aplikacji internetowych. To będą kluczowe cele naszej strategii zarówno dla klientów biznesowych, jak i indywidualnych.

**Biorąc pod uwagę tendencje na rynku gazu, także w Polsce, oferta powinna chyba obejmować także nowe jego segmenty – CNG, zaniedbany w ostatnich latach, oraz LNG, który dzięki gazoportowi otwiera wielkie perspektywy.**

Kilka miesięcy temu utworzyliśmy departament rozwoju dla tego obszaru, ponieważ widzimy w nim wielki potencjał. Obecnie zarządzamy 20 stacjami CNG, zlokalizowanymi wokół przedsiębiorstw komunikacyjnych i już dzisiaj widzimy efekty naszego nowego podejścia do ich funkcjonowania, więc rozwój tego segmentu jest w oczywisty sposób uzasadniony. Również LNG jest przedmiotem naszego zainteresowania i zakładamy, że inwestować będziemy w stacje LNG wzdłuż głównych tras autostradowych i ekspresowych. Wykorzystanie technologii LNG w obszarze gazyfikacji nowych obszarów – tam, gdzie brak sieci dystrybucyjnych – to istotny element naszych planów rozwoju, podobnie jak rozwój biznesu wokół naszych portów, czyli bunkrowanie statków.

**We wszystkich wskazanych obszarach, jak rozumiem, kluczową sprawą będzie jakość obsługi klienta. Jakie planowane są działania w tym za-**



**kresie, jeśli chodzi o dostępność do punktów obsługi klienta, informatyzację usług, a także szkolenie pracowników, którzy będą mieli kontakty z klientem.**

Staramy się dostosowywać sieć naszych placówek do oczekiwań klientów. Stąd decyzja o uruchomieniu w ostatnich miesiącach pięciu biur obsługi klienta (BOK-ów) Premium, zlokalizowanych w znanych galeriach handlowych – krakowskiej, katowickiej, poznańskiej i warszawskich: Arkadii oraz Złotych Tarasach. Cztery z nich znajdują się w galeriach przydworcowych. Jesteśmy firmą ogólnopolską, nasi klienci podróżują, dla nich nie ma znaczenia, czy swoją sprawę załatwią w miejscu zamieszkania czy w dowolnym innym miejscu, ale w dogodnym dla nich czasie. Już widać, że była to bardzo dobra decyzja. Nasi klienci polubili tę formę, podpisujemy coraz więcej umów. Pozostałe biura lokalizujemy tam, gdzie klienci mogą najłatwiej dotrzeć. W poprzednich latach wiele takich placówek zlikwidowano, my je przywracamy w formie okresowych dyżurów, na przykład w urzędach miejskich czy innych placówkach komunalnych, aby ludzie mogli w jednym miejscu załatwić wiele różnych spraw formalnych. Schodzimy tym samym na poziom powiatów i gmin, by być bliżej konsumentów. Musimy jednak brać pod uwagę jeszcze inny aspekt sprawy – zmianę generacyjną naszych klientów, wielu jest coraz młodszych. Będziemy intensywnie promować kontakty z nami poprzez stronę internetową. To jest niezwykle istotne z powodu oczekiwań młodych klientów, ale ma też znaczenie finansowe i ekologiczne – to miliony złotych zaoszczędzonych na przesyłkach i setki ton zaoszczędzonego papieru. Do tej nowej rzeczywistości „sieciowej” przygotowujemy również naszych pracowników – poprzez szkolenia i dostęp do infrastruktury informacyjnej najnowszej generacji.

**Czy ta troskliwa opieka nad klientem ma być dedykowana milionom dotychczasowych odbiorców, czy przyciągnąć nowych?**

Coraz bogatsze portfolio produktowe ma zachęcać do pozostania z nami, bo to się po prostu opłaca i nie warto zmieniać dostawcy. W czasach, w których żyjemy nie mamy czasu na studiowanie ofert, często zapisanych małym druczkiem. Oferta czytelna i przejrzysta przedstawiana przez wiarygodnego dostawcę jest gwarancją bezpieczeństwa i to jest nasz atut. A jej atrakcyjność bez wątpienia przyciągnie do nas nowych klientów, bo wiedzą, że od lat jesteśmy niezawodnym liderem rynku gazu. Mamy dobrą markę.

**Wróćmy jeszcze do zasygnalizowanego obszaru CNG/LNG. Przez ostatnie lata temat był traktowany „po macoszemu”. Co będzie cechować to nowe otwarcie?**

Rachunek ekonomiczny jest ważny dla każdej firmy, dla nas też. Ale sądzę, iż jesteśmy na tyle dużą firmą, że możemy kreować pewne trendy i inwestować w takie obszary, które są ważne zarówno dla naszej organizacji, jak i dla kraju. Ograniczanie niskiej emisji, ekologia, to problemy ważne dla Polski. Musimy być aktywni w tych sprawach. Szczególnie, że mamy poważnych partnerów – samorządy, które już inwestują w ekologiczną komunikację miejską, a chcą ekologicznym uczynić transport komunalny – na przykład w zakładach oczyszczania. Mamy kolejną perspektywę budżetową UE, która bardzo chętnie takie inwestycje wspiera i mamy dojrzałą technologię, więc nie musimy prowadzić kosztownych eksperymentów. Jesteśmy na tyle dużym rynkiem, że jest miejsce dla transportu elektrycznego, ale i dla transportu opartego na gazie CNG/LNG. Musimy wreszcie wkroczyć na obszary portowe z ekologicznym paliwem. Jesteśmy już po pierwszych rozmowach z portem w Świnoujściu na temat bunkrowania na ich terenach, ana-



*BOK Premium w Galerii Krakowskiej.*

lizujemy możliwości objęcia naszym działaniem szerszego obszaru Morza Bałtyckiego. W naszym myśleniu wielką wagę przywiązujemy do likwidowania „białych plam” na gazowej mapie Polski. Wykorzystanie technologii opartej na LNG stwarza ogromne możliwości ich likwidacji, a środki unijne sprzyjają gazyfikacji tych terenów. Wszystkie te obszary chcemy skutecznie zagospodarować, bo sprzyja to rozwojowi i bezpieczeństwu kraju. Liczę na to, że znajdziemy wsparcie także po stronie legislacji, same firmy nie wygenerują tych nowych trendów.

**Rozmawiał Adam Cymer**

# Rola KDG w budowaniu bezpieczeństwa państwa

**Dorota Miecznikowska, Piotr Bujalski**

**K**rajowa Dyspozycja Gazu rozpoczęła działalność 1 stycznia 1971 r. Powstanie tej jednostki poprzedzone było stopniowym rozwojem branży gazowniczej w Polsce. Odkryto złoża gazu ziemnego, stale zwiększało się zapotrzebowanie na gaz w przemyśle, zapadły decyzje o budowie zakładów azotowych, gdzie surowcem do produkcji nawozów miał być gaz ziemny. Dla umożliwienia realizacji wzrostu zużycia gazu przez odbiorców zbudowano ok. 2000 km gazociągów. Taka sytuacja zrodziła naturalną potrzebę powołania do życia organizacji zarządzającej przesyłem gazu. W 1967 roku Zjednoczenie Przemysłu Gazowniczego w Warszawie zdecydowało o powołaniu Krajowej Dyspozycji Gazu. Później nastąpiły lata przygotowań, zarówno praktycznych, jak i formalnych, prowadzących do utworzenia KDG. KDG rozpoczęła działalność jako zakład Zjednoczenia Przemysłu Gazowniczego na pełnym wewnętrznym rozrachunku gospodarczym. W 1976 roku znalazła się w strukturach Zjednoczenia Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. W 1984 roku ZGNiG zostało przekształcone w przedsiębiorstwo państwowe PGNiG i KDG została pionem w tym przedsiębiorstwie. W 2004 roku w wyniku procesów restrukturyzacyjnych w polskim sektorze gazowym nastąpiło wydzielenie ze spółki PGNiG SA, będącej pionowo zintegrowanym przedsiębiorstwem gazowniczym, działalności związanej z przesyłem. Restrukturyzacja sektora polegała między innymi na przeniesieniu obszaru przesyłu gazu ziemnego do spółki PGNiG Przesył Sp. z o.o., gdzie kluczową rolę, ze względu na specyfikę działalności, pełniła Krajowa Dyspozycja Gazu. W ten sposób zrealizowano wymogi stawiane przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/55/WE, uchyloną w 2009 roku przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 roku, dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego. Spółka otrzymała 10-letnią koncesję (do 2014 roku) na przesył i dystrybucję gazu, która 23 sierpnia 2010 roku została przez prezesa URE przedłużona do 31 grudnia 2030 roku.

W 2005 roku Skarb Państwa nabył 100% udziałów w spółce PGNiG Przesył. W 2005 roku nastąpiła również zmiana nazwy spółki na Operator Gazociągów

Przesyłowych GAZ–SYSTEM Sp. z o.o., a prezes URE wyznaczył spółkę operatorem systemu przesyłowego gazu. Obecnie obowiązująca decyzja wygasa 31 grudnia 2030 roku. W 2006 roku przedsiębiorstwo zmieniło formę prawną na spółkę akcyjną i obecnie GAZ–SYSTEM S.A. jest jednoosobową spółką akcyjną Skarbu Państwa. Zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z 3 grudnia 2015 r. w sprawie pełnomocnika rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej nadzór nad spółką w zakresie uprawnień Skarbu Państwa sprawuje pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej. GAZ–SYSTEM S.A. od 2010 roku pełni także funkcję niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał–Europa, będącego własnością spółki System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ s.a.

GAZ–SYSTEM S.A. jest jedynym operatorem systemu przesyłowego gazu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz właścicielem krajowej sieci przesyłowej. Operator świadczy usługę przesyłu gazu wysokometanowego oraz zaazotowanego poprzez sieć gazociągów przesyłowych o łącznej długości ok. 10 996 km (ok. 10 348 km infrastruktury dla gazu wysokometanowego).

Od momentu utworzenia OGP GAZ–SYSTEM Pion KDG stanowi jeden z najważniejszych elementów organizacji. Odpowiada za zagwarantowanie bezpieczeństwa przesyłu paliw gazowych w zakresie sterowania pracą sieci zgodnie z parametrami technicznymi systemu przesyłowego. Zarządza usługami przesyłowymi oraz równoważeniem bilansu paliw gazowych w ramach realizowanych usług przesyłowych. Sterowanie systemem przesyłowym odbywa się zgodnie z nominacjami składanymi przez zlecających usługi przesyłania (ZUP). W nominacji dobowej określone są ilości paliwa gazowego dla każdej godziny doby gazowej, dla każdego punktu wejścia oraz punktu wyjścia, dla którego jest przydzielona zdolność. Zatwierdzone nominacje mogą być renominowane w czasie trwającej doby gazowej. Tak skonstruowana procedura realizacji usług przesyłowych powoduje dużą elastyczność w wykorzystaniu go-

dzinowej przepustowości systemu przesyłowego. Szczególnie ważna dla ZUP jest realizacja strumieni gazu na punktach wejścia zlokalizowanych na granicach Polski, gdzie gaz dostarczany jest z importu i podlega restrykcjom kontraktów zakupowych. Ponadto, KDG obsługuje rozwijający się wirtualny przesył gazu, rynek pozagiełdowy OTC oraz dokonuje transakcji na Towarowej Giełdzie Energii i EEX.

Służby dyspozytorskie współpracują z następującymi operatorami w krajach ościennych: z ukraińskim Ukrtransgazem PJSC, białoruskim OAO Gazprom Transgaz Białoruś, czeskim NET4GAS s.r.o. oraz niemieckimi ONTRAS Gastransport GmbH i Gascade Gastransport GmbH oraz rosyjskim OOO Gazprom EKSPORT. Zasady współpracy między operatorami regulują porozumienia o współpracy dyspozytorskiej.

Zasady sterowania strumieniami oraz współpracy służb dyspozytorskich z zamawiającymi usługę przesyłania operatorami systemów współpracujących i innymi podmiotami regulują procedury współpracy dyspozytorskiej, „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP) oraz „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci SGT” (IRiESP SGT). Zasady zawarte w IRiESP są cyklicznie konsultowane z uczestnikami rynku i aktualizowane wraz ze zmieniającym się otoczeniem prawnym.

Zgodnie z ustawą z 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku operatorzy systemów przesyłowych, dystrybucyjnych oraz połączonych gazowych są obowiązani m.in. do opracowania planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Plany wprowadzania ograniczeń opracowane w Pionie KDG określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci dla poszczególnych stopni zasilania. Po opracowaniu ww. planów operator informuje odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym przez URE planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Zaznaczyć należy, że ograniczenia wynikające z planów wprowadzania ograniczeń nie mają zastosowania do odbiorców gazu ziemnego w gospodarstwach domowych oraz odbiorców pobierających gaz ziemny w ilości nie większej niż 417 m<sup>3</sup>/h (4504 kWh/h).

Dzięki systematycznie prowadzonej rozbudowie sieci przesyłowej oraz budowie nowych i rozbudowie istniejących połączeń transgranicznych, jak również poprzez uruchomienie komercyjnych dostaw z terminalu LNG znacząco wzrósł poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. W przeszłości niejednokrotnie mieliśmy do czynienia z kryzysami gazowymi, w których wystąpiła konieczność zastosowania ograniczeń wobec odbiorców objętych planem ograniczeń. Najważniejszy kryzys gazowy wystąpił w I kwartale 2006 roku. Na początku stycznia w punkcie zdawczo-

biornym Drozdowicze nastąpiło zmniejszenie dostaw gazu, co wraz z falą bardzo niskich temperatur spowodowało konieczność wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu na terenie kraju. Po zastosowaniu wszelkich dostępnych środków na wniosek OSP Rada Ministrów 24 stycznia 2006 roku wydała rozporządzenie w sprawie wprowadzenia na terenie Rzeczypospolitej Polskiej ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliw gazowych od 25 stycznia do 15 lutego 2006 roku. Realizując rozporządzenie, OSP wprowadził na terenie całego kraju 10. stopień zasilania. Ograniczenia ustawowe zniesiono 30 stycznia 2006 roku.

Szczyt jesienno-zimowy 2008/2009 r. także należał do wyjątkowo trudnych ze względu na bardzo niskie temperatury otoczenia, a także problemy z dostawami gazu. Od początku 2009 roku nie była realizowana dostawa z kontraktu ROSUKRENERGO, który miał obowiązywać do końca 2009 roku. Z uwagi na problemy z dostawami gazu z importu na wniosek OGP GAZ–SYSTEM S.A. Rada Ministrów wydała rozporządzenie w sprawie wprowadzenia na terytorium RP ograniczeń w poborze gazu ziemnego. W tym okresie (do 30 kwietnia 2009 roku) przez cały czas obowiązywał odbiorców pierwszy stopień zasilania, który nie powodował żadnego obniżenia dostaw gazu do odbiorców.

Kryzysy gazowe są najlepszym sprawdzianem kwalifikacji ludzi pracujących w Pionie KDG. Wiedza, doświadczenie i profesjonalizm kadry sprawiają, że nawet w najcięższych warunkach system pracuje bezpiecznie i stabilnie. Obok najnowszych technologii w obiektach o strategicznym znaczeniu dla pracy systemu przesyłowego niezastąpiony jest człowiek, który podejmuje odpowiednie decyzje i steruje obiektem. Wieloletnia praktyka potwierdza, że nawet najnowsze technologie mogą być zawodne i nic nie jest w stanie zastąpić wykwalifikowanego pracownika, szczególnie w sytuacjach awaryjnych, a także podczas innych trudnych do przewidzenia zdarzeń. Doskonale wyszkolona i profesjonalna kadra jest największym atutem i wartością Krajowej Dyspozycji Gazu.

**Piotr Bujalski jest zastępcą dyrektora Krajowej Dyspozycji Gazu, GAZ–SYSTEM S.A.**

**Dorota Miecznikowska jest kierownikiem Działu Programowania Ruchu w Krajowej Dyspozycji Gazu, GAZ–SYSTEM S.A.**



**Operator Gazociągów Przesyłowych  
GAZ–SYSTEM S.A.**

ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa  
tel. (+48) 22 220 18 00  
faks (+48) 22 220 16 06  
www.gaz-system.pl



# Bioremediacja gruntów zanieczyszczonych związkami ropopochodnymi

Joanna Brzeszcz

## Skala zanieczyszczeń środowiska naturalnego substancjami ropopochodnymi

Dziś nie wyobrażamy sobie życia bez ropy naftowej, która wykorzystywana jest przede wszystkim w sektorze paliwowo-energetycznym, lecz również w produkcji tworzyw sztucznych, leków i nawozów sztucznych. Według danych GUS z 2014 roku, eksploatacja krajowych złóż kształtowała się na poziomie 951 tys. ton, a prawie 23,7 mln ton ropy trafiającej na rodzimy rynek pochodziło z importu. W tym okresie krajowe zużycie tego surowca wynosiło 24,1 mln ton.

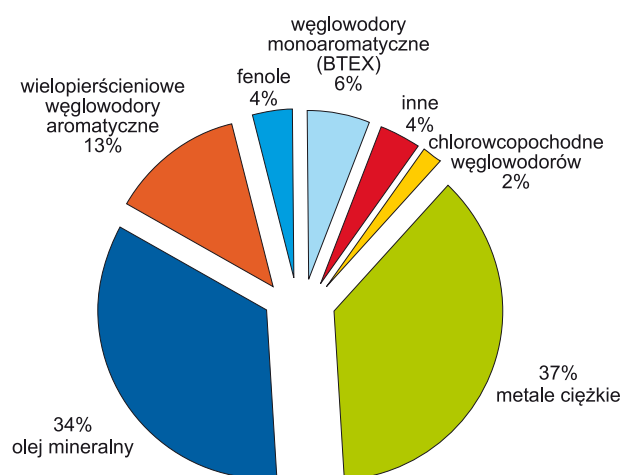
Powszechne wykorzystanie ropy naftowej i produktów jej obróbki oraz antropogenizacja stwarzają zagrożenie dla środowiska naturalnego. Uważa się, że 30–50% wycieków ropy naftowej spowodowanych jest bezpośrednio lub pośrednio przez czynnik ludzki. Prawie 90% wszystkich skażeń gruntów substancjami ropopochodnymi związane jest z aktywnością człowieka [EEA, 2015], zaś głównym źródłem obecności tych związków w ekosystemach morskich są naturalne wypływy. Uważa się, że niewielki procent całkowitej ilości ropy będącej w światowym użyciu przedostaje się do środowiska.

Potencjalne źródła zanieczyszczenia środowiska naturalnego węglowodorami naftowymi występują na etapach wydobywania, obróbki, transportu i magazynowania ropy naftowej i produktów naftowych. W Stanach Zjednoczonych Ameryki Północnej i Kanadzie największe ilości ropy naftowej są wprowadzane do gruntów w wyniku awarii ropociągów, zaś skażeniu najczęściej ulegają tereny wokół odwiertów wydobywczych, instalacji eksploatacji i magazynowania ropy i jej produktów [Fingas, 2012]. W Polsce wysokie zawartości węglowodorów odnotowuje się również na terenach dawnych baz i poligonów radzieckich, lotnisk, stacji benzynowych, warsztatów napraw taboru kolejowego i samochodowego oraz na obszarach znajdujących się pod ropociągami [Kaszycki i Kołoczek, 2004]. Średni koszt usunięcia wycieku ropy kształtuje się na poziomie 160–1600 zł za każdy litr. Wartości te uzależnione są od kilku parametrów, między innymi od rodzaju ropy (składu chemicznego) i miejsca wystąpienia skażenia.

Europejska Agencja Środowiska (EEA) donosi o prawie 2,5 mln miejsc w Europie, zaklasyfikowanych jako potencjalnie zanieczyszczone. Według raportu EEA z 2015 roku, dominującymi składnikami zanieczyszczeń gleb i wód gruntowych są metale ciężkie i olej mineralny (rys. 1.). Udziały skażeń

wielopierścieniowymi węglowodorami aromatycznymi oraz innymi węglowodorami aromatycznymi są znaczące (rys. 1.).

Rys. 1. Udział głównych zanieczyszczeń środowisk gruntowo-wodnych w Europie



Źródło: Raport Europejskiej Agencji Środowiska, 2015

## Wpływ zanieczyszczeń ropopochodnych na środowisko gruntowo-wodne

Rozlana na powierzchni gleby ropa naftowa czy produkty ropopochodne ulegają częściowej sorpcji na cząstkach gleby. Migracja węglowodorów powoduje rozprzestrzenianie się zanieczyszczenia w środowisku gruntowo-wodnym. Szybkość tego procesu jest wypadkową kilku czynników, między innymi: morfologii i sposobu zagospodarowania terenu, wodoprzepuszczalności i miąższości gruntu oraz rodzaju krążących wód. Część węglowodorów przemieszcza się przez strefę nienasyconą w postaci odrębnej fazy organicznej, dostając się do głębszych warstw gruntu aż do osiągnięcia lustra wód podziemnych. Różnica w lepkości pomiędzy wodą podziemną a ropą ogranicza transport ksenobiotyków w pionie. Podczas spływu część tych związków ulega adsorpcji na ziarnach gleby lub materiale skalnym oraz procesom biologicznym [Kołwzan, 2005].

Ropa naftowa powoduje destrukcję struktury koloidalnej gleby, zmienia właściwości fizyczne, chemiczne i biologiczne, a co za tym idzie – zdolności produkcyjne gleby. Pojem-

ność sorpcyjna gleby ulega obniżeniu, a stosunek C:N:P zaburzeniu. Zmiany te niszczą życie biologiczne środowiska glebowego, zakłócając prawidłowe funkcjonowanie takiego ekosystemu. Negatywny wpływ obecności substancji ropopochodnych obserwuje się na wszystkich poziomach troficznych [Kołwzan, 2005].

Węglowodory naftowe charakteryzują się zróżnicowaną toksycznością. Wśród tych substancji silne właściwości toksyczne wykazują węglowodory aromatyczne, zwłaszcza węglowodory monoaromatyczne, należące do grupy BTEX

(benzen, toluen, etylobenzen, ksyleny) oraz WWA (wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne). Dodatkowo związki takie jak benzen czy benzo[a]piren wykazują działanie genotoksyczne i kancerogenne. Negatywne aspekty obecności węglodorów naftowych w środowisku gruntowo-wodnym wymuszają poszukiwanie bardziej efektywnych rozwiązań usuwania tych związków.

Wytyczne regulujące zawartości tych związków zostały przedstawione w tabeli 1.

Tabela 1. Dopuszczalne wartości węglodorów naftowych w glebie na podstawie rozporządzenia ministra środowiska z 9 września 2002 roku w sprawie standardów jakości gleby oraz standardów jakości ziemi (Dz.U. Nr 165, poz. 1359). Wartości podane w mg/kg suchej masy

Substancja	Grupa A grunty chronione przepisami ustaw <sup>A</sup>	Grupa B użytki rolne, grunty leśne, zadrzewione, nieużytki, tereny zurbanizowane <sup>B</sup>				Grupa C tereny przemysłowe i komunikacyjne, użytki kopalniane					
		Głębokość [m ppt] <sup>C</sup>									
		0–0,3		0,3–15,0		>15		0–2		2–15	
		Wodoprzepuszczalność gruntów [m/s]									
		do	poniżej	do	poniżej			do	poniżej		
		1·10 <sup>-7</sup>	1·10 <sup>-7</sup>	1·10 <sup>-7</sup>	1·10 <sup>-7</sup>			1·10 <sup>-7</sup>	1·10 <sup>-7</sup>		
<b>Węglowodory</b>											
Benzyna, (ΣC <sub>6</sub> –C <sub>12</sub> ) <sup>D</sup>	1	1	5	375	50	750	500	50	750		
Olej mineralny, (ΣC <sub>12</sub> –C <sub>35</sub> ) <sup>E</sup>	30	50	200	1 000	1 000	3 000	3 000	1 000	3 000		
<b>Węglowodory aromatyczne</b>											
Benzen	0,05d <sup>H</sup>	0,1	0,2	25	3	50	100	3	150		
Etylobenzen	0,05d	0,1	1	75	10	150	200	10	250		
Toluen	0,05d	0,1	1	75	5	150	200	5	230		
Ksyleny	0,05d	0,1	1	35	5	75	100	5	150		
Styren	0,1	0,1	1	5	2	150	60	2	100		
Σ w. aromatyczne <sup>F</sup>	0,1	0,1	1	75	10	100	200	10	250		
<b>WWA</b>											
Naftalen	0,1	0,1	5	20	10	40	50	10	40		
Fenantren	0,1	0,1	5	20	10	40	50	10	40		
Antracen	0,1	0,1	5	20	10	40	50	10	40		
Fluoranten	0,1	0,1	5	20	10	40	50	10	40		
Chryzen	0,1	0,1	5	20	10	40	50	10	40		
Benzo[a]antracen	0,1	0,1	5	20	10	40	50	10	40		
Benzo[a]piren	0,02	0,03	5	10	5	40	50	5	40		
Benzo[a]fluoranten	0,1	0,1	5	10	5	40	50	5	40		
Benzo[g, h, i]perylen	0,1	0,1	10	10	5	40	50	5	100		
ΣWWA <sup>G</sup>	1	1	20	40	20	200	250	20	200		

<sup>A</sup> Obszary, grunty poddane ochronie na podstawie przepisów o prawie wodnym oraz o ochronie środowiska;

<sup>B</sup> Z wyłączeniem Grupy C;

<sup>C</sup> Głębokość wyrażona w metrach pod poziomem terenu [m ppt];

<sup>D</sup> Suma odnosi się do sumy poziomów stężeń węglodorów alifatycznych, naftenowych i aromatycznych, zawierających w cząsteczce od 6 do 12 atomów węgla, z uwzględnieniem węglodorów grupy BTEX;

<sup>E</sup> Suma odnosi się do sumy poziomów stężeń węglodorów alifatycznych, naftenowych i aromatycznych, zawierających w cząsteczce od 12 do 35 atomów węgla i powyżej, z uwzględnieniem WWA, wymienionych w tabeli;

<sup>F</sup> Suma odnosi się do sumy poziomów stężeń benzenu, toluenu, etylobenzenu, ksylenów i styrenu.

<sup>G</sup> Suma odnosi się do sumy poziomów stężeń naftalenu, fenantrenu, antracenu, fluorantenu, chryzenu, benzo[a]antracenu, benzo[a]pirenu, benzo[a]fluorantenu, benzo[g,h,i]peryleny;

<sup>H</sup> d – poziom wykrywalności; 1·10<sup>-7</sup> – wartość przewodnictwa hydraulicznego nasyconego.

## Bioremediacja gruntów skażonych węglowodorami naftowymi

Metody oczyszczania środowiska wodno-gruntowego mają na celu ograniczenie rozprzestrzeniania się zanieczyszczenia, a następnie jego likwidację. Wybór odpowiedniej strategii jest podyktowany właściwościami fizykochemicznymi skażenia, miejscem jego wystąpienia, uwarunkowaniami geologiczno-hydrologicznymi obszaru, ograniczeniami ekonomiczno-czasowymi oraz obowiązującymi regulacjami prawnymi.

W zależności od miejsca prowadzenia procesów oczyszczania gruntów skażonych wyróżnia się metody:

- *in situ*, gdy proces prowadzony jest w miejscu wystąpienia skażenia,
- *ex situ*, gdy proces prowadzony jest poza miejscem wystąpienia zanieczyszczenia. Wówczas gleba jest wybierana z otoczenia, przewożona na przygotowane stanowiska technologiczne i tam poddawana zabiegom rekultywacyjnym.

Technologie *ex situ* w porównaniu z *in situ* umożliwiają skuteczniejsze usuwanie substancji ropopochodnych, skracając całkowity czas prowadzenia zabiegów. Zaś oczyszczanie gleby w miejscu jej zalegania jest znacznie tańszym i prostszym rozwiązaniem, niepowodującym zniekształcenia budowy gruntu i rzeźby terenu [Siuta, 2003]. W tabeli 2. przedstawiono koszty prowadzenia zabiegów *in situ* oraz *ex situ* [Siuta, 2003], zwłaszcza na obszarach przeznaczonych pod budownictwo, na terenach wałów powodziowych oraz w miejscach awarii pod rurociągami [Kaszycki i Kołoczek, 2004].

Tabela 2. Porównanie kosztów związanych z remediacją gleb i osadów zanieczyszczonych węglowodorami [na podstawie Fuentes i wsp., 2014]

Metody/technologie	Kwalifikacja metody ze względu na miejsce prowadzenia zabiegu	Koszt (US \$/m <sup>3</sup> )
<b>Metody biologiczne</b>		
Biostymulacja	<i>in situ</i>	30–100
Bioaugmentacja	<i>in situ</i>	30–100
Biowentylacja ( <i>bioventing</i> )	<i>in situ</i>	79–970
Bioprzymy	<i>ex situ</i>	130–260
Obróbka agrotechniczna ( <i>landfarming</i> )	tutaj w warunkach <i>ex situ</i>	30–70
<b>Metody fizykochemiczne</b>		
Ekstrakcja parą	<i>in situ</i>	405–1 485
Termalna desorpcja	<i>ex situ</i>	44–252

W odnowie gleb skażonych związkami ropopochodnymi stosuje się strategię opartą na procesach fizycznych, chemicznych i biologicznych. Technologie bazujące na tych ostatnich procesach nie są tak efektywne jak pozostałe, jednakże znajdują one ekonomiczne uzasadnienie [Fuentes i wsp., 2014]. Metody te uważa się za naturalne, wydajne i mało inwazyjne [Fuentes i wsp., 2014]. W założeniach polegają one na wykorzystaniu potencjału metabolicznego mikroorganizmów (bakterie, grzyby) lub roślin (*fitoremediacja*) do rozkładu ksenobiotyków. Na potrzeby niniejszej publikacji omówiono procesy degradacji

substancji ropopochodnych, zachodzące przy udziale mikroorganizmów.

Mikroorganizmy posiadają szlaki metaboliczne umożliwiające rozkład węglowodorów do substancji prostych, to jest CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O (mineralizacja) lub przekształcenie do związków mniej toksycznych (*biotransformacja*), które mogą stać się substratami pokarmowymi dla innych organizmów. Inną, spotykaną w świecie mikroorganizmów, możliwością utylizacji tych związków jest *kometabolizm*. Według Fritsche i Hofrichter [2001], *kometabolizm* definiowany jest jako przekształcanie danego ksenobiotyku w obecności głównego substratu wzrostowego (np. glukozy).

Liczne doniesienia naukowe przedstawiają występowanie zdolności metabolizowania węglowodorów przez bakterie, grzyby, drożdże, a także nieliczne glony. Bakterie najszybciej odpowiadają na pojawienie się związków ropopochodnych w środowisku. Pierwszych obserwacji bakterii wykorzystujących węglowodory dokonano około stu lat temu. Zdolności te są rozpowszechnione wśród różnych rodzajów m.in.: *Mycobacterium*, *Rhodococcus*, *Arthrobacter*, *Dietzia*, *Gordonia*, *Nocardia*, *Nocardioides*, *Pseudomonas*, *Sphingomonas*. Mikroorganizmy te, w postaci konsorcjów, są wykorzystywane w procesach bioremediacji odpadów zdeponowanych w dołach urobkowych [Steliga, 2009; Steliga, 2012]. Mikrobiologiczny rozkład tych związków zachodzi zarówno w warunkach tlenowych, jak i beztlenowych. Jednakże korzystniejsze są procesy tlenowe.

Bakterie dysponują szerokimi zdolnościami utylizowania omawianych związków. Należy podkreślić, że przemiany węglowodorów alifatycznych przebiegają odmiennie niż przemiany węglowodorów aromatycznych. Tlenowa biodegradacja alkanów opiera się na aktywacji cząsteczki *n*-alkanu. Powstający alkohol ulega dalszym etapom przemian z powstaniem kwasów tłuszczowych, włączanych w cykl  $\beta$ -oksydacji.

W odpowiedzi na różnorodność struktur związków aromatycznych mikroorganizmy wykształciły swoistą taktykę utylizacji tych substancji. Polega ona na przekształceniu złożonych związków do kilku prostych monopierścieniowych struktur, które następnie włączane są w centralne szlaki przemian. Kluczowym etapem procesów biodegradacji węglowodorów aromatycznych zachodzących w warunkach aerobowych jest otwarcie pierścienia aromatycznego.

Efekt końcowy biodegradacji węglowodorów, zachodzący w środowisku glebowym, uzależniony jest od następujących parametrów [Koźwan, 2005]:

- składu ilościowego i jakościowego oraz właściwości fizykochemicznych zanieczyszczenia, stężenia i biodostępności składników zanieczyszczenia,
- temperatury, potencjału redoks, pH, wilgotności, zasolenia, stężenia i dostępności końcowych akceptorów elektronów,
- liczebności i poziomu aktywności populacji mikroorganizmów, zwłaszcza populacji metabolizujących węglowodory,
- zawartości substancji pokarmowych,
- zawartości substancji biogennej (N i P) oraz ich wzajemnego stosunku względem węgla pierwiastkowego (C:N:P),
- obecności potencjalnych inhibitorów metabolizmu,
- obecności dodatkowych źródeł węgla i energii.



Metody bioremediacji *in situ* obejmują:

- naturalną atenuację,
- biostymulację (m.in. biowentylowanie, biostymulacja substancjami biogennymi i surfaktantami),
- bioaugmentację.

Do technologii bioremediacji *in situ* zalicza się:

- 1) obróbkę agrotechniczną (ang. *landfarming*), która może być prowadzona również w warunkach *ex situ*,
- 2) biowentylację – bioremediację stymulowaną napowietrzaniem,
- 3) mycie gruntu – bioremediację stymulowaną wodą.

Naturalna atenuacja (samooczyszczanie) zakłada rozkład substancji ropopochodnych przez mikrobiotę autochtoniczną przy braku jakiegokolwiek interwencji. Wymaga jedynie regularnej kontroli parametrów świadczących o obniżeniu zawartości poszczególnych składników zanieczyszczenia. Gdy wydajności naturalnie zachodzących procesów biodegradacji są niskie, rozwiązaniem wydaje się wzmocnienie populacji mikroorganizmów autochtonicznych, które wykazują zdolności metabolizowania węglowodorów. Metody biostymulacji polegają na natlenieniu oczyszczanego gruntu, wprowadzeniu substancji odżywczych, wyrównaniu zaburzonego stosunku C:N:P, wprowadzeniu substancji powierzchniowo czynnych, regulacji wilgotności, odczynu. Jeśli rodzime drobnoustroje nie wykazują wymaganych aktywności lub pomimo stymulacji wydajność biodegradacji jest niezadowalająca, wówczas rozważa się zastosowanie bioaugmentacji.

Podejście to zakłada wprowadzenie do skażonego środowiska mikroorganizmów allo- lub autochtonicznych, które wykazują pożądane zdolności metaboliczne [Kaszycki i Kołoczek, 2005; Kołwzan, 2005; Steliga i wsp., 2012]. Wyselekcjonowane szczepy łączy się w konsorcjum, które zostaje namnożone do odpowiednich gęstości i wprowadzone do zanieczyszczonego gruntu. Za stosowaniem rodzimych szczepów przemawia brak antagonistycznych oddziaływań z autochtoniczną mikrobiotą oraz łatwość adaptacji do danych warunków środowiskowych. Przykładem efektywności bioaugmentacji są wyniki Steligi i wsp. [2012]. Konsorcjum usunęło od 69 do 89% *n*-alkanów z przedziału  $nC_9$ – $nC_{20}$ , 47%–80% węglowodorów z zakresu  $nC_{21}$ – $nC_{36}$ , 76% węglowodorów BTEX oraz 68% WWA. Uważa się, że działanie konsorcjum jest bardziej wydajne niż pojedynczych szczepów, jednak wyniki Brzeszcz i wsp. [2016] wskazują na brak synergii usuwania węglowodorów przez *Acinetobacter* sp. IN72 i *Mycobacterium frederiksbergense* IN53.

Obróbka agrotechniczna może być prowadzona w warunkach *in situ*, gdy zanieczyszczenie jest zlokalizowane relatywnie płytko. Wówczas polega na wspomaganiu naturalnej biodegradacji poprzez stosowanie agrozabiegów (zaorywanie, bronowanie gruntu), dodawaniu wody i nawożeniu. Często przeprowadza się inokulację biopreparatami zawierającymi mikroorganizmy zdolne do rozkładu substancji ropopochodnych.

Technologiami *ex situ* są bioprzyzmy i bioreaktory. Ta pierwsza polega na wydobyciu gleby, przemieszaniu i ułożeniu jej w przyłomie wyposażonej w system drenujący, służący do napowietrzania i odprowadzania odcieków, system dozujący substancje biogenne oraz bioreaktory służące do namnażania bakterii. Grunt, z którego usunięto niepożądane związki, jest

usuwany, zaś biologicznie oczyszczone odcieki zwracane na przyłomie. Podobnym procesem jest kompostowanie, które prowadzone jest w warunkach stałego mieszania składników.

Założeniem metody bioreaktorowej jest inaktywacja zanieczyszczenia w wydobytej glebie w wyniku procesów biologicznych zachodzących w bioreaktorach. Gleba zmieszana z wodą z surfaktantami i substancjami biogennymi w kontrolowanych warunkach poddawana jest zabiegom biodegradacji, prowadzonym przez unieruchomione konsorcja bakteryjne, zdolne do rozkładu ksenobiotyków.

\* \* \*

Problem zanieczyszczeń środowiska gruntowo-wodnego związkami ropopochodnymi w znacznej mierze wynika z antropogenizacji środowiska naturalnego. Dostająca się do gruntów ropa zaburza prawidłowe funkcjonowanie ekosystemu. Mikroorganizmy posiadają mechanizmy enzymatyczne, umożliwiające usuwanie tych związków ze środowiska.

**Joanna Brzeszcz jest asystentem w Zakładzie Mikrobiologii Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego.**

#### LITERATURA

- Brzeszcz J., Steliga T., Kapusta P., Turkiewicz A., Kaszycki P. 2016, *r-strategist versus K-strategist for the application in bioremediation of hydrocarbon-contaminated soils*. *International Biodeterioration and Biodegradation*, 106, 41–52.
- Europejska Agencja Środowiska (EEA), 2015, *Progress in management of contaminated sites*, <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/progress-in-management-of-contaminated-sites>
- Fritsche W., Hofrichter M. 2001, *Aerobic degradation by microorganisms w: Biotechnology Set*, Second Edition; Rehm HJ. i Reed J. (red.), Wiley-VCH Verlag GmbH, Weinheim, Germany, str. 146–164.
- Fuentes S., Mendez V., Aguila P., Seeger M. 2014, *Bioremediation of petroleum hydrocarbons: catabolic genes, microbial communities, and applications*, *Applied Microbiology and Biotechnology*, 98, 4781–4794
- Kaszycki P., Kołoczek H. 2005, *Biotechnologie stosowane w odnowie gleby zanieczyszczonej substancjami ropopochodnymi w: Ochrona środowiska naturalnego w XXI wieku – nowe wyzwania i zagrożenia*. Praca zbiorowa pod redakcją: Wiech K, Kołoczek H., Kaszycki P., Wydawnictwo monograficzne, Kraków, 41–56.
- Kołwzan B. 2005, *Bioremediacja gleb skażonych produktami naftowymi wraz z oceną ekotoksykologiczną*. Prace Naukowe Instytutu Inżynierii Ochrony Środowiska Politechniki Wrocławskiej.
- Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej, 2015, Zakład Wydawnictw Statystycznych.
- Rozporządzenie ministra środowiska z 9 września 2002 roku w sprawie standardów jakości gleby oraz standardów jakości ziemi (Dz.U. Nr 165, poz. 1359).
- Siuta J. 2003, *Ekologiczne, technologiczne i prawne aspekty rekultywacji gruntów zanieczyszczonych produktami ropy naftowej*, w: *Technologie odolejania gruntów, odpadów, ścieków*, Wydawnictwo Naukowe Gabriel Borowski, Warszawa, 7–26.
- Steliga T. 2009, *Bioremediacja odpadów wiertniczych zanieczyszczonych substancjami ropopochodnymi ze starych dołów urobkowych*. Prace Instytutu Nafty i Gazu, Nr 163.
- Steliga T., Jakubowicz P., Kapusta P. 2012, *Changes in toxicity during in situ bioremediation of weathered drill wastes contaminated with petroleum hydrocarbons*, *Bioresource Technology*, 124, 1–10.

# Rola UDT w rozwoju kraju

Rozmowa z dr. inż. Andrzejem Ziółkowskim,  
prezesem Urzędu Dozoru Technicznego



## Jak postrzega pan miejsce i rolę UDT w rządowym planie na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju?

Silnymi stronami UDT jest wiedza, doświadczenie i unikalny kapitał ludzki. Ten kapitał to ponadtyśięczna kadra inżynierska o wysokich kwalifikacjach, znająca przepisy, języki obce i wszystkie aspekty techniki, związane z bezpieczeństwem. Na bazie tego kapitału, wykorzystując innowacyjność polskiej gospodarki i metod badawczych, UDT chce się wpisać w plan odpowiedzialnego rozwoju, wspierając polską gospodarkę i rozwój. Kluczową kwestią jest budowanie właściwych relacji, bazujących na wspieraniu polskiego przemysłu poprzez zaoferowanie nowoczesnego podejścia systemowego do inspekcji. Myślę tu o bezpieczeństwie procesowym, bezpieczeństwie funkcjonalnym. Z drugiej strony – chodzi mi o zaawansowane techniki badawcze, które pozwolą doprowadzić do zwiększenia dyspozycyjności urządzeń, a tym samym do większego zwrotu z kapitału, a dzięki temu do większej efektywności gospodarki i możliwości konkurencyjności na rynku europejskim.

## W gospodarce najważniejsza jest energetyka. Jaką ofertę ma dozór techniczny dla tej branży?

105 lat dozoru technicznego to historia związana z energetyką. To duże doświadczenie i świadomość ewolucji, która przez ten czas przeszła przez Polskę. To także świadomość, przed jakimi wyzwaniami jest dzisiaj polska energetyka. Chcemy być atrakcyjni dla środowisk energetycznych nie tylko jako jednostka, której działanie wynika z regulacji prawnych, ale także jako jednostka, która ma niesamowity potencjał inżynierski, wiedzę. Możemy aktywnie uczestniczyć jako jednostka notyfikowana przy budowie nowych blo-

ków. Mamy kompetencje, zrozumienie strony biznesowej i jesteśmy wiarygodni, gdyż nasza wiedza i doświadczenie gromadzone przez 105 lat powodują, że z dużą pokorą i świadomością podchodzimy do nowych technologii implementowanych w energetyce. W sposób kompetentny możemy uczestniczyć przy tych wszystkich procedurach, które związane są z funkcjonowaniem regulacji europejskich, dyrektyw związanych z branżą energetyczną.

Chcemy uczestniczyć w tworzeniu tej energetyki, ale także chcemy oferować nowoczesne, innowacyjne techniki badawcze tam, gdzie mamy do czynienia z obecnie funkcjonującymi blokami energetycznymi. Myślimy o takich unikalnych rozwiązaniach w inspekcji, aby polskie systemy energetyczne były elastyczne. Inspekcje muszą być ukierunkowane na dyspozycyjność bloków, muszą być wykonywane maksymalnie szybko, przy zachowaniu najwyższych standardów w zakresie bezpieczeństwa i niezawodności tych urządzeń.

## Prowadzenie inspekcji stanu bezpieczeństwa urządzeń prowadzi do zastępowania starych, wyeksploatowanych – nowymi. W dłuższej perspektywie prowadzi to do unowocześniania zakładów...

UDT, jako jednostka funkcjonująca w zakresie bezpieczeństwa publicznego, jest związana z bezpieczeństwem urządzeń i instalacji. W tym zakresie wykonujemy badania techniczne w sposób systemowy, całościowy, dlatego odwołujemy się do analizy ryzyka, do bezpieczeństwa funkcjonalnego. Dozór techniczny – poprzez świadome kreowanie i wpływanie na poziom akceptowalnego poziomu ryzyka – kreuje także rozwój gospodarczy. Poprzez właściwe i świadome ustawienie tego poziomu wymagań w zakresie bezpieczeństwa powodujemy, że muszą się pojawić

firmy, które te wymagania spełniają, że pojawia się konieczność zastąpienia starych urządzeń nowymi lub zmodernizowania niektórych z nich. Ta rola w zakresie kreowania wzrostu gospodarczego państwa jest nie bez znaczenia, o czym mieliśmy możliwość przekonać się, kiedy objęliśmy dozorem technicznym wózki jezdniowe podnośnikowe czy zbiorniki paliwowe. Dziś z pełną odpowiedzialnością możemy stwierdzić, że te zmiany wykreowały nowe miejsca pracy związane z firmami, które np. modernizują zbiorniki na paliwa ciekłe, przygotowują je do badań, produkują rozmaite urządzenia monitorujące. Nowe miejsca pracy powstały także w firmach konserwujących i serwisujących wózki jezdniowe, a także w firmach sprzedających te urządzenia. UDT pośrednio przyczynił się do powstania tych miejsc pracy. Ta rola dozoru technicznego jest też istotna, chociaż nie priorytetowa.

## Czy przewiduje pan nową rolę dla Centralnego Laboratorium Dozoru Technicznego?

Centralne Laboratorium Dozoru Technicznego jest wyjątkowym miejscem w strukturze UDT. W dzisiejszych czasach przewagę na rynku kreuje się poprzez innowacyjność i wiedzę. Dlatego na rolę CLDT trzeba spojrzeć z nowej perspektywy. Powinno to być nie tylko miejsce, które wykonuje zaawansowane badania techniczne, ale także kreuje nowe podejście do inspekcji, kreuje postęp i rozwój. Uważam, że w strukturze UDT brakowało takiego miejsca. UDT, żeby działać nowoczesnie na rynku, musi się rozwijać. Dzięki utworzeniu z CLDT ośrodka badawczo-rozwojowego wrócimy do korzeni – pamiętajmy, że to tam stworzono metodę VIT, która była wykorzystywana przy badaniach rurociągów. To w CLDT powstały pewne

opracowania w zakresie obliczeń związanych z doborem zaworów bezpieczeństwa. Tam również opracowano inne, nowe podejścia do badań urządzeń. Wydaje się, że nadszedł czas, aby CLDT taką właśnie rolę odgrywało w działalności UDT. Dzisiejsze otoczenie wymaga, aby budować nowoczesną firmę na gruncie innowacyjności i wiedzy.

### Nowoczesny przemysł wymaga nowych metod w inspekcji?

Tak. Już dzisiaj odwołujemy się do podejścia systemowego, do analiz SIL, do analiz związanych z bezpieczeństwem procesowym. Takie podejście systemowe do instalacji, do urządzeń powoli staje się standardem myślenia w UDT jako jednostce inspekcyjnej. Jestem przekonany, że stoimy przed kolejnymi wyzwaniami. Trzecia fala cywilizacyjna, fala informatyczna, która nas w tej chwili ogarnia, spowodowała, że mamy teraz do czynienia z zupełnie nowymi zagrożeniami. Przed dozorem jest wiele wyzwań i pracy w obszarze cyberbezpieczeństwa przemysłowego. Te nowe zadania wpisują się w zarządzanie ryzykiem, w bezpieczeństwo funkcjonalne, w świadome, racjonalne i efektywne wykonywanie inspekcji oraz dbanie o zrównoważenie między wymaganiami bez-

pieczeństwa a efektywnym, ekonomicznym funkcjonowaniem przemysłu.

### Sprostanie nowym wyzwaniom w inspekcji wymaga kadr o wysokich kompetencjach...

Unikalnym w skali kraju kapitałem UDT jest wiedza naszych inżynierów. Zatrudniamy ponad tysiąc inżynierów, którzy przeszli przez różne instalacje, ponieważ dozorem technicznym są objęte różne zakłady. Właściwie nie ma zakładu, w którym nie byłoby urządzeń objętych dozorem. To powoduje, że mamy bardzo szerokie spektrum doświadczenia. W każdym zakładzie możemy podejrzeć coś ciekawego i na tej bazie zbudować coś nowego, a to nowe zaoferować innym. Jednocześnie z pełną pokorą podchodzimy do tego, co niesie dzisiejsza nauka i przemysł. Musimy się dużo uczyć. Przed nami dużo pracy. Naszą wiedzę chcemy budować także na kontaktach z gremiami międzynarodowymi, poprzez wymianę doświadczeń, a przede wszystkim przez aktywne uczestnictwo w tworzeniu normalizacji. To pozwoli na budowanie pomostu wymiany informacji pomiędzy UDT a środowiskiem przemysłowym oraz na opracowywanie norm technicznych i przepisów, tak aby służyły polskim przedsię-

biorcom. Pozwoli to także na bardziej świadome regulowanie rynku. Chodzi o to, aby nie być zaskakiwanym przez przepisy, które mogą, choć nie muszą, tworzyć pewne bariery dla polskich przedsiębiorców.

### Mówił pan o fali informatycznej. Czy w związku z tym powstanie e-UDT?

E-UDT to jest coś nieuniknionego. Już dzisiaj każdy z nas przyzwyczał się do tego, że do banku się nie chodzi, że z bankiem rozmawia się przez komputer. Nasi klienci też w niedługiej przyszłości będą rozmawiali z nami za pomocą komputera, przekazując i uzyskując różnorakie informacje dotyczące ich urządzeń – terminów, zakresów badań, a także informacje techniczne. Stoimy przed tym wyzwaniem. W niedalekiej przyszłości powstanie portal klienta, który otwoczy pewną bramę dostępu do UDT, tak aby klienci mogli sięgać po te zasoby, które mamy w bazach danych. Dzięki e-UDT bazy danych będą mogły być wzbogacane i wykorzystywane przez naszych klientów, ale przede wszystkim przez UDT, aby nadążać za oczekiwaniami naszych klientów.

Rozmawiał Adam Cymer

**FST**  
Grupa Brokerska

*Our Knowledge, Your peace.*

**UBEZPIECZENIE  
W DOBRYCH RĘKACH**

**INSURANCE  
IN GOOD HANDS**

 [www.fst.torun.pl](http://www.fst.torun.pl)



# Gazyfikacja przy wykorzystaniu technologii LNG

Michał Jarosławski, Jakub Żuchowicki, Tomasz Blacharski

Ostatnie lata przyniosły nam nowo wybudowany terminal LNG w Świnoujściu oraz uwolnienie cen na rynku gazu, co w sposób naturalny wpłynęło na zainteresowanie operatorów systemów dystrybucyjnych alternatywnymi sposobami zasilania swoich sieci dystrybucyjnych. To właśnie „alternatywa” stanowi słowo klucz do przedstawionego w niniejszej publikacji przypadku.

Gazyfikacje obszarów, dla realizacji których wymagana jest rozbudowa znacznych odcinków gazociągów zasilających, w większości przypadków zatrzymują się na etapie oceny ich efektywności ekonomicznej. Zestawienie planowanych przychodów z tytułu dystrybucji gazu z koniecznymi do poniesienia nakładami na realizację sieci gazowej oraz kosztów jej eksploatacji, dyskredytują takie zadania z powodu braku możliwości osiągnięcia zakładanego efektu ekonomicznego w określonym czasie. Ratunkiem w takich przypadkach najczęściej bywają podmioty, których zapotrzebowanie na paliwa lub energię zwielokrotnia atrakcyjność badanego obszaru z punktu widzenia OSD. Najczęściej jednak inwestorzy swoje działania opierają na planach krótkoterminowych, z pominięciem barier towarzyszących procesowi inwestycji liniowych. Efektem tego jest rodzaj impasu, w którym wolę stron weryfikują realia.

Temat wykorzystania technologii skraplania gazu ziemnego w celach komercyjnych nie jest przełomem, gdyż sięga połowy XX wieku. Pierwsza stacja tego typu została wybudowana w Cleveland w Stanie Ohio już w 1941 roku. Jednakże postęp technologiczny oraz zmieniające się uwarunkowania rynku wymagają od branży stałego trzymania ręki na pulsie. Ostatnie lata przyniosły nam nowo wybudowany terminal LNG w Świnoujściu oraz uwolnienie cen na rynku gazu, co w sposób naturalny wpłynęło na zainteresowanie OSD alternatywnymi sposobami zasilania swoich sieci dystrybucyjnych.

To właśnie alternatywa stanowi słowo klucz dla przedstawionego w niniejszej publikacji przypadku.

## WYKORZYSTANIE TECHNOLOGII LNG

Skroplony gaz ziemny LNG (ang. *Liquefied Natural Gas*) jest dokładnie oczyszczonym gazem grupy E, schłodzonym do temp.  $-162^{\circ}\text{C}$ . W takiej postaci transportuje się go po całym świecie, m.in. metanowcami, od czerwca bieżącego roku również do Świnoujścia.

Trudno obecnie przełożyć na konkretne liczby wpływ nowo powstałego terminalu gazu skroplonego LNG w Świnoujściu na rozwój rynku wykorzystania tej technologii w Polsce. Niemniej jednak w kontekście wydajności dotychczasowych lokalnych źródeł gazu ziemnego w postaci skroplonej stanowi dla spółek

obrotu duże wzmocnienie. Rynek LNG w Polsce oparty był do tej pory na Zakładach Odazotowania w Odolanowie i Grodzisku [1]. Wprowadzenie do obrotu odpowiednio dodatkowej ilości surowca powinno w perspektywie czasu wpłynąć pozytywnie m.in. na jego cenę, a co za tym idzie – wzrost popytu, za którym muszą nadążyć OSD, przygotowując infrastrukturę w postaci stacji regazyfikacji zasilających sieci rozdzielcze.

Typowe instalacje regazyfikacji LNG składają się z następujących elementów:

- zbiornika kriogenicznego – umożliwiającego magazynowanie paliwa gazowego w niskich temperaturach. Zbiorniki kriogeniczne mają konstrukcję dwupłaszczową. Wewnętrzny zbiornik opleciony jest zwykle tzw. superizolacją. Połączony jest on z płaszczem zewnętrznym za pomocą specjalnych ciągów, odpowiednio zaizolowanych w celu niwelowania powstawania mostków termicznych. Przestrzeń pomiędzy zbiornikami wypełnia próżnia lub skała wulkaniczna w postaci granulatu o bardzo dobrych właściwościach termizolacyjnych, tzw. perlit. Ciśnienie magazynowania wynosi 5–10 bar;
- parownic dużych i małych – elementów służących przemianie fazowej gazu ziemnego (z fazy ciekłej do fazy gazowej). Duże parownice regazyfikują główny strumień gazu do sieci. Małe parownice służą do utrzymywania stałego ciśnienia w zbiorniku;
- systemu sterowania – elementów służących do sterowania pracą urządzeń instalacji LNG.

Rozprężony gaz pod wysokim ciśnieniem jest następnie kierowany do zespołu urządzeń do redukcji, regulacji, pomiarów i dalej – w klasyczny sposób – do sieci dystrybucyjnej średniego ciśnienia.

## KONCEPCJA GAZYFIKACJI – STUDIUM PRZYPADKU

Analizy porównawcze alternatywnych sposobów zasilania sieci OSD pojawiają się w wielu publikacjach i dotyczą różnych aspektów [3]. W niniejszej pracy przedstawiono problem z punktu widzenia OSD. Dokonano dwuwariantowej analizy gazyfikacji ok. sześciotysięcznego miasta o zwartej zabudowie,

okoliczności sprzyjającej założeniu wysokiego stopnia nasycenia sieci gazowej. Oba warianty przewidywały rozbudowę sieci średniego ciśnienia na terenie miasta oraz przyłączenie możliwie dużej liczby odbiorców przy trasie gazociągu. Wariant II od I odróżnia sposób zasilania ww. sieci. W efekcie dokonano bezpośredniego porównania doprowadzenia gazu ziemnego: a) klasycznym gazociągiem wysokiego ciśnienia oraz b) przy zastosowaniu stacji regazyfikacji LNG.

W obu przypadkach paliwo przed wprowadzeniem do sieci dystrybucyjnej uzyskuje właściwy poziom ciśnienia przy wykorzystaniu stacji redukcyjno-pomiarowej wysokiego ciśnienia. Porównanie w założeniu ma odpowiedzieć na pytanie: który z rozpatrywanych wariantów pozwoli osiągnąć oczekiwane korzyści w przewidywanej perspektywie czasu?

### Założenia brzegowe

Najpierw dokonano szczegółowej analizy potencjału możliwych przyłączeń odbiorców do sieci gazowej w rozpatrywanym obszarze. Równolegle oszacowano zapotrzebowanie na paliwo gazowe grup odbiorców indywidualnych i przemysłowych w celu wyznaczenia optymalnych parametrów sieci gazowej. Obliczenia wykonano na podstawie danych otrzymanych z urzędu gminy, poddanych w późniejszym etapie weryfikacji metodą szacowania potencjału rynku [2]. Na tej podstawie sporządzono bilanse gazu: a) pozwalający określić godzinowe oraz roczne zapotrzebowanie z uwzględnieniem celu poboru, współczynników jednoczesności oraz charakterystyki rocznej zużycia paliwa gazowego przez odbiorców przemysłowych; b) obejmujący dodatkowy rozwój przedmiotowego obszaru w perspektywie kolejnych dwudziestu lat, dla potrzeb zachowania odpowiedniej rezerwy przepustowości sieci. Na tej podstawie do obliczeń hydraulicznych przyjęto zapotrzebowanie godzinowe na poziomie 1500 nm<sup>3</sup>/h. Dane te, razem z wymaganymi parametrami ciśnieniowymi nastaw na stacji redukcyjno-pomiarowej oraz zakresem rozbudowy sieci średniego ciśnienia, stanowią bazę do obliczeń hydraulicznych.

### Obliczenia hydrauliczne

Do wyznaczenia optymalnych średnic gazociągów, pozwalających w sposób ciągły i niezakłócony prowadzić dystrybucję gazu ziemnego na terenie miasta, wykorzystano program do obliczania hydrauliki stanu ustalonego sieci gazowych GASNET. Program oblicza prędkości i strumienie gazu w odcinkach, obciążenia poszczególnych źródeł gazu oraz ciśnienia gazu w węzłach, umożliwiając jednocześnie dobór średnic rurociągów. W efekcie symulacji wyznaczono właściwy zakres rzeczowy, uzupełniony o wymagane wymiary gazociągów i połączenia sieciowe dla utrzymania odpowiedniego poziomu ciśnień. Wyniki zestawiono w tabeli 1.

Z uwagi na znaczny zakres rozbudowy oraz dużą liczbę odwołań i zmian, przyjęto założenie etapowej realizacji inwestycji.

W rzeczywistości rozpatrywany przypadek w wariantcie I zakładał inną lokalizację stacji redukcyjno-pomiarowej niż planowana w wariantcie II dla stacji regazyfikacji. Zasilanie miasta wymagałoby tutaj dodatkowej rozbudowy sieci średniego

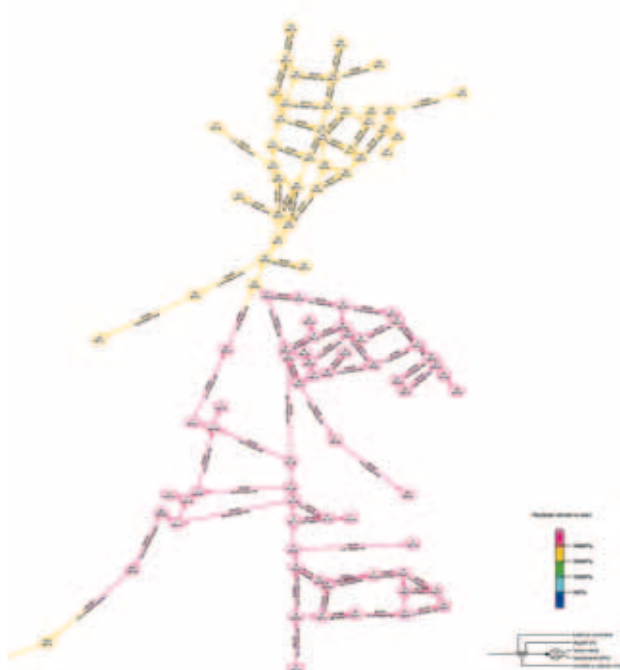
Tabela 1. Zestawienie zakresu rzeczowego

DN*/dn [mm]	Etap I [m]	Etap II [m]	Etap III [m]	Łącznie [m];
DN 100	7 000			7 000
63	5 530	6 240	3 480	15 250
90	1 560	1 060	1 000	3 620
125	950	850		1 800
160	8 340			8 340
180	590			590
Wariant I	23 970	8 150	4 480	36 600
Wariant II	16 970	8 150	4 480	29 600

\* Wysokie ciśnienie.

ciśnienia, która co prawda umożliwiłaby przyłączenie odbiorców zlokalizowanych przy trasie, jednakże przy jej niskim nasyceniu. W celu uzyskania optymalnej porównywalności wariantów, na potrzeby opracowania przyjęto założenie jednej lokalizacji źródła zasilania oraz jednego zakresu rzeczowego średniego ciśnienia. Na rys. 1. przedstawiono poglądowo wynikowy schemat przedmiotowej sieci.

Rys. 1. Schemat wynikowy obliczeń hydraulicznych (wycinek).



### Nakłady inwestycyjne

Zakres rzeczowy oraz informacje z wizji lokalnej pozwoliły określić konieczne do poniesienia nakłady na realizację przedmiotowej sieci. Należy tutaj zaznaczyć, że dopiero na etapie sporządzania projektu technicznego możliwe jest doprecyzowanie wszystkich istotnych z punktu widzenia realizacji uwarunkowań, w tym kolizji oraz sporów na tle własnościowym. Przez wzgląd na otwartość i chęć współpracy lokalnego samorządu, w celu minimalizacji ww. zagrożeń przyjęto założenie lokalizacji gazociągów w pasach dróg gminnych, gdy jest to możliwe.

W tabeli 2. zestawiono wysokości skalkulowanych nakładów inwestycyjnych, koniecznych do poniesienia w celu realizacji

Tabela 2. Zestawienie nakładów inwestycyjnych

Gazociągi dn [mm]	Etap I	Etap II	Etap III	Łącznie
	[tys. zł]			
DN 100	4 068			4 068
63	512	448	289	1 249
90	158	111	100	369
125	131	109		240
160	1 525			1 525
180	110			110
Wariant I	6 504	668	389	7 562
Wariant II	2 436	668	389	3 494
Stacje 1000 [nm <sup>3</sup> /h] w [tys. zł]				
SRP	1 373			1 373
LNG	1 712			1 712
Wariant I	1 373			1 373
Wariant II	3 085			3 085
Całość inwestycji (bez przyłączy) w [tys. zł]				
Wariant I	7 877	668	389	8 935
Wariant II	5 521	668	389	6 579

poszczególnych wariantów. Odrębną pozycję stanowią tutaj stacje: regazyfikacji oraz redukcyjno-pomiarowa wysokiego ciśnienia.

### Analiza ekonomiczna

Zebrane informacje techniczne o inwestycji pozwoliły przystąpić w kolejnym kroku do weryfikacji projektu pod kątem opłacalności ekonomicznej w założonym czasie. Analiza wykonana została w obowiązującym w PSG\* narzędziu do oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, zgodnie z metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych. W celu wykonania analizy określono trzy grupy danych wsadowych: a) nakłady b) przychody i c) koszty.

Narzędzie do oceny efektywności ekonomicznej posiada wbudowany kalkulator, dzięki któremu oszacowano nakłady inwestycyjne na podstawie zakresu rzeczowego uwzględniającego szczegółowo elementy składowe oraz na podstawie cennika stawek jednostkowych.

Kolejnym elementem danych wprowadzanych do analizy była strona przychodowa. Dla OSD istnieją dwa źródła przychodu, które wynikają bezpośrednio z zapisów taryfy: a) z tytułu opłaty za przyłączenie do sieci b) jako stałe i zmienne opłaty za usługę dystrybucji. Stronę przychodową określono poprzez wprowadzenie do harmonogramu analizy odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych. Dla kalkulowanych przyłączy oraz deklarowanych mocy wyznaczono opłaty przyłączeniowe. Przychody z tytułu świadczonej usługi wynikają z szacowanych wolumenów dystrybucji w poszczególnych grupach taryfowych (w ramach odbiorców indywidualnych są to uśrednione wielkości zużyć rocznych z obszarów działania PSG). W przypadku pozostałych odbiorców – z iloczynu uśrednionych wartości współczynników wykorzystania (h/rok) oraz zamówionej mocy umownej. Wielkości te są korygowane indywidualnie w uzasadnionych przypadkach. Liczba odbior-

Rys. 2. Wyniki analizy ekonomicznej wariantu I

Wyniki analizy efektywności inwestycji			
Lp.	Wyszczególnienie	Wskaźnik	Wartości
1.	Okres analizy	lata	20 lat
2.	Wewnętrzna stopa zwrotu	IRR	1,20%
3.	Wartość zaktualizowana netto	NPV	-3 922 32 tys. zł
4.	Wskaźnik wartości zaktualizowanej	NPVR	-36,34%
5.	Minimalny poziom IRR	IRR <sub>MIN</sub>	5,85%
6.	Margines bezpieczeństwa IRR	MBIRR	-4,65%
7.	Zdyskontowany okres zwrotu	DPP	
8.	Wskaźnik rentowności	B/C	0,7790



	Względem roku bazowego	Docelowo	
Nakłady inwestycyjne łącznie, w tym:	8 065 117	11 976 071	tys. zł
wymiany i legalizacje	0,000	303 292	tys. zł
Nakłady inw. (bez wymian i legalizacji) w tym:	8 065 117	11 672 779	tys. zł
nakłady na sieć	7 877 304	8 934 937	tys. zł
nakłady na przyłącza	187 813	2 737 842	tys. zł

Suma opłat przyłączeniowych	85 299	1 224 026	tys. zł
Liczba umów przyłączeniowych	42	593	szt.
Liczba odbiorców	42	593	szt.
Wolumen dystrybucji	181 20	3 420 70	tys. m <sup>3</sup> /rok

ców indywidualnych oraz harmonogram przyłączy wynikają z metodyki szacowania potencjału rynku [2]. W wariantcie II dodatkowo uwzględnione zostały stałe i zmienne opłaty z tytułu regazyfikacji, odnoszone bezpośrednio do mocy i wolumenów, czyli zwiększające wysokość opłat za usługę dystrybucji.

Wprowadzone do kalkulatora dane o zakresie rzeczowym inwestycji oraz o potencjalnych odbiorcach generują automatycznie koszty, w tym wysokość odpisów amortyzacyjnych.

Wyniki przeprowadzonej analizy efektywności ekonomicznej inwestycji dla wariantów I i II przedstawiono odpowiednio na rys. 2. i 3.

Jak można zaobserwować na rys. 2., wariant gazyfikacji, zakładający doprowadzenie sieci wysokiego ciśnienia, nie pozwala osiągnąć granicznych wartości wskaźników opłacalności. Nie udaje się w perspektywie 20 lat uzyskać oczekiwanej stopy zwrotu i pomimo dodatniego salda przepływów inwestycja nie może zostać zrealizowana.

Wykonane obliczenia dla wariantu II, w którym przyjęto założenie zasilania dystrybucyjnej sieci średniego ciśnienia ze stacji regazyfikacji LNG wykazały, że przy pewnych założeniach projekt ten może być opłacalny.

Wskaźniki z rys. 3. zostały osiągnięte przy założeniu stawek regazyfikacji na poziomie obowiązującym w oddziale w Poz-



Rys. 3. Wyniki analizy ekonomicznej wariantu II

Wyniki analizy efektywności inwestycji			
Lp.	Wyszczególnienie	Wskaźnik	Wartości
1.	Okres analizy	lata	20 lat
2.	Wewnętrzna stopa zwrotu	IRR	6,21%
3.	Wartość zaktualizowana netto	NPV	272 78 tys. zł
4.	Wskaźnik wartości zaktualizowanej	NPVR	3,20%
5.	Minimalny poziom IRR	IRR <sub>MIN</sub>	5,85%
6.	Margines bezpieczeństwa IRR	MBIRR	0,36%
7.	Zdyskontowany okres zwrotu	DPP	20 lat
8.	Wskaźnik rentowności	B/C	1,0175



	Względem roku bazowego	Docelowo	
Nakłady inwestycyjne łącznie, w tym:	5 717 868	9 628 822	tys. zł
wymiany i legalizacje	0,000	303 292	tys. zł
Nakłady inv. (bez wymian i legalizacji) w tym:	5 717 868	9 325 530	tys. zł
nakłady na sieć	5 530 056	6 587 689	tys. zł
nakłady na przyłącza	187 813	2 737 842	tys. zł
Suma opłat przyłączeniowych	85 299	1 224 026	tys. zł
Liczba umów przyłączeniowych	42	593	szt.
Liczba odbiorców	42	593	szt.
Wolumen dystrybucji	181 20	3 420 70	tys. m <sup>3</sup> /rok

Tabela 3. Porównanie rocznych kosztów odbiorcy z grupy taryfowej W-3

	Zapotrzebowanie		Cena jedn. [zł/a]	Koszty netto [zł/rok]			Brutto [zł/rok]	Różnica wzgl.	
	[a]	[a/rok]		paliwo	dotatkowe*	łącznie		LNG [%]	sieć [%]
Gaz ziemny E LNG	[m <sup>3</sup> ]	1 800	2,38	4 291	-	4 291	5 278	0	11
Gaz ziemny E	[m <sup>3</sup> ]	1 800	2,16	3 879	-	3 879	4 771	-10	0
Propan techniczny	[dm <sup>3</sup> ]	2 332	3,24	7 554	900	8 454	10 399	97	118
Olej opałowy	[dm <sup>3</sup> ]	1 778	2,76	4 906	840	5 746	7 067	34	48
Węgiel orzech	[Mg]	3,4	700	2 385	300	2 685	3 303	-37	-31

\* Koszty dowozu/dzierżawy zbiornika, a w przypadku węgla utylizacji i przygotowania posiłków (butla, prąd).

Tabela 4. Porównanie rocznych kosztów odbiorcy z grupy taryfowej W-6.1

	Zapotrzebowanie		Cena jedn. [zł/a]	Koszty netto [zł/rok]			Brutto [zł/rok]	Różnica wzgl.	
	[a]	[a/rok]		paliwo	dotatkowe*	łącznie		LNG [%]	sieć [%]
Gaz ziemny E LNG	[m <sup>3</sup> ]	162 500	1,75	284 171	-	284 171	349 531	0	12
Gaz ziemny E	[m <sup>3</sup> ]	162 500	1,56	253 484	-	253 484	311 785	-11	0
Propan techniczny	[dm <sup>3</sup> ]	210 494	2,59	545 599	-	545 599	671 087	92	115
Olej opałowy	[dm <sup>3</sup> ]	160 469	2,21	354 315	-	354 315	435 808	25	40
Węgiel orzech	[Mg]	307,6	600	184 587	30 000	214 587	263 942	-24	-15

\* Koszty zatrudnienia palacza.

naniu w wysokości stałej 0,8 gr/(kWh/h) za h oraz zmiennej 0,4 gr/kWh. Porównanie wariantów ma charakter bezpośredni i nie uwzględnia m.in. wpływu zmiany końcowej ceny gazu dla klienta na zainteresowanie potencjału.

### Analiza wrażliwości

W bezpośrednim porównaniu odrzucono wariant I jako nieopłacający osiągnąć efektywności ekonomicznej inwestycji. Wariant II może być opłacalny, warto natomiast przed podjęciem decyzji sprawdzić rodzaje i poziom zagrożeń niepowodzenia projektu.

Przy zastosowanej dokładności kalkulacji przyjęte poziomy nakładów inwestycyjnych są w pełni akceptowalne. Ponadto, przy tak znacznych zakresach budowy sieci, często na etapie przetargu udaje się osiągnąć ceny niższe od zakładanych. Ostatecznie, nawet gdyby tak się nie stało, zawsze będzie istniała możliwość wycofania się z fazy realizacji. Brak też przesłanek, aby w sposób niekontrolowany wzrósł tu poziom kosztów.

Porównując bezpośrednio warianty zasilania sieciowego oraz ze stacji regazyfikacji LNG, największym ryzykiem obciążone mogą być szacunki strony przychodowej. Ponownie przywołajmy słowo alternatywa, jednak teraz w kontekście przyszłego odbiorcy.

Podobnie jak w przypadku OSD, decyzja docelowego klienta o przyłączeniu bądź nie do sieci gazowej opiera się na rachunku ekonomicznym. Konkurencja substytucyjna na rynku paliw może z powodzeniem przekonać klienta do swoich produktów, oferując odpowiednią cenę.

W tabeli 3. przedstawiono porównanie rocznych kosztów odbiorcy pobierającego na cele grzewcze oraz przygotowania posiłków ok. 1,8 tys.m<sup>3</sup>/rok gazu wysokometanowego, z innymi produktami konkurencji substytucyjnej według stawek z dnia pisania publikacji.

Rys. 4. Analiza wrażliwości projektu na zmianę wolumenu dystrybuowanego gazu

Wolumen	Zmiana [%]	IRR [%]	NPV [tys. zł]	NPVR [%]	MBIRR [%]	[m <sup>3</sup> /rok]
Wersja podstawowa	0	6,21	272,8	3,20	0,36	3 420,70
Wariant 1	-10	5,34	-369,8	-4,34	-0,51	3 078,63
Wariant 2	-20	4,42	-1 012,5	-11,89	-1,43	2 736,56
Wariant 3	-30	3,43	-1 655,1	-19,44	-2,42	2 394,49



Wyniki z tabeli 3. potwierdzają względną stałość relacji pomiędzy produktami. Zarówno olej opałowy, jak i propan techniczny nadal są paliwami zdecydowanie droższymi w eksploatacji. Jednakże, odnosząc w tym kontekście procentowo uzysk na gazie sieciowym do różnicy w kosztach względem gazu skroplonego, zaobserwować można istotną zmianę na niekorzyść.

Rys. 5. Analiza wrażliwości projektu na zmianę mocy oraz wolumenu dystrybuowanego gazu

Moc i wolumen	Zmiana [%]	IRR [%]	NPV [tys. zł]	NPVR [%]	MBIRR [%]	[m <sup>3</sup> /h]
Wersja podstawowa	0	6,21	272,8	3,20	0,36	991,00
Wariant 1	-10	4,95	-651,0	-7,65	-0,90	891,90
Wariant 2	-20	3,56	-1 574,8	-18,50	-2,29	792,80
Wariant 3	-30	2,04	-2 498,5	-29,35	-3,81	683,70



Należy również przyjąć, że odbiorca indywidualny będzie się kierował porównaniem kwot, a nie różnicą procentową. Istnieje zatem uzasadnione ryzyko rezygnacji części odbiorców, decydujących się ostatecznie na opalanie węglem.

W tabeli 4. przedstawiono porównanie rocznych kosztów odbiorcy o zamówionej mocy ok. 65 m<sup>3</sup>/h oraz jej rocznego wykorzystania na poziomie 2500 h. Z uwagi na znaczne ilości zamawianego paliwa i związane z tym opusty dystrybutorów, koszty zakupu oleju opałowego oraz propanu technicznego zmniejszone zostały o 20%.

W grupie odbiorców przemysłowych za sprawą stałej opłaty regazyfikacyjnej oraz opustów zaobserwować można w jeszcze większym stopniu spadek korzystnej relacji ceny gazu ziemnego względem innych paliw płynnych. Nie bez znaczenia natomiast jest fakt, że duże kotłownie opalane węglem wymagają zatrudnienia dodatkowych palaczy lub instalowania drogich mechanizmów automatyzujących proces. Wzrost średnich wynagrodzeń oraz przewidywany rozwój rynku gazu skroplonego w Polsce mogą wpłynąć pozytywnie na decyzję właścicieli dużych kotłowni o przejściu przy następnej modernizacji na gaz ziemny. Niestety, takich zmian należy spodziewać się w długim horyzoncie czasu.

Przez wzgląd na powyższe argumenty wykonano analizę wrażliwości projektu na zmianę wielkości dystrybuowanego gazu w zakresie: a) wolumenu b) mocy i wolumenu. Wyniki przedstawiono na rys. 4. i 5. Jak można zauważyć, projekt jest bardzo wrażliwy na stronę przychodową. Co więcej, wrażliwość rośnie proporcjonalnie do wzrostu stawek dystrybucji. Przy przyjętych założeniach wystarczy 10-procentowe odchylenie w prognozach zapotrzebowania, aby projekt przestał być rentowny.

W przypadku wykorzystania technologii LNG jako źródła zasilania sieci rozdzielczej, zasadne wydaje się więc ustalenie stawek regazyfikacji lub korekty na usłudze dystrybucyjnej, co wykazano w pracy [1]. Poziom korekty powinien kompensować premię za ryzyko tego typu inwestycji.

Technologia LNG jest alternatywą gazyfikacji obszarów. W powyższym tekście podjęto próbę przedstawienia oceny takiej inwestycji z punktu widzenia Operatora Sieci Dystrybucyjnej. Jak próbowano wykazać, analiza przedsięwzięcia tego typu sprowadza się nie tylko do redukcji poziomu nakładów i bieżących kosztów. Kwestią równie istotną, jeśli nie najistotniejszą, jest popyt. Odniesienie wariantu doprowadzenia gazu ziemnego siecią dystrybucyjną do wariantu wyspowego zasilania ze stacji regazyfikacji powinno uwzględniać korektę przyjmowanego potencjału lub premię za ryzyko, kompensującą negatywny wpływ wzrostu cen paliwa.

**Mgr inż. Michał Jarosławski, specjalista ds. strategii i rozwoju, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**  
**Dr inż. Jakub Żuchowicki, dyrektor Departamentu Rozwoju, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**  
**Mgr inż. Tomasz Blacharski, MBA, członek zarządu, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.**

\* Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

LITERATURA

[1] J. Grzegorzewska, W. Grządzielski, T. Mróz, *Planowanie zasilania obszarów zurbanizowanych w skroplony gaz ziemny (LNG)*, „Instal” 2014 nr 6; str. 10–14  
 [2] *Metodyka szacowania potencjału rynku MSPR – wewnętrzne regulacje PSG sp. z o.o.*  
 [3] L. Dobrowolski, E. Kołodziejczak, *Porównanie kosztów różnych sposobów transportu LNG do odbiorców*, „Rynek Energii” 2009, nr 5 (84); str. 8–12.

# Nowa logika konkurencji

Zmiany wynikające z ustawy z 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2016 r., poz. 1165), w tym ustawy o zapasach, wprowadzają nową logikę konkurencji na rynku gazu ziemnego.

Nowe przepisy wpisują się w trwający proces liberalizacji rynku, którego celem jest zapewnienie wszystkim podmiotom równych warunków konkurencji, przy jednoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa dostaw gazu.

Dotychczas PGNiG SA było *de facto* jedyną firmą zobowiązaną do utrzymywania obowiązkowych zapasów gazu ziemnego. Na spółce ciąży również inne liczne obowiązki, m.in. prowadzenia inwestycji, utrzymywania stabilnego poziomu



PMG Włorzchowiec.

wydobycia krajowego oraz realizacji długoterminowych kontraktów importowych. Mieliśmy zatem do czynienia z sytuacją, w której ciężar utrzymywania całego systemu spoczywał tylko na jednym uczestniku rynku.

Pozostałe występujące na nim podmioty, zwłaszcza tzw. mali sprzedawcy, nie byli zobowiązani do ponoszenia tego typu odpowiedzialności i wiążących się z nią nakładów finansowych, co sztucznie zwiększało atrakcyjność ich oferty cenowej.

Dzięki nowelizacji wszyscy uczestnicy rynku traktowani będą na takich samych zasadach, zarówno w odniesieniu do ich praw, jak i ciążących na nich obowiązków.

Zmiany zapewnią także równą partycypację obecnych na rynku podmiotów w systemie bezpieczeństwa dostaw gazu.

Dotychczasowa sytuacja w tym obszarze w dłuższej perspektywie musiałaby odbić się negatywnie nie tylko na kondycji PGNiG, ale przede wszystkim na ilości magazynowanego w kraju surowca. Pomimo stałych poziomów importu oraz krajowej konsumpcji w ostatnim czasie mieliśmy bowiem do czynienia z tendencją spadkową ilości przechowywanego w Polsce gazu.

Tym samym – poprzez zmniejszenie ryzyka ograniczenia dostaw gazu ziemnego – nowelizacja w istotnej mierze przyczyni się również do wzmocnienia bezpieczeństwa państwa.

(ZK)

Biurowo Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT SA specjalizuje się w projektowaniu obiektów związanych z infrastrukturą gazowniczą.

Działamy przede wszystkim na rynku krajowym, biorąc udział w realizacji największych prac projektowych w branży, m.in. realizowaliśmy projekt gazociągu tranzytowego Jamał–Europa Zachodnia, tłocznie gazu, podziemne magazyny gazu. Jesteśmy obecni we wszystkich etapach procesów inwestycyjnych – od analiz i studiów wykonalności, poprzez projekty budowlane, wykonawcze oraz dokumentacje środowiskowe i specjalistyczne niezbędne do przeprowadzenia procedur administracyjnych. Nasz wkład w rozwój systemu gazownictwa to ok. 20 000 km gazociągów przesyłowych, ponad 60 000 km sieci rozdzielczych oraz 1000 stacji gazowych.

GAZOPROJEKT to firma nowoczesna, otwarta na potrzeby klientów.

Nasze usługi dostosowujemy do oczekiwań rynku, stosując nowoczesne rozwiązania techniczne przy spełnieniu przepisów dotyczących bezpieczeństwa oraz ochrony środowiska.



Oferowany przez GAZOPROJEKT zakres usług obejmuje następujące etapy realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych:

- wykonanie opracowań koncepcyjno-studialnych,
- wykonanie projektów podstawowych, budowlanych, wykonawczych i powykonawczych,
- wykonanie opracowań specjalistycznych, dotyczące różnych układów i rozwiązań technologicznych oraz ekspertyz inżynierskich,
- obliczenia wytrzymałościowe, dostosowane do rozpatrywanego zagadnienia wytrzymałościowego oraz analizy ryzyka procesowego,
- wykonanie raportów środowiskowych,
- realizacja usług serwisowych w formie nadzorów autorskich oraz nadzory inwestorskie.

Starania BSiP GAZOPROJEKT SA ukierunkowane są na rozwijanie działalności zarówno na rynku polskim, jak i zagranicznym.





# Widać nas z „kosmosu”

Montfort





**Jak to możliwe? Budowa rurociągu wody pitnej w amerykańskim stanie Texas – wodociągu o długości 241 km i średnicy na części długości aż 111 cali (~2825 mm) została sfotografowana z amerykańskiego satelity.**

A co może mieć wspólnego RADIATYM sp. z o.o. z Gliwic z tą potężną budową? Monobloki zastosowane na tej inwestycji zostały wyprodukowane właśnie w gliwickiej spółce. RADIATYM produkuje monobloki nie tylko na rurociągi przeznaczone do przesyłu gazu czy ropy, ale również wody. Już nie po raz pierwszy monobloki do rurociągów do transportu wody, wykonywane na zlecenie zagranicznych firm, były wytwarzane w firmie RADIATYM.

Nie byłoby w tym nic nadzwyczajnego, ponieważ jest to spółka z 35-letnią już tradycją, dużym doświadczeniem krajowym i zagranicznym oraz licznymi referencjami, która – posługując się językiem kolokwialnym – niejedno „widziała”. Jednakże wielkość wyprodukowanych monobloków dla opisywanej inwestycji, tj. ich średnica DN 111 cali – robi naprawdę duże wrażenie, szczególnie dla znawców tematu ochrony katodowej na rurociągach, dla których to właściwie głównie monobloki są przeznaczone.

## **Opisywany projekt stanowi partnerstwo regionalne pomiędzy Tarrant Regional Water District (TRWD) (Rejon/okręg wodny Hrabstwa Tarrant) i The City of Dallas Water Utilities (DWU) – Wodociągi Miasta Dallas.**

W skrócie, projekt IPL (*Integrated Pipeline*) zakłada zintegrowanie istniejącego rurociągu TRWD do systemu Dallas, aby docelowo uzyskać dodatkowo nawet 350 milionów galonów (1 324 894 m<sup>3</sup>) wody dziennie, w celu sprostania rosnącemu zapotrzebowaniu na ten surowiec. Inwestycja obejmuje około 150 mil (około 241 km) rurociągu, budowę stacji pomocniczych oraz instalację niezbędnych urządzeń. 99% instalacji zlokalizowano pod ziemią. Projekt podzielony został na kilka etapów, a rurociąg obejmuje budowę linii o średnicach między innymi 54" (DN 1350), 60" (DN 1500), 78" (DN 1950), 108" (DN 2700) oraz 111" (DN 2775). Firma RADIATYM dostarczyła monobloki w zakresie wymienionych średnic.

*– Duże rozmiary to niejedyne wyzwanie, które musieliśmy podjąć i któremu musieliśmy sprostać. Liczył się każdy szczegół. Dobór odpowiednich materiałów stalowych, elastomerów, powłok, podwykonawców i kooperantów musiał zapewnić najwyższej klasy wykonanie – powiedział Tomasz Tymkiewicz, wiceprezes zarządu RADIATYM sp. z o.o.*

Przy tak dużej inwestycji niezwykle ważna była logistyka pomiędzy poszczególnymi etapami prac, koordynacja dostaw oraz ścisła współpraca z inspektorami obecnymi podczas kluczowych etapów produkcji. Będąc częścią tak dużego przedsięwzięcia, nie można pozwolić sobie na najmniejszy błąd ani opóźnienie. Jak ważna była to realizacja obrazuje fakt, że podczas badań i testów opisywanych urządzeń obecni byli w Polsce przedstawiciele inwestora z USA. Jak widać, w tym projekcie liczby i rozmiary przedsięwzięcia robią wrażenie, a my mamy przyjemność zaprezentować przykładowe efekty naszej pracy.

**Tomasz Tymkiewicz  
RADIATYM sp. z o.o.**

Tomasz Tymkiewicz  
wiceprezes RADIATYM sp. z o.o.



rok założenia: 1979  
**RADIATYM**®  
www.radiatym.com.pl



*Perfekcyjne podejście do spraw zawodowych jako „twardy inżynier”, a zarazem analityczna umysłowość w wymiarze kompetencji „miękkich”, gdy w grę wchodzi inteligencja emocjonalna i kompetencje społeczne.*

*Tak można scharakteryzować Dorotę Klęk*

# Mądra, „twarda inżynierka”

Adam Cymer

**J**uż we wczesnych latach edukacji Dorota wykazywała wielkie talenty matematyczno-fizyczne i zainteresowania techniczne. Wszystkie tropy wiodły w kierunku studiów technicznych. Złożenie papierów na wydział wiertniczo-naftowy krakowskiej AGH było przemyślaną decyzją, ponieważ za tym kryło się przekonanie, że to studia z przyszłością, bo co jak co, ale paliwa zawsze będą potrzebne. – *Szkoda jedynie – wspomina dzisiaj Dorota Klęk – że nie pomyślałam wówczas, czy ja będę nacieraczom potrzebna. W czerwcu 1996 roku, gdy obroniłam pracę magisterską, okazało się, że nie bardzo. Pracy dla mnie nie było. Musiałam szukać aż do grudnia i to nie w Krakowie, choć bardzo chciałam. Trzeba było zadowolić się ofertą z Zakładu Gazowniczego w Kielcach – na stanowisko pracownika technicznego. Co dla mnie było bardzo dobre, bo poznałam podstawy praktyczne – jak się projektuje, buduje, jak się eksploatuje i jak się sprawdza. Zajmowałam się sieciami i stacjami gazowymi, zdobyłam więc dość szerokie przygotowanie do zawodu.*

Po dwóch latach okazało się, że edukacja edukacją, ale w pracy nie tylko o to chodzi. Wiedzę już miałam, jakąś praktykę też, uznałam więc, że warto poszukać czegoś nowego. To „nowe” w 1998 roku to był wielki plac budowy gazociągu jamalskiego, w tamtych czasach bardzo duża i bardzo nowoczesna inwestycja. – *Okazało się – wspomina Dorota Klęk*

– *że to był dobry moment na aplikowanie, bo w SGT EuRo-Pol Gaz s.a. właśnie tworzone służby eksploatacyjne. Zostałam przyjęta – jako jeden z pierwszych pracowników – do pionu eksploatacji. Inwestycja była jeszcze na etapie budowy, ale zdarzały się już także odbiory, więc od strony technicznej to był bardzo ciekawy okres. Zajmowałam się szeroko pojętą eksploatacją. Wkrótce pojawiła się niezapełniona nisza związana z pomiarami, więc zaczęłam się tym zajmować. Od strony praktycznej dużo uczyłam się w firmie, ale też poznawałam funkcjonowanie służb eksploatacyjnych i pomiarowych na zachodzie i na wschodzie, bo tam przecież byli nasi partnerzy w obsłudze gazociągu. To ułatwiło mi wypracowanie własnych standardów zawodowych.*

Dorota Klęk od początku pracy bardzo profesjonalnie podchodziła do swoich kompetencji zawodowych. Uznała, że jeśli ma się specjalizować w zakresie pomiarów, to sama praktyka nie wystarczy, konieczne jest pogłębienie wiedzy teoretycznej. W 1999 roku ukończyła na Politechnice Warszawskiej, u prof. Andrzeja Osiadacza, podyplomowe studia w zakresie inżynierii gazowej. Coraz wyższe „twarde” kompetencje sprawiły, że w 2000 roku została kierownikiem działu pomiarów i rozliczeń. – *Po 18 latach pracy mogę powiedzieć, że znalazłam się w miejscu, które pozwala na spełnienie zawodowe. Może dlatego że zajmuję się nie tylko techniką, ale i sprawami*



związanymi z realizacją kontraktu, w kontakcie ze służbami eksploatacyjnymi na zachodzie i na wschodzie. To daje szersze spojrzenie na funkcjonowanie takiej inwestycji jak gazociąg przesyłowy. Te same standardy stosowane u nas, na zachodzie i na wschodzie pozwoliły zbudować spójny system od strony technicznej, co umożliwia bezpieczną i transparentną eksploatację, a systemy pomiarów i rozliczeń zapewniają, od niemal 20 lat, że nie zdarzyły się ograniczenia przesyłu, nie było żadnych przestoju ani awarii.

Gazociąg przesyłowy ma swoją specyfikę – ze względu na wielkość przesyłu, przepustowości i średnice musi być eksploatowany w sposób zapewniający najwyższy stopień bezpieczeństwa. – EuRoPol GAZ s.a. wszystkie standardy bezpieczeństwa ma bardzo wyśrubowane – mówi Dorota Klęk. – I nie chodzi tylko o technologie, z których korzystamy, bo te pochodzą od najlepszych światowych producentów, mających w tym zakresie największe kompetencje i doświadczenie. Chodzi także o stworzone systemy do zbierania i analizy danych. One pozwalają na bieżąco obserwować, czy urządzenia działają poprawnie, w przedziałach dopuszczalnych dokładności, wyznaczonych przez nas, wymagania prawne czy przez producentów. Ta systematyczność analizy danych pozwala na bieżąco analizować ryzyko i wprowadzać profilaktycznie zmiany minimalizujące zagrożenie awarią. Przeglądy wykonywane cyklicznie – według naszych standardów i standardów producentów – wzmacniają bezpieczeństwo funkcjonowania całego systemu.

Gazociąg jamalski jest strategiczny, priorytetem jest ciągłość jego funkcjonowania, ale właściciel czy operator systemu muszą też brać pod uwagę, by transport gazu był realizowany niższym kosztem i przy minimalizacji strat w przesyśle. – Stąd moje zainteresowanie pomiarami – podkreśla Dorota Klęk. – Przy prostym układzie „wejście-wyjście” widać, co w tym układzie wpływa na co i czynimy wszystko, aby to było technicznie bardzo dokładne. To fascynujące analizować, w jaki sposób zjawiska fizyczne wpływają na działania urządzeń pomiarowych, na niepewność pomiarów i jak duży ma to wpływ na minimalizowanie strat i optymalizację pracy w systemach przesyłowych. Przy naszej specyfice, gdy przesyłamy ogromne ilości gazu, dokładność pomiarów ma bardzo duże znaczenie. Sprawia, że systemy pracują optymalnie i gwarantują bezpieczeństwo. Ta dokładność powoduje też, że przesył gazu odbywa się jak najniższym kosztem i z jak najmniejszymi stratami. Władze EuRoPol GAZ s.a. rozumieją znaczenie technicznych uwarunkowań efektywności ekonomicznej i kadra inżynierska ma olbrzymie możliwości spełniania się w poszukiwaniu innowacyjnych rozwiązań technicznych.

W 2012 roku Dorota Klęk została dyrektorem Biura Centralnej Dyspozycji i Pomiarów w SGT EuRoPol GAZ s.a. Jej pozycja zawodowa to przede wszystkim osobisty wkład w budowanie perfekcyjnie działającego systemu pomiarów i rozliczeń. Czy może być bardziej wymierny wskaźnik jakości tego systemu niż twarde wymagania, pochodzące z analiz UE? Ponieważ firma jest jednym z największych w Polsce emiterów CO<sub>2</sub>, kontrola tej emisji jest konieczna. Rozwiązania stosowane w pomiarach w SGT EuRoPol GAZ s.a. są tak dobre, że pozwoliły przejść przez gęste sito ocen unijnych bez konieczności zmiany wyposażenia stacji, bo systemy speł-

niają najwyższe standardy dotyczące dokładności w zakresie pomiarów poziomu emisji CO<sub>2</sub>. – Po tylu latach pracy mogę powiedzieć, że dostałam możliwość rozwoju, poznawania nowych rzeczy. Doświadczam satysfakcji, ale ze świadomością, iż ciągle jeszcze są rzeczy, które chciałabym poznać. Ten obszar pomiarów ciągle potrafi czymś zaskakiwać. Cały czas się uczę, bo chcę zrozumieć, nie tylko wiedzieć. Cenię sobie bardzo udział w seminariach i konferencjach organizowanych w naszym gazowniczym środowisku. Staram się poruszać tematy nierozpoznane, pokazywać rzeczy nieoczywiste do końca, bo to wiąże się z dyskusją na dany temat. Nie chodzi o to, że ja się z kimś czymś dzielę, ale chcę otrzymać informację zwrotną, inne spojrzenie na problem. Czasem taka „burza mózgow” pozwala inaczej spojrzeć na problem. Ktoś spogląda na kwestie ze swojej perspektywy czy ujawnia jakieś aspekty sprawy, których ja nie odkryłam. Taka dyskusja to dobry sposób na dochodzenie do nowych rozwiązań. Zajmowanie się trudnymi tematami jest rozwijające. Co mnie przy tym cieszy? Obserwując początki zmiany pokoleniowej w naszym środowisku, z satysfakcją mogę powiedzieć, że w naszych pracach i dyskusjach na konferencjach bierze udział coraz więcej specjalistów młodszego pokolenia, którzy zawodowe doświadczenie nabywali wśród nas; to – w pewnym sensie – nasi wychowankowie. I to jest budujące – podkreśla Dorota Klęk.

Budujący to jest sposób myślenia „twardej inżynierki”, która poza światem techniki potrafi widzieć także ludzi. Co więcej, postanowiła bliżej poznać mechanizmy rządzące relacjami międzyludzkimi i w 2012 roku ukończyła studia podyplomowe na Akademii Leona Koźmińskiego w zakresie psychologii biznesu dla menedżerów. – Psychologia interesowała mnie od zawsze – wspomina Dorota Klęk. – Ale jak zaczęłam „ocieierać się” o kierowanie ludźmi, jak zaczęłam wywierać na kogoś wpływ, uznałam, że warto bliżej poznać mechanizmy, które w takich relacjach działają i w jaki sposób. Świat nie kończy się na technice. Komunikacja między ludźmi jest bardzo ważna. A jeśli tak, musimy lepiej zrozumieć i siebie, i innych. Lepiej poznać siebie, by poprawić komunikację z innymi. Jak się jest „twardym inżynierem”, kontakty z innymi potrafią być trudne. Psychologia daje możliwość ich poprawienia. Pomaga zrozumieć ludzi, partnerów biznesowych, na innej płaszczyźnie niż czysto techniczna. Na przykład w negocjacjach nie powinno chodzić o to, że ja mam wygrać, tylko o to, by wspólnie osiągnąć efekt. Realizujemy własne cele, ale to są wspólne cele, bo pracujemy zespołowo. Wróć jeszcze na moment do początku mojej pracy w EuRoPol GAZ s.a. i moich pierwszych kontaktów z Niemcami. Byłam poruszona ich organizacją pracy, zdominowaną przez – u nas jeszcze wówczas praktycznie nieznaną – procedury, sztywny zapis wszelkich zachowań i działań w firmie. Dotarły one już i do nas. I nie jest to wcale dobre. Jeśli rygorystycznie opisujemy nasze zawodowe zachowania, coraz mniej miejsca zostaje na myślenie, na kreatywność. Uważam, że w każdym wcieleniu zawodowym można być rzemieślnikiem albo wirtuozem. Jeśli będziemy tylko wypełniać procedury – staniemy się rzemieślnikami.

# Paczków

## – unikat w skali europejskiej



**Wojciech Kalfas**

Muzeum Gazownictwa w Paczkowie w listopadzie będzie obchodzić 25-lecie istnienia. Mimo iż w Polsce i w Europie istnieją podobne obiekty – w Warszawie, Pradze czy Londynie – to właśnie paczkowskie muzeum zyskało status fenomenu i unikat w skali europejskiej.

### HISTORIA GAZOWNICTWA

Gaz ziemny pojawił się w historii ludzkości na długo przed innymi źródłami energii, a pierwsze wzmianki o wykorzystaniu błękitnego paliwa ku czci bóstw opisywali starożytni historycy wiele lat przed narodzinami Chrystusa. Najbardziej zaawansowaną technologią na owe czasy dysponowali Chińczycy, którzy – poszukując soli metodą wiertniczą – trafili na złoża gazu i zastosowali nowe paliwo do warzenia i ogrzewania pomieszczeń prominentów. Według niektórych źródeł ich odwierty sięgały aż do 1140 m, a gaz transportowano rurociągami z łądy bambusa. Jednak na znacznie szersze wykorzystanie gaz ziemny musiał czekać do czasów nam współczesnych.

W czasach nowożytnych, a zwłaszcza w XVII i XVIII w., kiedy nastąpił rozwój miast Zachodu do wielkości metropolii, świat nauki zaczął poszukiwać nowych źródeł energii, którą można by było oświetlić owe miasta. W tym okresie popularność zdobył węgiel kamienny, a jego właściwości badało wielu uczonych. Za ojca gazu węglowego uważa się Williama Murdocha – pracownika fabryki maszyn parowych Jamesa Watta. W 1792 roku oświetlił gazem swój dom w Redruth. Paliwo gazowe otrzymał w wyniku suchej destylacji węgla, zamkniętego w żeliwnych retortach. Od tego momentu przemysł i inżynieria gazownicza nabrały rozpędu.

Ze względu na sytuację związaną z zaborami gaz miejski na ziemiach polskich pojawił się ze znacznym opóźnieniem. Do 1918 roku na ziemiach polskich pod zaborami funkcjonowało 119 gazowni, przy czym najwięcej – 93 – wybudowano w zaborze pruskim. Gazowe oświetlenie pierwsi mogli podziwiać mieszkańcy Krakowa – za sprawą profesora Karola Mohra, który na ulicy Gołębiej zainstalował kilka lamp gazowych. Ta prezentacja, co prawda, nie ucieszyła władz miejskich, jednak możliwość wykorzystania gazu zainteresowała prywatne firmy. W 1835 roku gaz oświetlił zakład odlewniczy braci Evans w Warszawie, Cukrownię Łąnięty oraz jedną z aptek we Lwowie. W 1843 roku lampa gazowa oświetliła pomieszczenia wrocławskiej restauracji „Złota gęś”, co niewątpliwie przyczyniło się do wzrostu popularności gazu świetlnego i podjęcia decyzji o budowie Gazowni Wrocławskiej, którą uruchomiono w 1847 roku. Lata 1848–1862 to uruchamianie kolejnych gazowni, m.in. w Szczecinie, Gdańsku,





Zabrze, Poznaniu, Brzegu, Warszawie, Krakowie oraz Opolu. Dla mieszkańców ziem będących we władaniu niemieckim ważne było powstawanie gazowni nie tylko w dużych ośrodkach miejskich, ale też w mniejszych miasteczkach, choćby w Paczkowie.

## PACZKÓW

Paczkowska gazownia została wybudowana w latach 1898–1901, ale pierwsze metry sześciennego gazu wyprodukowano 1 stycznia 1902 roku. Koszt budowy wyniósł 90 tysięcy marek niemieckich, a głównym inicjatorem budowy był ówczesny burmistrz Patschkau – Bergmann. Sama lokalizacja gazowni była korzystna dla miasta, gdyż znajdowała się tuż za murami obronnymi, około 200 metrów od starówki. Początkowo gaz produkowano w jednym 5-retortowym piecu i wykorzystywano do oświetlenia ulic, a także do przygotowywania posiłków. Wraz ze wzrostem popularności gazu w mieście, a tym samym wzrostem liczby odbiorców, zwiększono możliwości produkcyjne gazowni do 3000 metrów sześciennych gazu na dobę poprzez modernizację piecowni, która posiadała dwa piece, każdy wyposażony w 8 retort. Niestety, 15 lipca 1977 roku nastąpiło zamknięcie gazowni w Paczkowie. Ostatni wózek koksu został symbolicznie ugaszony szampanem i zachowany na pamiątkę. Chwilę po wyłączeniu obiektu z eksploatacji pojawił się pomysł utworzenia muzeum. Decyzją dyrektora Zakładu Gazowniczego w Opolu datę uruchomienia muzeum ustalono na 1 stycznia 1978 roku. Niestety, burzliwy przełom lat siedemdziesiątych i osiemdziesiątych sprawił, że plany utworzenia muzeum zostały wstrzymane, jednak mimo to systemem gospodarczym przygotowywano obiekty oraz gromadzono pierwsze ekspona-



ty. Oficjalne otwarcie obiektu nastąpiło 23 listopada 1991 roku. Od tamtej pory muzeum stało się jedną z głównych atrakcji turystycznych Opolszczyzny. Z biegiem lat rosnąca liczba zgromadzonych eksponatów wymagała odpowiedniego wyeksponowania. W 2004 roku Zarząd Górnośląskiego Operatora Systemu Dystrybucyjnego – przy dużym wpływie Jarosława Wróbla, obecnego prezesa Polskiej Spółki Gazownictwa, podjął decyzję o modernizacji obiektu. W dwa lata muzeum zmieniło się nie do poznania. 12 października 2007 roku to dla obiektu kolejna ważna data, bowiem tego dnia Muzeum Gazownictwa ponownie otworzyło swoje podwoje.

Teren ekspozycyjny przekształcono w nowoczesne centrum wystawienniczo-szkoleniowe, w którym tradycję połączono z technologicznymi nowinkami. Historię gazownictwa ukazano w układzie chronologicznym i tematycznym. W aranżacji starego i nowego muzeum



udział wzięł Marek Mikulski, znany architekt, który współtworzył m.in. Muzeum Powstania Warszawskiego. Teren muzeum oświetlają czynne latarnie gazowe, a wygląd budynków i urządzeń pozostał niezmiennym – jest taki, jak ponad 100 lat temu.

Muzeum w Paczkowie jest jednym z najlepiej wyposażonych tego typu obiektów w Europie. Po produkowanym tutaj gazie pozostała cała linia technologiczna. Ekspozycja Muzeum Gazownictwa składa się z ponad 3000 eksponatów, które prezentowane są w salach wystawowych i ekspozycjach plenerowych o łącznej powierzchni ponad 1000 metrów kwadratowych. Zbiornik gazowy, który mieścił 600 metrów sześciennych gazu, dziś z wewnętrzną antresolą jest miejscem wspólniejszej ekspozycji starych gazomierzy, najstarszych nawet z 1877 roku. Dawna kuźnia – warsztat to obecnie kameralny salonik konferencyjny z wystawą kilkunastu stuletnich piecyków łazienkowych, prezentacją oświetlenia gazowego, mebli z epoki oraz pięknego, działającego polifonu z 1896 roku. W magazynie węgla spotkać można wyroby topowych obecnie producentów kucharek, unikatowych chłodziarek gazowych, magli, palarki kawy czy promienników, kaloryferów gazowych oraz żelazek i narzędzi fryzjerskich. Wśród tak wielu muzealiów zwiedzający mają szansę porównać dawną technikę z tą najnowszą. Na terenie muzeum znajduje się także specjalnie przeszklona stacja redukcyjno-pomiarowa, która obecnie zasilą Paczków w gaz ziemny. Obiekt posiada także cztery pokoje gościnne oraz pokaźną bibliotekę i nowoczesną salę konferencyjną.

Muzeum Gazownictwa w Paczkowie to efekt pracy, a przede wszystkim pasji wielu osób. Jednak to dzięki spotkaniu prezesa Jarosława Wróbla z Adamem Królem, kierownikiem gazowni w Paczkowie i wieloletnim kustoszem muzeum, stworzono coś dla kolejnych pokoleń. Takie działania zostały docenione. W 1993 roku muzeum otrzymało prestiżową nagrodę Sybillę, a w 2007 roku zdobyło ją ponownie w kategorii: Organizacja i Zarządzanie. To także wyróżnienia na lokalnym podwórku, w tym między innymi „Perła w Koronie Opolszczyzny” w 2011 roku oraz Najlepszy Produkt Turystyczny Opolszczyzny 2014, przyznawany przez Opolską Regionalną Organizację Turystyczną.

W listopadzie muzeum będzie obchodzić 25-lecie istnienia i – jak czas pokazał – pomysł zachowania paczkowskiej gazowni był znakomity. Muzeum stało się rozpoznawalnym produktem turystycznym w całej Polsce. Mimo że w Polsce czy Europie istnieją podobne obiekty, ukazujące historię i kulturę gazownictwa, jak choćby w Warszawie, Górowie Iławeckim, Pradze czy Londynie, to właśnie paczkowskie muzeum zyskało status fenomenu i unikat w skali europejskiej.

**Autor jest kustoszem Muzeum Gazownictwa w Paczkowie.**



---

## WYBIERAMY NAJLEPSZYCH – III EDYCJA RANKINGU UDT LIDER BEZPIECZEŃSTWA TECHNICZNEGO

---



Lider Bezpieczeństwa Technicznego to inicjatywa Urzędu Dozoru Technicznego pod patronatem Ministerstwa Rozwoju, honorująca przedsiębiorstwa wyróżniające się w skali kraju wysokim standardem bezpieczeństwa technicznego oraz wkładem w rozwój gospodarczy Polski.

Kapituła rankingu Lider Bezpieczeństwa Technicznego ocenia firmy zajmujące się projektowaniem, wytwarzaniem, instalacją, eksploatacją, naprawą i modernizacją urządzeń technicznych.

Przedsiębiorstwa nominowane są w trzech kategoriach: „wytwórca”, „użytkownik” i „modernizujący”.

Do finału przechodzą firmy, które uzyskały najwyższe oceny we wszystkich kryteriach rankingu.

Uroczyste ogłoszenie laureatów rankingu i wręczenie statuetek Lidera Bezpieczeństwa Technicznego odbędzie się w Warszawie w październiku tego roku.



## WYTWÓRCA

W SEKTORZE DUŻYCH  
PRZEDSIĘBIORSTW

Energop Sp. z o.o.

Fabryka Aparatury i Urządzeń  
„FAMET” SA

Wagony Świdnica SA

Wielton SA

Zamet Industry SA

## UŻYTKOWNIK

W SEKTORZE DUŻYCH  
PRZEDSIĘBIORSTW

Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.

Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki  
Ciepłej Sp. z o.o.

Polski Koncern Naftowy ORLEN SA

Veolia Energia Polska Sp. z o.o.

Dyckerhoff Polska Sp. z o.o.

## MODERNIZUJĄCY

W SEKTORZE DUŻYCH  
PRZEDSIĘBIORSTW

Doosan Babcock Energy Polska Sp. z o.o.

Energomontaż-Północ Bełchatów  
Sp. z o.o.

Naftoremont-Naftobudowa Sp. z o.o.

Amec Foster Wheeler Energia Polska  
Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo Montażowe  
„Kotłomontaż” Sp. z o.o.

## WYTWÓRCA

W SEKTORZE MAŁYCH I ŚREDNICH  
PRZEDSIĘBIORSTW

JT SA

Zakład Metalowo-Gumowy  
„Metal-Gum”

Zakłady Sprzętu Motoryzacyjnego  
POLMO SA

Secespol Sp. z o.o.

Zakłady Budowy Aparatury i Remontów  
Specjalistycznych MEZAP Sp. z o.o.

## UŻYTKOWNIK

W SEKTORZE MAŁYCH I ŚREDNICH  
PRZEDSIĘBIORSTW

Bałtykgaz Sp. z o.o.

Dźwigmar Marek Kozłowicz

Elektrociepłownia Będzin Sp. z o.o.

Instytut Nowych Syntezy Chemicznych

Mateco Podesty Ruchome Sp. z o.o.

## MODERNIZUJĄCY

W SEKTORZE MAŁYCH I ŚREDNICH  
PRZEDSIĘBIORSTW

P.P.H. Sawox Jan Wolak Spółka jawna

Winda-Warszawa Sp. z o.o.

Krio-Serwis Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo Usługowo-  
Produkcyjne KON-REM Sp. z o.o.

T.T.U. Zdzisław Urbanowicz

PATRONAT HONOROWY:



MINISTERSTWO  
ROZWOJU



# „Brama Północna”

**Andrzej Babańczyk**

**Rozwój zintegrowanego rynku gazu w Europie Środkowej i Wschodniej, inwestycje infrastrukturalne w regionie oraz perspektywy nowych kierunków i źródeł dostaw, a także rola korytarza północnego w zwiększeniu ekonomicznej konkurencyjności regionalnych rynków gazu to główne tematy poruszane podczas panelu dyskusyjnego, zorganizowanego przez GAZ-SYSTEM podczas tegorocznego Forum Ekonomicznego w Krynicy.**

Panel pod tytułem „Brama Północna. Otwarcie na nowe rynki gazu ziemnego w Europie” otworzył Piotr Naimski, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej, który stwierdził, że budowa gazociągu BalticPipe zmieni strefy wpływów w zakresie dostaw gazu do Europy Środkowo-Wschodniej. Dzięki niemu możliwe będzie realne otwarcie się rynków krajów Grupy Wyszehradzkiej, państw bałtyckich i Ukrainy na dostawy z kierunku innego niż wschodni. Pełnomocnik rządu dodał, że projekt ten cieszy się poparciem najwyższych sfer rządowych z Polski, Danii i Norwegii, a operatorzy systemów przesyłowych – GAZ-SYSTEM oraz Energinet.dk – analizują obecnie jego szczegóły.

Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ-SYSTEM, podkreślił, że trwające prace nad gazociągiem BalticPipe to już czwarta próba połączenia Polski ze źródłami gazu w szelfie norweskim. Według niego, w ostatnich 27 latach nie dokonano pełnej dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Będzie ona możliwa jedynie dzięki powstaniu nowej infrastruktury, która przyczyni się nie tylko do sprowadzania surowca różnymi szlakami, ale przede wszystkim do dostarczania go z różnych źródeł pochodzenia. Dotychczas rynek gazu w Polsce funkcjonował jedynie jako element przesyłu gazu ze wschodu na zachód. Prezes zarządu GAZ-SYSTEM dodał, że przez to koszt pozyskania gazu był większy niż mógłby być.

Soren Hansen, dyrektor rozwoju w Energinet.dk, potwierdził, że trwają analizy projektu BalticPipe. Zwrócił uwagę, że ceny gazu w Danii – ze względu na niewystarczającą liczbę międzysystemowych połączeń – są wyższe niż w innych krajach Europy. Realizacja projektu BalticPipe zwiększy zatem konkurencję na tamtejszym rynku. Panelista z Danii stwierdził też, że region Europy Środkowej staje się ważnym szlakiem przesyłu gazu dla dwóch największych dostawców do Unii Europejskiej, a więc Rosji i Norwegii.

O tym, jak ważna jest dywersyfikacja źródeł dostaw i jakie wymierne korzyści można dzięki niej osiągnąć, przekonywał również Rokas Masiulis, litewski minister ds. energii. Dzięki pływającemu terminalowi w Kłajpedzie zaraz po jego uruchomieniu w 2014 r. naszemu sąsiadowi udało się wynegocjować z Gazpromem o 23 proc. niższe ceny gazu. Co ciekawe, w pierwszej połowie 2016 roku aż 73 proc. całkowitego zaopatrzenia Litwy w gaz ziemny stanowił skroplony gaz ziemny z Norwegii. Litewski gość forum w Krynicy podkreślił również ogromne znaczenie dla powstania konkurencyjnego rynku gazu w Europie Środkowej budowy międzysystemowych połączeń, w tym połączenia gazowego krajów bałtyckich z Finlandią oraz Polski z Litwą.

Podczas panelu Michał Kurtyka, wiceminister energii, przytoczył dane dotyczące zwiększenia ilości gazu na rynku Europy Środkowo-Wschodniej dzięki realizacji Bramy Północnej, tzn. gazoportu w Świ-



*Od lewej: Michał Kurtyka, podsekretarz stanu w Ministerstwie Energii, Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ-SYSTEM, Rokas Masiulis, minister ds. energii z Litwy, SorenJuel Hansen, dyrektor ds. rozwoju Energinet.dk, Matthew Bryza, Non-Resident Senior Fellow – AtlanticCouncil of the United States, Costanza Jacazio, Senior GasExpert, Gas, Coal& Power MarketsDivision z Międzynarodowej Agencji Energetycznej, Piotr Maciążek, prowadzący panel (portal Defence 24), Piotr Naimski, pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej.*

noujściu oraz projektu BalticPipe. W Polsce obecnie zużywamy około 15 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, z czego około 5 mld m<sup>3</sup> to krajowe wydobycie, a pozostałe 10 mld m<sup>3</sup> importujemy. Terminal LNG jest w stanie dostarczać 5 mld m<sup>3</sup>, a w przyszłości 7,5 mld m<sup>3</sup>, z możliwością zwiększenia do 10 mld m<sup>3</sup>. Z kolei BalticPipe byłby w stanie dostarczać od 6 do 10 mld m<sup>3</sup> gazu. Według Michała Kurtyki, w ten sposób przez Bramę Północną mogłoby trafić do Europy Środkowo-Wschodniej nawet 20 mld m<sup>3</sup> gazu, z czego połowa byłaby wykorzystywana przez Polskę, a reszta byłaby do dyspozycji pozostałych państw regionu. Dzięki temu w naszej części Europy mógłby powstać konkurencyjny rynek gazu, który przynosiłby realne korzyści dla gospodarki, a surowiec ten nie byłby przedmiotem presji politycznej.

Odnosząc się do projektu Nord Stream 2, Michał Kurtyka przypomniał słowa Winstona Churchilla, który po rozpoczęciu zimnej wojny Zachodu ze Związkiem Sowieckim mówił, że od Szczecina aż po Triest zapadła nad Europą żelazna kurtyna. Według wiceministra energii, naszym zadaniem jest, aby żelazna kurtyna – oparta tym razem na gazociągach, a nie czołgach – nie opadła ponownie na nasz region. Linia przebiega (podobnie jak w 1946 roku) od Świnoujścia po chorzacką wyspę Krk, gdzie ma powstać terminal LNG nad Adriatykiem. Chcemy, by korytarz północ-południe – dzięki Bramie Północnej – mógł zasilać cały region – zakończył wystąpienie Michał Kurtyka.

Ważnym nowym źródłem dostaw gazu poprzez Bramę Północną mogą stać się również Stany Zjednoczone i Kanada. Mathew Bryza z Atlantic Council przypomniał, że rewolucja łupkowa sprawiła, iż USA jest największym producentem gazu na świecie, a jego nadwyżki w postaci LNG są już wysyłane do innych krajów. Według niego, dostarczany gazowcami skroplony gaz staje się konkurencyjny cenowo z dostawami surowca przez gazociągi, a gazoporty w Świnoujściu oraz na Litwie to szansa zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego regionu.

Costanza Jacazio, ekspert z Międzynarodowej Agencji Energetycznej, wysunęła tezę, że w związku z ambitnymi celami polityki klimatycznej Unii Europejskiej, a także spadkiem i ograniczeniem roli energii atomowej w Niemczech, powstaje przestrzeń dla rozwoju rynku gazu. Ważne jest jednak to, żeby wyłaniający się model wzmacniał konkurencję między podmiotami, a zapewni to tylko realna dywersyfikacja dostaw i rozwój infrastruktury.

**Autor jest pracownikiem w Biurze Komunikacji Korporacyjnej GAZ-SYSTEM S.A.**



# Narodowy Operator Systemu Dystrybucyjnego Gazu



## Polska Spółka Gazownictwa


Poprzez sieć gazociągów o długości 177 tys. km  
PSG w sposób bezpieczny i niezawodny, dostarcza ponad  
9 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie do ok. 7 mln odbiorców końcowych.

[www.psgaz.pl](http://www.psgaz.pl)



**POLSKA**  
SPÓŁKA GAZOWNICTWA





# Warsztaty Innowacyjnych Pomysłów

dla startupów oraz małych  
i średnich przedsiębiorstw

- ponad 110 projektów dla PGNiG zgłoszonych w pierwszej i drugiej edycji
- 5 projektów skierowanych do pilotażu i wdrożenia w PGNiG TERMIKA i PGNiG Obrót Detaliczny
- do 10.11.2016 r. czekamy na zgłoszenia innowacyjnych projektów dla Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

Warsztaty Innowacyjnych Pomysłów organizowane są przez Agencję Rozwoju Przemysłu SA, PGNiG SA oraz Izbę Gospodarczą Gazownictwa.

Szczegóły i zgłoszenia projektów na [www.ptt.arp.pl/warsztaty](http://www.ptt.arp.pl/warsztaty)

## Wspólnie tworzymy innowacyjną Polskę