

wrzesień 2019

# Przegląd Gazowniczy

nr 3 (63)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

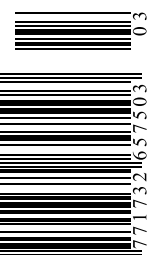
MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



Temat wydania:

**MECHANIZMY PRZYŁĄCZEŃ  
W SYSTEMIE GAZOWNICZYM**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 1657503 03

# Nowe Segmenty Rozwoju Gazownictwa

Miejsce: Hampton by Hilton Lublin

al. Kompozytorów Polskich 1, 20-848 Lublin

Termin: **24-25 października 2019 r.**

## Dzień I Sesja I Inwestycje w branży

- Tendencje w regulacjach rynku gazu (Ministerstwo Energii)
- Uwarunkowania formalnoprawne systemu regulowania taryf gazowych (URE)
- Mapa aktywności inwestycyjnej PSG sp. z o.o. na terenach niezgazyfikowanych (PSG)
- Innowacyjne technologie w poszukiwaniach i wydobyciu złóż gazu (PGNiG OGiE)

## Dzień II SESJA I LNG na polskim rynku

- Wykorzystanie polskiego potencjału naukowego w technologiach LNG (prof. dr W. Kamrat, PG)
- Rozwój przesyłu LNG (GAZ-SYSTEM S.A.)

- Polskie sektory przemysłowe o najwyższym potencjale wykorzystania LNG jako źródła energii (PGNiG OD)
- Mikroinstalacje LNG – wyspowa gazyfikacja (PSG)
- Dynamika rozwoju transportu publicznego wykorzystującego LNG (PGNiG OD)
- Wirtualne gazociągi – transport drogowy, kolejowy i wodny LNG (Gas-Trading SA)
- Inżynieria bezpieczeństwa w logistyce transportu LNG (RSGO)
- Rynek urządzeń kriogenicznych i środków transportu LNG (Gas-Trading SA)
- Mechanizmy przyłączeń w systemie gazowniczym (GAZ-SYSTEM/PSG)
- Rewolucja w postępowaniu cywilnym. Nowe uwarunkowania dla mediacji (przewodniczący Ośrodka Mediacji)

Szczegółowy program konferencji oraz formularz zgłoszeniowy dostępne są na stronach internetowych IGG: [www.igg.pl](http://www.igg.pl)

zapraszają do udziału  
w programie

## POST – MBA

- Strategiczne Przywództwo  
– realizowanym w terminie grudzień 2019 – kwiecień 2020
- Strategiczne Zarządzanie Finansami  
– realizowanym w terminie listopad 2019 – marzec 2020

Wszystkich zainteresowanych prosimy o przesłanie formularza zgłoszeniowego wraz z kwestionariuszem osobowym do IGG do 25 października 2019 r. pod adresem e- mail: [office@igg.pl](mailto:office@igg.pl).

**Serdecznie zapraszamy.**

Jako samorząd gospodarczy sektora gazowniczego od lat upominaliśmy się o to, aby gaz ziemny – jako najbardziej ekologiczne z paliw kopalnych – stał się nośnikiem energii XXI wieku. Gaz ten uważany jest powszechnie za idealne paliwo przejściowe – od energetyki opartej na węglu do energii odnawialnej. Już widać, że dywersyfikacja miks energetycznego postępuje w kierunku większego wykorzystania jednostek gazowych. W ubiegłym roku jego udział wyniósł 7,2% wobec 5,6% w 2017 roku, a w tym roku bez wątpienia ten trend będzie kontynuowany. LNG odgrywa coraz większą rolę w tym procesie. Jak twierdzi Olgierd Hurka, dyrektor Departamentu LNG w PGNiG SA, Oddział Obrót Hurtowy, w wywiadzie, który publikujemy w tym numerze, „w miksie importowym gazu grupy PGNiG systematycznie rośnie udział LNG. W 2016 roku, gdy startowaliśmy, udział LNG wyniósł nieco ponad 8 procent, natomiast w roku ubiegłym osiągnęliśmy już ponad 20 procent. Wszystko wskazuje na to, że w tym roku ponownie odnotujemy wzrost. Okazuje się, że – w ujęciu procentowym – LNG wypiera z naszego miks gaz z Niemiec czy gaz rosyjski”. Tak rosnący udział LNG w krajowym zużyciu gazu oznacza wielkie przyspieszenie rozwoju tego rynku. Obok kosztownego i długotrwałego procesu rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych LNG można dostarczyć cysternami w dowolne miejsce, zwłaszcza na tereny dotychczas niezgazyfikowane. W tym numerze omawiamy wiele aspektów rosnącego udziału LNG w gospodarce, jego zastosowanie w nowych branżach, w których paliwo to jako nośnik energii staje się ważnym elementem procesów produkcyjnych. Także w transporcie, w którym LNG zaczyna być wiodącym paliwem napędowym. Zwracamy również uwagę, jak szybko i w jakiej skali polski sektor gazowniczy reaguje na to nowe zapotrzebowanie rynku. Nie tylko intensyfikuje inwestycje, na przykład budowę wyspowych stacji regazyfikacji i rozwijanie

systemu punktów tankowania gazu. Modernizuje także procedury przyłączania do sieci nowych odbiorców, czyniąc te mechanizmy bardziej przyjaznymi dla konsumentów. Rosnący rynek gazu to dobry sygnał dla długofalowego programu ekologizacji gospodarki, redukcji emisji w miastach i ekologicznego transportu publicznego. Jednak musimy zauważyć, że światowe trendy w eliminowaniu paliw kopalnych sprawiają, że rynki finansowe nakładają na gaz szlaban. Dla sektora oznacza to, że musi poszukiwać rozwiązań innowacyjnych, aby wszystkie zbędne składniki procesu spalania maksymalnie ograniczać bądź eliminować. Dekarbonizacja przesądza o kierunkach rozwoju. Aby sprostać jej wyzwaniom, musimy inwestować w innowacje na wielką skalę, póki jeszcze mamy dostęp do kapitału. Izba Gospodarcza Gazownictwa aktywnie uczestniczy we wszystkich inicjatywach, które w zakresie innowacyjności podejmują liderzy tego sektora. Propaguje nowe rozwiązania organizacyjne, włącza nowe projekty do prac Komitetu Standardu Technicznego, animuje szkolenia i programy specjalistycznych studiów. Gazownictwo długo jeszcze może być liderem rynku energii bardziej przyjaznej środowisku, bo jest najlepszym sojusznikiem odnawialnych źródeł energii, z którymi może kreować rynek przyszłości – w tym paliwo wodorowe.



**Łukasz Kroplewski**  
Prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

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

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



**Wydawca:** Izba Gospodarcza Gazownictwa  
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25  
tel. 22 631 08 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

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

**Projekt graficzny:** Jolanta Krafft-Przeździecka

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

# Spis treści

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Przyłączenie do sieci przesyłowej gazu ziemnego.** Aleksander Zawisza, Marek Elert, Krzysztof Frajs, Szymon Grunwald
- 11 **Rozwój systemu dystrybucyjnego poprzez przyłączanie nowych odbiorców.** Anna Olek, Michał Bień
- 13 **Wykorzystanie gazu ziemnego w ciepłownictwie – dlaczego tak jest jak jest?** Bogusław Regulski
- 16 **Przyłączenie nowych złóż i odwiertów do sieci gazowej.** Marek Hanus, Paweł Fic

## NASZ WYWIAD

- 19 **LNG wspiera rozwój rynku gazu Polsce.** Rozmowa z Olgierdem Hurką, dyrektorem Departamentu LNG w PGNiG SA, Oddział Obrotu Hurtowego



19

## TECHNOLOGIE

- 22 **Bezpieczeństwo transportu LNG w teorii i praktyce.** Jacek Pogoda
- 26 **Stacje regazyfikacji LNG – szansa czy wyzwanie?** Mariusz Konieczny, Andrzej Żero
- 50 **Polskie sektory przemysłowe o największym potencjale wykorzystania LNG jako źródła energii – uwarunkowania.** Tomasz Stocki
- 53 **Rozwój rynku LNG w małej skali nabiera tempa.** Tymoteusz Pruchnik
- 55 **PGNiG OD zabunkrowało w polskich portach 34 statki.** Paweł Samerek, Mateusz Koszela

## WYDARZENIA

- 29 **Metan z pokładów węgla trafi do sieci gazowej**

## REPORTAŻ

- 30 **Z wizytą w Gilowicach.**

## PGNiG SA

- 32 **Nasz portfel kontraktów z dostawcami z USA obejmuje rocznie ponad 9 mld m<sup>3</sup> gazu**
- 33 **PGNiG przygotowało raport o innowacjach w sektorze gazu, paliw i energii**

## PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 34 **Po ulicach Warszawy będzie jeździło ponad 220 autobusów gazowych**
- 35 **PGNiG OD zamawia Centralny System Billingowy od Asseco Poland.**



30

## POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 36 **Ruszyło Wirtualne Muzeum Gazownictwa.**
- 38 **Program budowy stacji gazu ziemnego PSG.**

## GAZ-SYSTEM S.A.

- 40 **Budowa gazociągu Zdzieszowice–Wrocław: sto przejść bezwykopowych.**

## GAS STORAGE POLAND

- 42 **Jedna z pierwszych instalacji innowacyjnego SD Access w sektorze energetycznym.**

## PGNiG TERMIKA SA

- 44 **Współpraca ze stowarzyszeniami branżowymi.**

## EuRoPol GAZ s.a.

- 46 **Strategia Międzynarodowej Unii Gazowniczej dla przemysłu gazowniczego.**

## OSOBOWOŚĆ

- 48 **Pracuję nie w firmie, tylko dla firmy.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Ireneusza Walczaka

## PRAWO

- 57 **Nowe wyzwania w obszarze zwiększania efektywności energetycznej i dekarbonizacji budynków.** Tomasz Brzeziński, Adam Wawrzynowicz, Dagmara Dragan

## 59 WYRÓŻNIENI EXPO-GAS 2019

Na okładce: Metanowiec Oak Spirit dostarczył do Świnoujścia pierwszy ładunek amerykańskiego LNG w ramach długoterminowej umowy między PGNiG SA a Cheniere Energy.

# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Za nami trzeci kwartał. Pomimo okresu urlopowego czas intensywnych prac, a także zmian kadrowych w IGG.

1 września pożegnaliśmy Agnieszkę Rudzką, której dziękujemy za 16-letnią pracę i wysiłek włożony w tworzenie i rozwój IGG. Biuro opuściła również Magdalena Radziszewska. Dziękujemy za wspólne 2 lata. Witamy w naszym gronie Agnieszkę Fryzowicz i Katarzynę Cwyl.

25 października br. rusza XV edycja MBA, organizowana wspólnie przez IGG i Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów. Uruchomiony został również nabór na studia Post-MBA w zakresie strategicznego zarządzania finansami oraz strategicznego przywództwa.

W ostatnich trzech miesiącach Biuro IGG przekazało do konsultacji zrzeszonym w IGG firmom dziesięć projektów aktów prawnych:

- projekt z 11 czerwca 2019 roku ustawy o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz ustawy „Kodeks karny skarbowy”,
  - projekt rozporządzenia ministra energii, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu zbiorczego raportu rocznego dotyczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej,
  - projekt rozporządzenia ministra energii, zmieniającego rozporządzenie w sprawie sprawozdania rocznego dotyczącego emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej,
  - projekt rozporządzenia ministra energii w sprawie metodyki rozstrzygnięcia naboru na premię kogeneracyjną indywidualną oraz wartości współczynników uwzględnianych przy naborze,
  - projekt rozporządzenia ministra energii w sprawie sposobu obliczania kwoty różnicy ceny, rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia,
  - projekt rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie w sprawie ewidencji i innych dokumentacji dotyczących wyrobów akcyzowych i znaków akcyzy,
  - projekt rozporządzenia ministra środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie planów ruchu zakładów górniczych,
  - projekt rozporządzenia ministra energii w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2021,
  - projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego,
  - projekt uchwały Rady Ministrów w sprawie strategii cyberbezpieczeństwa Rzeczypospolitej Polskiej na lata 2019–2024.
- Zgłoszone uwagi zostały przekazane do właściwych ministerstw.

Przekazano również do zaopiniowania dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11.12.2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II). Uwagi miały dotyczyć problemów interpretacyjnych w związku z obowiązkiem dostosowywania funkcjonowania organizacji firmy do wytycznych dyrektywy RED II.

Kontynuowano prace dotyczące realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) w powołanych w tym celu czterech grupach roboczych zajmujących się tematyką:

- 1) docelowej struktury NCW – strategii realizacji wyzwań 2030 roku,
- 2) obligatoryjnego blendingu,
- 3) benzyn silnikowych E10,
- 4) wykorzystania biometanu do celów transportowych.

Izba uczestniczy w spotkaniach i przygotowuje materiały dla wybranych zagadnień.

Trzeci kwartał to intensywny czas poświęcony działaniom na rzecz pozyskania środków unijnych z perspektywy lat 2014–2020. Przy Ministerstwie Inwestycji i Rozwoju trwają prace w ramach grup roboczych ds. polityki celu 2 „Bardziej przyjazna dla środowiska, niskoemisyjna Europa dzięki promowaniu czystej i sprawiedliwej transformacji energetyki, zielonych i niebieskich inwestycji, gospodarki o obiegu zamkniętym, przystosowania się do zmiany klimatu oraz zapobieganiu ryzyku i zarządzania ryzykiem”.

Zgodnie z obowiązującą w funduszach polityki spójności zasadą partnerstwa, MliR zaprosiło IGG do współpracy w ramach grupy robo-

czej przy wypracowaniu przedmiotu interwencji dla zaproponowanego przez Komisję Europejską celu polityki 2. Izba aktywnie wspiera działania ministerstwa, uczestnicząc w wielu spotkaniach, organizując wewnętrzne konsultacje oraz przedkładając stanowisko branży dla efektywnego wyniku działań ministerstwa w UE.



Agnieszka Luty

Za nami kilka wydarzeń organizowanych przez IGG:

- 10–14 czerwca przedstawiciele Międzynarodowego Centrum Doskonałości w zakresie Metanu z Kopalń Węgla Izby Gospodarczej Gazownictwa (ICE-CMM) uczestniczyli w warsztatach dotyczących najlepszych praktyk w wychwytywaniu i utylizacji metanu z kopalni węgla (*Best Practise in Coal Mine Methane Capture and Utilization*). Warsztaty zostały przeprowadzone wspólnie przez grupę ekspertów EKG ONZ ds. CMM i globalną inicjatywę metanową (GMI) w Turcji i na Ukrainie. Sesja w Ankarze została zorganizowana we współpracy z tureckim Ministerstwem Energii i Zasobów Naturalnych oraz tureckim przedsiębiorstwem węglowym (TKI). Warsztaty w Dnipro odbyły się w ramach III Międzynarodowej Konferencji Węgla, która została zorganizowana przez Politechnikę Dnipro i Ukraińskie Ministerstwo Energii i Przemysłu Węglowego.
  - 17–19 września br. w Houston (w Teksasie) odbyły się międzynarodowe Targi i Konferencja Gastech, które poświęcone były gazowi ziemnemu, LNG i energetyce. Izba zorganizowała wyjazd dla 23-osobowej grupy przedstawicieli zrzeszonych w IGG firm. Więcej o Gastech na str. 7
  - Przed nami:
  - 17 października 2019 roku – warsztaty techniczne Komitetu Standardu Technicznego. Zakres spotkania będzie obejmował prezentację znowelizowanych standardów CNG wraz z techniczno-praktyczną realizacją projektów CNG oraz wytyczne techniczne dotyczące biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci. Oprócz części teoretycznej planowana jest część praktyczna w postaci wizyty na największej i najnowocześniejszej techniczno-technologicznie stacji tankowania CNG pojazdów MZK Warszawa,
  - 24–25 października 2019 roku w Lublinie cykliczna jesienna konferencja pt. „Nowe segmenty rozwoju gazownictwa”. Dwudniowe spotkanie obejmie dwie sesje tematyczne poświęcone inwestycjom w branży oraz LNG na polskim rynku – stan, perspektywy, logistyka i bezpieczeństwo dostaw. Podczas konferencji osobom szczególnie zasłużonym dla branży zostaną wręczone odznaczenia państwowe,
  - 27 listopada 2019 roku (zmiana terminu spotkania z 10.10.2019 roku) Kongres Energii i Ochrony Środowiska – III Kongres Innowacji, podczas którego IGG prowadzi będzie godzinny panel poświęcony tematowi wodoru. Będzie dwóch moderatorów o przeciwstawnych stanowiskach „za” i „przeciw” oraz paneliści. Współorganizacja kongresu jest wynikiem porozumienia o współpracy między IGG a Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie, Izłą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie i Izłą Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska.
  - W trzecim kwartale IGG objęła patronatem honorowym wydarzenia branżowe:
  - V edycję konferencji techniczno-naukowej Energas 2020, która odbędzie się 29–31 stycznia 2020 roku w Andrychowie,
  - I Olimpiadę Energetyczną „Dobra energia dla Polaków”, która odbędzie się w 2020 roku.
- IGG jest też organizacją wspierającą 9. Europejski Kongres MSP, który odbędzie się 16–18 października 2019 roku w Katowicach.

Serdecznie zapraszamy wszystkich zainteresowanych do udziału w naszych i wspieranych przez nas wydarzeniach.

- **25 września br.** PGNiG Obrót Detaliczny dostarczy ponad 1000 ton skroplonego gazu ziemnego (LNG) do 27 samochodów ciężarowych, należących do firmy Bisek-Asfalt z Dolnego Śląska. Uroczyste podpisanie umowy na dostawę paliwa dla największej w Polsce floty pojazdów ciężarowych zasilanych LNG i oficjalne uruchomienie stacji tankowania LNG w Kostomotach odbyło się 25.09. br.
- **17 września br.** W Warszawie z inicjatywy Gas Infrastructure Europe (GIE) i we współpracy z GAZ–SYSTEM odbyły się warsztaty poświęcone roli infrastruktury gazu ziemnego w procesie realizacji celów polityki Unii Europejskiej w zakresie klimatu i energii. W warsztatach udział wzięli przedstawiciele około 20 operatorów infrastruktury gazu ziemnego z państw UE.
- **12 września br.** PGNiG SA oraz Startup Hub Poland zaprosiły do Polski trzecią grupę zagranicznych startupów oferujących innowacyjne rozwiązania dla przedsiębiorstw z branży energetycznej. Tym razem do akceleracji w Polsce wybrano 11 startupów z 462 zagranicznych zespołów, które zgłosiły się do trzeciej rundy programu Startup Hub: Poland Prize. Zakwalifikowane startupy przyjechały m.in. z Estonii, Litwy, Austrii, Niemiec, Danii i USA.
- **10 września br.** Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej 10 września 2019 roku – na wniosek rządów Polski, Litwy i Łotwy – uchylił decyzję Komisji Europejskiej z 28 października 2016 roku nr C(2016) 6950 w sprawie monopolizacji dostępu do gazociągu OPAL. Trybunał stwierdził, że „zaskarżona decyzja została wydana z naruszeniem zasady solidarności energetycznej”. Potwierdził argumenty Polski, że KE, wydając decyzję, naruszyła zasady Unii Europejskiej poprzez niezbadanie jej wpływu na bezpieczeństwo energetyczne Polski. – *Od wydania decyzji KE w sprawie OPAL w 2016 roku było oczywiste, że stało się to z pogwałceniem przepisów prawa Unii Europejskiej, w tym III Pakietu Energetycznego. Komisja nie zbadała m.in. wpływu decyzji na rynki gazu Polski, Litwy i Łotwy ani żadne inne państwo z Europy Środkowej. Przepisy energetyczne prawa europejskiego są po to, aby uniemożliwić monopolizowanie dostępu do gazociągów wewnątrz Unii Europejskiej. Jesteśmy bardzo zadowoleni, że Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej jasno potwierdził, iż przepisy UE obowiązują w równym stopniu wszystkich, w tym rosyjski Gazprom. Wyrazy uznania należą się przede wszystkim pracownikom Ministerstwa Spraw Zagranicznych i Ministerstwa Energii, którzy prowadzili tę sprawę – podkreślił Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA.*
- **6 września br.** GAZ–SYSTEM zainaugurował budowę polskiej części interkonektora gazowego Polska–Słowacja. Gazociąg połączy węzeł gazu w Strachocinie (województwo podkarpackie) ze słowacką tłocznią gazu w miejscowości Velké Kapušany. Projekt połączenia gazowego Polska–Słowacja obejmuje rozbudowę wewnętrznej sieci przesyłowej w południowo-wschodniej Polsce, budowę węzła gazowego w Strachocinie oraz stacji pomiarowej w pobliżu granicy polsko-słowackiej. Jest realizowany wspólnie przez polskiego operatora systemu przesyłowego GAZ–SYSTEM oraz słowacki EUSTREAM.
- **30 sierpnia br.** PGNiG Upstream Norway, spółka z Grupy Kapitałowej PGNiG, rozpoczęła wiercenie pierwszego otworu poszukiwawczego w roli operatora na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, na koncesji PL838, na prospekcie Shrek. Jest to pierwszy odwiert poszukiwawczy na tej koncesji. Znajduje się ona w sąsiedztwie złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Skarv, w którym PGNiG posiada 12% udziałów.
- **23 sierpnia br.** PGNiG Obrót Detaliczny do końca 2021 roku do zakładów chemicznych Synthos w Oświęcimiu dostarczy prawie 8200 ton skroplonego gazu ziemnego (LNG). To największy tego typu kontrakt spółki w Polsce, który zakłada równocześnie możliwość zwiększenia wolumenu dostaw o 30 proc. w trakcie współpracy.
- **13 sierpnia br.** Zerowa stawka akcyzowa na sprężony gaz ziemny CNG i skroplony gaz ziemny LNG służący do celów napędowych stała się faktem. To skutek wejścia w życie nowych regulacji podatkowych.
- **9 sierpnia br.** Z Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu PGNiG wyekspediowało już 5000 cystern z ładunkiem skroplonego gazu ziemnego (LNG). Największym odbiorcą LNG są stacje regazyfikacji obsługujące miejscowości, które nie mają dostępu do ogólnopolskiej sieci dystrybucji gazu. Pięciotysięczna cysterna z ładunkiem LNG, która 10 sierpnia wyjechała z terminalu w Świnoujściu, jest 1144 cysterną załadowaną w tym roku. W porównaniu z ubiegłym rokiem liczba autocystern, które opuściły terminal, wzrosła o 24 proc. (stan na 9 sierpnia 2018 i 2019 roku).
- **25 lipca br.** Wojewoda wielkopolski wydał decyzję o ustaleniu lokalizacji dla rozbudowy Tłoczni Gazu Odolanów. Inwestycja ta będzie zlokalizowana w województwie wielkopolskim, powiecie ostrowskim, gminie Odolanów. Uzyskanie przez GAZ–SYSTEM decyzji lokalizacyjnej dla ostatniego takiego obiektu po polskiej stronie w projekcie Baltic Pipe oznacza przejście do etapu uzyskiwania pozwoleń na budowę dla wszystkich trzech tłoczni. Pozostałe decyzje to decyzja lokalizacyjna dla budowy Tłoczni Gazu Gustorzyn (realizowanej w ramach projektu GIPL), wydana przez wojewodę kujawsko-pomorskiego 19 lipca 2019 r.; decyzja lokalizacyjna dla rozbudowy Tłoczni Gazu Goleniów, wydana przez wojewodę zachodniopomorskiego 26 czerwca 2019 r.
- **24 lipca br.** Krzysztof Tchórzewski, minister energii, w imieniu Mateusza Morawieckiego, prezesa Rady Ministrów, wręczył Rafałowi Gawinowi nominację na stanowisko prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Rafał Gawin był dotychczas zastępcą dyrektora Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentek URE.
- **12 lipca br.** Duńska Agencja Ochrony Środowiska (Danish EPA) wydała dwie decyzje środowiskowe związane z lokalizacją gazociągu Baltic Pipe w lądowej części Danii – jedną dla GAZ–SYSTEM S.A., a drugą dla Energinet, duńskiego operatora systemu przesyłowego gazu i energii. Decyzja dla GAZ–SYSTEM obejmuje wykonanie połączenia między gazociągiem podmorskim na dnie Morza Bałtyckiego a siecią przesyłu gazu, za którą odpowiedzialny jest Energinet. Pozwolenie obejmuje również budowę mikrotunelu do linii brzegowej, w którym zostanie umieszczony gazociąg. Dzięki zastosowaniu technologii mikrotunelingu zminimalizowany zostanie wpływ na środowisko naturalne, a gazociąg nie naruszy duńskiej plaży oraz klifu.



Gastech

17 - 19 SEPT 2019  
Exhibition & Conference  
HOUSTON, TEXAS

**Teksas od zawsze kojarzący się z ropą naftową jest obecnie prężnie rozwijającym się centrum eksportu skroplonego gazu ziemnego. Boom łupkowy i gwałtowny wzrost liczby terminali eksportowych LNG szybko zmieniają USA w trzecie co do wielkości eksporterów LNG na świecie, za Katar i Australię.**

Właśnie w Houston w Teksasie odbyły się Targi i Konferencja Gastech. Wydarzenie uznawane jest za najważniejsze na świecie miejsce spotkań przedstawicieli branży gazu ziemnego, LNG i energetyki wyższego i niższego szczebla. To już 31. edycja Targów Gastech. Pierwsze odbyły się w 1972 roku w Londynie. Houston organizuje je już po raz trzeci, ostatnio w 2000 roku, a wcześniej w 1979 roku. W targach udział bierze około 700 wystawców na powierzchni około 55 tys. m<sup>2</sup> oraz prawie 35 tys. gości z całego świata.

Wystawa obejmowała siedem dedykowanych stref tematycznych, w tym bunkrowanie i infrastrukturę LNG, automatyzację i cyfryzację, bezpieczeństwo, łańcuch procesów przetwarzania gazu i LNG, transport gazu, inżynierię morską oraz moc i energię.

Podczas konferencji przedstawiono ponad 180 prezentacji, w dyskusjach brało udział ponad 400 prelegentów. Część dyskusyjna obejmowała konferencję plenarną, konferencję strategiczną i techniczną, szczyt liderów VIP oraz pięć programów spotlight: forum rozwoju rynku LNG w Azji, różnorodność i integracja w biznesie energetycznym, moc i energia, gaz dla transportu, Young Gastech – wymiana talentów energetycznych.

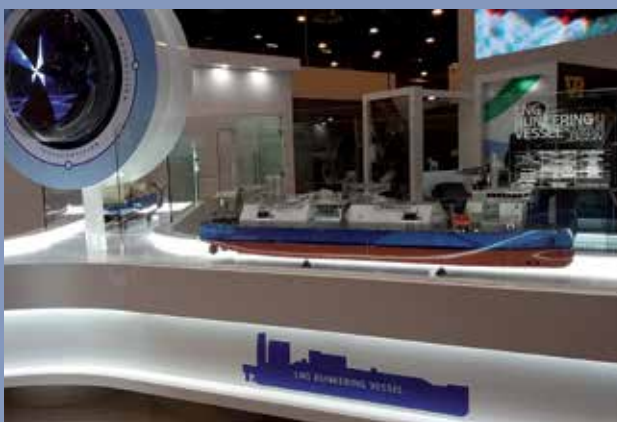
Christopher Hudson, prezes DMG Events Global Energy, organizator wydarzenia, powiedział: Gastech stanowi płaszczyznę do dyskusji i debaty na temat tego, w jaki sposób wykorzystywać gaz jako przyszłe źródło energii”.

Podczas konferencji omawiano przede wszystkim przyszłość sektora energetycznego, jak będzie wyglądał za 30–40 lat. Dla liderów

branży istotne jest przewidywanie i planowanie przyszłości globalnego rynku energii. Dlatego Gastech jest platformą do osiągnięcia konsensusu, wymiany wiedzy i wizji, podniesienia rangi gazu i dostarczenia rozwiązań dla głównych wyzwań branży.

Izba Gospodarcza Gazownictwa we współpracy z Ambasadą USA zorganizowała wyjazd techniczny na Targi Gastech do Houston. Licząca 23 osoby grupa przedstawicieli IGG wzięła udział w targach, gościła też w siedzibach dwóch firm: Emerson i Honeywell. Podczas targów przedstawiciele spółek odbyli wiele biznesowych spotkań, które w przyszłości pozwolą rozwijać współpracę z firmami z całego świata. Przedstawiciele Ambasady USA zainteresowanym uczestnikom zorganizowali spotkania z kontrahentami amerykańskimi.

Plan wyjazdu obejmował również wizytę na terminalu LNG w Port Arthur. Zaproszenie do zwiedzenia obiektu IGG otrzymała od



Departamentu Handlu USA, Sempra LNG, Port of Port Arthur i innych liderów branży LNG w USA. Jednak z uwagi na przechodzący nad Houston cyklon tropikalny (w Teksasie czwarty pod względem wielkości, a siódmy w historii Stanów Zjednoczonych) i ogłoszony przez gubernatora Teksasu stan wyjątkowy wizyta w terminalu ze względów bezpieczeństwa została odwołana.

Następna konferencja Gastech odbędzie się 8–10 września 2020 roku w Singapurze.

Agnieszka Luty



# Przyłączenie do sieci przesyłowej gazu ziemnego

Aleksander Zawisza, Marek Elert, Krzysztof Frajs, Szymon Grunwald

Pytanie o możliwość przyłączenia się do gazowej sieci przesyłowej to w zasadzie pytanie, w jaki sposób pozyskiwać energię. Jakie możliwości stoją przed przedsiębiorstwem, kiedy nadszedł czas, aby modernizować źródła energii, sprostać wyzwaniom ekologicznym i społecznym epoki, w której żyjemy lub gdy po prostu dochodzimy do wniosku, iż energia elektryczna (i/lub ciepło), którą kupujemy, jest zbyt droga i chcemy produkować ją samodzielnie? Podmioty, które chcą oprzeć wytwarzanie energii na gazie ziemnym, mają wybór w zależności od zapotrzebowania na moc – podłączenie się do sieci dystrybucyjnej wybranych operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) bądź bezpośrednio do sieci przesyłowej GAZ–SYSTEM. Jakie są zatem możliwości bezpośredniego przyłączenia się do systemu przesyłowego?

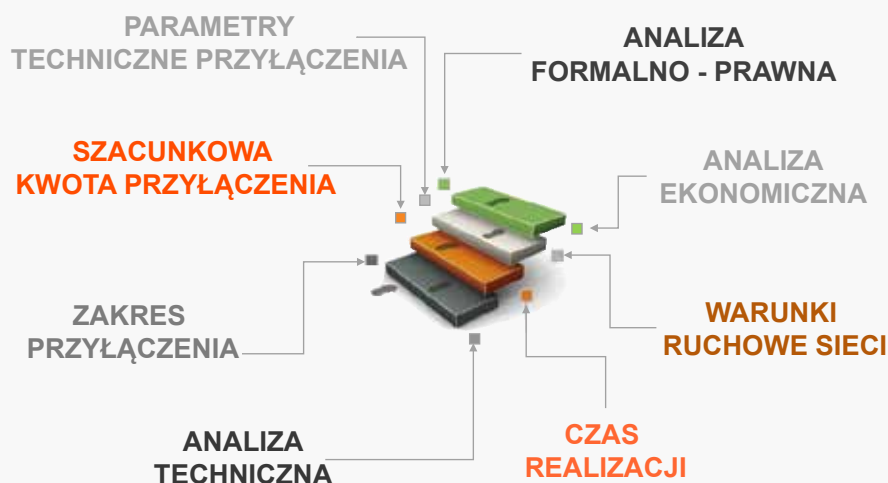
**D**ecyzja co robić jest ważna i strategiczna, rodzi wieloletnie implikacje i zobowiązania, wymaga wielu analiz i porównań, a także dobrej znajomości prawa i regulacji europejskich. Ważne są także obowiązujące przy nowych regulacjach tendencje dotyczące wymagań technologicznych i środowiskowych, możliwości otrzymywania dotacji, uczestnictwa w rynku mocy itp. Istotna jest również kwestia zdrowotna – społeczeństwo chce czystego powietrza. Decyzja coraz częściej staje się palącą z uwagi na rosnące ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Te poszły w górę (z około 5 EUR/t w 2017 roku do 28–30 EUR/t w sierpniu 2019 roku) i dalej rosną. Czas związany z odwlekaniami decyzji minął, jesteśmy w okresie, w którym należy podjąć działania.

Z tym wyzwaniem najczęściej mierzą się właściciele i zarządzający przedsiębiorstwami energetyki ciepłej (PEC) i elektrowni oraz zarządy dużych zakładów przemysłowych różnych branż. Pytanie, z czego wytwarzać energię zostało już zadane, oszczędności z tego wynikające przykuwają uwagę również samorządowców, którzy zastanawiają się, jaki model finansowy i prawny będzie dla nich najbardziej korzystny.

Dostępne źródła energii można podzielić na odnawialne i nieodnawialne. Po stronie nieodnawialnych mamy paliwa kopalne: pochodne ropy naftowej, gaz ziemny, węgiel kamienny i brunatny oraz olej opałowy. Kluczowe źródła odnawialne (OZE) to słońce, wiatr i woda. W pewnym uproszczeniu, źródła nieodnawialne

Rys. 1. Zakres koniecznych do uwzględnienia czynników mających wpływ na decyzję o warunkach przyłączenia

## PROCES PRZYŁĄCZENIOWY – OPINIOWANIE WNIOSKU





są sterowalne i dyspozycyjne – mamy możliwość zdecydowania, ile energii w danym momencie produkujemy. Ich pochodzenie determinuje również to, że są coraz bardziej cenzone, ponieważ są obciążone różnego rodzaju zanieczyszczeniami. Źródła odnawialne to z kolei dużo więcej wyzwań, bo to natura za nas decyduje, kiedy będzie wiatr lub świeciło słońce. Ich zaletą jest jednak to, że nie emitują substancji szkodliwych.

Gaz ziemny w trakcie procesu spalania emituje jedne z najmniejszych emisji. To niewielkie ilości tlenków azotu i siarki, minimalne pyłów, a emisja tlenków węgla jest – na tle nawet najbardziej zaawansowanych rozwiązań spalania węgla – stosunkowo niewielka. Ponadto, operowanie źródłem gazowym wymaga niewielkiej obsady kadrowej, bo proces jest w dużej mierze zautomatyzowany. Gaz ziemny i OZE mogą ze sobą bardzo dobrze współpracować jako źródła energii – kiedy natura nie dostarcza nam paliwa, gaz ziemny może nadal realizować produkcję – w cyklu wielokrotnych włączeń i wyłączeń. Uruchamianie źródła gazowego trwa stosunkowo krótko, w czasie liczącym w minutach i może być wielokrotnie powtarzane.

Podmioty, które chcą oprzeć wytwarzanie energii na gazie ziemnym mają wybór uzależniony od swojego zapotrzebowania na moc – podłączenie się do sieci dystrybucyjnej wybranych operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) bądź bezpośrednio do sieci przesyłowej GAZ–SYSTEM.

Jakie są zatem możliwości bezpośredniego przyłączenia się do systemu przesyłowego? GAZ–SYSTEM jest operatorem systemu przesyłowego (OSP) i tak jak większość operatorów przesyłowych w Europie działa na terenie całego kraju. Realizując zarządzanie przesyłem gazu na gazociągach wysokiego i średniego ciśnienia jest operatorem polskich „autostrad” gazowych.

Obowiązujące regulacje dzielą potencjalnych klientów na kilka segmentów. W pierwszym znajdują się bardzo duzi odbiorcy, którzy deklarują średni pobór gazu w wysokości minimum 45 tys. m<sup>3</sup>/h. To zapotrzebowanie do wytwarzania energii na poziomie o mocy 200–250 MWel lub 200–250 MWth. W tej grupie najczęściej znajdują się elektrociepłownie, elektrownie, huty, a także inne duże zakłady przemysłowe. Budowane przyłącza są z definicji (na mocy wewnętrznych regulacji, czyli „Instrukcji ru-

chu i eksploatacji sieci przesyłowej” tzw. IRIESP), lokowane na sieci OSP, tj. na istniejących już rurociągach. Jest jednak możliwość skorzystania z punktu 5.1.5 IRIESP i wnioskowania o wykonanie przyłącza do granicy działki będącej w posiadaniu klienta. To bardziej czasochłonny sposób, lecz uwalnia klienta od kwestii dotyczących budowy infrastruktury gazociągowej.

Drugim segmentem, który może skorzystać z dobrodziejstw podłączenia bezpośrednio do sieci przesyłowej, są operatorzy stacji CNG (*compressed natural gas*). Ustawodawca, chcąc promować niskoemisyjną mobilność, dostarczył taką opcję podmiotom rozwijającym rynek CNG w Polsce. Było to otwarcie m.in. w kierunku miast i samorządów, które często są właścicielami miejskich spółek komunikacyjnych i elektrociepłowni. Warto w tym kontekście rozważyć budowę miejskiej stacji CNG i podłączenia lokalnego PEC do gazu, skoro wiele spółek autobusowych i elektrociepłowni ma jednego właściciela, tj. miasto.

Możliwość podłączenia bezpośrednio do sieci przesyłowej oferowana jest także podmiotom z tzw. grupy C, czyli przedsiębiorstwom świadczącym usługi:

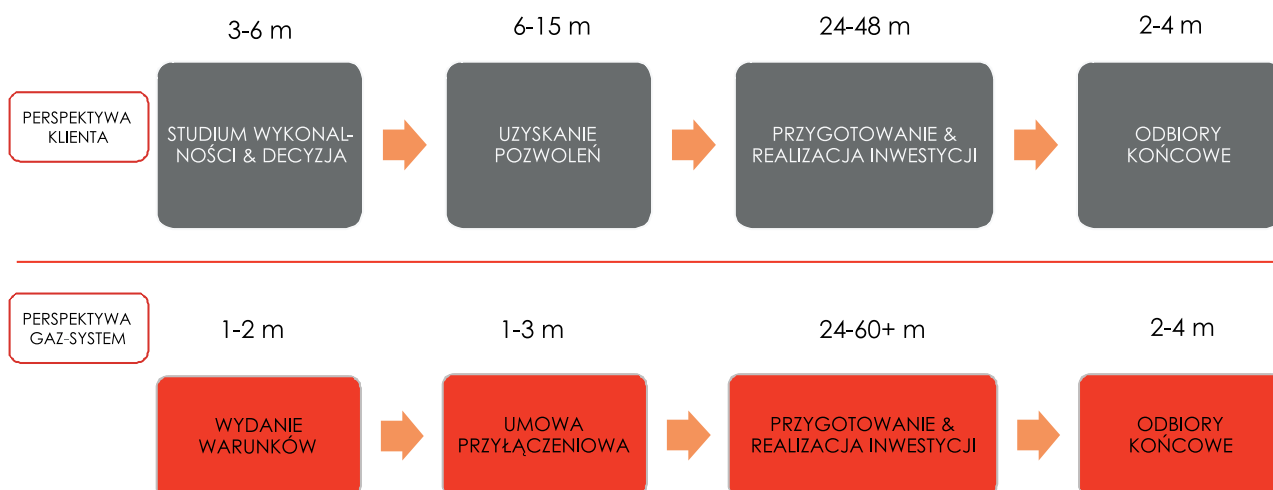
- dystrybucji paliw gazowych,
- regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (terminale LNG),
- wydobycia gazu z kopalń (chodzi o przyłączenie źródeł),
- magazynowania gazu ziemnego.

Powyższych rodzajów działalności nie obejmuje wymóg poboru gazu w wysokości minimalnej 45 tys. m<sup>3</sup>/h. Dlatego niektóre przedsiębiorstwa – chcąc skorzystać z nieco niższej taryfy lub działając w znacznej odległości od systemu dystrybucyjnego – samodzielnie decydują się na powołanie OSD. Obecnie – według danych Urzędu Regulacji Energetyki – w Polsce jest ponad 30 przedsiębiorstw, które mają taką koncesję (są OSD, ale dla części z nich dystrybucja gazu nie jest podstawową działalnością). Dzięki temu ich ogólny rachunek za gaz jest niższy, ale – z drugiej strony – mają inne zobowiązania wynikające z działalności koncesyjnej takiego operatora. Wariant ten, w zależności od takich czynników jak odległość i ilość odbieranego paliwa gazowego, może być interesującą alternatywą biznesową i ekonomiczną.

Przyłączenie do sieci przesyłowej gazu ziemnego nie musi być trudne, ale wymaga koordynacji i współpracy wielu stron. Ze

Rys. 2. Proces przyłączeniowy – uproszczony schemat czasu realizacji inwestycji przyłączenia z perspektywy klienta i OGP GAZ–SYSTEM S.A.

## PROCES PRZYŁĄCZENIOWY A PROCES INWESTYCYJNY KLIENTA



względu na długi średni czas przyłączenia (około 3–5 lat) wraz z podjętą decyzją inwestycyjną warto podjąć kolejne kroki, aby czas działań na naszą korzyść. Należy zwrócić uwagę na to, że proces inwestycyjny związany z realizacją przyłącza gazowego może być równie pracochłonny jak inwestycji, dla której jest on realizowany. Budowa gazociągu przyłączeniowego to co najmniej sześć oddzielnych etapów:

- wydanie warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia jest poprzedzone stosowną analizą i trwa względnie krótko – 1–2 miesiące,
- negocjacje umowy – raz wydane warunki ważne są 2 lata lub do zmiany warunków w sieci przesyłowej. Negocjując, klienci często zmieniają warunki umowy, odwlekając podjęcie strategicznej decyzji. Z praktyki wiadomo, że ten etap trwa średnio około 12 miesięcy,
- po podpisaniu umowy uruchamiany jest proces inwestycyjny i przetargowo-zakupowy. Inwestycyjny dotyczy najczęściej zakupu działek, przez które ma przebiegać trasa gazociągu (wraz z etapem negocjacji z właścicielami). Przetargowy i zakupowy – zakupu usług projektowych i budowlanych. Etap ten trwa zwykle 2–4 miesiące. Warto tu przywołać wspomniany już punkt 5.1.5 IRiESP oraz właśnie znowelizowaną tzw. specustawę terminalową. GAZ-SYSTEM wydaje warunki przyłączenia przy istniejącej sieci, co oznacza konieczność budowy gazo-

ciągu przez klienta do swojego obiektu. Ten jednak może za-

- wynioskować (punkt 5.1.5) o doprowadzenie gazociągu wprost na granicę swojej działki. GAZ-SYSTEM mógł korzystać z tzw. specustawy terminalowej i wybudować gazociąg szybciej. Obecnie – w świetle nowelizacji – takie prawo będzie przysługiwać także dużym wytwórcom energii elektrycznej lub ciepła, którzy zdecydują o budowie gazowej jednostki wytwórczej,

- d) równocześnie toczą się postępowania dotyczące uzyskiwania zgód administracyjnych i pozwoleń środowiskowych. Często wymaga to prowadzenia badań i obserwacji środowiskowych przez cały rok (w całym cyklu wegetacyjnym, tj. od wczesniej wiosny do późnej jesieni),
- e) po uzyskaniu zgód i pozwoleń administracyjnych oraz odpowiednich tytułów do gruntów, uruchamiane są prace bu-

dowlane. Wykonywane roboty, prowadzone przez różne typy ukształtowania terenu, wymagają często przechodzenia w pobliżu albo przez naturalne lub sztuczne przeszkody. Budowa trwa zazwyczaj 18–24 miesiące,

- f) ukończoną budowę trzeba oficjalnie odebrać – uzyskać pozwolenie na użytkowanie. Ten etap trwa zazwyczaj 2–4 miesiące.

Podsumowując, w zależności od wielu wymienionych kwestii cały proces inwestycyjny związany z przyłączeniem (liczony od momentu podpisania umowy przez klienta) trwa od 3 do 5 lat.

Od czego zacząć?

Podstawowymi czynnikami są zawsze całkowity koszt wytworzenia energii przyjęty dla danego rozwiązania, czas jego realizacji oraz utracone korzyści. Niezależnie od tego, na którym etapie procesu inwestycyjnego się znajdujemy, warto mieć wiedzę na temat wszystkich dostępnych opcji. W przypadku wyboru gazu ziemnego jako paliwa gazociąg jest bardzo ważnym elementem całej inwestycji.

GAZ-SYSTEM, jako instytucja powołana do rozwoju rynku gazu w Polsce, zachęca zainteresowanych do kontaktu ze swoimi przedstawicielami w oddziałach regionalnych i w centrali w Warszawie. Proces związany z budową nowego przyłącza to praca wspólna, dlatego GAZ-SYSTEM zachęca do kontaktu osobistego lub telefonicznego.

Wygodną formą kontaktu jest również złożenie wniosku o informację na temat warunków przyłączenia bądź złożenie wniosku o warunki przyłączenia. Potrzebne formularze dostępne są na stronie [www.gaz-system.pl](http://www.gaz-system.pl) w zakładce Strefa Klienta. Są tam również numery kontaktowe do osób zajmujących się przyłączeniami. Na każdy złożony wniosek (czy to o informację czy o warunki przyłączenia) GAZ-SYSTEM jest zobowiązany odpowiedzieć. Złożenie tych wniosków nie wiąże się dla składającego z jakimkolwiek zobowiązaniem.

Reasumując – wybór gazu ziemnego jako paliwa, z którego produkuje się energię, oznacza

również jego transport. Transport wiąże się z budową przyłącza gazowego, czyli z budową rurociągu oraz stacji redukcyjno-pomiarowej. Ich budowa związana jest z różnymi wyzwaniem, którym trzeba sprostać, co wymaga czasu liczonego w latach. Najlepiej mieć zawsze pełen obraz sytuacji i wiedzę o różnych możliwościach – dlatego wniosek o informację o warunkach przyłączenia bądź o przyłączenie dobrze jest złożyć z odpowiednim wyprzedzeniem.

**Aleksander Zawisza**, zastępca dyrektora Pionu Rozwoju Rynku Gazu, GAZ-SYSTEM  
**Marek Elert**, Dział Umów Przyłączeniowych, GAZ-SYSTEM  
**Krzysztof Frajs**, Dział Umów Przyłączeniowych, GAZ-SYSTEM  
**Szymon Grunwald**, Pion Rozwoju Rynku Gazu, GAZ-SYSTEM



# Rozwój systemu dystrybucyjnego poprzez przyłączanie nowych odbiorców

Anna Olek, Michał Bień

W ostatnim okresie przed PSG stało się ogromne wyzwanie związane z niespotykaną do tej pory liczbą wpływających wniosków o przyłączenie do sieci gazowej. W latach 2013–2015 wydano niecałe 340 tys. sztuk warunków przyłączenia do sieci, a w latach 2016–2018 prawie 457 tys., co stanowi przyrost o około 35%. Liczba realizowanych przyłączy gazowych w analogicznych okresach wzrosła prawie o 80% – ze 134 tys. do 240 tys. sztuk.

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. (PSG), należąca do Grupy Kapitałowej PGNiG, jest największym operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego zarówno w Polsce, jak i w Europie. Obecnie zarządza prawie 190 tys. km gazociągów wysokiego, podwyższonego średniego, średniego i niskiego ciśnienia, którymi dystrybuowane jest rocznie ponad 11,6 mld m<sup>3</sup> gazu do gospodarstw domowych i przedsiębiorstw. Oprócz klasycznej dystrybucji ogólnokrajową siecią gazową PSG dostarcza również gaz ziemny w ramach gazyfikacji wyspowej, z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG, w tym także mikroinstalacji o pojemności wodnej zbiornika poniżej 10 m<sup>3</sup>.

W ramach realizowanego „Programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski” zaproponowano wykonanie wielu inwestycji związanych zarówno z budową sieci wysokiego, jak i średniego ciśnienia, których realizacja w najbliższych czterech latach powinna skutkować uruchomieniem usługi dystrybucyjnej w 300 nowych gminach w Polsce, a w konsekwencji osiągnięciem stopnia gazyfikacji Polski na poziomie 71,91%, co stanowi wzrost o ponad 12 punktów procentowych. W ramach programu wybudowanych zostanie prawie 5000 kilometrów sieci gazowej oraz zrealizowanych ponad 32 000 przyłączy za ponad 7,5 mld zł, powstanie też co najmniej 77 nowych stacji regazyfikacji LNG. W odniesieniu do liczby ludności kraju nastąpi wzrost – zamiast obecnych 84 aż 90% obywateli będzie mieszkać na terenie gmin, w których będzie świadczona usługa dystrybucyjna. Nie mniej ważną częścią „Programu przyspieszenia inwestycji” w latach 2018–2022 jest zwrócenie uwagi na najistotniejsze bariery – nie tylko uniemożliwiające realizację programu, ale także istotnie blokujące bieżącą realizację zadań inwestycyjnych PSG. W programie przedstawiono propozycje konkretnych rozwiązań prawnych, łącznie z treścią proponowanych zapisów w wybranych aktach prawnych, których wprowadzenie znacząco wesprze niwelowanie ograniczeń w gazyfikacji Polski, a tym samym umożliwi osiągnięcie europejskiego stanu gazyfikacji gmin kraju na poziomie około 70%.

Już dziś w wyniku aktywnych działań związanych z likwidacją ograniczeń systemowych udało się doprowadzić do nowelizacji tzw. specustawy terminalowej poprzez dopisanie PSG jako podmiotu mogącego korzystać z jej zapisów. Udało się przekonać ustawodawcę, że tylko skorelowana rozbudowa systemu przesyłowego

i kluczowych odcinków systemu dystrybucyjnego pozwoli na przeprowadzenie dużych ilości gazu na terenie całej Polski, a nawet przesyłanie do krajów sąsiednich. Na tym etapie do katalogu inwestycji towarzyszących dopisano 9 kluczowych dla PSG gazociągów o łącznej długości 614 km, uzupełniających gazowy system przesyłowo-dystrybucyjny, a także dwa zadania inwestycyjne, polegające na budowie przyłączy do Elektrociepłowni Siekierki i Ciepłowni Kawęczyn. Znacząco uproszczono proces inwestycyjny i budowlany dzięki między innymi:

- wprowadzeniu zwolnień z obowiązku uzyskiwania decyzji o pozwoleniu na budowę w przypadku budowy sieci gazowych o ciśnieniu roboczym nie wyższym niż 0,5 MPa;
- wprowadzeniu rygoru natychmiastowej wykonalności dla decyzji o udostępnianiu nieruchomości w celu wykonania konserwacji, remontu lub usunięcia awarii;
- umożliwieniu nabycia przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w sektorze m.in. paliw gazowych nieruchomości rolnej na cele związane z budową, modernizacją lub rozbudową mienia;
- wyłączeniu prawa pierwokupu wobec KOWR w odniesieniu do nieruchomości rolnej, gdy nabywcą jest przedsiębiorstwo prowadzące działalność w sektorze m.in. paliw gazowych, a nabycie nieruchomości rolnej następuje na cele związane z budową, modernizacją lub rozbudową mienia.

W wielu przypadkach znaczne skrócenie procesu sporządzania dokumentacji projektowej będzie możliwe dzięki zmianom w rozporządzeniu dotyczącym warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać drogi publiczne i ich usytuowanie. Regulacja ta eliminuje obecny w dotychczasowej rzeczywistości prawnej problem lokalizacji infrastruktury gazowej w pasach drogowych.

Realizując inwestycje związane z „Programem przyspieszenia inwestycji” poza stroną podażową staramy się ułatwiać potencjalnym klientom proces przyłączania się do sieci gazowej. Przyłączenie obiektu do sieci gazowej odbywa się na wniosek klienta, złożony w przedsiębiorstwie gazowniczym. Zasady przyłączania regulują ustawa „Prawo energetyczne” oraz akty wykonawcze, z których podstawowym jest rozporządzenie ministra gospodarki z 2 lipca 2010 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (t.j. Dz.U. z 2018 roku, poz. 1158 z p.zm.).

Pierwszym krokiem jest złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej. Jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania paliwa gazowego, PSG wydaje warunki przyłączenia do sieci gazowej w terminie nie dłuższym niż 21 dni dla klientów w gospodarstwach domowych. Jednocześnie warto zaznaczyć, iż średni czas wydania warunków dla tych klientów wynosi około dziesięciu dni. Warunki przyłączenia do sieci gazowej informują między innymi o miejscu przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci oraz ich parametrach technicznych, minimalnym i maksymalnym ciśnieniu dostarczania i odbioru paliwa gazowego, wymaganiach dotyczących układu pomiarowego oraz miejscu jego zainstalowania, mocy przyłączeniowej, miejscu rozgraniczenia własności systemu dystrybucyjnego Polskiej Spółki Gazownictwa i instalacji, urządzeń lub sieci podmiotu przyłączanego.

Do wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej dla klienta niezbędne jest posiadanie tytułu prawnego do nieruchomości. Jeżeli klient nie posiada tytułu prawnego do obiektu, do którego będą przyłączane urządzenia, wydawana jest informacja o możliwości przyłączenia. Koszty, jakie ponosi klient to opłata za przyłączenie do sieci gazowej oraz koszty wykonania instalacji wewnętrznej. Opłata za przyłączenie do sieci dla odbiorców grupy przyłączeniowej B podgrupy pierwszej to opłata ryczałtowa w wysokości 1915,70 zł + VAT za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej przyłączem o długości nie większej niż 15 m. W przypadku przyłącza powyżej 15 m stawka opłaty wyliczana jest za każdy kolejny metr zgodnie z obowiązującą taryfą, która jest dokumentem zatwierdzonym przez prezesa URE.

Na podstawie wniosku o określenie warunków przyłączenia Polska Spółka Gazownictwa przygotowuje projekt umowy o przyłączenie do sieci gazowej, o ile istnieją prawne, techniczne i ekonomiczne warunki dostarczania paliwa gazowego. Umowa o przyłączenie stanowi dla Polskiej Spółki Gazownictwa oraz dla przyłączanego podmiotu podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych oraz ich finansowania przez strony na warunkach w niej określonych.

Umowa o przyłączenie do sieci gazowej określa między innymi prawa i obowiązki stron, w tym termin zawarcia umowy, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy o przyłączenie, termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci dystrybucyjnej i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania techniczne dotyczące lokalizacji układu pomiarowego i jego parametrów, warunki udostępnienia nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia. Projekt umowy o przyłączenie do sieci gazowej klient może odebrać osobiście lub korespondencyjnie we właściwych jednostkach Polskiej Spółki Gazownictwa lub w jednostce u wybranego sprzedawcy paliwa gazowego. Z dniem zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej rozpoczyna się proces realizacji umowy o przyłączenie oraz zostaje zarezerwowana przepustowość w obszarze dystrybucyjnym, w ilości zgodnej z parametrami określonymi w warunkach.

Po wypełnieniu przez Polską Spółkę Gazownictwa i klienta obowiązków wynikających z zapisów umowy o przyłączenie do sieci gazowej klient otrzymuje powiadomienie o zakończeniu realizacji i gotowości Polskiej Spółki Gazownictwa do dostarczania paliwa gazowego wraz z fakturą za opłatę za przyłączenie oraz wzorem zgłoszenia gotowości instalacji gazowej do napełnienia paliwem gazowym. Po otrzymaniu powiadomienia o zakończeniu realizacji i gotowości Polskiej Spółki

Gazownictwa do uruchomienia dostarczania paliwa gazowego klient zgłasza się do wybranego przez siebie sprzedawcy, z którym zawarł umowę kompleksową, informując go o zamiarze rozpoczęcia korzystania z paliwa gazowego.

Nieco bardziej skomplikowane jest przyłączenie do sieci dystrybucyjnej dużych podmiotów, zwłaszcza tych, dla których niezbędne jest uzyskanie zwiększenia przepustowości na istniejących punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego lub w niektórych sytuacjach nawet utworzenie takiego punktu. Obecnie PSG posiada ponad 800 punktów wejścia do sieci dystrybucyjnej z sieci przesyłowej OSP. Zwiększenie poziomu usługi dystrybucyjnej, a tym samym ilości paliwa gazowego odbieranych z sieci przesyłowej, wymaga rozbudowy poszczególnych stacji stanowiących granicę między sieciami PSG i OSP bądź budowy nowych punktów wyjścia w ramach procedury przyłączeniowej. Obecnie proces ten, jeżeli nie zachodzą dodatkowe utrudnienia, trwa około 36 miesięcy, co w wielu wypadkach jest nieakceptowalne dla potencjalnych odbiorców. Do obowiązków PSG, wynikających z zawartej umowy, poza wniesieniem opłaty za przyłączenie w wysokości pełnych kosztów poniesionych przez OSP należy realizacja obowiązków określonych w warunkach przyłączenia, tj. np. budowa stacji redukcyjnej, budowa sieci gazowej dystrybucyjnej dla realizacji celu przyłączenia, budowa gazociągu wysokiego ciśnienia łączącego stację pomiarową OSP i redukcyjną PSG oraz współpraca z OSP w celu uzgodnienia miejsca fizycznego połączenia sieci gazowych. Biorąc pod uwagę tak długi okres niezbędny do uruchomienia zwiększonych dostaw gazu z systemu przesyłowego, PSG stara się aktywnie likwidować te ograniczenia. Dzieje się tak między innymi poprzez budowę sieci dystrybucyjnych wysokiego ciśnienia o znaczeniu ponadregionalnym, przy wykorzystaniu których możliwe jest przesyłanie dużych ilości gazu pomiędzy strefami dystrybucyjnymi, a coraz częściej także budowę stacji regazyfikacji LNG wspomagających system dystrybucyjny.

Podsumowując uwarunkowania związane z zapewnieniem dostaw gazu ziemnego do odbiorców końcowych w polskich realiach, należy podkreślić znaczenie dystrybucyjnych gazociągów wysokiego ciśnienia. Ich rozbudowa musi być realizowana w ścisłej współpracy z operatorem systemu przesyłowego. Dodatkowo, ujednoczenie regulacji prawnych dotyczących procesu inwestycyjnego pozwoli na efektywny i zrównoważony rozwój systemu gazowniczego w Polsce. Wdrażane zmiany legislacyjne, wpływające na uproszczenie działań w procesie inwestycyjnym związanym z budową gazociągów rozdzielczych – głównie średniego ciśnienia – pozwolą znacznie przyspieszyć gazyfikację nowych gmin. Możliwość korzystania z paliwa gazowego dla obszarów znacznie oddalonych od sieci gazowych zapewnia technologia regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Zregazyfikowany gaz na stacji LNG pozwala zasilać sieć rozdzielczą na terenie całych miejscowości. Zróżnicowane parametry urządzeń wykorzystywanych w procesie regazyfikacji pozwalają odpowiedzieć na potrzeby klientów. Dostęp do sieci rozdzielczej stwarza podstawę do korzystania z gazu ziemnego przez odbiorców końcowych, po wcześniejszej realizacji przyłączenia do sieci gazowej. Pomimo znacznego wzrostu liczby nowych przyłączy, dużą uwagę przywiązuje się do skrócenia okresu od zawarcia umowy do uruchomienia dostaw gazu. W tym zakresie poza usprawnieniem procesów w spółce duże znaczenie ma likwidacja barier legislacyjnych.

**Anna Olek, Departament Rozwoju PSG,  
Michał Bień, Departament Usług Dystrybucyjnych i Obsługi Klienta PSG**

# Wykorzystanie gazu ziemnego w ciepłownictwie – dlaczego tak jest jak jest?

**Bogusław Regulski**

Ciepłownictwo systemowe w Polsce węglem stoi. To efekt kultywowanej praktycznie bez zmian od wielu lat krajowej polityki energetycznej. Patrząc jednak z perspektywy obecnych trendów w dziedzinie ekologii, kreowanych na poziomie europejskim i krajowym, sytuacja w zakresie wykorzystania w sektorze zaopatrzenia w ciepło nośników energii innych niż węgiel już niedługo zmieni się diametralnie.

## Na czym stoimy?

Polskie ciepłownictwo systemowe to bardzo ważny element sektora energetycznego. Odpowiedzialne jest między innymi za dostarczenie ciepła na potrzeby bytowe dla ponad 40% gospodarstw domowych. Wskazują na to zapewne już nieaktualne, ale nadal oficjalne dane z Narodowego Spisu Powszechnego Mieszkań z 2011 roku.

Wielkość tzw. rynku ciepła w Polsce oszacowana została kilkakrotnie w różnych opracowaniach branżowych. Pozwoliłem sobie na przytoczenie informacji pochodzących z opracowania pt. „Analiza krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa”, wykonanego w 2017 roku przez Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej.

Tabela 1.

Potencjał konsumpcji ciepła w różnych obszarach	PJ	TWh
Gospodarstwa domowe nieprzyłączone do sieci ciepłowniczej	401	111
Rolnictwo	55	15
Ciepło z sieci ciepłowniczych	256	71
Przemysł	240	67
Usługi	21	6
Razem	973	270

Jak widać w przedstawionym zestawieniu, ciepło jest obszarem energetycznym większym niż rynek energii elektrycznej. Pozycja ciepła w gospodarce energetycznej kraju w istotny sposób wpływa na wszelkie mechanizmy związane z kształtowaniem polityki w tym obszarze.

Tak się złożyło, że problem ciepłownictwa dotychczas nie był wyraźnie uwypuklony w działaniach na poziomie strategicznym. Dopiero mechanizmy polityki klimatycznej Unii Europejskiej i nasz własny problem zanieczyszczenia powietrza doprowadziły do wzrostu zainteresowania i zaangażowania ze wszystkich stron sektorem ciepłowniczym.

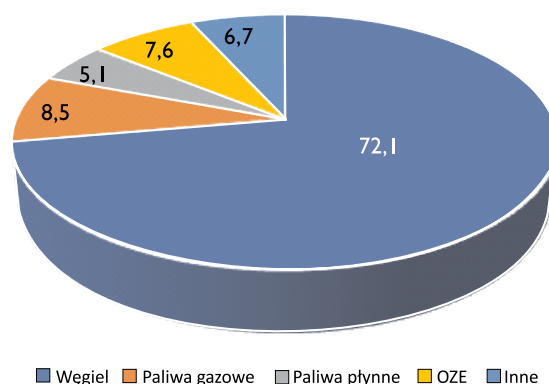
Kluczem do zmiany sytuacji na rynku ciepła jest pozycja ciepłownictwa systemowego i jego możliwości korzystnego oddziaływania na środowisko naturalne, gospodarkę energetyczną, rynek energii elektrycznej i bezpieczeństwo społeczne. Potencjał ciepłownictwa systemowego obiektywnie można ocenić na bazie informacji pochodzą-

cych z corocznych opracowań prezesa Urzędu Regulacji Energetyki pt. „Energetyka ciepła w liczbach”.

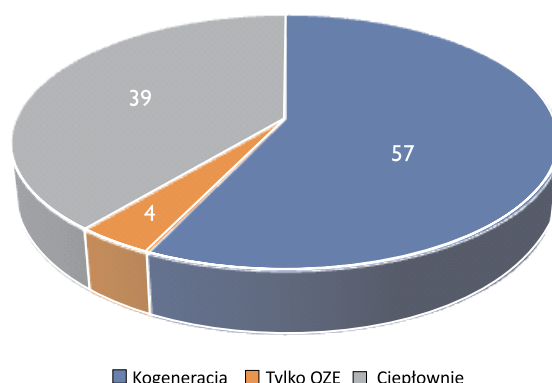
Dane zawarte w tym opracowaniu pochodzą od podmiotów posiadających koncesję na działalność ciepłowniczą<sup>1</sup>, których zakres oddziaływania na rynek ciepła pokrywa się praktycznie z wielkością określoną w tabeli 1 jako ciepło z sieci ciepłowniczej.

Poniżej zamieszczone rysunki obrazują stan sektora regulowanego z punktu widzenia struktury paliwowej i jakości stosowanych technologii.

Rysunek 1. Struktura paliw stosowanych w procesie wytwarzania ciepła<sup>2</sup> (w proc.)



Rysunek 2. Struktura sposobu produkcji ciepła<sup>2</sup> (w proc.)



Na podstawie zamieszczonych rysunków można wyciągnąć dwa zasadnicze wnioski.

1. Energia pochodząca z paliw gazowych stanowi zaledwie 9% ogólnego wolumenu ciepła wytwarzanego w źródłach ciepła objętych koncesjonowaniem – to niezbyt dobrze.
2. Większość ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczych wytwarzana jest w kogeneracji – jest dobrze, choć trzeba wyraźnie podkreślić, że ponad 80% ciepła wytwarzanego w kogeneracji nadal pochodzi ze spalania węgla – nie jest dobrze.

### Dotychczasowe uwarunkowania systemowe relacji ciepłownictwa i gazownictwa w zakresie współpracy w rozwoju kogeneracji gazowej w ciepłownictwie

Historia i dane pokazują, że relacje pomiędzy ciepłownictwem i gazownictwem dotychczas były raczej symboliczne. Jak widać na rysunku 1, paliwa gazowe niewiele znaczą w portfelach energetycznych ciepłownictwa systemowego. Trochę lepiej jest w przypadku produkcji ciepła w skali „indywidualnej”, ale bez większych rewelacji. Szacuje się, że udział gazu w indywidualnym wytwarzaniu ciepła w gospodarstwach domowych wynosi około 20% (subiektywna aproksymacja danych z Narodowego Spisu Powszechnego mieszkańców 2011).

Ale wróćmy do ciepłownictwa systemowego. Gaz ziemny już od dawna mógł być motorem transformacji sektora ciepłowniczego. Kiedyś wskazując w działaniach strategicznych Polski np. na konieczność podwojenia produkcji energii elektrycznej w kogeneracji, można było liczyć na powszechne zainteresowanie tym paliwem i technologią kogeneracyjną w środowisku ciepłowniczym. Tak się jednak nie stało.

Prawdą jest, że w ostatnim czasie (nomen omen ponad 10 lat temu) powstało kilka dużych projektów kogeneracyjnych opartych na gazie ziemnym w sektorze tzw. dużej energetyki: w Zielonej Górze, Gorzowie Wielkopolskim czy Lublinie, i kilka małych instalacji kogeneracyjnych w przedsiębiorstwach ciepłowniczych (Opole, Tarnów, Ostrów Wielkopolski). Jednak te zdarzenia trudno nazwać działaniem systemowym.

To, co w mojej ocenie wpłynęło na niewielki poziom zainteresowania ciepłownictwa paliwami gazowymi wynika z kilku przesłanek:

- historycznego przywiązania do węgla jako dobra narodowego;
- strachu przed „zakręceniem kurka”, co dla odpowiedzialnego ciepłownika było nie do przyjęcia;
- niekorzystnej dla gazu relacji kosztów energii w paliwie, a co za tym idzie – obawa o „podwyżkę cen ciepła”;
- niestabilnej polityki wsparcia dla kogeneracji – najpierw KDT, potem świadectwa pochodzenia z kogeneracji, przerwa, a teraz aukcje i premie;
- sposobu taryfowania gazu i ciepła – zbytnia ingerencja URE;
- niewystarczających bodźców ekonomicznych (np. wsparcie inwestycyjne) wzmacniających lęk przed podejmowaniem decyzji inwestycyjnych;
- trudnych do przewidzenia, długotrwałych, kosztotwórczych i ryzykownych procedur związanych z przyłączeniem do sieci gazowych (nieważne przesyłowej czy dystrybucyjnej) i wyprowadzeniem mocy elektrycznych z nowych jednostek kogeneracyjnych.

Generalnie, poza deklaracjami na poziomie politycznym i częściowo przygotowaną do tego celu legislacją, zawartą przede wszystkim w ustawie „Prawo energetyczne”, środowisko energetyczne nie było odpowiednio przygotowane do skoku cywilizacyjnego związanego z wykorzystaniem gazu do celów energetycznych.

Również polskie gazownictwo niezbyt aktywnie działało na rzecz stworzenia odpowiednich dla inwestorów z branży ciepłowniczej warunków współpracy, gwarantujących powodzenie wdrożenia gazu ziemnego w tym obszarze.

### Czas popatrzeć w przyszłość

Zainteresowanie ciepłownictwem na poziomie UE znalazło odzwierciedlenie w kreowanej przez ostatnie lata unijnej polityce klimatyczno-energetycznej. Zasadniczymi „motorami” takiego podejścia była kwestia redukcji emisji CO<sub>2</sub> i zwiększenie nacisku na efektywność energetyczną, liczoną zarówno na poziomie wykorzystania paliw, jak i samej konsumpcji energii. W tym właśnie zakresie ciepłownictwo (aby być w pełni obiektywnym, również chłodnictwo) jawi się jako bardzo istotny element sukcesu w realizacji tej polityki.

Wspomniana unijna polityka klimatyczno-energetyczna, choć znana od wielu już lat, w ostatnim czasie w szczególny sposób zaczęła oddziaływać na sektor ciepłowniczy w naszym kraju.

Z obecnej perspektywy dla tej części ciepłownictwa, którą określamy mianem „systemowego”, kluczowe jest dokonanie transformacji poprzez poprawę efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych, która zdefiniowana jest pojęciem „efektywnego systemu ciepłowniczego”. W tym koniecznym do wykonania skoku cywilizacyjnym znaczenia nabiera jakość nośników energii i technologii używanych do produkcji ciepła.

Krótko mówiąc, im więcej OZE, kogeneracji, ciepła odpadowego, tym lepiej. Efektywność energetyczna systemu ciepłowniczego jest narzędziem do jego rozwoju. Jej brak skutecznie zamyka dostęp do środków finansowych na wsparcie inwestycyjne i pozbawia wystarczających argumentów dla zdobywania nowych odbiorców ciepła. W tym miejscu trzeba wspomnieć, że problem z nowymi odbiorcami ciepła systemowego wynika przede wszystkim z obowiązujących już regulacji w obszarze budownictwa, które obejmują między innymi kwestie dotrzymywania przez budynki odpowiednich standardów energetycznych, w których jakość energii cieplnej odgrywa zasadniczą rolę.

Przypomnę tylko, że – zgodnie z definicją zawartą w art. 7b ust. 4 ustawy „Prawo energetyczne” – przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:

- a) 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub
- b) 50% ciepło odpadowe lub
- c) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji lub
- d) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt. 1–3.

Jak widać, wśród kluczy do poprawy efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych znaczącą rolę odgrywa kogeneracja.

### A więc wszystkie drzwi zostały otwarte dla kogeneracji gazowej?

Na pierwszy rzut oka tak, chociaż jak zwykle jest pewne „ale”.

Nie ma się co oszukiwać, że paliwa gazowe są obecnie korzystniejszym od węgla nośnikiem energii pierwotnej w kontekście emisji CO<sub>2</sub>. Brany pod uwagę przy przydzielaniu darmowych uprawnień do emisji wskaźnik jednostkowy jest prawie o połowę mniejszy od wskaźnika dla węgla. Ponadto, istotnie prostsze do spełnienia są wymogi dotyczące ochrony powietrza, wskazane w przepisach dotyczących emisji do atmosfery takich zanieczyszczeń jak tlenki siarki i azotu czy pyły.

Na korzyść gazu korzystnie wpływają też koszty inwestycyjne. Szczególnie jaskrawo widać tę ostatnią cechę przy analizie kosztów inwestycyjnych instalacji kogeneracyjnych, których przydatność w ciepłownictwie wykorzystującym gaz jest bardzo duża. Jak można się dowiedzieć z lektury rozporządzenia ministra energii w sprawie maksymalnych wartości kosztów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych wybudowania i funkcjonowania nowej, porównywalnej jednostki kogeneracji, maksymalna wartość jednostkowych kosztów inwestycyjnych wybudowania nowej, porównywalnej jednostki kogeneracji dla jednostki gazowej jest o około 50% mniejsza niż dla jednostki wykorzystującej paliwa stałe lub biomasę. Jednocześnie szacuje się, że koszty operacyjne jednostek gazowych są podobne, choć wyraźnie zmniejszają się w porównaniu z pozostałymi nośnikami wraz ze wzrostem mocy jednostki kogeneracyjnej.

Fakty te znacząco poprawiają sytuację gazu przy wyborze technologii produkcji ciepła, szczególnie przy założeniu wykorzystania technologii kogeneracyjnej. Łatwo zwymiarować taką wielkość jednostki kogeneracyjnej w systemie ciepłowniczym, aby spełnić kryterium graniczne udziału ciepła z tej technologii w systemie ciepłowniczym.

**Ale otoczenie rynkowe ciepła systemowego nie składa się tylko z oczekiwań dotyczących redukcji emisji CO<sub>2</sub> i najłatwiejszego wypełnienia warunku „efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego”.** To byłoby zbyt proste.

Patrząc z punktu widzenia kształtującego się na nowych warunkach rynku ciepła, kluczem do sukcesu działalności dostawców ciepła z sieci ciepłowniczych jest jego jakość!

System oceny jakości ciepła wykorzystuje do tego celu wskaźnik nieodnawialnej energii pierwotnej dla sieci ciepłowniczej<sup>3</sup>, który zależy od dwóch elementów: ilości energii elektrycznej wytworzonej w procesie kogeneracji i ilości energii pierwotnej pochodzącej z odnawialnych źródeł. Aby ciepło było atrakcyjne dla kolejnych odbiorców, wartość wspomnianego wskaźnika musi być jak najniższa. Żeby zaś uzyskać takie wartości, należy wyprodukować w źródle ciepła jak najwięcej energii elektrycznej albo wykorzystać do produkcji ciepła jak najwięcej energii odnawialnej. W pierwszym przypadku ważne jest, jaki rodzaj technologii kogeneracyjnej jest zastosowany.

Okazuje się, że korzystne wartości wskaźnika nieodnawialnej energii pierwotnej dla ciepła z sieci ciepłowniczej można uzyskać tylko wykorzystując kogenerację gazową. Spalanie gazu w kotłach ciepłowniczych (np. szczytowych) jest z punktu widzenia tego wskaźnika tak samo niekorzystne, jak spalanie węgla (nawet w kogeneracji).

Ale żeby nie było tak różowo – uzyskanie korzystnego wskaźnika nieodnawialnej energii pierwotnej w sieci ciepłowniczej z wykorzystaniem ciepła z kogeneracji gazowej to jedno, a konieczność „zazieleniania” ciepła i oczekiwania odbiorców ciepła, mierzone właśnie ilością ciepła odnawialnego, to drugie.

W najbliższej perspektywie jest więc miejsce dla kogeneracji gazowej w systemach ciepłowniczych, chociaż nie na taką skalę, o jakiej mówiono jeszcze kilka lat temu, określając tzw. ekonomicznie uzasadniony potencjał kogeneracji w Polsce.

### Subiektywne podsumowanie

Patrząc z punktu widzenia liczby podmiotów korzystających z paliwa gazowego, to – zgodnie z rysunkiem 1. – trudno o euforię. Jak już wspominałem wcześniej, gaz ziemny w kogeneracji dotychczas wykorzystywany jest incydentalnie. W portfelu paliwowym natomiast jest spora liczba kotłowni gazowych o małych mocach, które obsługiwane są przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w całej Polsce.

Powodów tego jest wiele. W mojej ocenie, wśród nich jest między innymi bierna postawa gazownictwa wobec ciepłownictwa systemowego. Do tej pory jakoś nie było widać aktywności marketingowej w tym zakresie. To raczej ciepłownictwo systemowe wywierało nacisk na możliwość pozyskiwania paliwa gazowego do celów świadczenia usługi zaopatrzenia w ciepło.

I wtedy różnie się działo. Lepiej bywało tam, gdzie gazu było dużo, źle lub bardzo źle tam, gdzie trzeba byłoby o ten gaz trochę przyszościowo zadbać. Łatwiej rozmawiało się wtedy, gdy projektowane zużycie było duże (według niektórych, taką niepisaną granicą było 20 MW), gorzej gdy małe. Podobnie było (i ponoć dalej jest) z polityką cenową dostawców gazu. Najwięcej problemów we wzajemnych relacjach sprawiały, i sprawiają, pomysły wykorzystywania gazu w ciepłownictwie w obszarach o małym nasyceniu sieciami gazowymi. Tu wychodzą braki w wyprzedzającym popycie tworzeniu infrastruktury umożliwiającej szersze niż dotychczas wykorzystywanie paliw gazowych do celów energetycznych.

Wiele zamieszania wywołała zmiana zasad przyłączania obiektów do sieci przesyłowej, którą przyniosło rozporządzenie ministra energii z 10 stycznia 2017 roku, zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Podniesienie wartości progowej mocy przyłączeniowej z 5000 do 45 000 m<sup>3</sup>/h całkowicie odcięło małe i średnie przedsiębiorstwa ciepłownicze od możliwości pozyskania gazu na atrakcyjnych ekonomicznie warunkach, a w konsekwencji zahamowało myślenie o zastosowaniu kogeneracji gazowej w posiadanych źródłach ciepła.

Na wzajemne relacje wpływają też kwestie długotrwałych procedur administracyjnych związanych z przyłączeniem do sieci, a w konsekwencji długi proces inwestycyjny, szczególnie w obszarach o tzw. małym zgazowaniu. Z dzisiejszej perspektywy możliwość np. wykorzystania gazu za 4–6 lat w projektowanej przez przedsiębiorstwo ciepłownicze jednostce kogeneracji oznacza problemy z uzyskaniem statusu „efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego” w czasie, w którym będzie ono mogło modernizować i pozyskać nowe rynki ciepła. Może się okazać, że zwłoka ta będzie kosztować to przedsiębiorstwo utratę dobrej pozycji na tym rynku.

Dotychczasowych odbiorców gazu boli np. formuła ustalania jakości gazu i w konsekwencji zakresu odpowiedzialności dostawców gazu za niedotrzymanie parametrów. Taka sytuacja rodzi określone konsekwencje ekonomiczne, np. w przypadku eksploatacji jednostek kogeneracyjnych.

Chyba najbardziej przykrym sygnałem, jaki pojawił się w ciepłownictwie w relacjach z sektorem gazowniczym, była swego rodzaju „kanibalizacja” rynku ciepła na zasadzie: będzie dobra oferta na dostawę gazu po odłączeniu się od systemu ciepłowniczego. Można powiedzieć, że to gra o rynek, tyle że trochę brutalna i w wielu przypadkach nieefektywna.

Wielokrotnie już wskazywano, że potencjał ciepłownictwa szeroko rozumianego do konsumpcji gazu jest bardzo duży. Ale najbardziej efektywnie byłoby go skonsumentować z wykorzystaniem źródeł ciepła systemowego. Z perspektywy piszącego ten materiał wydaje się, że fakty mówią jednak co innego.

**Bogusław Reguński, wiceprezes zarządu, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie**

<sup>1</sup> Koncesjami objęte jest wytwarzanie ciepła, przesył i dystrybucja lub obrót, mierzone odpowiednio do charakteru działalności mocą od 5 MW.

<sup>2</sup> Energetyka ciepła w liczbach 2017 – URE 2018.

# Przyłączenie nowych źródeł i odwiertów do sieci gazowej

Marek Hanus, Paweł Fic

Zdecydowana większość wydobywanego przez PGNiG SA Oddział w Sanoku gazu ziemnego to gaz wysokometanowy, który po osuszeniu i opomiarowaniu może bezpośrednio zasilać system przesyłowy lub dystrybucyjny. Przyłączenie nowych źródeł i odwiertów do sieci gazowej reguluje prawo energetyczne, które ustanawia podstawowe ramy prawne dla zapewnienia dostępu do sieci operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnego, tj. do infrastruktury sieciowej.

PGNiG SA Oddział w Sanoku prowadzi działalność z zakresu eksploatacji gazu ziemnego i ropy naftowej oraz podziemnego magazynowania gazu na terenie pięciu województw Polski południowo-wschodniej:

- podkarpackiego,
- małopolskiego,
- lubelskiego,
- świętokrzyskiego,
- śląskiego.

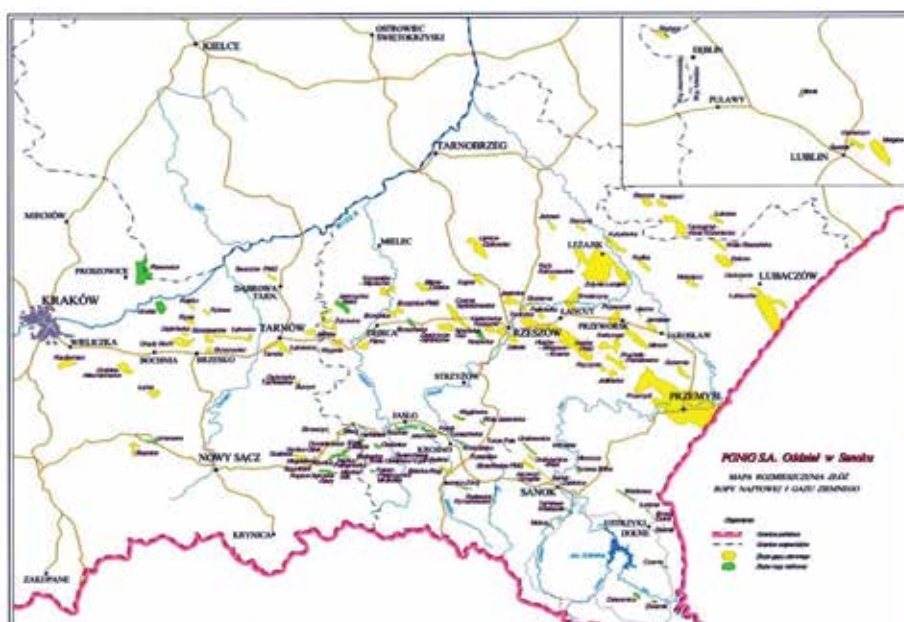
PGNiG SA Oddział w Sanoku prowadzi eksploatację ze źródeł zlokalizowanych w południowo-wschodniej części Polski. Są to głównie złoża gazu ziemnego wysokometanowego.

## OGÓLNY SCHEMAT TECHNOLOGICZNY EKSPLOATACJI

Gaz wydobywany z odwiertów PGNiG SA Oddział w Sanoku doprowadzany jest gazociągami technologicznymi pod pełnym ciśnieniem głowicowym do ośrodka zbioru gazu (OZG). W celu zabezpieczenia strumienia gazu przed powstaniem hydratów do rur wydobywczych odwiertów dawkowany jest metanol, który doprowadzony jest metanolociągami zakończonymi rurkami dozującymi, zamontowanymi bezpośrednio na głowicy odwiertu. Na OZG gaz kierowany jest przede wszystkim do węzłów redukcyjno-pomiarowych, a następnie na oddzielacze, w których oddzielana jest niezwiązana z gazem woda złożowa oraz cząstki stałe. Następnie gaz ogrzewany jest na wymienniku woda-gaz, a potem przechodzi

## ODWIERTY

W celu wydobycia gazu ze złoża na powierzchnię wykonuje się odwierty eksploatacyjne. Wyposażenie takiego odwiertu dzieli się na wstępne i powierzchniowe. Wyposażenie wstępne obejmuje m.in. rury przewodnikowe, eksploatacyjne i wydobywcze, pakiety, łączniki posadowe, tuleje przepływowe, łączniki grubościennic i zawory bezpieczeństwa. Głowica eksploatacyjna to wyposażenie powierzchniowe odwiertu, jest ona zabezpieczeniem przed przedostaniem się gazu na zewnątrz. Osobne wyposażenie powierzchniowe odwiertu w strefie przyodwiertowej stanowią: separatory, odgazowywacz, wymiennik woda-gaz oraz zbiornik wody złożowej.





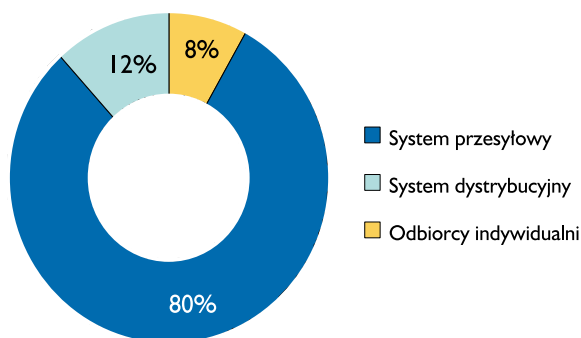


przez odcinek redukcyjno-pomiarowy do instalacji osuszania gazu (np. tabletkowej lub absorpcyjnej). Po osuszeniu gaz przesyłany jest do pomiarowni zdawczej. Opomiarowany, przygotowany do transportu gaz kierowany jest do systemu przesyłowego, dystrybucyjnego lub do odbiorcy indywidualnego.

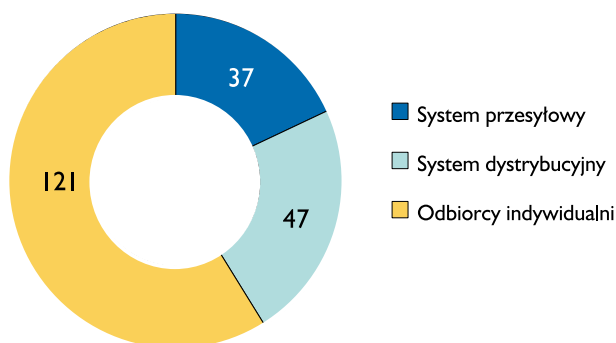
## KIERUNKI ODDAWANIA GAZU Z KOPALŃ PGNIG SA ODDZIAŁ W SANOKU

Głównymi kierunkami oddania gazu dla PGNiG SA Oddział w Sanoku są system przesyłowy Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., system dystrybucyjny Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. oraz odbiorcy indywidualni. Gaz ziemny poprzez poszczególne punkty zdawczo-odbiorcze (PZO) kierowany jest do odbiorców. W PZO w sposób ciągły

Wykres 1. Kierunki oddania gazu w 2018 roku



Wykres 2. Punkty zdawczo-odbiorcze



jest on opomiarowywany, monitorowane są też jego parametry jakościowe. Gaz kierowany do odbiorców systemowych oraz w większości do odbiorców indywidualnych jest gazem wysokometanowym, spełniającym wymogi norm jakościowych oraz „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP) oraz – „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej” (IRiESD). W rejonie działalności PGNiG SA Oddział w Sanoku prowadzona jest również eksploatacja ze złóż gazu zaazotowanego. Gaz ten w całości kierowany jest do odbiorcy indywidualnego, tj. Grupy Azoty SA, co stanowi 4,5% całości wolumenu gazu przekazanego do systemu i sprzedaży.

Gaz z kopalń PGNiG SA to jedno ze źródeł zasilających system przesyłowy, który służy do transportu dużych ilości gazu pod wysokim ciśnieniem. 80% gazu ziemnego z kopalń kierowane jest bezpośrednio poprzez punkty zdawczo-odbiorcze do sieci przesyłowej (wykres 1 przedstawia udział procentowy wolumenu gazu kierowanego do odbiorców). Przekazanie gazu następuje przez 37 PZO w sposób ciągły i stabilny. W początkowej fazie eksploatacji złóż oddanie gazu do systemu odbywa się z wykorzystaniem energii złożowej. Natomiast w końcowej fazie wspomagane jest agregatami sprężarkowymi sprężającymi gaz w celu uzyskania wymaganych w PZO ciśnień.

W systemie dystrybucyjnym, do którego oddawane jest około 12% wolumenu gazu poprzez 47 PZO, panują niższe ciśnienia, a z uwagi na to, iż system ten zaopatruje odbiorców indywidualnych, widoczna jest sezonowość dostaw (lato–zima, dzień–noc).

PGNiG SA Oddział w Sanoku posiada kopalnie, które gaz kierują do wszystkich trzech systemów. Decyzje o kierunkach oddania gazu podejmowane są głównie na etapie zagospodarowania złoża/odwiertów w zależności od warunków geologiczno-złożowych (m.in. ciśnienia) oraz lokalizacyjnych i realizowane na podstawie odrębnych procesów.

## PRZYŁĄCZENIE DO SIECI JEDNOSTEK PRODUKCYJNYCH PGNIG SA ODDZIAŁ W SANOKU

Etapy przyłączenia jednostek wydobywczych gazu ziemnego do sieci przesyłowej/dystrybucyjnej:

- prace koncepcyjne,
- pozyskanie warunków przyłączenia do danej sieci,
- zawarcie umowy o przyłączenie,
- realizacja umowy.

### Prace koncepcyjne

Jest to jeden z kluczowych etapów, na którym podejmowane są decyzje dotyczące planowanego przedsięwzięcia inwestycyjnego związanego z wydobywaniem gazu ziemnego.

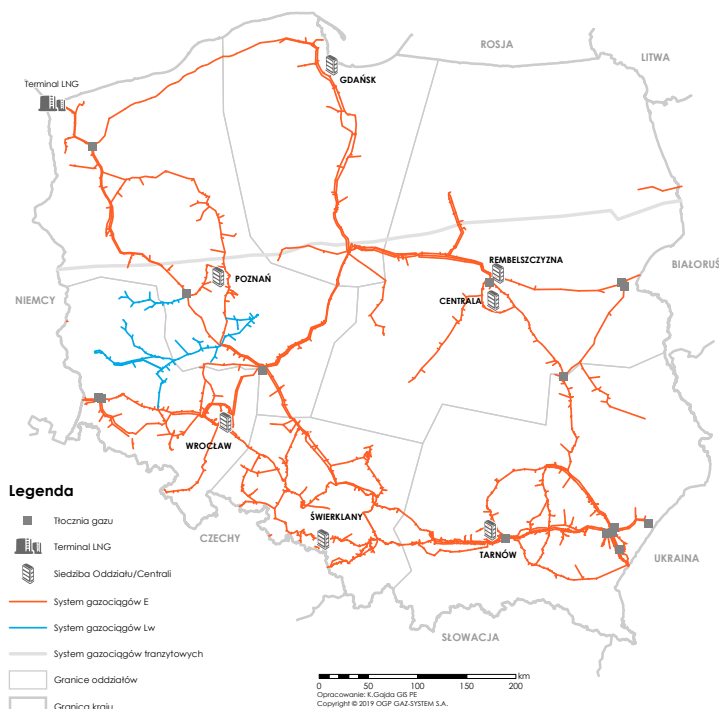
W trakcie tych prac na podstawie pozyskanych danych geologiczno-złożowych dokonuje się analizy w zakresie możliwości technicznych i ekonomicznych realizacji planowanej inwestycji.

Proces ten obejmuje także określenie potencjalnego „punktu oddania”. Jest to planowane miejsce na wybranym gazociągu przesyłowym bądź dystrybucyjnym, do którego zostanie skierowany wydobywany gaz ziemny. Wybór miejsca przyłączenia uzależniony jest przede wszystkim od „dostępności” sieci gazo-

ciągowej w terenie, na którym zlokalizowana jest planowana inwestycja. Jak wspomniano wcześniej, występują znaczące różnice w parametrach pracy sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. Pierwsza charakteryzuje się niskimi ciśnieniami roboczymi gazociągów (do sieci średniego lub podwyższonego średniego ciśnienia) oraz często zmiennymi przepływami (odbioru gazu) dla okresu letniego i zimowego. Sieć przesyłowa – w odniesieniu do kierowanego strumienia gazu ziemnego z lokalnych kopalń tego surowca – nie ma ograniczenia w zakresie odbioru, ale cechuje się wyższymi ciśnieniami roboczymi gazociągów (sieci wysokiego ciśnienia).

Jeśli w danej lokalizacji planowanej inwestycji dostępna jest zarówno sieć dystrybucyjna, jak i przesyłowa, wybór miejsca włączenia następuje na podstawie analizy parametrów złożowych

Mapa systemu przesyłowego GAZ–SYSTEM S.A. (gaz-system.pl)



i ich przewidywanego rozkładu w trakcie eksploatacji. Jednocześnie dokonuje się analizy ekonomicznej wybranych rozwiązań technicznych, tak aby ostatecznie uzyskać rozwiązanie charakteryzujące się najbardziej optymalnymi parametrami techniczno-ekonomicznymi.

## Pozyskanie warunków przyłączenia do danej sieci

Ostateczna weryfikacja koncepcyjnych założeń następuje poprzez skierowanie stosownego wniosku o wydanie warunków przyłączenia do wybranej sieci i miejsca włączenia.

Wymagania w zakresie zawartości wniosku regulowane są przez operatorów poszczególnych sieci, tj. Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. (sieć dystrybucyjna) oraz Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. (sieć przesyłowa).

Główne wymagania obu operatorów w zakresie treści kierowanego wniosku są podobne i wynikają z „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” oraz „Instrukcji ruchu i eks-

ploatacji sieci dystrybucyjnej”, zatwierdzonych przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Wniosek sporządzony na odpowiednim formularzu kierowany jest do rozpatrzenia przez operatora danej sieci.

Na jego podstawie wydawane są tzw. warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej w zależności od adresata wniosku.

Warunki określają zarówno możliwości przyłączenia, jak i wymagania operatora w zakresie parametrów dostarczanego gazu. Stanowią one podstawę do ostatecznego wyboru miejsca przyłączenia oraz dalszej realizacji inwestycji.

## Zawarcie umowy o przyłączenie

Warunki przyłączenia mają ściśle określony okres obowiązywania. Zagwarantowanie ich niezmienności w czasie wymaga zawarcia stosownej umowy o przyłączenie do sieci. Dokument ten określa przedmiot i zakres niezbędnych robót, termin realizacji, miejsce rozgraniczenia własności sieci, sposób finansowania i rozliczenia kosztów, a także wymagania dotyczące układu pomiarowego i obowiązki stron w zakresie przyłączenia do sieci.

Po zawarciu umowy wydawane są szczegółowe warunki techniczne, będące podstawą do przeprowadzenia procesu projektowego, uzgodnienia dokumentacji u operatora, a także późniejszej realizacji gazociągu przyłączeniowego wraz z niezbędną infrastrukturą towarzyszącą.

W większości przypadków operatorzy biorą na siebie obowiązki związane z projektowaniem i wybudowaniem przyłącza.

## Realizacja umowy

Z chwilą zawarcia umowy o przyłączenie inwestor przystępuje do fazy realizacji umowy. Pierwszym etapem są prace projektowe. Powstała w ich wyniku dokumentacja podlega uzgodnieniu z operatorem sieci.

Pozytywnie zatwierdzona dokumentacja przyłącza, posiadane prawo do terenu oraz uzyskana prawomocna decyzja pozwolenia na budowę stanowią podstawę do rozpoczęcia robót budowlano-montażowych. Prace związane z włączeniem do sieci podlegają bezpośredniemu nadzorowi ze strony operatorów sieci.

Ostatecznie zrealizowane połączenie gazociągowe podlega odbiorowi końcowemu, a po jego pozytywnym zakończeniu następuje rozliczenie poniesionych kosztów zgodnie z wystawionymi fakturami.

Proces inwestycyjny związany z uzgodnieniem i wybudowaniem przyłącza do infrastruktury sieciowej gazu ziemnego zajmuje co najmniej 2 lata. Takie terminy są przeważnie wskazywane przez operatorów infrastruktury sieciowej. W tym czasie opracowywana jest dokumentacja projektowa oraz formalnoprawna, a po uzyskaniu pozwolenia na budowę następuje realizacja robót budowlano-montażowych.

**Marek Hanus, dyrektor Oddziału. PGNiG w Sanoku**  
**Paweł Fic, zastępca dyrektora ds. inwestycji OGiE**

# LNG wspiera rozwój rynku gazu w Polsce

Rozmowa z **Olgierdem Hurką**,  
dyrektorem Departamentu LNG  
w PGNiG SA,  
Oddział Obrót Hurtowego



**Na polskim rynku gazu dokonuje się istotna zmiana – znacząco wzrasta udział skroplonego gazu ziemnego, tj. LNG. Proszę scharakteryzować to nowe zjawisko oraz wpływ, jaki wywiera ono na naszą pozycję na europejskim i światowym rynku LNG.**

Uruchomienie terminalu LNG w Świnoujściu oznaczało nie tylko pojawienie się nowego punktu importowego gazu w Polsce, ale było też pierwszym krokiem PGNiG SA na światowym rynku gazu skroplonego. Widzimy to w naszych statystykach. W miksie importowym gazu grupy PGNiG systematycznie wzrasta udział LNG. W 2016 roku, gdy startowaliśmy, udział LNG wyniósł nieco ponad osiem procent, natomiast w roku ubiegłym osiągnęliśmy już ponad dwadzieścia procent. Wszystko wskazuje na to, że w tym roku ponownie odnotujemy wzrost. Okazuje się, że – w ujęciu procentowym – LNG wypiera z naszego miksu gaz z Niemiec czy gaz rosyjski. Trzeba zwrócić uwagę na to, że rynek LNG opiera się na nowoczesnych rozwiązaniach kontraktowych, oferujących możliwość optymalizacji portfela gazowego. Warto podkreślić, że globalny rynek LNG także nieustannie rośnie – liczba producentów, wolumeny handlu, liczba krajów importujących. Obecnie już 40 państw posiada instalacje do odbioru LNG w dużej skali. W 2018 roku Polska znalazła się na dwudziestym trzecim miejscu pod względem wolumenu zaimportowanego gazu ziemnego na świecie. Czołówka, kraje azjatyckie, są poza zasięgiem, importując wielokrotnie większe ilości skroplonego gazu – w takich krajach jak Japonia, Korea czy Taiwan LNG przywożone drogą morską jest jedynym dostępnym środkiem importu gazu ziemnego. Nasza pozycja na światowym rynku zaczyna być zauważalna, jesteśmy postrzegani jako wiarygodny gracz, szczególnie po podpisaniu kontraktów na dostawy LNG z USA. W Europie kilka krajów tradycyjnie należy do dużych importerów LNG – Wielka Brytania, Hiszpania, Francja i Włochy. W UE lokujemy się dzisiaj na siódmej pozycji, za Portugalią i Belgią. Na tle europejskich terminali korzystnie wyróżnia nas wysoki poziom wykorzystania mocy regazyfikacyjnych. Nic w tym dziwnego – strategia dla terminalu LNG w Świnoujściu od początku była inna niż na przykład litewska. Nasze cele skupiały się nie tylko na wywieraniu presji cenowej

na dostawcy ze Wschodu. Od początku zakładaliśmy przeprowadzenie faktycznej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski.

**Na globalnym rynku LNG obserwujemy obecnie nadpodaż, a zatem atrakcyjne ceny i rynek kupującego. Nasz rynek gazu dynamicznie rośnie, co wskazywałoby, że potrafimy korzystać ze światowej koniunktury.**

Z opiniami na temat nadpodaży byłbym ostrożny. Rynek działa na zasadzie określonych mechanizmów. Jeżeli wystąpi znaczny przyrost podaży, spodziewamy się spadków cen i odpowiedzi po stronie popytowej. Tańszy gaz powoduje wzrost zainteresowania producentów energii elektrycznej przestawianiem produkcji energii z mniej konkurencyjnych źródeł na paliwo gazowe. Część zakładów przemysłowych zaczyna zasilać swoje instalacje gazem zamiast innymi surowcami energetycznymi. To automatycznie ustawia pewien minimalny poziom cenowy. Kiedyś ceny gazu w większości związane były z ceną ropy naftowej, z indeksem Brent. Obecnie firmy handlujące LNG bardzo interesują się kształtowaniem się cen węgla i praw do emisji. Na marginesie – gaz ziemny powszechnie uważany jest za idealne paliwo przejściowe, od energetyki opartej na węglu do energii odnawialnej. Na taką sytuację na rynku trzeba po prostu mądrze reagować. Wykonaliśmy taki ruch, uruchamiając biuro handlowe LNG w Londynie i tworząc profesjonalny, międzynarodowy zespół fachowców, co sprawiło, że systematycznie budujemy naszą pozycję na rynku LNG. Biuro nadal będzie rozwijane pod względem liczby pracowników i zakresu kompetencji zespołu. Pomimo Brexitu kontynuujemy realizację przyjętej strategii, ponieważ handel LNG ma charakter globalny i nie ograniczają go granice państw. Obecnie – poza Londynem – takim ośrodkiem skupiającym firmy oraz traderów LNG jest Singapur i Houston – ze względu na odbierane tam wolumeny i rodzący się hub handlu LNG na bazie FOB. Handel skroplonym gazem ziemnym nadal odbywa się poprzez bezpośrednie kontakty pomiędzy traderami, a nie na platformach brokerskich czy giełdach towarowych. Ludzie muszą się znać, mieć do siebie zaufanie; traderzy kontaktują się ze sobą i wymieniają propozycje handlowe. Codziennie ustalane są

pozycje cenowe i poszukiwane są okazje rynkowe. Musi minąć jeszcze trochę czasu, aby dokonała się zmiana, jakiej świadkami byliśmy w przypadku rynku ropy naftowej – przejścia do fazy „komodyzacji”. Dlatego tak ważne jest, aby posiadać stały kontakt z traderami LNG na globalnym rynku, być blisko klientów i partnerów handlowych. Nie zapominajmy, że dziś 75 procent handlu skroplonym gazem odbywa się w Azji.

**Rynkiem LNG rządzą dość specyficzne mechanizmy, inne niż w przypadku handlu gazem sieciowym. Proszę scharakteryzować te najważniejsze procedury, rodzaje zawieranych transakcji i typy zawieranych umów.**

Transakcje na rynku LNG, tak jak na innych rynkach, można dzielić według różnych kryteriów. Z punktu widzenia czasu trwania różniamy transakcje długoterminowe, jak np. nasz kontrakt katarski, oraz umowy z producentami amerykańskimi, transakcje średnioterminowe – zawierane na okres od dwóch do pięciu lat, a także transakcje krótkoterminowe i spotowe, obejmujące krótszy czas, oraz pojedyncze dostawy typu spot. Biorąc pod uwagę bazę dostawy, na rynku LNG dominują dwa modele kontraktowe – FOB (*Free-On-Board*), gdy kupujący przejmuje towar od sprzedawcy w miejscu załadunku, ponosząc tym samym odpowiedzialność za ładunek i jego transport do punktu rozładunku, oraz model DES (*Delivered-Ex-Ship*), w którym to sprzedawca odpowiada za transport towaru z terminalu załadunkowego, w tym za całe związane z tym ryzyko i koszty. Na bazie DES sprzedawca dostarcza ładunek do określonego miejsca rozładunku i dopiero tam odpowiedzialność za towar przejmuje nabywca. Obecnie kupujący preferują bardziej elastyczne warunki kontraktowe, dopuszczające, iż portem, do którego finalnie dotrze ładunek, nie musi być określony w umowie port rozładunku. W dowolnym momencie kupujący może przekierować ładunek. Mówiąc o rodzajach kontraktów, należy wziąć pod uwagę, że rynek LNG podlega szybkim zmianom, zdarzają się więc sytuacje, w których trudno przesądzić, jaki typ kontraktu będzie najkorzystniejszy. Wszystko zależy od kształtowania się cen. Na przykład podmiot posiadający na sprzedaż ładunek LNG z USA poszukuje najkorzystniejszej oferty kupna. W tym czasie rynek dynamicznie się zmienia. Jeśli w Azji ceny są odpowiednio wysokie, podejmuje się decyzję o sprzedaży na tamtym rynku, co oznacza dłuższą trasę i zablokowanie statku na dwa lub więcej miesięcy. I nagle okazuje się, że w basenie Morza Atlantyckiego zmniejsza się dostępność statków. W konsekwencji, nawet jeśli jakaś firma nieposiadająca własnego wolnego tonażu chciałaby zakupić ładunek, nie będzie w stanie go przetransportować lub będzie to nieopłacalne ze względu na koszt frachtu. O ile liczba wszystkich statków handlowych na świecie przewożących różne ładunki wynosi około 90 tysięcy, to dużych jednostek transportujących LNG jest zaledwie 500. Handel na rynku LNG ma przez to swoje ograniczenia. Co roku stocznice oddają do użytkowania kilka, kilkanaście nowo zbudowanych jednostek do transportu LNG, a na przyszły rok zapowiadanych jest nawet kilkadziesiąt. Wysokie koszty budowy tych wyspecjalizowanych zbiornikowców oraz postępujący rozwój technologiczny powodują, że rynek shippingowy LNG jest strukturalnie „krótki”. Jeżeli inwestor wyklada olbrzymie pieniądze na budowę, to oczekuje, że taki statek będzie zarabiał, czyli będzie wykorzystany w jak największym stopniu. W przeciwnym wypadku – stojąc bez zatrudnienia w porcie – zbiornikowiec LNG generuje olbrzymie koszty dla przewoźnika. Stanowi to oczywisty problem dla podmiotów zainteresowanych czarterem gazowców – dużo łatwiej jest kupić ładunek LNG niż go przewieźć. Często trudno zgrać termin załadunku z dostępnością

statku. Dlatego podpisane przez PGNiG kontrakty amerykańskie na bazie FOB, w których po stronie PGNiG występuje tzw. gestia transportowa, wymagają już dziś poszukiwania tonażu. Nie możemy liczyć, że zawsze uda się wyczarterować gazowiec na rynku krótkoterminowym, a jeśli nawet będzie to możliwe – ponosić ryzyka cenowego frachtu.

**A handlujący LNG nie są zainteresowani inwestowaniem w gazowce?**

Zakup i posiadanie statków to zupełnie inny rodzaj biznesu niż handel towarami. Wszystko ma swoje ograniczenia i ryzyka. Dawniej firmy były bardziej skłonne inwestować we własną flotę. Można powiedzieć, że punktem zwrotnym była katastrofa tankowca Exxon Valdez w 1989 roku. Z posiadaniem statku wiąże się duże ryzyko. Kary za ewentualnie wyrządzone szkody wielokrotnie przekraczają wartość statku. Dlatego obecnie firmy aktywne w międzynarodowym handlu LNG wolą wyczarterować gazowiec na dany okres, niż inwestować w zakup lub budowę statku, zwłaszcza że stopy zwrotu z inwestycji w branży shippingowej historycznie były relatywnie niskie. Ważne jest natomiast, aby statki były handlowo dostępne i efektywne kosztowo – ma to szczególne znaczenie w przypadku kontraktów zawartych na bazie FOB. Przy realizacji umów na dostawy LNG do Świnoujścia na bazie DES kwestia transportu morskiego znajduje się w gestii dostawcy – nas interesuje tylko, aby statek pojawił się w zaplanowanym czasowym oknie zawinięcia. Jeśli ładunek nie zostanie dostarczony w przewidzianym czasie, dostawca zostanie obciążony karą. Nie mieliśmy jeszcze takiego przypadku przy realizacji naszych umów, jednak takie sytuacje są kontraktowo uregulowane. Dostawca musi zapewnić, aby ładunek dotarł do odbiorcy w określonym terminie. Transport morski ma bogatą historię, funkcjonują określone standardy, działają także ubezpieczyciele, którzy doskonale znają ryzyko shippingowe. Wraz z rozwojem rynku pojawiają się nowe ryzyka. Dawniej, kiedy handel LNG odbywał się wyłącznie na bazie kontraktów długoterminowych, zdolności transportowe LNG były dopasowywane, tj. pozyskiwane specjalnie pod konkretne kontrakty na dostawy skroplonego gazu. Liczbę potrzebnych jednostek kalkulowano, biorąc pod uwagę ich tonaż, roczny wolumen dostaw i czas potrzebny na pokonanie zawsze tej samej trasy od portu załadunku do odbiorcy. Uelastycznienie formuł umownych odnośnie do punktu dostawy pozwoliło rozwinąć się rynkowi spot i krótkoterminowemu. Poszukiwanie przez traderów LNG okazji do dokonania arbitrażu – skorzystania z korzystnych spreadów cenowych – skutkuje okresowo związaniem zdolności transportowych na określonych trasach, np. przekierowywaniem ładunków LNG z Europy do Azji, co wydłuża czas transportu i może powodować niedobór dostępnego tonażu LNG w określonych akwenach, na przykład na Atlantyku. Podsumowując, w stosunku do handlu gazem sieciowym międzynarodowy handel LNG posiada specyficzne, odrębne ryzyka związane przede wszystkim z transportem morskim i operacjami w terminalach.

**Oprócz kwestii shippingowych, jakie inne istotne ryzyka wiążą się z działalnością na rynku LNG?**

Każda firma handlująca paliwami, w tym gazem, na rynku pozagiełdowym (OTC), ponosi ryzyko związane z wywiązaniem się kontrahenta z zobowiązań umownych, ryzyka wolumenowe i cenowe. Różnice w cenach zakupu i sprzedaży danego towaru, czyli tzw. spready, mogą działać na korzyść lub niekorzyść uczestnika handlu. Dotyczy to również obrotu LNG, ponieważ w różnych obszarach świata do ustalania cen gazu stosowane są różne indeksy cenowe. W Stanach Zjednoczonych

jest to amerykański indeks Henry Hub, w Europie – brytyjski NBP lub holenderski TTF, natomiast w innych częściach świata (Azja, Afryka) nadal popularna jest indeksacja do cen ropy naftowej. Co ważniejsze, bywa, iż zakup następuje na bazie jednego indeksu, a sprzedaż innego. Np. w Polsce klienci kupują gaz ziemny według notowań na giełdzie TGE, które skorelowane są z cenami gazu na niemieckim rynku Gaspool. Ten z kolei powiązany jest z rynkiem TTF, który stanowi w Europie popularne odniesienie do wyceny kontraktów. Jednak jeżeli będziemy sprzedawać LNG w Azji, klienci zapewne będą oczekiwać stosowania innego indeksu, jak np. JKM (Japan/Korea Marker). To jest właśnie kwestia ryzyka cenowego.

**Opisał pan mechanizmy funkcjonowania rynku LNG, blaski koniunktury i cienie infrastruktury, ale nasze mocne wejście na ten rynek wskazuje, że dobre decyzje podjęte we właściwym momencie zaczynają procentować. Plany rozwoju krajowego rynku LNG w tzw. segmencie *small scale* zakrojone są na wielką skalę, jego potencjał rośnie. Co to oznacza dla branży gazowniczej?**

Dla wielu pewnym zaskoczeniem jest, jak przypominamy, że PGNiG od ponad dwudziestu lat funkcjonuje już na rynku LNG małej skali za sprawą sprzedaży LNG na cysterny z odazotowni w Odolanowie i Grodzisku. Terminal w Świnoujściu i jego zdolności załadownicze pozwoliły nam istotnie zwiększyć skalę działalności w tym segmencie. Grupa PGNiG realizuje program gazyfikacji tzw. białych plam, dzięki któremu wyspowe sieci dystrybucyjne są zaopatrywane w paliwo

gazowe. LNG okazuje się też konkurencyjnym paliwem dla zakładów przemysłowych, rozwija się rynek zastosowania LNG w ciężkim transporcie kołowym i jako paliwa bunkrowego dla statków. Sądzę, że przed nami są lata prawdziwego wzrostu w tych obszarach, zarówno pod względem wolumenu sprzedawanego LNG, jak i rozwoju i wdrażania technologii związanych z transportem, składowaniem i wykorzystaniem LNG jako paliwa.

Innym obszarem wpływu na branżę gazowniczą jest, jak sądzą, wpływ na rozwój nowych kadr. Zaistnieliśmy na tym rynku zaledwie kilka lat temu, ale wkroczyliśmy odważnie, podpisując znaczące kontrakty na dostawy LNG. Od początku zakładaliśmy dużą aktywność w handlu gazem skroplonym, m.in. w tym celu otworzyliśmy nasze biuro w Londynie. Doświadczenie uczy, że kiedy robi się ciekawe rzeczy, to pojawiają się też ludzie poszukujący szans na profesjonalny rozwój. Budujemy kompetencje w obszarze LNG w kraju i za granicą. Poprzez ciągły rozwój działalności uzyskujemy łatwiejszy dostęp do specjalistów – stajemy się bardziej atrakcyjnym pracodawcą.

Umacniając pozycję na rynku LNG, będziemy mogli skutecznie rozwijać nasz rodzimy rynek gazu, coraz bogatszy w infrastrukturę, z coraz większym wolumenem obrotu surowcem, co pozwala realnie myśleć o naszej wiodącej pozycji w regionie.

Rozmawiał **Adam Cymer**

**Szanowni Państwo,**

Zapraszam na **Studia Podyplomowe**  
**INŻYNIERIA GAZOWNICTWA**



**Wydział Instalacji Budowlanych,  
Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska**  
Politechnika Warszawska

*Celem studiów jest zapoznanie słuchaczy zarówno z problemami tradycyjnego gazownictwa, jak również z nowoczesnymi zagadnieniami dotyczącymi techniki, technologii oraz zarządzania. Ciekawa tematyka prezentowana przez doświadczonych wykładowców.*

**Prof. dr hab. inż. Andrzej J. Osiańczak**  
**Kierownik Studiów Podyplomowych**

Studia są dwusemestralne, realizowane w systemie weekendowym. Zajęcia odbywają się w sobotę i niedzielę (dwa weekendy w miesiącu). Łącznie 17 zjazdów, co oznacza 272 godziny dydaktyczne w postaci wykładów, ćwiczeń audytoryjnych i laboratoryjnych, wizyt studyjnych w Krajowej Dyspozycji Gazem (Gaz System S.A.), Centralnym Laboratorium Pomiarowo-Badawczym PGNiG S.A., na terenie Kawernowego Magazynu Gazu w Mogilnie, tłoczni gazu ziemnego w Ciechanowie (gazociąg jamalski), stacji regazyfikacji gazu skroplonego w Zielonych Kamedulskich oraz terminalu LNG w Świnoujściu.

Roczny koszt to 6000 zł. Studia kończą się projektem i egzaminami.

Zakres merytoryczny zajęć prowadzonych na Studiach składa się z sześciu obszarów tematycznych:

- I. Komputerowe metody obliczania sieci gazowych
- II. Techniczne problemy transportu i magazynowania gazu
- III. Techniczne problemy dystrybucji i użytkowania gazu
- IV. Zasady efektywnej eksploatacji sieci gazowych
- V. Liberalizacja rynku gazu w Polsce
- VI. Handel i obrót gazem w Polsce i Unii Europejskiej.

**Politechnika  
Warszawska**

**Politechnika  
Warszawska**

Zgłoszenie uczestnictwa na SP IG odbywa się drogą elektroniczną poprzez witrynę Politechniki Warszawskiej, pod adresem: <https://rekrutacja.pw.edu.pl>

Zgłoszenie wymaga rejestracji w systemie PW

**Dr inż. Małgorzata Kwestarz**  
**Sekretarz Studiów Podyplomowych**  
Email: [malgorzata.kwestarz@pw.edu.pl](mailto:malgorzata.kwestarz@pw.edu.pl)

# Bezpieczeństwo transportu LNG w teorii i praktyce

Jacek Pogoda

Rozwój technologii stosowanej w dziedzinie LNG spowodował, że w powszechnym odczuciu mamy do czynienia z produktem zapewniającym wysoki poziom bezpieczeństwa. Jednak podstawowym tego warunkiem jest pewny i bezpieczny transport.

Obserwując zmiany, które w ostatnich latach nastąpiły w sposobie pozyskiwania gazu ziemnego na potrzeby krajowe, dostrzegamy dwa główne źródła jego dostaw. Tradycyjna metoda eksploatacji otworowej i przesyłu gazu rurociągami oraz pozyskiwanie gotowego do wykorzystania i przeróbki gazu skroplonego. Niezależność tych źródeł pozwala prowadzić zrównoważoną politykę energetyczną, wpływa na rozwój technologii i pozytywnie stymuluje do rozwoju gospodarkę kraju. Pozyskiwanie gazu skroplonego poza własną produkcją to zakup LNG na rynkach zewnętrznych. Podpisane umowy z największymi jego eksporterami zbliżają nas do coraz większej niezależności energetycznej, ponieważ w przyszłości uzupełni on krajowe wydobycie. Dostawy gotowego surowca LNG realizowane są poprzez gazoport w Świnoujściu, skąd gaz jest rozprowadzany. Rozwój technologii stosowanej w dziedzinie LNG spowodował, że w powszechnym odczuciu mamy do czynienia z produktem zapewniającym wysoki poziom bezpieczeństwa. Łatwe do zdefiniowania zagrożenia i stosowane nowoczesne

Czynniki które mają i mogą mieć wpływ na bezpieczeństwo w transporcie i użytkowaniu LNG.

Czynniki bierne	Czynniki czynne	Czynniki ekonomiczne
Procedury bezpieczeństwa, normy i standardy techniczne, kwalifikacje, jakość LNG	Umiejętności kierowców prowadzących cysterny, konstrukcja zbiorników transportowych, elementy zabezpieczające zbiorniki transportowe	Maksymalna jednorazowa ilość, dostawy z zachowaniem najniższej możliwej ceny transportu, pewność dostaw
Inne czynniki	Zagrożenia komunikacyjne występujące w ruchu kołowym	

kriogeniczne technologie wpływają na rozwój branży gazowniczej opartej na LNG, co powoduje stały wzrost zapotrzebowania na jego transport. Przy obecnym potencjale dostaw do kraju i zapewnieniu pewnych dostaw wewnątrz krajowych można realizować koncepcje gazyfikacji trudno dostępnych miejsc, rozwijać czysty transport morski i kołowy oraz uruchomić projekt średniego i małego LNG. Przede wszystkim jednak trzeba zapewnić jego bezpieczny transport, a w konsekwencji – pewne dostawy. Należy więc rozważyć kilka niezależnych czynników mających wpływ na bezpieczeństwo transportu LNG.

## Procedury bezpieczeństwa dla urządzeń LNG i transportu

Stosowanie i opracowywanie norm branżowych, standardów technicznych i dobrych praktyk pozwala w łatwy sposób dobrać systemy ochronne i wprowadzać właściwe metody postępowania. Wprowadzane są równocześnie odpowiednie procedury operacyjne i systemy kontroli. Obecnie stosowane procedury bezpieczeństwa ewoluowały w okresie ostatnich osiemdziesiąt lat. Rysunek 1. Doniesienia prasowe z 1944 roku po wypadku w Cleveland



sięciu lat, wykorzystywano bowiem praktyczne doświadczenia i wypadki. W 1944 roku doszło do tragicznego wypadku w Cleveland w stanie Ohio (USA), w wyniku którego zginęło 130 osób, a 2115 zostało rannych. Ewakuowano 10 000 osób. W skali światowej był to jedyny tak tragiczny wypadek w historii stosowania LNG.

Podstawowe warunki realizacji bezpiecznego transportu określają przepisy ADR<sup>1</sup> dotyczące transportu substancji niebezpiecznych. Jednak dobrą praktyką jest opracowanie i stosowanie wewnętrznych procedur kontroli i doszkalania kierowców. Muszą oni posiadać wiedzę ściśle ukierunkowaną na określone zasady przewozu towarów niebezpiecznych i sposoby postępowania w sytuacjach awaryjnych. Dlatego

Rysunek 2. Zniszczona cysterna po pożarze zainicjowanym rozlanym paliwem



doszkalanie prowadzi się w zakresie prowadzenia pojazdu, kontroli nad nim w sytuacjach potencjalnie kolizyjnych oraz postępowania po wypadkach, włącznie z umiejętnością gaszenia małych pożarów dostępnymi w pojeździe środkami gaśniczymi. Obecnie doradcy ADR zgłaszają, że brak jednoznacznych przepisów regulujących ćwiczenia z zakresu gaszenia pożarów w ramach nabywania uprawnień ADR. Duże firmy transportowe, wyspecjalizowane w transporcie materiałów niebezpiecznych, stosują własne metody doszkalające, wykorzystując w tym celu symulatory. Podczas szkolenia kierowcy mają odtwarzane prawdziwe sytuacje, w których doszło do wypadków drogowych pojazdów przewożących materiały niebezpieczne. Ideą takich szkoleń jest zapobieganie wpadaniu w rutynę. Każdy, kto wykonuje pewien zawód lub czynność, po wielu latach popada w rutynę. Według statystyk firm transportowych, kierowcy uczestniczący w szkoleniach na symulatorach, w trakcie których nie wyprowadzili pojazdu z kolizji, rzadziej są ofiarami prawdziwych wypadków. ??? Drugim równie ważnym aspektem doszkalającym jest umiejętność posługiwania się sprzętem gaśniczym, a wręcz praktyczna umiejętność gaszenia małych pożarów. Z danych PSP i ITD wynika, że brak umiejętności opanowania pożaru paliwa, które wyciekło ze zbiorników paliwowych pojazdów, w konsekwencji może doprowadzić do bardzo dużych strat.

Stosowaną praktyką zwiększającą bezpieczeństwo transportu jest monitoring pojazdu, polegający na stosowaniu systemu kamer oraz kontroli przechyłów cysterny. System kontroli przechyłów jest tak skonfigurowany, że każde odchylenie od zadanych parametrów cysterny jest archiwizowane, a kierowca i dys-

pozytor są informowani o zarejestrowanej sytuacji. Dyspozytor ma informacje w systemie nadzorującym transport, a kierowca w specjalnej aplikacji do telefonu. Zarejestrowane informacje i parametry służą do późniejszej analizy w trakcie ćwiczeń na symulatorze. Stosowanie systemu kamer na pojeździe umożliwia pełną analizę zaistniałych kolizji lub sytuacji krytycznych w ruchu drogowym. System ten z zarejestrowanego materiału automatycznie tworzy krótki film zawierający informacje tuż przed krytycznym zdarzeniem i zaraz po nim. Informacje uzyskane w ten sposób służą do doskonalenia i jako materiał do analiz w celu podniesienia świadomości z zakresu bezpiecznych praktyk na drodze.

### Kwalifikacje i wymagania prawne do obsługi urządzeń NO

Poza umiejętnościami i dobrymi praktykami dotyczącymi transportu bardzo ważna jest umiejętność właściwej obsługi urządzeń do załadunku i rozładunku LNG. Osoby zatrudnione przy obsłudze tych urządzeń zobowiązane są do posiadania kwalifikacji uzyskanych stosownie do przepisów zawartych w:

- ustawie z 21 grudnia 2000 roku o dozorcze technicznym (Dz.U. z 2019 roku, poz. 667 z późn. zm.);
- rozporządzeniu Rady Ministrów z 7 grudnia 2012 roku w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu (Dz.U. z 2012 roku, poz. 1468);
- rozporządzeniu ministra transportu z 20 września 2006 roku w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim powinny odpowiadać urządzenia do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych (Dz.U. z 2015 roku, poz. 34);
- rozporządzeniu ministra przedsiębiorczości i technologii z 30 maja 2019 roku w sprawie sposobu i trybu sprawdzania kwalifikacji wymaganych przy obsłudze i konserwacji urządzeń technicznych oraz sposobu i trybu przedłużania okresu ważności zaświadczeń kwalifikacyjnych (Dz.U. z 2019 roku, poz. 1008).
- ustawie z 9 listopada 2018 roku o zmianie ustawy o dozorcze technicznym (Dz.U. z 2018 roku, poz. 2518).

Ustawa z 9 listopada 2018 roku o zmianie ustawy o dozorcze technicznym wprowadza zmiany dotyczące okresu, na jaki wydawane są uprawnienia – art. 22. punkt 3a. *Zaświadczenia kwalifikacyjne osób, o których mowa w ust. 3, wydawane są na czas określony, nie krótszy niż 5 i nie dłuższy niż 10 lat, w zależności od rodzaju urządzenia technicznego, stopnia trudności w jego obsłudze i konserwacji oraz stopnia zagrożenia, które może spowodować.* Kolejny punkt wprowadza możliwość cofania uprawnień, nie zaś zawieszenia, art. 22 punkt 4. *W razie nieprzestrzegania przez osoby wymienione w ust. 2 i 3 warunków technicznych dozoru technicznego oraz norm i przepisów prawnych w tym zakresie, organ właściwej jednostki dozoru technicznego cofa, w drodze decyzji, uprawnienia kwalifikacyjne wynikające z zaświadczenia kwalifikacyjnego wydanego osobom, o których mowa w ust. 2 i 3.* Oznacza to iż, osoby które utraciły ww. uprawnienia będą musiały ponownie przystąpić do kursu i egzaminu sprawdzającego. Ustawodawca przewidział warunki, na których będzie przedłużana ważność zaświadczeń kwalifikacyjnych. Określone jest to w art. 23 punkt 2c. *Warunkiem przedłużenia okresu ważno-*

ści zaświadczenia kwalifikacyjnego jest: 1) złożenie wniosku, o którym mowa w ust. 2a, nie później niż w terminie 3 miesięcy przed dniem upływu okresu ważności tego zaświadczenia, 2) wykonywanie czynności w zakresie określonym w zaświadczeniu kwalifikacyjnym przez co najmniej 3 lata w okresie ostatnich 5 lat ważności zaświadczenia.

2d. Do wniosku, o którym mowa w ust. 2a, należy dołączyć oświadczenie osoby zainteresowanej przedłużeniem okresu ważności zaświadczenia kwalifikacyjnego o wykonywaniu czynności w zakresie określonym w tym zaświadczeniu przez co najmniej 3 lata w okresie ostatnich 5 lat ważności zaświadczenia, składane pod rygorem odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia. W oświadczeniu umieszcza się klauzulę następującej treści: „Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia, wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z 6 czerwca 1997 roku – Kodeks karny.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

Zmianie uległa też forma przeprowadzania egzaminu. Zgodnie z rozporządzeniem ministra przedsiębiorczości i technologii z 30 maja 2019 roku w sprawie sposobu i trybu sprawdzania kwalifikacji wymaganych przy obsłudze i konserwacji urządzeń technicznych oraz sposobu i trybu przedłużania okresu ważności zaświadczeń kwalifikacyjnych (Dz.U. z 2019 roku, poz. 1008), egzamin sprawdzający przeprowadza się w dwóch częściach:

- 1) teoretycznej, przeprowadzanej w formie pisemnej w postaci papierowej lub elektronicznej, w zakresie określonym w art. 22 ust. 2 ustawy;
- 2) praktycznej, polegającej na sprawdzeniu umiejętności w zakresie obsługi lub konserwacji urządzeń technicznych.

Powyższe zmiany w przepisach weszły w życie 1 czerwca 2019 roku.

### Jakość produktu. Parametry LNG

Jakość produktu stanowi kolejny aspekt wpływający na bezpieczeństwo w transporcie LNG. Ma bezpośredni wpływ na działanie zaworów bezpieczeństwa. Głównym składnikiem LNG jest metan, pozostałe to przede wszystkim etan, propan, butan i azot. W zależności od ułamka molowego tych składników, parametry termodynamiczne LNG mogą się znacznie zmieniać. Gaz ziemny przed skropleniem zawiera ciężkie węglowodory, CO<sub>2</sub>, azot, hel, związki siarki i wodę. Mogą też występować inne związki chemiczne, charakterystyczne dla danego rejonu eksploatacji. W procesie skraplania na wstępie gaz musi być dokładnie osuszony i oczyszczony zwłaszcza z CO<sub>2</sub>. Po skropleniu jego temperatura w zależności od składu może wynosić od -166 do -157°C. Pod ciśnieniem atmosferycznym LNG ma temperaturę wrzenia -162°C. Instalacja kriogeniczna działa przy temperaturze znacznie niższej od otoczenia. Niska temperatura przy niewłaściwym osuszeniu powoduje możliwość wystąpienia zjawiska blokowania zaworów na instalacji cysterny, w tym zaworów bezpieczeństwa wskutek powstawania korków lodowych. Obecność CO<sub>2</sub> w długotrwałym procesie użytkowania instalacji powoduje wytrącanie się na ściankach wewnętrznych rur osadów przypominających kamień kotłowy. W efekcie powoduje to zmniejszenie przekrojów instalacji lub przyblokowanie zaworu oderwanym elementem osadu. Kolejnym ważnym aspektem jakości LNG jest obecność

Rysunek 3. Wzór nowych zaświadczeń kwalifikacyjnych wydawanych przez TDT



w produkcie azotu. Im jest go mniej, tym lepiej dla stabilności LNG w trakcie transportu. Azot jest najbardziej lotnym składnikiem skroplonego gazu ziemnego. Jeżeli jego zawartość w magazynowanym LNG przekroczy 1% całkowitego składu, może on zaburzyć równowagę cieczy w zbiorniku. Czystość gazu wpływa na jego temperaturę, skroplony gaz zawierający więcej metanu w naturalnym procesie jego odparowania nie spowoduje zmian gęstości LNG i nieznacznie wpłynie na wzrost jego temperatury.

### Alternatywa transportu drogowego LNG

Alternatywą transportu w średnim LNG może być transport kriogenicznymi cysternami kolejowymi lub w zbiornikach kriogenicznych zabudowanych w kontenerowej ramie ISO, przewożonych koleją. Stosowanie takiego rozwiązania ma dużo zalet, ale wymaga spełnienia wielu wymogów. Przede wszystkim jest to konieczność posiadania bocznicy kolejowej z infrastrukturą do przetankowywania LNG, nabycie kolejowych zbiorników transportowych czy stworzenie standardów branżowych do oceny ryzyka poprawy bezpieczeństwa i określających wpływ na środowisko transportu kolejowego. Niewątpliwie po stronie zalet jest też możliwość realizacji dostaw do dużych odbiorców, na przykład jednorazowa dostawa 2 320 000 litrów. Dla porównania: ilość taką dostarczyć może 40 cystern o pojemności 58 000 litrów (21 600 kg). Jednorazowa realizacja dostaw w takich ilościach daje możliwość rozwoju średniego LNG, bunkrowania barek rzecznych, dostaw do odbiorców przemysłowych nie tylko w kraju, ale i za granicą.

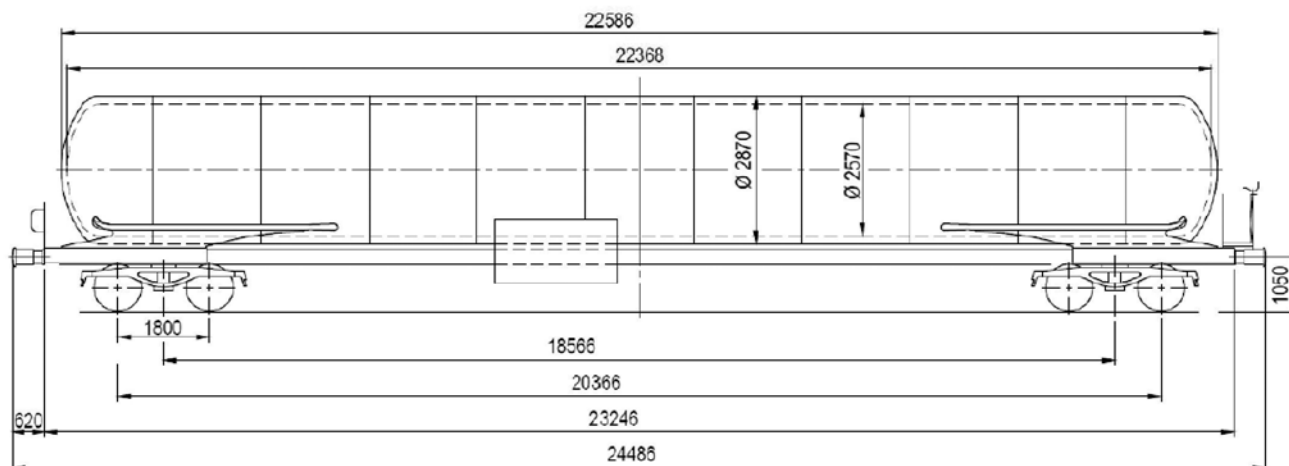


Zestawienie ładowności cysterny kolejowej z dotychczas stosowanymi zbiornikami transportowymi

	Cysterna kolejowa	Zbiornik kontenerowy ISO 40 Ft	40-tonowa cysterna drogowa	44-tonowa cysterna drogowa
Objętość	111 100	43 500	19 100	21 600
Ciśnienie	7	7	7	7
Ładowność	42 130	16 800	19 100	21 600

Zgodnie z RID<sup>2</sup>, LNG w transporcie kolejowym znakowane jest tak samo jak w transporcie drogowym UN<sup>3</sup> 1972 i numer identyfikacyjny zagrożenia nr 223.

Rysunek 5. Wymiary cysterny kolejowej firmy CHART do transportu LNG



\*\*\*

Obecnie w kraju transport kołowy LNG stanowi podstawę transportu, co jest rozwiązaniem zgodnym ze światowymi standardami. Według danych ITD przewóz materiałów niebezpiecznych, w tym LNG, stanowi najbezpieczniejszą gałąź transportu drogowego, w którym odnotowuje się najmniejszą liczbę zdarzeń drogowych. Z tych samych danych statystycznych wynika, że ujawnione potencjalnie niebezpieczne sytuacje wynikają z usterek technicznych pojazdów oraz czasu pracy kierowców,

a dotyczą najczęściej firm podwykonawczych dla dużych przewoźników. Wprowadzanie odpowiednich szkoleń, procedur i systemów kontroli w transporcie przynosi oszczędności dla przewoźnika. Każde zdarzenie drogowe, w którym uszkodzeniu uległa cysterna, kończy się czasowym jej wyłączeniem z eksploatacji i kosztami jej przywrócenia do użytkowania.

Najczęstszą przyczyną zagrożeń jest ich nieświadomość, spowodowana brakiem wiedzy, lub nieodpowiedzialność osób prowadzących działalność w zakresie przewozu materiałów niebezpiecznych i wykorzystywanie luk w przepisach, co przyczynia się do powstawania sytuacji niebezpiecznych w transporcie drogowym LNG.

**Jacek Pogoda, kierownik  
Zawodowego Górniczego  
Pogotowia Specjalistycznego  
PGNiG SA, Oddział RSGO**



<sup>1</sup> ADR – europejska umowa dotycząca międzynarodowego przewozu drogowego materiałów niebezpiecznych.

<sup>2</sup> Règlement concernant le transport international ferroviaire des marchandises dangereuses – règlement dla międzynarodowego przewozu kolejami towarów niebezpiecznych.

<sup>3</sup> Numer UN jest jednoznacznym oznaczeniem substancji i towarów niebezpiecznych.

# Stacje regazyfikacji LNG

## – szansa czy wyzwanie?

Mariusz Konieczny, Andrzej Żero

Jednym z możliwych rozwiązań zapewniających dostępność paliwa gazowego na terenach niezgazyfikowanych jest budowa stacji regazyfikacji LNG wraz z wyspą siecią dystrybucyjną.

Polska Spółka Gazownictwa jest największym operatorem systemu dystrybucyjnego gazu ziemnego w Polsce. Zatrudnia ponad 11,5 tys. pracowników, działa na terenie całej Polski i dystrybuje gaz z wykorzystaniem około 185 tys. kilometrów sieci gazowej. Mimo tak dużej sieci tylko około 61,3% terenu Polski (1518 z 2477 gmin według stanu na drugi kwartał 2019 roku) ma zapewniony dostęp do paliwa gazowego.

W związku z tym do realizacji przyjęty został „Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018–2022” (dalej program), który zakłada gazyfikację 300 nowych gmin, w tym również z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG (*liquefied natural gas*), tj. skroplonego gazu ziemnego. Podczas uruchamiania programu PSG świadczyło usługę dystrybucyjną w 1482 gminach (czerwiec 2018 roku), więc liczba zgazyfikowanych gmin od czerwca 2018 do czerwca 2019 roku wzrosła o 36.

Jednym z możliwych rozwiązań zapewniających dostępność paliwa gazowego na terenach niezgazyfikowanych jest budowa stacji regazyfikacji LNG wraz z wyspą siecią dystrybucyjną. Poza tym są też inne możliwości wykorzystania stacji regazyfikacji: dosilenie systemu dystrybucyjnego, zapewnienie paliwa gazowego odbiorcom na terenie gmin zgazyfikowanych, ale z występującymi brakami gazu w sieci, wykorzystanie stacji tymczasowych (np. na czas budowy stacji regazyfikacji docelowej, jako pre-gazyfikacja liniowa lub w trakcie usuwania awarii).

Dlaczego gazyfikacja z wykorzystaniem stacji regazyfikacji jest tak atrakcyjna i może stanowić rozwiązanie z problemem dostęp-

ności paliwa gazowego? Podstawowa zaleta wynika z własności fizykochemicznych skroplonego gazu ziemnego. Gaz ziemny podczas skraplania zmniejsza objętość około 600 razy, tym samym w 1 m<sup>3</sup> LNG znajduje się około 600 Nm<sup>3</sup> gazu ziemnego po regazyfikacji. Dla zobrazowania tych wielkości można posłużyć się innym przykładem, a mianowicie 1 Nm<sup>3</sup> gazu zajmuje objętość około 1,6 litra. Przyjmując, że w taryfie W-3 (czyli wykorzystywanie paliwa gazowego na potrzeby komunalne bytowe odbiorców indywidualnych) średnie zapotrzebowanie na paliwo gazowe wynosi około 2230 Nm<sup>3</sup> rocznie, to do jego pokrycia niezbędne jest niecałe 4 m<sup>3</sup> LNG rocznie. W stacjach regazyfikacji LNG najczęściej wykorzystywanym rozwiązaniem są dwa zbiorniki magazynowe o pojemności wodnej 60 m<sup>3</sup>, więc taka stacja może zgromadzić około 64 800 Nm<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji (przy założeniu napełnienia na poziomie 90%).

Do gazyfikacji wyspowych najczęściej stosowane są rozwiązania oparte na jednym lub dwóch kriogenicznych zbiornikach magazynowych o pojemności 60 m<sup>3</sup> oraz parownikach atmosferycznych o przepustowości dobranej odpowiednio dla potrzeb gazyfikacji danej lokalizacji (zdjęcie 1).

Przedstawiona stacja regazyfikacji zapewnia dostęp do paliwa gazowego dla miasta w północno-wschodniej Polsce. Miasto liczy około 10 tys. mieszkańców (według danych GUS na 31.12.2007 roku) i zajmuje powierzchnię 7,66 km<sup>2</sup>. W mieście działają małe zakłady usługowe i handlowe, kilka sklepów wielkopowierzchniowych, restauracje oraz przemysł, głównie spożywczy: piekarniczy, mleczarski oraz przetwórstwo mięsa. Szacowane docelowe roczne zużycie, tj. po przyłączeniu większości odbiorców, którzy na etapie przygotowania inwestycji deklaruwali przyłączenie się do sieci gazowej, wynosi około 2 mln Nm<sup>3</sup>/rok, a moc przyłączeniowa około 500 Nm<sup>3</sup>/h. W stacjach regazyfikacji LNG (jak na zdjęciu 1) stosowane są rozwiązania pozwalające na uzyskiwanie przepustowości od około 600 do 2500 Nm<sup>3</sup>. Dobór parametrów wykonywany jest indywidualnie dla każdej stacji na etapie wydawania warunków technicznych oraz jej projektowania, a najważniejsze z nich to dobór wielkości zbiornika na gaz w postaci LNG, wydajność parownic oraz przepustowość stacji redukcyjno-pomiarowej.

Poza stacjami ze zbiornikami pionowymi stosowane mogą być również zbiorniki poziome, np. w związku z wymaganiami środowiskowymi. Przykład stacji regazyfikacji LNG na etapie zakończenia prac budowlanych ze zbiornikiem poziomym o pojemności wodnej około 37 m<sup>3</sup> przedstawia zdjęcie 2.

Innym rozwiązaniem stosowanym w celu zasilenia małych odbiorców lub do zasilania tymczasowego są tzw. małe stacje regazyfikacji



Zdjęcie 1. Przykładowa stacja regazyfikacji LNG.



Zdjęcie 2. Stacja regazyfikacji LNG z zbiornikiem poziomym.

LNG o pojemności wodnej zbiornika około 10 m<sup>3</sup>. Przykład rozwiązania po zakończeniu prac montażowych przedstawia zdjęcie 3.

Może to być rozwiązanie tymczasowe – do czasu doprowadzenia gazociągu liniowego lub wybudowania docelowej stacji regazyfikacji LNG.

Należy przy tym pamiętać, że ciśnienie wyjściowe ze stacji przedstawionej na rysunku 3 wynosi poniżej 0,5 MPa, a maksymalny wolumen gazu do pracy ciągłej – z uwagi na wielkość stosowanych parownic atmosferycznych – około 150 Nm<sup>3</sup>/h, co może mieć istotne znaczenie technologiczne po stronie odbiorcy. Ograniczeniem stosowania takiej stacji może być czas zasilania odbiorcy, np. przy założeniu napełnienia zbiornika do 90% jego pojemności wodnej i ciągłym poborze na poziomie 100 Nm<sup>3</sup>/h wymusza tankowanie zbiornika co 48–50 h (z zachowaniem rezerwy gazu w postaci LNG w zbiorniku). Istotnym ograniczeniem dla takiego rozwiązania jest ekonomika dostaw dużymi autocysternami, które w celu pełnego opróżnienia muszą w trakcie jednego rozładunku obsłużyć kilka stacji. PSG stara się minimalizować ten problem poprzez budowanie kilku lub nawet kilkunastu takich stacji w niewielkich odległościach oraz w pobliżu dużego zbiornika, umożliwiającego pełne roztankowanie autocysterny. Ogromną zaletą wykorzystania małych stacji LNG jest ich stosunkowo niewielki koszt, krótki czas budowy i możliwość szybkiego przeniesienia w inne miejsce, dzięki czemu są chętnie wykorzystywane do regazyfikacji nowych obszarów.



Zdjęcie 3. Mała stacja regazyfikacji LNG po zakończeniu prac.

Mała stacja regazyfikacji LNG jest znakomitym rozwiązaniem, której funkcjonalność jest porównywalna ze stacjonarną stacją regazyfikacji LNG.

Instalacja regazyfikacji LNG składa się z następujących elementów:

- zbiornika/zbiorników skroplonego metanu wraz z parownicami odbudowy ciśnienia,
  - najczęściej układu dwóch parownic atmosferycznych pracujących zamiennie,
  - rurociągów fazy ciekłej i fazy gazowej wraz z armaturą zabezpieczającą i odcinającą,
  - stacji redukcyjno-pomiarowej w obudowie kontenerowej, wyposażonej w układ podgrzewu gazu, w dwa ciągi redukcyjne, układ pomiarowy, nawianialnię wtryskowo-kontaktową THT oraz system telemetrii i AKPiA,
- oraz infrastruktury towarzyszącej, w skład której wchodzi:

- ogrodzenie, brama wjazdowa, furtka,
- elementy konstrukcyjno-budowlane: wanna bezpieczeństwa, schody,
- instalacja elektryczna, w tym oświetlenie, odgromowa i uziemiająca,
- gazociąg średniego ciśnienia,
- instalacja do azotowania,
- nawierzchnie utwardzone: droga wewnętrzna, plac manewrowy do rozładunku cysterny, chodniki,
- odwodnienie wanny bezpieczeństwa poprzez bezodpływowy zbiornik retencyjny.

Innym, stosowanym przez PSG rozwiązaniem są stacje mobilne przeznaczone do zasilania awaryjnego, np. podczas prac modernizacyjnych, remontowych czy usuwania awarii na sieci gazowej. Zdarza się, że są one wykorzystywane do awaryjnego zasilania odbiorcy w czasie budowy docelowej stacji regazyfikacji LNG lub prac związanych z doprowadzeniem gazociągu liniowego (zdjęcie 4).

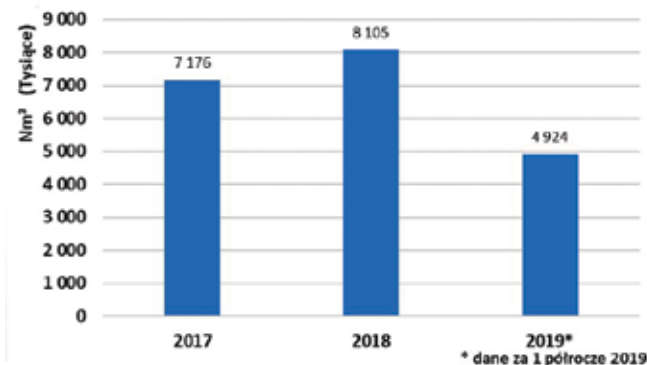


Zdjęcie 4. Mobilna stacja regazyfikacji LNG.

Dzięki wykorzystywanym przez PSG stacjom regazyfikacji LNG na koniec czerwca 2019 roku około 20,5 tys. odbiorców miało dostęp do paliwa gazowego, a wolumen dystrybucji gazu za I półrocze 2019 roku wyniósł ponad 54 mln kWh (wzrost o około 17% r/r). Dystrybucję gazu ziemnego po regazyfikacji w latach 2017–2019 r. przedstawia zamieszczony wykres.

Poza gazyfikacjami wyspowymi od 2018 roku PSG rozpoczęło wykorzystanie stacji regazyfikacji LNG jako stacji dosilających system dystrybucyjny do pokrycia szczytowych zapotrzebowań w tych lokalizacjach, gdzie nie ma możliwości zwiększenia wolumenu gazu odbieranego z systemu przesyłowego. Przy-

Dystrybucja gazu po regazyfikacji w latach 2017–2019



UWAGA:

Ponieważ rozliczanie z odbiorcami gazu ziemnego odbywa się w jednostkach energii, to dla celów przeliczeniowych przyjęto że 1 Nm<sup>3</sup> gazu odpowiada 10,97 kWh.

kładem takiego zastosowania jest stacja regazyfikacji LNG o docelowej przepustowości 10000 Nm<sup>3</sup>/h i 8 zbiornikach magazynowych o pojemności wodnej 60 m<sup>3</sup> każdy. Dotychczas zrealizowano pierwszy etap inwestycji, składający się z budowy czterech zbiorników oraz 8 parownic atmosferycznych o łącznej przepustowości 5000 Nm<sup>3</sup>/h, (zdjęcie 5). Dzięki budowie tej stacji udało się zamienić umowy dystrybucji gazu na warunkach przerywanych na umowy na warunkach ciągłych oraz odblokować rozwój lokalnego rynku gazu na terenie północno-wschodniej Polski. Ze względu na doskonałą lokalizację tej stacji (w bezpośrednim sąsiedztwie linii kolejowej) rozważane jest wykorzystanie jej w przyszłości jako bazy magazynowo-przeładunkowej do zasilania małych instalacji LNG.

Wszystkie stacje regazyfikacji LNG budowane są przez PSG z poszanowaniem środowiska naturalnego, zagospodarowanie terenu stacji wykonywane jest według lokalnych wymagań oraz z zapewnieniem bezpieczeństwa pracy instalacji, w tym bezpieczeństwa przeciwpożarowego i wyposażone są w parownice atmosferyczne (AAV), co powoduje, że do zmiany fazy gazu ziemnego nie jest wykorzystywana dodatkowa energia.

Stacje regazyfikacji LNG mogą być wykorzystywane wszędzie tam, gdzie nie ma dostępu do paliwa gazowego, bez względu na to, dlaczego tak jest. Może to być zarówno fizyczny brak gazociągów, brak planów gazyfikacji liniowej, brak planów rozbudowy systemu przesyłowego czy lokalne ograniczenia przepustowości. Ponadto, proces inwestycyjny związany z budową stacji regazyfikacji LNG może być nawet kilkakrotnie krótszy w porównaniu z gazyfikacją liniową. Wynika to z czasu potrzebnego do zaprojektowania gazociągu liniowego oraz uzyskania tytułów prawnych (np. dla 10 czy 20 kilometrów gazociągu zasilającego liczba zgód i pozwoleń może być kilkakrotnie lub kilkadziesiąt razy większa niż przy budowie stacji regazyfikacji LNG).

Reasumując, stacje regazyfikacji LNG zwiększają szanse na dostęp do paliwa gazowego dla odbiorców indywidualnych i biznesowych, ograniczają ryzyko przyłączania potencjalnych odbiorców do innych źródeł energii, stwarzają nowe możliwości zwiększania dystrybucji paliw gazowego dla PSG (a tym samym powiększania przychodów). Z drugiej strony wszystkie aspekty związane z doбором stacji regazyfikacji, procesem budowlanym i koncesyjnym oraz aspekty eksploatacyjne stanowią nowe wyzwania dla PSG zarówno w rozwoju, inwestycjach, organizacji pracy, jak i eksploatacji stacji regazyfikacji.

Pracownicy muszą nauczyć się obsługi stacji regazyfikacji LNG i pozyskać wiedzę w zakresie zagrożeń kriogenicznych (które nie występują przy eksploatacji dystrybucyjnej sieci gazowej), sposobu tankowania oraz bieżącej eksploatacji. Szczególnie ciekawymi aspektami pracy w stacji regazyfikacji LNG jest sterowanie zasileniem sieci dystrybucyjnej z fazy gazowej i/lub fazy ciekłej oraz samo tankowanie zbiorników.

Zwiększająca się liczba stacji regazyfikacji LNG wymusi zmiany w zakresie relacji między operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcami paliwa gazowego, zwłaszcza w aspekcie takich zagadnień jak „elastyczność okien czasowych” do tankowania stacji LNG czy możliwość zrzuć małych ilości LNG z autocysterny, jakie mogą pozostać po zatankowaniu kilku małych stacji. Innym ciekawym aspektem związanym z pracą stacji regazyfikacji LNG może być możliwość częściowego roztankowania stacji LNG w celu zasilenia w paliwo gazowe w postaci LNG innej stacji, np. stacji ze zbiornikiem o pojemności wodnej 10 m<sup>3</sup>, a zwłaszcza w przypadku, gdy małe stacje regazyfikacji LNG znajdują się



Zdjęcie 5. Stacja regazyfikacji LNG dosilająca system dystrybucyjny.

w pobliżu dużych (np. dwu- lub czterozbiornikowych). W PSG trwają więc intensywne prace wdrożeniowe związane z nowoczesnym opomiarowaniem procesu tankowania nie tylko przy wykorzystaniu gazomierzy masowych, ale także dla urządzeń do pomiaru jakości gazu. Na bieżąco analizowane są także możliwości pozyskania nowoczesnych i tanich instalacji regazyfikacji LNG w kraju i za granicą. W ramach prac badawczo-rozwojowych analizowane są łańcuchy dostaw LNG – od instalacji skraplania poprzez nowoczesne metody dostaw związane z transportem kolejowym i ISO kontenerami, aż po możliwość regazyfikacji LNG pod wysokim ciśnieniem (pierwsza taka instalacja prawdopodobnie powstanie na przełomie tego roku) czy odzysku energii chłodu traconej obecnie podczas regazyfikacji.

Odpowiadając zatem na pytanie postawione w tytule: stacje regazyfikacji LNG są nie tylko szansą lub wyzwaniem – to zarówno szanse, jak i wyzwania.

**Mariusz Konieczny, dyrektor Departamentu Rozwoju w PSG sp. z o.o.,  
Andrzej Żero, główny specjalista ds. rozwoju LNG,  
Departament Rozwoju, Biuro Rozwoju LNG w PSG sp. z o.o.**

# Metan z pokładów węgla trafi do sieci gazowej



Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo kończy testy produkcyjne na otworach Gilowice-3K i 4H w gminie Miedźna na Śląsku. Już w przyszłym roku wydobywany tam metan zasili lokalną sieć gazowniczą.

**G**ilowice-3K i 4H to system otworów składający się z odwiertu pionowego i połączonego z nim otworu horyzontalnego. PGNiG wykonało je w ramach programu Geo-Metan, którego zadaniem jest rozwój metod i technik wydobywania metanu z pokładów węgla. Wiercenia zakończono w 2018 roku, a od lutego tego roku spółka prowadzi testy produkcyjne, które mają określić potencjał produkcji metanu. Wstępne wyniki są na tyle obiecujące, że PGNiG postanowiło wybudować na terenie placu wiertniczego ośrodek zbioru gazu, z którego metan trafi do lokalnej sieci gazowniczej. Ośrodek ma zostać uruchomiony w drugiej połowie 2020 roku.

– *Efekty naszych prac w Gilowicach potwierdzają potencjał wydobywania metanu z pokładów węgla. Uzyskaliśmy przyplwy gazu w ilościach, które uzasadniają rozpoczęcie komercyjnej eksploatacji. Po raz pierwszy metan pozyskany ze skał węglonośnych trafi do sieci i będzie mógł być wykorzystany jako czysta alternatywa dla innych paliw używanych w gospodarstwach domowych, firmach i instytucjach* – wyjaśnił **Piotr Woźniak**, prezes zarządu PGNiG SA.

Uruchomienie ośrodka będzie drugim przypadkiem komercyjnego wykorzystania metanu wydobytego z pokładów węgla przez PGNiG. Od kwietnia tego roku w gminie Miedźna działa generator prądotwórczy zasilany gazem z systemu odwiertów Gilowice-1 i 2H. Energia wyprodukowana przez urządzenie o mocy 0,9 MW trafia do sieci elektroenergetycznej spółki Tauron Dystrybucja.

– *Wydobywalne zasoby metanu w złożach węgla na terenie Górnos Śląskiego Zagłębia Węglowego wynoszą ok. 193 mld m<sup>3</sup>. Ich eksploatacja w istotny sposób zwiększy możliwości krajowego wydobycia gazu ziemnego. Jesteśmy zdeterminowani, aby jak najszybciej udostępnić te zasoby* – powiedział **Piotr Woźniak**.

Rozwój krajowego wydobycia gazu to niejedyny cel programu Geo-Metan, który PGNiG realizuje wspólnie z Państwowym Instytutem Geologicznym – Państwowym Instytutem Badawczym (PIG). Metan jest obecnie poważnym problemem dla górnictwa węgla kamiennego – gaz uwalniany w trakcie prac górniczych grozi wybuchem lub zapaleniem, a jego usuwanie spowalnia tempo prac wydobywczych i podnosi ich koszty. Jednocześnie metan jest agresywnym gazem cieplarnianym, większość gazu gromadzącego się w kopalniach jest później emitowana do atmosfery. W ramach programu Geo-Metan PGNiG i PIG chcą sprawdzić, na ile usunięcie metanu z pokładów węgla przed rozpoczęciem ich eksploatacji pozwoli ograniczyć te trudności. W tym celu w lutym 2019 roku PGNiG podpisało umowę o współpracy z Polską Grupą Górniczą. Umowa przewiduje wykonanie systemu otworów i ujęcie metanu z pokładów węgla należących do Kopalni Węgla Kamiennego Ruda Ruch Bielszowice. Spółki uzgodniły już plan wierceń, natomiast PGNiG wystąpiło o zgodę administracyjną na rozpoczęcie prac.

**Łukasz Ruciński**, Departament Public Relations PGNiG SA



# Z wizytą w Gilowicach



Od kwietnia tego roku w gminie Miedźna działa generator prądotwórczy zasilany gazem z systemu odwiertów Gilowice-1 i 2H. Energia wyprodukowana przez urządzenie o mocy 0,9 MW trafia do sieci elektroenergetycznej spółki Tauron Dystrybucja. W 2020 roku powstanie tu Ośrodek Zbioru Gazu, z którego metan trafi do lokalnej sieci gazowniczej. To dwa przykłady komercyjnego wykorzystania metanu wydobytego z pokładów węgla przez PGNiG. W lipcu 2019 roku plac wiertniczy w Gilowicach odwiedził wicepremier Jacek Sasin.

MP





# Nasz portfel kontraktów z dostawcami z USA obejmuje rocznie ponad 9 mld m<sup>3</sup> gazu

**Marcin Poznań**

Do Polski przyłynął pierwszy ładunek amerykańskiego LNG w ramach długoterminowej umowy między PGNiG a Cheniere Energy.

**O**koło 39 mld m sześć. gazu ziemnego w ciągu 24 lat – taki wolumen obejmuje kontrakt z amerykańskim dostawcą. W uroczystości oficjalnego odbioru pierwszej dostawy w porcie Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu udział wzięli m.in. przedstawiciele rządu RP i członkowie zarządów firm PGNiG i Cheniere Energy.

– Dwa lata temu w tym miejscu witaliśmy wraz z naszymi partnerami z amerykańskiego Cheniere pierwszą w historii dostawę LNG ze Stanów Zjednoczonych do Polski i do tej części Europy. Ładunek, zakupiony w ramach jednorazowej transakcji, pochodził właśnie od Cheniere. Dziś również spotykamy się z naszymi amerykańskimi

partnerami i tą dostawą rozpoczynamy realizację pierwszego wieloletniego kontraktu na zakup LNG z USA – powiedział **Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA**. – Nasz portfel kontraktów z dostawcami z USA obejmuje rocznie ponad 9 mld m sześć. gazu ziemnego po regazyfikacji – czyli więcej niż sprowadzamy gazu z Rosji. Taki wolumen wzmacnia bezpieczeństwo energetyczne Polski, ale także daje nam możliwość aktywnego udziału w handlu LNG na globalnym rynku – dodał.

Metanowiec Oak Spirit, który zawinął do terminalu w Świnoujściu, dostarczył ok. 165 tys. m sześć. LNG, co po regazyfikacji odpowiada ok. 95 mln m sześć. gazu ziemnego. Była to jednocześnie 65. dostawa LNG do Polski od momentu uruchomienia gazoportu.

– Ten pierwszy ładunek w ramach naszej wieloletniej umowy to początek ponad dwóch dekad partnerstwa, które przyniesie Polsce niezawodną, czystą i bezpieczną energię – powiedział **Anatol Feygin, wiceprezes i dyrektor handlowy Cheniere**. – Jesteśmy zaszczyceni, będąc tu dzisiaj z naszymi partnerami i witając ten pierwszy ładunek, po którym nastąpi o wiele więcej w nadchodzących latach – dodał.

PGNiG podpisało 24-letnią umowę z firmą Cheniere Marketing International w listopadzie 2018 roku. W latach 2019–2022 łączny wolumen dostaw wyniesie ok. 0,52 mln ton LNG, czyli ok. 0,7 mld m sześć. gazu po regazyfikacji. Natomiast w latach 2023–2042 łączny wolumen importu osiągnie ok. 29 mln ton (około 39 mld m sześć. po regazyfikacji) – co oznacza że od 2023 roku PGNiG co roku zakupi ok. 1,45 mln ton (ok. 1,95 mld m sześć. gazu po regazyfikacji).

Dostawy będą realizowane według formuły DES (*delivery ex-ship*) – czyli z dostawą do terminalu w Świnoujściu zapewnioną przez sprzedającego. Wcześniej do Świnoujścia przyływały dostawy amerykańskiego LNG zakupione w ramach transakcji jednorazowych, tzw. spotowych, oraz w ramach kontraktu średnioterminowego. PGNiG przyjęło dotychczas siedem takich dostaw. W czerwcu 2017 roku odebrało pierwszy w historii ładunek LNG z USA – spotową dostawę od firmy Cheniere Energy.

**Marcin Poznań, główny specjalista, Departament Public Relations PGNiG SA**





# PGNiG przygotowało raport o innowacjach w sektorze gazu, paliw i energii

Jakie innowacje będą kluczowe dla przyszłości sektora, w którym działa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo? Skąd mogą pochodzić innowacyjne rozwiązania i jakie są najważniejsze wyzwania w tym obszarze? To tylko kilka z wielu pytań, na które odpowiada specjalny raport pt. „W kierunku energii przyszłości”.

Punktem wyjścia raportu jest spojrzenie na sytuację na światowym rynku gazu, paliw i energii oraz czynniki, które wpływają na jego transformację. Jednym z ważniejszych aspektów trwających procesów transformacyjnych są innowacje będące zarówno źródłem, jak i efektem zmian na tym rynku.

Publikacja prezentuje nowe technologie i kluczowe trendy będące inspiracją dla innowacji, które stają się narzędziem przedsiębiorstw z branży oil&gas w transformacji energetycznej. Podaje wiele przykładów nie tylko innowacyjnych rozwiązań stosowanych przez największe światowe koncerny, ale też opisuje programy ukierunkowane na osiągnięcie innowacji.

– W raporcie omówiony jest przykład rozwiązania typu *Digital Oilfield*, które stosują największe koncerny naftowe. Innowacja umożliwia wykorzystanie technologii cyfrowych do zautomatyzowania zarządzania procesami biznesowymi, co pozwala na maksymalizację wydajności, zmniejszenie kosztów i minimalizację ryzyka związanego z wydobyciem węgla-wodorów. PGNiG nie odstaje w tym zakresie od światowej czołówki. My również stosujemy rozwiązanie, które nazwalismy „Cyfrowym złożem” – powiedział **Łukasz Kroplewski**, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju. – Raport wskazuje przykłady działań, projektów i technologii, aby uzmysłowić, że innowacje w naszym sektorze to nie tylko teoria, ale i praktyka, a PGNiG jest częścią tego procesu.

Wśród wymienionych przykładów innowacji w branży są także inteligentne systemy monitoringu i predykcji awarii lub zastosowanie pojazdów bezzałogowych – z takimi rozwiązaniami PGNiG ma również do czynienia. W zakresie in-

nowacji związanych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii mowa jest o zaangażowaniu PGNiG w opracowanie technologii wytwarzania wodoru z OZE z zastosowaniem metody elektrolizy.

Wymieniając wyzwania dla rozwoju innowacji w branży, raport zwraca uwagę na bariery formalno-organizacyjne związane z wdrażaniem projektów B+R+I w korporacjach, brak kadr o odpowiednich kompetencjach czy problemy z doбором odpowiedniej wiązki projektów, ustaleniem priorytetów i wyborem właściwych narzędzi rozwoju innowacji.

– W raporcie dużo miejsca poświęcono modelom działań, jakie największe gracze w branży oil&gas przyjęli do generowania i rozwoju innowacji. *Scouting technologiczny, konkursy pomysłów, wydarzenia poświęcone kreacji innowacji czy programy akceleryjne to swoisty miks innowacyjny,*

*z powodzeniem stosowany również przez PGNiG – powiedział wiceprezes Łukasz Kroplewski. – Firmy tworzą własne akcelerytory dla startupów albo stają się partnerami dużych programów akcelerycyjnych. Obecnie idziemy tą drugą ścieżką z uwagi na możliwość działania w ramach rządowych programów Scale Up i Poland Prize. Jednocześnie budujemy własne narzędzia i kompetencje, aby móc w tym obszarze działać w przyszłości.*

Publikacja systematyzuje formy współpracy korporacji z firmami technologicznymi, wskazując np. różnice pomiędzy programami inkubacyjnymi a akcelerycyjnymi. Omawia także modele inwestowania w startupy. Raport zwraca też uwagę na to, że nawet konkurenci w branży

mogą ze sobą współpracować, podając przykłady wspólnych przedsięwzięć tzw. *joint ventures*, dzięki którym możliwe jest sfinansowanie projektów B+R+I wymagających większych nakładów finansowych.

Raport został zaprezentowany podczas V Kongresu Energetycznego we Wrocławiu. Publikacja jest efektem współpracy ekspertów PGNiG i PwC Advisory.



Pełna treść raportu dostępna jest pod adresem:  
<http://pgnig.pl/raport-innowacje-2019>

# Po ulicach Warszawy będzie jeździło **ponad 220 autobusów gazowych**

**Rafał Pazura**

To już kolejna, trzecia w tym roku umowa podpisana przez PGNiG Obrót Detaliczny na dostawy ekologicznego paliwa dla pojazdów komunikacji miejskiej w Warszawie. Tym razem gaz CNG trafi do 54 autobusów w ramach umowy zawartej z Arriva Bus Transport Polska. Niebawem po ulicach stolicy będzie jeździło ponad 220 ekologicznych autobusów gazowych, co oznacza, że stanie się ona krajowym liderem ekologicznej komunikacji miejskiej zasilanej sprężonym gazem ziemnym.

*– Autobusy gazowe stanowią jeden z filarów transportu niskoemisyjnego w Polsce. To rozwiązanie gwarantuje natychmiastowe korzyści ekologiczne, wynikające przede wszystkim z całkowitej eliminacji emisji bardzo szkodliwych pyłów PM2, 5 oraz PM10. Ponadto, współpraca z PGNiG pozwala naszym klientom znacząco optymalizować koszty zakupu floty oraz jej eksploatacji, również w porównaniu z popularnymi na drogach polskich miast autobusami z napędem diesla – powiedział Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.*

*Podpisany kontrakt dotyczy dostaw paliwa dla 54 ekologicznych autobusów z wykorzystaniem całego spektrum technologicznego – począwszy od mobilnych magazynów gazu, poprzez stację LCNG, aż do wykorzystania stacji paliw CNG, którą wybuduje Arriva na terenie docelowej zajezdni autobusowej.*

*– Wykorzystanie na tak szeroką skalę ekologicznego gazu ziemnego to dowód troski o środowisko i zdrowie mieszkańców stolicy. Teraz wartością dodaną będą jeszcze większe oszczędności z tym związane, ponieważ paliwo CNG i LNG już za kilka tygodni obejmie zerowa stawka akcyzowa. A to oznacza, że ten biznes będzie jeszcze bardziej opłacalny – dodał Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny, odpowiedzialny za obszar CNG/LNG.*

Od 1 września br. wchodzi w życie zerowa stawka akcyzowa na gaz CNG i LNG służące do celów napędowych, co – według ekspertów – w praktyce przełoży się na niższe ceny tego paliwa o około 10–12 proc.

Paliwo gazowe jest najlepszą ekologiczną alternatywą dla oleju napędowego, dominującego w polskim transporcie publicznym. Jego zastosowanie powoduje nawet 10-krotnie mniejszą emisję zanieczyszczeń powietrza, a pojazdy zasilane gazem ziemnym poruszają się zdecydowanie ciszej, co jest szczególnie istotne w przypadku centrów miast. Ostatnie dwa lata to niezwykle dynamiczny rozwój tego rynku w Polsce.

Tylko w tym roku PGNiG Obrót Detaliczny podpisało listy intencyjne zakładające budowę infrastruktury do tankowania gazu CNG w Łomży, Suwałkach, Bielsku-Białej, Kielcach i Lubinie. Wcześniej na wykorzystanie gazu ziemnego do zasilania pojazdów użyteczności publicznej, zdecydowały się także Warszawa, Tarnów, Kielce, Rzeszów i Tychy. Dzięki zawartym umowom w najbliższym czasie na polskie drogi wyjedzie ponad 220 nowych autobusów gazowych zasilanych ekologicznym gazem CNG. A doliczając wcześniej wspomniane kontrakty możemy mówić o ponad 400 autobusach w całym kraju. To tyle autobusów na sprężony gaz ziemny, ile jeszcze 2 lata temu jeździło po polskich drogach.

**Rafał Pazura, rzecznik prasowy PGNiG Obrót Detaliczny**



Zdjęcie z konferencji PGNiG Obrót Detaliczny i Arriva.

# PGNiG OD zamawia Centralny System Billingowy od Asseco Poland

**Marek Jankowski**

PGNiG Obrót Detaliczny zawarło z Asseco Poland umowę na zbudowanie i wdrożenie Centralnego Systemu Billingowego (CSB). Rozwiązanie to podniesie jakość obsługi indywidualnych klientów spółki i małych firm, skróci też czas ich obsługi. System będzie gotowy i zasilony danymi najpóźniej w połowie 2022 roku.

– To jeden z największych tego typu projektów realizowanych w branży energetycznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Dzięki wdrożeniu Centralnego Systemu Billingowego największy dostawca usług detalicznych w Grupie PGNiG uzyska narzędzie do jeszcze bardziej efektywnej obsługi zarówno obecnych, jak i przyszłych klientów. Szacujemy, że z nowego rozwiązania skorzysta prawie 7 mln odbiorców gazu i energii elektrycznej w Polsce – powiedział **Maciej Woźniak, wiceprezes PGNiG SA ds. handlowych**.

– System pozwoli na efektywne ofertowanie nowych produktów i usług powiązanych. Mając dostęp do aktualnych danych, będziemy mogli ograniczać ryzyko operacyjne, a także upraszczać procesy zarządcze. Jestem przekonany, że Asseco Poland zbuduje dla nas najbardziej innowacyjny system do obsługi klientów w tej części Europy – podkreślił **Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny**.

Głównym przedmiotem zamówienia, które wykona Asseco Poland, jest zbudowanie nowej, redundantnej infrastruktury technicznej (zapewniającej zarządzanie pełną ciągłością działania) oraz migracja danych wszystkich klientów PGNiG Obrót Detaliczny wraz z historią rozliczeń z 98 instancji baz danych w ramach czterech różnych posiadanych obecnie rozwiązań billingowych do jednego centralnego systemu. W tym czasie świadczenie usług dla klientów PGNiG Obrót Detaliczny będzie się odbywało bez zakłóceń. Dostawca w ramach podpisanej umowy przekaże również wszystkie kody źródłowe do systemu, będzie też sprawować pełną opiekę serwisową przez 5 lat od daty zakończenia wdrażania systemu.

W pełni skalowalne rozwiązanie, wspólnie z systemem klasy CRM, zapewni kompleksowe wsparcie sprzedaży i obsługi klienta na rynku masowym. Nastąpi pełne scentralizowanie i ujednoczenie procesów, a dzięki temu sprawniejsze zarządzanie największą w kraju bazą umów gazowych.

– Projekt, który zrealizujemy dla PGNiG Obrót Detaliczny, to skomplikowane przedsięwzięcie na bardzo dużą

skalę. W efekcie największy dostawca gazu w Polsce zyska jedno z najnowocześniejszych rozwiązań na rynku, w pełni dostosowane do wyzwań cyfrowej gospodarki. Dzięki niemu będzie mógł tworzyć nowe, innowacyjne produkty dla swoich klientów, ograniczyć koszty operacyjne i szybko dostosowywać się do zachodzących zmian. Asseco posiada unikalne i wieloletnie doświadczenie w prowadzeniu dużych transformacji systemów, migracji danych oraz wdrażania systemów klasy Billing & CIS. Przykładem są



Prezes Henryk Mucha (z prawej), PGNiG Obrót Detaliczny, i Paweł Piwowar, wiceprezes Asseco Poland, z umową.

projekty zrealizowane dla największych dostawców energetycznych w Polsce – dodał **Paweł Piwowar, wiceprezes zarządu Asseco Poland**.

**Marek Jankowski, kierownik Działu PR PGNiG Obrót Detaliczny**

# Ruszyło Wirtualne Muzeum Gazownictwa

**Aleksander Kobyłka**

Na początku września wystartowała strona internetowa Wirtualnego Muzeum Gazownictwa – najnowszego projektu Departamentu Komunikacji, dzięki któremu będziemy mogli w nowoczesny sposób promować wiedzę o gazie i gazownictwie.

**W**irtualne Muzeum Gazownictwa (WMG) to strona internetowa będąca platformą wiedzy o historii, teraźniejszości i przyszłości gazownictwa i gazu ziemnego. Celem projektu jest popularyzacja wiedzy o tych zagadnieniach. Jest on adresowany do ludzi zainteresowanych historią gazownictwa, pasjonatów inżynierii i techniki oraz uczniów i nauczycieli, a także naukowców i badaczy.

Mecenasem WMZ jest Polska Spółka Gazownictwa, a strona powstała we współpracy z Muzeum Gazownictwa w Paczkowie. W ramach dalszego rozwoju planowana jest współpraca z kolejnymi partnerami, takimi jak Muzeum Gazownictwa w Warszawie czy Muzeum Przemysłu



Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza w Bóbrce.

Wirtualne Muzeum Gazownictwa jest innowacyjnym projektem, który w nowoczesny i atrakcyjny dla użytkowników sposób pokazuje dorobek niemal 200 lat historii gazownictwa na ziemiach polskich, opowiada też o badaniach i rozwoju technologii związanych z wykorzystaniem gazu ziemnego.

Na stronie WMG dostępne są dziesiątki zdigitalizowanych eksponatów (również w formie zdjęć obrotowych i modeli 3D), takich jak gazomierze, grzejniki, lampy czy żelazka, przedstawiony jest też cały cykl produkcyjny kla-

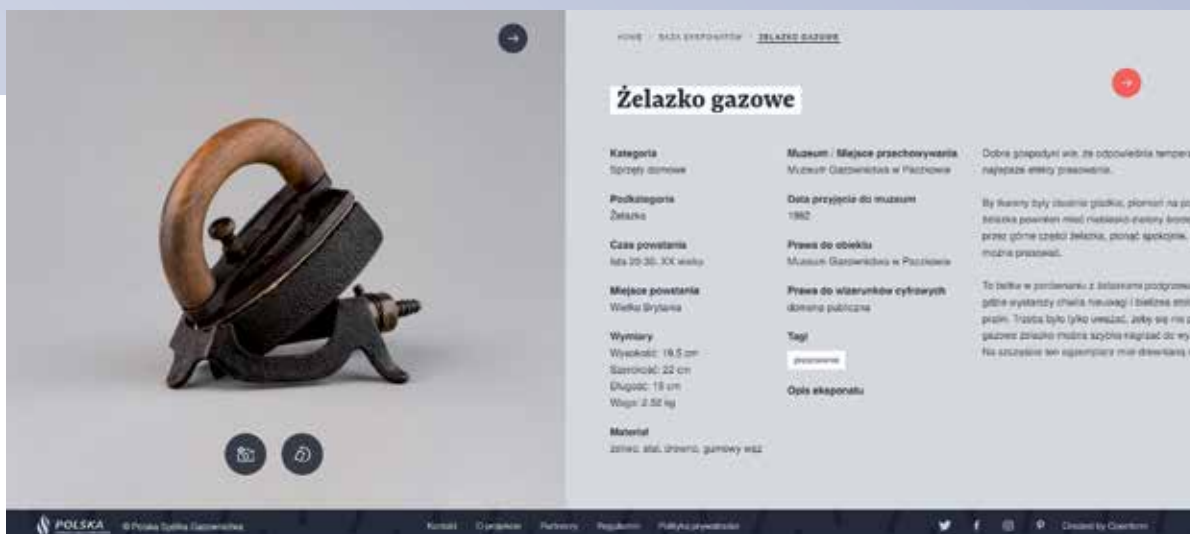


KWIKETT  
Kiszlet gazowy

KUCHENSKI  
Kuchenska wielofunkcyjna

KORNER  
Kiszletek gazowy

LIMOSKI  
Lokoska gazowa z palnikami



sycznej gazowni. Zaprezentowane są również mapy, rysunki i zdjęcia związane z historią gazownictwa (przede wszystkim w Polsce). Odwiedzający stronę mogą zapoznać się z wirtualnymi wystawami, czyli tematycznymi opracowaniami poświęconymi interesującym obiektom i zagadnieniom związanym z gazownictwem – jak np. domowe sprzęty na gaz czy historia promocji i reklamy gazownictwa.

Na stronie WMG dostępne są również linie czasu przedstawiające rozwój gazownictwa oraz biogramy najważniejszych osób związanych z historią gazownictwa, takich jak Ignacy Łukasiewicz, Witold Zglenicki czy Erazm Jerzmanowski, a także William Murdoch, Samuel Clegg czy Hugo Junkers. Użytkownicy na gazowej mapie Polski będą mogli zapoznać się z interesującymi miejscami i obiektami związanymi z gazownictwem. Dla uczniów i nauczycieli przygotowaliśmy scenariusze lekcji, które będzie można wykorzystać podczas zajęć dla klas 6–8 szkół podstawowych oraz w szkołach ponadpodstawowych.

Kampania promująca Wirtualne Muzeum Gazownictwa potrwa od początku września do końca października



2019 roku. W drugim tygodniu września w Warszawie odbyło się uroczyste otwarcie WMG, podczas którego zaprezentowane zostały szczegóły projektu, a także omówione zostało zaangażowanie Polskiej Spółki Gazownictwa w zachowanie tradycji polskiego gazownictwa. Zaproszeni goście mogli zobaczyć wybrane eksponaty pochodzące z Muzeum Gazownictwa w Paczkowie, a także zdjęcia zdigitalizowanych obiektów.

Podczas dwumiesięcznej kampanii Wirtualne Muzeum Gazownictwa promowane jest w mediach społecznościowych (Facebook, Instagram, YouTube) oraz mediach tradycyjnych. W trakcie kampanii wykorzystywane są stworzone podcasty, videography, sondy uliczne itp. Działania te wspiera Tomasz Rożek, dziennikarz naukowy i fizyki, popularyzator nauki.

**Aleksander Kobyłka, główny specjalista ds. komunikacji, Departament Komunikacji PSG**



# Program budowy stacji gazu ziemnego Polskiej Spółki Gazownictwa

**Alina Malinowska, Bartosz Kocięda**

W trosce o zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza oprócz wymiany źródeł ciepła z paliw stałych na paliwa gazowe istotna jest również budowa nowego modelu niskoemisyjnego transportu.

**P**olska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. (PSG), należąca do Grupy Kapitałowej PGNiG, jest największym operatorem systemu dystrybucyjnego gazowego zarówno w Polsce, jak i w Europie. Obecnie zarządza 187 tys. km gazociągów, które dostarczają rocznie ponad 11,6 mld m<sup>3</sup> gazu do gospodarstw domowych

i przedsiębiorstw. Oprócz klasycznej dystrybucji ogólnokrajową siecią gazową PSG dostarcza również gaz ziemny w ramach gazyfikacji wyspowej, z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG. Mając na uwadze dbałość o jakość powietrza, PSG dąży do zwiększenia dostępności do paliwa gazowego, dlatego w ramach prowadzonego „Programu

Mapa z zaznaczonymi gminami spełniającymi kryteria opisane w ustawie EPA oraz szlakami TEN-T



przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski”, do końca 2022 roku PSG w całym kraju wybuduje 77 stacji LNG i zgazyfikuje 300 nowych gmin.

W trosce o zmniejszenie zanieczyszczenia powietrza oprócz wymiany źródeł ciepła z paliw stałych na paliwa gazowe istotną jest również budowa nowego modelu niskoemisyjnego transportu. Problem pogarszającej się jakości powietrza w miastach coraz częściej poruszany jest w debacie publicznej, a coraz bardziej restrykcyjna polityka Unii Europejskiej spowodowała

stworzenie rządowego Programu Rozwoju Elektromobilności w Polsce”, na lata 2016–2025, w skład którego wchodzi następujące dokumenty strategiczne:

- Plan Rozwoju Elektromobilności „Energia do przyszłości”,
- krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (krajowe ramy),
- ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych (ustawa EPA),
- ustawa o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw, powołująca Fundusz Niskoemisyjnego Transportu.

Co istotne, program ten przewiduje wsparcie nie tylko dla pojazdów elektrycznych, ale również napędzanych sprężonym gazem ziemnym wysokometanowym – CNG (ang. *Compressed Natural Gas*), który jest jednym z najczystszych paliw kopalnych.

Przyjęta 11 stycznia 2018 roku ustawa EPA nakłada na PSG, jako operatora gazowego systemu dystrybucyjnego, cztery obowiązki.

1. Sporządzenie programu budowy stacji gazu ziemnego z uwzględnieniem gmin położonych na obszarze działania (program), które spełniają następujące kryteria:
  - liczba mieszkańców  $\geq 100\ 000$ ,
  - liczba zarejestrowanych pojazdów samochodowych  $\geq 60\ 000$ ,
  - liczba pojazdów przypadająca na 1000 mieszkańców  $\geq 400$ .
2. Budowa stacji gazu ziemnego zgodnie z programem.
3. Dokonywanie napraw i modernizacji stacji gazu ziemnego.
4. Wyłonienie w drodze przetargu operatora stacji gazu ziemnego.

PSG opracowała program budowy stacji gazu ziemnego na lata 2019–2022, który 23.10.2018 roku został uznany za uzgodniony przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Zgodnie z programem PSG do końca 2020 roku planuje wybudowanie 38 ogólnodostępnych stacji tankowania CNG (stacje CNG), zlokalizowanych w 36 gminach spełniających kryteria opisane w ustawie EPA. Wśród 38 stacji CNG wybudowanych zostanie 12 stacji o przepustowo-



ści  $60\ \text{m}^3/\text{h}$ , 24 stacje o przepustowości  $300\ \text{m}^3/\text{h}$  oraz 2 stacje LCNG, a każda z nich zostanie wyposażona w 2 punkty tankowania CNG.

Po uzgodnieniu programu PSG rozpoczęła etap realizacji obowiązków ustawowych, polegający na przygotowaniu postępowań przetargowych na:

- udzielenie koncesji na usługę tankowania gazu ziemnego i prowadzenia stacji CNG, z udostępnieniem nieruchomości,
- zaprojektowanie i budowę stacji CNG.

Ustawa EPA wskazuje, że PSG wyłania operatora stacji gazu ziemnego (koncesjonariusza) w drodze przetargu i zawiera z nim umowę na świadczenie usług tankowania i prowadzenie stacji gazu ziemnego. Mając na względzie przedstawione w programie założenie o budowie stacji gazu ziemnego na terenie istniejących stacji paliw płynnych (zgodnie z rekomendacją zawartą w krajowych ramach) założono, że wybór lokalizacji dokonywany będzie wraz z wyborem koncesjonariuszy, którzy w ramach swoich ofert przedstawią proponowane lokalizacje budowy stacji CNG. Wyłoniony w postępowaniu koncesjonariusz będzie odpowiedzialny m.in. za stan techniczny i bezpieczną eksploatację stacji gazu ziemnego oraz świadczenie usługi tankowania sprężonym gazem ziemnym, natomiast PSG wybuduje stacje CNG, a następnie będzie dokonywać ich napraw, remontów i modernizacji.

Polska Spółka Gazownictwa 17.09.2019 roku wszczęła postępowanie w trybie nieograniczonym o zawarcie umowy koncesji na usługę tankowania i prowadzenia stacji gazu ziemnego w technologii CNG i/lub LCNG (znak sprawy 2019/W001/WK-000001). Informacje dotyczące postępowania dostępne są po zalogowaniu się na platformie zakupowej PSG pod adresem: <https://zamowienia.psgaz.pl> w zakładce „Postępowania niepubliczne”.

Kolejnym etapem procesu będzie przeprowadzenie przez PSG postępowań przetargowych na zaprojektowanie i budowę stacji CNG, a ich ogłoszenie i rozstrzygnięcie planowane jest przed końcem bieżącego roku.

**Alina Malinowska, Centrum Badań i Rozwoju PSG**  
**Bartosz Kocięda, Centrum Badań i Rozwoju PSG**

# Budowa gazociągu Zdzieszowice–Wrocław: sto przejść bezwykopowych

**Tomasz Pietrasieński**

W województwach dolnośląskim i opolskim powstaje jeden z kluczowych projektów dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Liczący 130 km element korytarza Północ–Południe jest ważny ze względu na rolę, jaką odegra na europejskim rynku gazu, a także średnicę – 1000 mm. To największa średnica wśród gazociągów w Polsce, oczywiście z wyjątkiem gazociągu jamalskiego.

Budowany gazociąg obejmuje dwa odcinki.

- Odcinek I, o długości około 49 km, buduje firma Stalprofil S.A. na terenie Oddziału GAZ–SYSTEM we Wrocławiu w gminach Długołęka, Czernica, Oława i Miasto Oława oraz Skarbimierz.
- Odcinek II, o długości około 80 km, buduje firma IDS-BUD S.A. w gminach Skarbimierz, Olszanka, Lewin Brzeski, Dąbrowa, Opole, Prószków, Tarnów Opolski, Gogolin, Zdzieszowice i Leśnica. Za ten odcinek odpowiedzialny jest Oddział GAZ–SYSTEM w Świerklanach.

## Zaawansowanie budowy

Około 115 km gazociągu zostało już posadowione w wykopie. Trwa budowa ośmiu obiektów zaporowo-upustowych, wykonywane są też końcowe prace budowlane na obiekcie służy nadawczo-odbiorczej tłoka w Skarbimierzu. To właśnie tutaj oba odcinki gazociągu zostaną połączone. Jednocześnie wykonawcy robót budowlanych przystąpili do rekultywacji powierzchni terenu zajętego na czas inwestycji.

Przed uzyskaniem pozwolenia na użytkowanie odcinki gazociągów poddane zostaną próbom ciśnieniowym: wytrzymałości i szczelności. Po ich przeprowadzeniu nastąpi odbiór techniczny gazociągu. Zakończenie budowy odcinka I planowane jest na lipiec 2020 roku, a odcinka II na maj tego samego roku.

## Metody bezwykopowe zastosowane na budowie gazociągu

Trasa 130 km gazociągu wymaga przekroczenia metodami bezwykopowymi przeszkód terenowych, m.in. takich jak rzeki, drogi, autostrady i linie kolejowe. GAZ–SYSTEM wykorzystuje te nowoczesne technologie, aby chronić środowisko i zmniejszyć ingerencję w infrastrukturę drogową, kolejową i rzeczną. Technologie oraz metody przekroczeń bezwykopowych uzależnione są oczywiście od struktury geologicznej i parametrów geotechnicznego gruntu.

## 100 przekroczeń bezwykopowych, w tym 7 przewiertów sterowanych

Tabela 1. Liczba i rodzaje metod bezwykopowych stosowanych na budowie gazociągu Zdzieszowice–Wrocław

Odcinek	HDD	Direct Pipe/ MTS SYS- TEM 2	Mikro- tunel	Przeciski/ przewiert poziome
I Teren Oddziału we Wrocławiu	4	1	1	31
II Teren Oddziału w Świerklanach	1	1	22	39
<b>Ogółem</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>23</b>	<b>70</b>

Zaawansowane technologicznie przewiertów sterowane zastosowano do przekroczeń czterech rzek i drogi wojewódzkiej. Dwukrotnie pokonywane były rzeki Odra i Oława na różnych odcinkach gazociągu przy zastosowaniu odmiennej technologii (Direct Pipe/MTS System 2 oraz HDD). Łączna długość rurociągu o średnicy 1000 mm, zainstalowanego pod siedmioma przeszkodami terenowymi przy wykorzystaniu technologii horyzontalnych przewiertów sterowanych, to ponad 5000 m. Warto również zaznaczyć, że wzdłuż gazociągu układany jest światłowód, dla którego tak samo jak dla gazociągu należało wykonać przewiert, ale o mniejszej średnicy.

## Zastosowane technologie wykonania przekroczeń

- HDD – wiercenie i poszerzanie otworu oraz instalacja w nim przygotowanego odcinka rurociągu z poziomu terenu po trajektorii krzywoliniowej, z zachowaniem minimalnego przykrycia pod przeszkodą,
- mikrotuneling – drążenie otworu za pomocą tarczy skrawającej, z jednoczesnym przeciskaniem rur przewodowych – postępujących za tarczą – na odcinku od komory startowej do komory odbiorczej,
- Direct Pipe/MTS SYSTEM 2 – wykonanie przekroczenia jak wyżej, lecz z powierzchni terenu po trajektorii krzywoliniowej, umożliwiającej instalację rury pod przeszkodą z minimalnym przykryciem,



- przecisk oraz przewiert poziomy – wprowadzenie w grunt – za pomocą zespołu urządzeń – rur na odcinku od komory startowej do komory odbiorczej.

### Lokalizacja przewiertów (tabela nr 2)

Tabela 2. Metody przewiertów sterowanych i pokonywane przeszkody terenowe na trasie budowy gazociągu Zdziechowice–Wrocław

Odcinek gazociągu	Metoda przewiertu sterowanego	Lp.	Pokonywana przeszkoda terenowa	Długość przewiertu pod gazociąg
I Teren Oddziału we Wrocławiu	HDD	1.	Rzeka Widawa	609 m
		2.	Starorzeczka Odry i droga wojewódzka 455	1030 m
		3.	<b>Rzeka Odra (Ratowice)</b>	<b>1180 m*</b>
		4.	Rzeka Oława (Marcinkowice)	597 m
II Teren Oddziału w Świerklanach	Direct Pipe	5.	Rzeka Oława (Oława)	448 m
	HDD	6.	Rzeka Nysa Kłodzka	545 m
		MTS SYSTEM 2	7.	Rzeka Odra (Kąty Opolskie)
				4959 m

\* Najdłuższy w Polsce przewiert HDD o średnicy 1000 mm.

### Przewiert HDD w miejscowości Ratowice: rekord na „tysiączce”

- Na Odrze, w miejscu przekroczenia rzeki przez gazociąg, odbywa się żegluga śródlądowa. Aby jej nie zakłócać, GAZ–SYSTEM wykorzystał bezwykopową technologię kierunkowego wiercenia horyzontalnego (HDD). Metoda ta zagwarantowała nieprzerwanie prac na tym odcinku rzeki.
- Średnica nominalna 1000, długość 1180 metrów.
- W pierwszej fazie wykonany został tzw. przewiert pilotażowy, następnie za pomocą dostosowanych do warunków geologicznych narzędzi wiertniczych powiększono średnicę otworu. Końcowym etapem było wciągnięcie zespawanego w całości gazociągu.



Przewiert metodą MTS SYSTEM 2 pod Odrą w Kątach Opolskich na odcinku II na terenie Oddziału w Świerklanach.



Przewiert metodą MTS SYSTEM 2 pod Odrą w Kątach Opolskich na odcinku II na terenie Oddziału w Świerklanach.

### Przekroczenie rzeki Odry w Kątach Opolskich

Kolejnym bezwykopowym przekroczeniem Odry tym razem na odcinku II na terenie Oddziału w Świerklanach było przedsięwzięcie w Kątach Opolskich Polegało na instalacji rurociągu o łącznej długości 550 metrów i nominalnej średnicy 1000 mm pod dnem rzeki metodą MTS System 2 w okresie od 25 czerwca do 6 sierpnia 2019 roku. Przygotowane wcześniej dwa odcinki rurociągu, po około 275 m każdy, zostały kolejno po sobie zainstalowane pod Odrą – na odcinku Kąty Opolskie–Zimnice Wielkie. Zastosowana w tym celu techno-

logia umożliwia wiercenie w ziemi za pomocą głowicy skrawającej z jednoczesną instalacją rurociągu pod przeszkodą terenową. Jest to możliwe dzięki naciskowi stacji pchającej przed przekraczaną przeszkodą. Zarówno ruch obrotowy narzędzia, jak i transport urobku są możliwe dzięki urządzeniom zlokalizowanym na czas wiercenia we wnętrzu instalowanego rurociągu. Dodatkową zaletą tej technologii jest możliwość sterowania trajektorią rurociągu. Gazociąg został posadowiony na maksymalnej głębokości około 13 metrów pod dnem Odry przy kącie wejścia i wyjścia 5°.

### Rozbudowa systemu przesyłowego na terenie Oddziału w Świerklanach

Na terenie Oddziału GAZ–SYSTEM w Świerklanach w województwach opolskim, śląskim i zachodniej części małopolskiego trwa budowa pięciu strategicznych gazociągów o średnicy 1000 mm i łącznej długości około 234 km oraz tłoczni gazu Kędzierzyn – pierwszej tłoczni w tym oddziale. Ponadto, kolejne 270 km kluczowych gazociągów o średnicy 500, 700 i 1000 mm jest właśnie na etapie projektowania. To najważniejsze i największe inwestycje w okresie funkcjonowania Oddziału GAZ–SYSTEM w Świerklanach. Dzięki tym przedsięwzięciom długość sieci przesyłowej na terenie oddziału zwiększy się z 1471 do prawie 2000 km w 2025 roku, a tłocznia gazu w Kędzierzynie-Koźlu zapewni stabilny przesył gazu rozbudowaną siecią przesyłową.

**Autor jest ekspertem w Pionie Komunikacji Korporacyjnej i Marketingu GAZ–SYSTEM.**



# Jedna z pierwszych instalacji innowacyjnego SD Access w sektorze energetycznym

**Artur Szymański**

W czerwcu 2019 roku Gas Storage Poland (GSP) zrealizował projekt modernizacji sieci lokalnej LAN w biurze warszawskim GSP oraz dwóch obsługiwanych przez spółkę magazynach KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

**M**odernizacja polegała na wymianie obecnych przełączników dostępowych na nowoczesne urządzenia oraz wdrożeniu nowego systemu dostępu bezprzewodowego WiFi i systemu klasy NAC. Przygotowano się też do uruchomienia dostępu definiowanego programowo – SD Access (SDA).

Nową generację sieci oparto na programowo definiowanych sieciach dostępowych – SD Access (*Software Defined Access*) firmy Cisco, w których główny nacisk postawiono na w pełni zautomatyzowaną administrację i utrzymanie sieci. SDA to także ochrona sieci na styku urządzenie końcowe (komputer, telefon, tablet, drukarka itd.) i sieć dostępową spółki. Oznacza to m.in., że już na wejściu urządzenia do sieci następuje jego pełna separacja od innych urządzeń, co pozwala na podniesienie bezpieczeństwa teleinformatycznego o kolejny poziom.

Funkcjonalność SD Access pozwala administratorom spółki m.in. na scentralizowane zarządzanie dostępem definiowanym programowo, w tym proste i zautomatyzowane dodawanie nowych urządzeń sieciowych, dodawanie nowych sieci czy grupo-



wanie użytkowników w zależności od poziomu dostępu do sieci. Dzięki nowemu modelowi działania urządzeń w sieciach opartych na SD Access, w których ruch odbywa się w warstwie 3. modelu OSI, możliwe jest łatwe separowanie pojedynczych urządzeń na poziomie przełączników dostępowych, a co za tym idzie – zwiększenie bezpieczeństwa i ochrona organizacji przed takimi zagrożeniami jak np. malware, który wykorzysta-

wał słabe punkty warstwy 2. modelu OSI – szybką replikację wirusa pomiędzy urządzeniami będącymi w tym samym segmencie sieciowym. Innym udogodnieniem dla administratorów sieci teleinformatycznych jest brak konieczności stosowania takich mechanizmów jak STP, zapobiegających pętlom w sieciach, konfiguracji i utrzymania w przełącznikach wirtualnych sieci LAN (VLAN), czy minimalizacja ataków typu ARP spoofing.

Spółka Gas Storage Poland dzięki wdrożeniu SDA nie tylko w bardziej granularny sposób może nadawać dostęp do poszczególnych zasobów już na poziomie przełączników, zautomatyzować proces dołączania nowych urządzeń, ale też ograniczyć koszty związane z utrzymaniem dostępowej infrastruktury sieciowej, bowiem wraz z wdrożeniem nowego systemu wykonano pełne połączenie gniazd komputerowych z przełącznikami. W przyszłości pozwoli to na eliminację wyjazdów służb IT w celu wykonywania przekrosów dla nowych urządzeń, a co za tym idzie – skróci także czas oczekiwania pracowników na podłączenie nowego sprzętu. Pełne okablowanie, system autoryzacyjny oraz mechanizmy

stępowej w czasie rzeczywistym oraz pomaga w błyskawicznym reagowaniu na wszelkie potencjalne zatory lub naruszenia bezpieczeństwa.

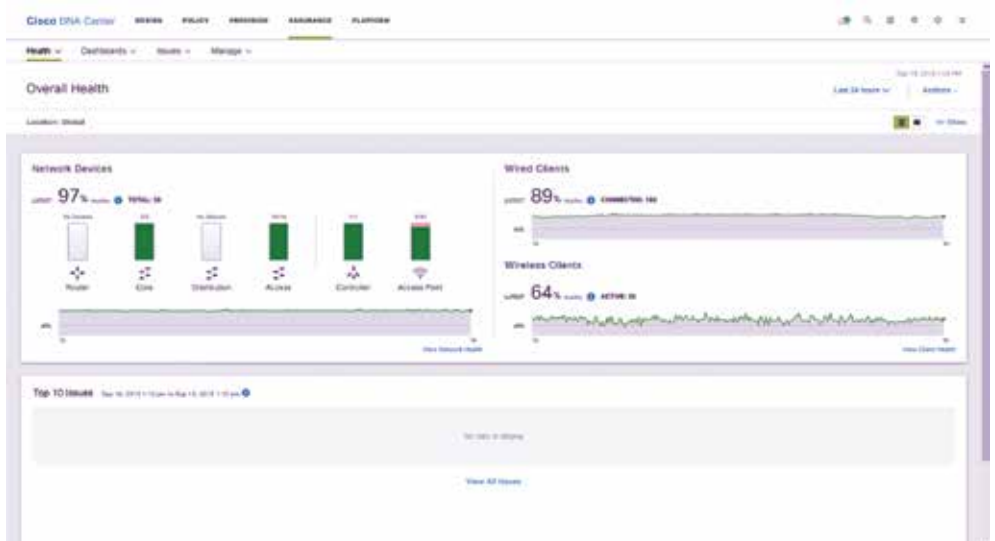
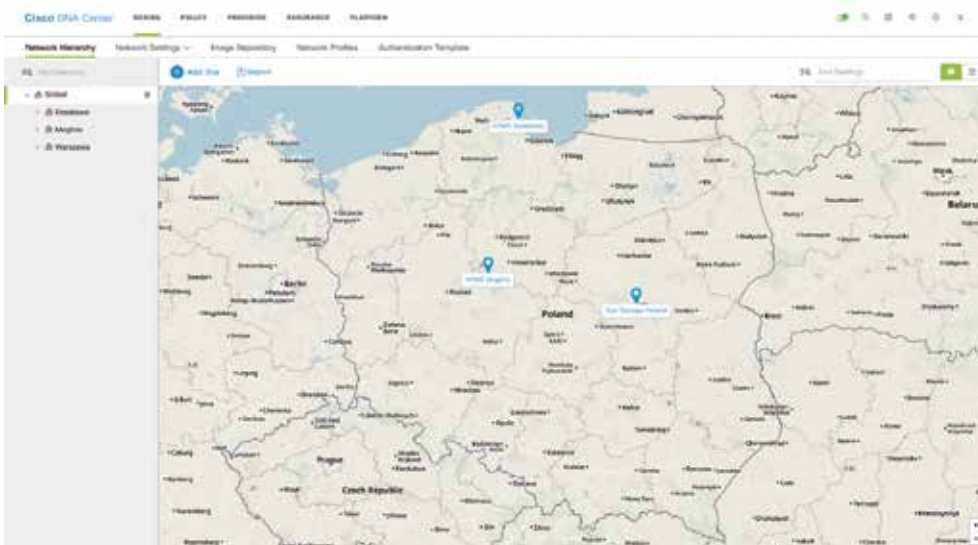
Ponieważ SD Access, jak sama nazwa wskazuje, jest technologią *stricte* programową, Gas Storage Poland będzie mógł w przyszłości bez wymiany sprzętu realizować inne scenariusze dla dostępu pracowników do zasobów spółki, pozwalając w elastyczny sposób dostosowywać się do zmieniających się warunków w świecie cyfrowym. Już teraz administratorzy spółki analizują nowe możliwości zwiększenia wydajności pracy poprzez np. zastosowanie dostępu dla naszych pracowników za pomocą własnych urządzeń (tzw. BYOD – *Bring Your Own Devices*), z jednoczesnym zachowaniem rygorystycznych procedur bezpiecznego dostępu do zasobów informatycznych spółki, czy dynamiczne i zautomatyzowane udostępnianie bezpiecznego, w pełni separowanego środowiska typu sandbox dla współpracowników spółki (np. serwisantów).

Gas Storage Poland zamierza kontynuować wdrażanie innowacyjnych rozwiązań, które pozwalają spółce na realizację zadań związanych z magazynowaniem paliw gazowych, z jednoczesnym zachowaniem najwyższych standardów bezpieczeństwa teleinformatycznego. Następnym naturalnym etapem uzupełniającym obecny SD Access, który należy do rodziny sieci programowalnych (SDN – *Software Defined Network*), jest wdrożenie rozwiązania dla sieci rozległej, łączącej m.in. oddziały Gas Storage Poland – SD-WAN (*Software defined WAN*), którym mamy nadzieję pochwalić się i opisać je za rok w kolejnym artykule.

**Artur Szymański, specjalista ds. IT (administrator bezpieczeństwa teleinformatycznego)**

SD Access pozwolą na poprawę komfortu pracy działu Service Desk spółki oraz zwiększą zadowolenie i wydajność pracy pracowników.

Obecnie spółka Gas Storage Poland wykonała testy rozruch infrastruktury SD Access w swoim oddziale w Warszawie. Pełna funkcjonalność sieci SDA we wszystkich lokalizacjach zostanie wdrożona w GSP do końca 2019 roku, niemniej jednak służby IT Gas Storage Poland już teraz wykorzystują niektóre moduły kontrolera DNA Center w celu bieżącej pracy administracyjnej, w tym moduł Assurance, który umożliwia obserwację wydajności sieci do-



Wspólne energetyczne cele

# PGNiG TERMIKA – współpraca ze stowarzyszeniami branżowymi

**Karolina Walkowiak**

Mając na uwadze realizację celów strategicznych spółki, PGNiG TERMIKA SA bierze udział w pracach prowadzonych przez stowarzyszenia branżowe, takie jak Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie (IGCP), Izba Gospodarcza Gazownictwa (IGG), Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ), Polska Unia Ubocznych Produktów Spalania (PUUPS) oraz Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE). Dzięki temu spółka buduje relacje z administracją publiczną, ekspertami sektorowymi i naukowcami. Projekty dotyczą m.in. regulacji w elektroenergetyce, ciepłownictwie i ochronie środowiska.

## Lepszy rynek ciepła – nowa strategia dla ciepłownictwa

PTEZ i IGCP zaangażowane są m.in. w prace Grupy Roboczej ds. Strategii Rozwoju Ciepłownictwa, działającej w ramach powołanego przez Ministerstwo Energii Zespołu ds. Określania Modelu Funkcjonowania Rynku Ciepła. Grupa stawia sobie za cel opracowanie do grudnia 2019 roku docelowego modelu rynku ciepła. Obecnie zdefiniowano cele strategiczne i szczegółowe w zakresie ciepłownictwa i kogeneracji w nawiązaniu do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” oraz Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021–2030.

Członkowie zespołu spotykają się z przedstawicielami różnych środowisk mających wpływ na realny kształt ciepłownictwa w Polsce. Tematy poruszane podczas spotkań znajdują odzwierciedlenie w opracowywanym materiale jako propozycja odpowiednich decyzji kierunkowych wpływających na transformację rynku ciepła w kolejnych latach. Prowadzone prace dotyczą takich zagadnień jak zapewnienie komfortu cieplnego

obywatelom, poprawa jakości powietrza (eliminacja niskiej emisji) oraz zmniejszenie wpływu na zmiany klimatyczne, a także poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju. Prace nad modelem funkcjonowania rynku ciepła prowadzone są w szerokim zakresie, obejmującym kwestie zarówno ciepłownictwa systemowego, jak i związanego z indywidualnymi gospodarstwami domowymi, a także klastrami energii. Oprócz zdefiniowania uczestników rynku ciepła i wzajemnych relacji pomiędzy nimi podejmowane są kwestie dotyczące kształtu przyszłego rynku poprzez zagadnienia związane z efektywnością energetyczną, regulacjami czy systemami wsparcia, a także programami edukacyjnymi dla społeczeństwa.

## Odpady – popioły, żużle, gips – to cenny produkt

Aby zapobiec szarej strefie i patologiom w gospodarce odpadami, w Polsce prawie rok temu wprowadzono restrykcyjne i kosztowny dla gospodarki tzw. pakiet odpadowy i przeciwpożarowy.

Jedną ze zmian jest wprowadzona z początkiem 2020 r. „Baza danych o produktach i opakowaniach oraz o gospodarce odpadami (BDO)” do elektronicznego generowania kart przekazania odpadów dla każdego środka transportu (dotychczas obowiązywał system miesięczny) oraz elektronicznego systemu ewidencji odpadów. Nad nowym systemem toczą się intensywne prace, w które zaangażowana jest PGNiG TERMIKA SA.

Z inicjatywy towarzystw branżowych: PUUPS, PTEZ, TGPE oraz IGCP Ministerstwo Środowiska dokonało nowelizacji ustawy o odpadach, którą w lipcu br. podpisał prezydent. Nowelizacja łagodzi inne restrykcyjne jej zapisy, m.in. z roku do trzech lat wydłużono możliwość magazynowania od-



Jarosław Głowacki, prezes PGNiG TERMIKA SA (drugi z prawej), podejmujący tematykę rozwoju wysokosprawnej kogeneracji oraz rynku mocy podczas jednego z paneli I Kongresu Kogeneracji, który odbył się 5 czerwca 2019 roku w Kazimierzu Dolnym nad Wisłą. PGNiG TERMIKA była partnerem tego wydarzenia współorganizowanego przez PTEZ.



Tomasz Wilczak, wiceprezes PGNiG TERMIKA SA (drugi z lewej), jako jeden z członków Rady Programowej I Kongresu Ciepłowników podsumował, co zostało zrobione, a co jeszcze jest do zrobienia w sektorze podczas panelu zatytułowanego „Transformacja sektora dwie dekady po I Kongresie Ciepłowników Polskich”. Panel odbył się podczas XXIII Forum Ciepłowników Polskich, zorganizowanego przez IGCP 15–18 września 2019 roku w Międzyzdrojach.

padów niepalnych, zwolniono z monitoringu wizyjnego odpady z energetyki oraz złagodzone system odmów wydania pozwoleń w przypadku kary administracyjnej.

Udało się uzyskać prawie 1 miliard zł oszczędności dla branży rocznie.

## Gaz – paliwo przyszłości

TGPE prowadzi prace studyjno-analityczne w zakresie uwarunkowań rozwoju gazowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, których celem jest przygotowanie sektora na zmiany otoczenia regulacyjnego. Prace te są istotne ze względu na rosnącą rolę gazu ziemnego, przypisaną przez odpowiednie działania legislacyjne Unii Europejskiej m.in. w postaci pakietu

„Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. W związku z rosnącą liczbą źródeł działających z wykorzystaniem gazu powstaje pilna potrzeba nowych regulacji, umożliwiających wykorzystanie zalet gazu ziemnego w generacji energii elektrycznej i ciepła.

W IGG konsultowane są w ramach Komitetu Standardu Technicznego standardy aparatury niezbędnej w infrastrukturze gazowej, zwiększające bezpieczeństwo systemów gazowych.

W izbie konsultowane są także kluczowe projekty aktów prawa Unii Europejskiej oraz prawa polskiego w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, w tym zwłaszcza w zakresie tzw. bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny.

**Karolina Walkowiak, główny specjalista ds. współpracy instytucjonalnej, Departament Regulacji i Współpracy Instytucjonalnej PGNiG TERMIKA SA**



Edward Słoma (drugi z prawej), dyrektor Departamentu Regulacji i Współpracy Instytucjonalnej PGNiG TERMIKA SA, podczas sympozjum „Innowacyjne gazownictwo dla klimatu”, zorganizowanego przez IGG 18–19 stycznia 2019 roku w Zakopanem. Uczestnicy debaty podejmowali kwestie związane z rolą sektora gazowniczego w budowaniu nowego modelu rynku energii w Polsce.

# Strategia Międzynarodowej Unii Gazowniczej dla przemysłu gazowniczego

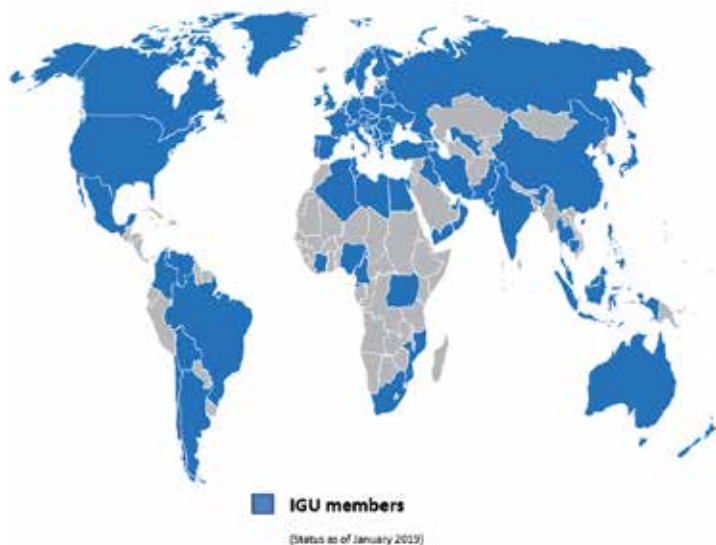
Emiliya Yakubovich, Marcin Ziółkowski, Piotr Seklecki

Misją Międzynarodowej Unii Gazowniczej (*International Gas Union – IGU*) jest promowanie gazu jako integralnej części zrównoważonego globalnego systemu energetycznego. Członkowie IGU zajmują się kwestiami strategicznymi, handlowymi i technicznymi sektora gazowniczego – od poszukiwań gazu, poprzez jego wydobycie i przesył rurociągami, a skroplonego gazu ziemnego (LNG) – do dystrybucji i spalania gazu w punkcie użytkowania.

**M**iędzynarodowa Unia Gazownicza powstała w 1931 roku i jest organizacją *non profit*. Zrzesza ponad 160 członków, którymi są głównie stowarzyszenia i korporacje przemysłu gazowniczego, stanowiące ponad 95% wszystkich uczestników światowego rynku gazu (rysunek 1). Reprezentuje także międzynarodowy przemysł gazowniczy, który prowadzi działania naukowo-badawcze, techniczne, technologiczne i marketingowe. Ich efekty prezentowane są na wielu międzynarodowych konferencjach, zwłaszcza na organizowanym raz na trzy lata Światowym Kongresie Gazowniczym (*World Gas Conference – WGC*).

IGU zachęca do międzynarodowego handlu gazem poprzez wspieranie niedyskryminacyjnych praktyk, promowania rozwoju technologii, kładąc nacisk na zwiększanie korzyści środowiskowych gazu i dalsze zwiększanie bezpiecznej produkcji, przesyłu, dystrybucji i wykorzystania paliwa gazowego.

Rysunek 1. Kraje członkowskie IGU



Źródło: IGU.

IGU dąży do tego, aby być najbardziej wpływową, skuteczną i niezależną organizacją – rzecznikiem przemysłu gazowniczego na całym świecie.

Zgodnie z obecnymi trendami przewidywany wzrost światowej gospodarki będzie współgrał ze wzrostem zapotrzebowania na gaz. Przewiduje się, że konsumpcja gazu podwoi się do roku 2070, a gazociągi będą integralną częścią rozwijającego się świata. Wysiłki na rzecz ograniczenia emisji węgla i poprawy jakości powietrza zaowocują różnymi kombinacjami odnawialnych źródeł energii z węglem, ropą i gazem, które będą miały na celu uzupełnienie światowego zapotrzebowania w energię, ale przy respektowaniu globalnych celów w zakresie emisji.

## NOWE TECHNOLOGIE JEDNYM Z PRIORYTETÓW PRAC IGU

Zadania IGU realizują poszczególne komitety. Ich działania skupiają się na osiągnięciu zrównoważonego rozwoju, napędzanego energią pozyskiwaną z gazu ziemnego, ze szczególnym uwzględnieniem kwestii związanych z ochroną środowiska, rozwojem rynku oraz zwiększaniem wydajności posiadanych aktywów.

Dynamicznie rozwijający się rynek nowych technologii otwiera dla użytkowników sektora gazowniczego coraz więcej możliwości. Działania promowane przez IGU umożliwiają wymianę informacji na poziomie eksperckim i przyczyniają się do poprawy jakości i bezpieczeństwa eksploatacji. W ramach pracy komitetów opracowywane są zagadnienia związane z przesyłem gazu, takie jak zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w transporcie gazu (ograniczenie wycieków gazu, optymalna praca infrastruktury, racjonalne i ekonomiczne zużycie gazu paliwowego). Podczas posiedzeń komitetów prezentowane są najnowsze technologie używane w przemyśle. Wraz z postępem technologicznym do pracy w przemyśle angażowani są specjaliści i naukowcy z dziedziny informatyki,

którzy rozwijają nowe technologie cyfrowe wspierane sztuczną inteligencją.

W tej dziedzinie zauważalne są trendy idące w kierunku rozpoznawania obrazu (detekcje korozji i nieszczelności), predykcji zdarzeń (przewidywanie przegładów, zapobieganie usterkom) i oceny stanu technicznego konstrukcji poprzez analizę danych (na przykład poprzez tworzenie cyfrowych modeli realnych obiektów infrastruktury gazowej). Rozwijane są technologie wspomagające eksploatację części liniowej i kubaturowej, w tym wykorzystywanie dronów do wykonywania inspekcji. Autonomiczne urządzenia wyposażone są w kamery zbierające i analizujące obraz pod kątem wycieków gazu lub ewentualnych zagrożeń. Prowadzone są także różne projekty pilotażowe, charakteryzujące się odmiennym podejściem do zagadnień związanych z wykonywaniem rutynowych inspekcji. Implementowane są technologie umożliwiające przeprowadzenie inspekcji gazociągów i instalacji przy zdalnym udziale inspektora na obiekcie oraz ekspertów i/lub klienta w siedzibie firmy. Rozważane są zagadnienia wspierające eksploatację infrastruktury gazowej przyjaznej środowisku, takie jak umożliwienie odzysku gazu podczas wykonywania czynności eksploatacyjnych. Rozpatrywane są również zagadnienia związane z niezawodnością i bezpieczeństwem gazociągów w kontekście zastosowania nowych mediów przesyłu (wodór, biometan, syntetyczny metan). Dyskutowane jest także nastawienie społeczne dotyczące akceptacji rurociągów (integralność techniczna, zachowanie różnorodności biologicznej, aspekty archeologiczne, ekologiczny przemysł). Działania te przyczyniają się do obniżenia kosztów pracy oraz zmniejszenia czasu rozwiązywania problemów.

## ZNACZENIE EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

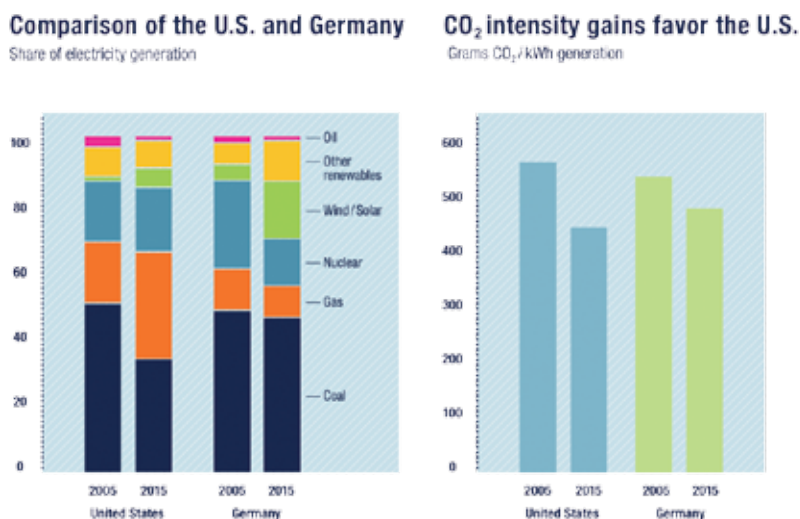
Mottem ubiegłorocznego WGC 2018 było hasło *Fueling the Future*, które promowało kluczowe cele IGU w zakresie podniesienia znaczenia gazu ziemnego w polityce energetycznej państw członkowskich. Jednym z nich jest poprawa efektywności energetycznej w celu ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> i utrzymania globalnego wzrostu temperatury poniżej 2°C.

Powszechnie wiadomo, że efektywność energetyczna to relacja efektu użytkowego do wkładu energetycznego. Im niższa energochłonność danego obiektu, urządzenia technicznego czy instalacji, tym wyższa jego efektywność. Działania proefektywnościowe oznaczają mniejsze koszty zużycia energii i wiążą się z wdrażaniem nowych technologii i wzrostem innowacyjności gospodarki, wpływając na jej atrakcyjność i konkurencyjność. Potencjał poprawy efektywności energetycznej tkwi w niemal całej gospodarce. W tym kontekście IGU szczególną uwagę zwraca na elektroenergetykę, w której gaz ziemny mógłby odegrać znaczącą rolę jako *game changer* i zarazem obalić mity, że jedynym sposobem dekarbonizacji tego podsektora energetyki są odnawialne źródła energii (OZE).

Interesującym przykładem są niemieckie doświadczenia w tym obszarze. W ostatnich ponad dziesięciu latach nasi zachodni sąsiedzi zainwestowali w OZE ponad 500 mld euro. Jednak, wbrew

przewidywaniom, tak potężne nakłady nie przyniosły oczekiwanego, spektakularnego efektu w ograniczeniu emisji CO<sub>2</sub>. Poniższy wykres przedstawia porównanie Niemiec ze Stanami Zjednoczonymi, które uzyskały lepszy wynik w redukcji emisji CO<sub>2</sub> poprzez zwiększenie produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego (rysunek 2).

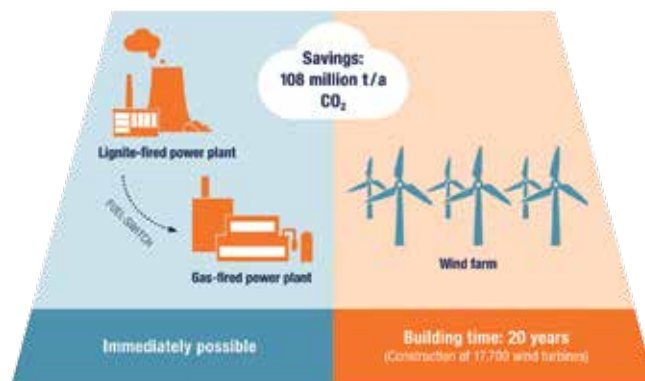
Rysunek 2. Porównanie redukcji CO<sub>2</sub> przez USA i Niemcy



Źródło: IGU.

W nawiązaniu do powyższego branżowe Niemieckie Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne dla Gazu i Wody (DVGW) przeprowadziło w 2018 roku analizy porównawcze, z których wynika, że w produkcji energii elektrycznej poprzez zastąpienie węgla brunatnego gazem ziemnym można w krótkim czasie ograniczyć emisję CO<sub>2</sub> o ponad 100 mln ton. Wykorzystując OZE, podobny wynik można by osiągnąć dopiero po 20 latach przy olbrzymich kosztach

Rysunek 3. Porównanie efektów oszczędności CO<sub>2</sub> dzięki gazowi ziemnemu i energii wiatrowej



Źródło: DVGW.

wybudowania ponad 17 tys. instalacji wiatrowych (rysunek 3).

Na podstawie tych ustaleń rządowa grupa ekspertów zrewidowała założenia federalnego planu odejścia od węgla, najpóźniej do 2038 roku. Dzięki zmianie rządowej polityki wobec gazu ziemnego realizacja celów polityki klimatycznej Niemiec wydaje się możliwa do osiągnięcia.

Autorzy są pracownikami EuRoPol GAZ s.a. biorącymi udział w pracach komitetów IGU – Transmission i Strategy.

# Pracuję nie w firmie, tylko dla firmy



Legendarny szef światowej korporacji General Electric, Jack Welch, u schyłku swojej kariery opublikował monumentalne dzieło „Winning znaczy zwyciężać”, o której mówi się, że nie potrzeba już żadnej książki o zarządzaniu. Autor wykłada czytelny, szczegółowy plan, który każdy może wykorzystać, aby krok po kroku dążyć do zwycięstwa. Potwierdzeniem, że jest to możliwe, jest zawodowa ścieżka rozwoju **Ireneusza Walczaka**, który skromnie wskazuje na motto swojego działania: pracuję nie w firmie, tylko dla firmy.

**I**reneusz Walczak jest absolwentem technikum geologicznego w Krakowie, Zespołu Szkół Geologiczno-Górnictwa, gdzie kształcił się na wydziale wiertniczym. Następnie rozpoczął studia na AGH i jest absolwentem wydziału górnictwa i geoinżynierii. Pracę rozpoczął w Zakładzie Poszukiwania Nafty i Gazu w Krakowie na stanowisku referenta technicznego, czyli asystenta kierownika wiertni. To było w listopadzie 1988 roku na wiertni Zawoja 1. Tam zaczęła się wiertnicza przygoda, pierwsze kwalifikacje i dozory górnicze. Przeszedł później na otwór geotermalny Chochołów IG 1, na którym dzisiaj są Termy Chochołowskie. – *Obecnie jako Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego* – mówi Ireneusz Walczak – *znów mam nadzór nad tym otworem, z czego się bardzo cieszę, ponieważ przypomina mi to początki mojej pracy zawodowej. Pamiętam, jak wyglądał wówczas dzień pracy. Aby przesłać raport z danego dnia, musiałem iść na pocztę. Dopiero później pojawiła się możliwość bezpośredniego zdawania raportów codziennie rano dyspozytorowi ruchu drogą radiową. Wtedy pracowaliśmy w innym systemie, nie było comiesięcznej zmiany, cały czas byliśmy na wiertni. Przyjeżdżałem do domu na weekend, ale nie na każdy. Po uzyskaniu certyfikatu dozoru górniczego i czasowej nieobecności kolegów występowały również nieprzerwane zastępstwa. W kolejnym etapie mojej działalności zawodowej pracowałem na urządzeniach wiertniczych w rejonie Żywca i Suchej Beskidzkiej (koncesja Lachowice). Stamtąd przeszedłem na kolejne koncesje Rajbroń koło Bochni. W tym czasie pracowałem też w rejonie Dębicy i Tarnowa na złożach Szczepanów i Łętowice. Miałem możliwość poznania różnych technologii wiertnictwa na różnych urządzeniach wiertniczych, a także różnych złożach geologicznych. Założyłem rodzinę i po urodzeniu się córki uzyskałem zgodę na zmianę miejsca pracy i przeniesienie do biura Zakładu Poszukiwania Nafty i Gazu w Krakowie. Dzięki dobrze*

*opanowanemu zakresowi wierceń oraz znajomości wielu urządzeń wzmocniłem technicznie służby ekonomiczne, zajmując się rozliczaniem i kosztorysowaniem oraz nadzorem nad realizacją prac geologiczno-górnictwa.*

*Awansując na kierownika działu ekonomicznego, prowadziłem bieżącą sprawozdawczość, wdrażałem system szczytywania, realizując również planowanie strategiczne.*

To był czas zastoju w poszukiwaniach, zaczynało brakować pracy dla wszystkich pięciu spółek zależnych GK PGNiG, które wtedy działały w kraju. Kraków, jako pierwszy rozpoczął poszukiwanie zleceń za granicą. Tworzone były oddziały zagraniczne w Pakistanie, Kazachstanie, na Litwie i Ukrainie. Ireneusz Walczak został kierownikiem Działu Rachunkowości Zarządczej i Kontrolingu i ukończył kurs dla kandydatów na głównych księgowych według Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej (MSSF). Kierował wdrożeniem zintegrowanych systemów zarządzania, rachunkowości zarządczej i kontrolingu. Wdrażał także systemy jakości ISO i bezpieczeństwa pracy. Nadzorował rozliczenia wszystkich oddziałów zagranicznych, a także rozliczenia związane z wykonywaniem krajowych prac geologiczno-poszukiwawczych. Kierował przygotowaniem wszystkich kontraktów na usługi wiertnicze, serwisowe i inne, które świadczyła firma Poszukiwania Nafty i Gazu w Krakowie. – *Uczyliśmy się wówczas zarówno języków, jak i sporządzania i projektowania kontraktów w zgodzie z procedurami obowiązującymi u dużych zagranicznych operatorów, z którymi planowaliśmy rozpocząć współpracę* – wspomina Ireneusz Walczak. – *W tym czasie zwiększył się zakres prac w Pakistanie i Kazachstanie, zarówno rzeczowo, jak i finansowo. Zostałem skierowany do pracy w Kazachstanie i jako zastępca dyrektora do spraw ekonomiczno-finansowych na podstawie posiadanego pełnomocnictwa zarządzałem całym oddziałem. Zostałem tam dość trudną*



sytuację. Ekipa, złożona z pracowników różnych narodowości, była skonfliktowana, nadzór nad bieżącą działalnością okazał się mało efektywny, a wyniki finansowe fatalne. Wielu podwykonawców nie było rozliczonych finansowo z uwagi na niskie wpływy i niepracujące urzędnicy. Dzięki wsparciu centrali udało się uregulować zobowiązania publicznoprawne, co odblokowało konta. Współpracując z lokalnymi menedżerami, uruchomiłem wiele urzędzeń. Pojawiła się firma Kazakhmys Petroleum, spółka zależna od Kazakhmys, która jest największą firmą produkującą miedź na tamtym rynku, stworzyła spółkę córkę dla rynku naftowego.

Dzięki uzgodnieniom z firmą Kazakhmys Petroleum pracę rozpoczęło nasze urządzenie N1625, które już od pewnego czasu mimo wcześniejszych uzgodnień nie było wykorzystywane przez firmę Embajugneft. Zadbalem o to, aby już w maju 2008 roku został zawarty kontrakt, który był realizowany przez kilka lat.

Poprzez pozyskanie kolejnych kontraktów pracowało również urządzenie MIDCO i w najlepszym okresie pracy zatrudnionych było 750 pracowników, z tego 150 Polaków i 600 lokalnych pracujących na sześciu urządzeniach. W półtora roku uruchomiłem bardzo dobrze funkcjonujący oddział. Jestem przekonany, że PGNiG wciąż ma olbrzymi potencjał w tym regionie, ponieważ mamy doświadczenie i znakomitych fachowców. Dzisiaj konkurencja nieustannie poszukuje pracowników, a region jest bardzo atrakcyjny dla potentatów rynku ropy i gazu.

W 2010 roku Ireneusz Walczak wrócił z Kazachstanu do kraju i dostał nowe wyzwanie – utworzenie oddziału. W strukturze Zakładu Poszukiwania Nafty i Gazu w Krakowie istniała jednostka ratownictwa, ale w związku ze zmianą prawa geologicznego i górniczego przedsiębiorstwo PGNiG zobowiązane było do posiadania zorganizowanego ratownictwa. W grudniu 2010 roku zapadła decyzja, że od 1 stycznia 2011 roku rozpocznie działalność Ratownicza Stacja Górniczego Otworowego, przekształcona w oddział PGNiG SA (O/RSGO). Jej dyrektorem został Ireneusz Walczak. Podkreślił, że oddział jest specjalistyczną jednostką na skalę Polski, a nawet Europy Środkowej, odpowiada za bezpieczeństwo prac poszukiwawczo-wydobywczych jako jedyna jednostka zajmująca się ratownictwem otworowym. Jest zorganizowana w strukturach PGNiG SA, ale ma też prawo zawierania umów z innym przedsiębiorstwami wykonującymi prace poszukiwawczo-wydobywcze metodą otworową. Oddział RSGO ma podpisane umowy z około 30 przedsiębiorcami z sektora paliwowego i chemicznego. Jako jedyna jednostka ratownictwa operuje od morza po Karpaty, od Zielonej Góry po Sanok. Zgodnie z rozporządzeniem w sprawie ratownictwa górniczego, zadaniem służb ratowniczych jest niezwłoczne niesienie pomocy w razie zagrożenia życia lub zdrowia pracowników zakładu górniczego oraz osób tam się znajdujących. Także w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa zakładu górniczego powstałego wskutek pożaru, wybuchu gazów lub pyłu węglowego, wyrzutu gazów lub skał, wdarcia się wody do wyrobisk, zawału, łąpania, otwierania wyrobisk izolowanych, penetracji nieczynnych wyrobisk, erupcji płynu złożowego i wydzielania się siarkowodoru.

Kilkuletnia działalność i rozwój oddziału pozwoliły nam uzyskać akredytację i certyfikat The International Well Control Forum (IWCF), organizacji, której celem jest opracowywanie i zarządzanie programami szkoleń, ocena i certyfikacja kontroli

odwiertów dla sektora nafty i gazu. Na ukończeniu są starania o uzyskanie certyfikatu IADC, amerykańskiej wersji certyfikatu IWCF. Ponieważ PGNiG SA operuje na całym świecie, zasadne jest mieć obydwie.

Oddział RSGO odpowiada za bezpieczeństwo prac poszukiwawczo-wydobywczych jako jedyna jednostka zajmująca się ratownictwem otworowym. Jest to również unikalna jednostka szkoleniowa dla wszystkich firm operujących w górnictwie otworowym. Jak podkreśla Ireneusz Walczak, wyposażenie oddziału jest na poziomie światowym. – Mamy odpowiedni sprzęt do szkoleń, jedyny w Polsce symulator Drill Sim 5000 i drugi przenośny Drill Sim 50, które służą do szkoleń w zakresie wiercenia oraz opanowywania erupcji. Wyposażenie to wynika z wymagań certyfikatów i akredytacji IWCF. Dzięki temu organizujemy profesjonalne szkolenia dla ekip ratowniczych, szefów i członków drużyn ratowniczych, a także dla służb dozoru ruchu niewchodzących w skład drużyn ratowniczych. Prowadzimy również warsztaty dla służb PSP, policji i służb medycznych. Ostatnio w związku z rosnącym udziałem LNG w rynku gazu jesteśmy bardzo aktywni w propagowaniu zasad bezpiecznego obchodzenia się z LNG. W celu podniesienia kwalifikacji ratowników nasi inżynierowie specjaliści są szkoleni w zakresie bezpieczeństwa LNG w Hiszpanii, gdzie uzyskują certyfikaty jako fachowcy z tej branży. Nawiązaliśmy współpracę z Politechniką Krakowską, która posiada jedyną w Polsce komorę kriogeniczną. Dzięki temu sprawdziliśmy, jak zachowują się różne materiały w takich niskich temperaturach. W ćwiczeniach z małopolską i podkarpacką PSP ocenialiśmy zagrożenia w transporcie LNG. Prowadzimy również szkolenia dla PSG w Krakowie w zakresie bezpieczeństwa stacji regazyfikacyjnych, małych i dużych zbiorników. Współpracujemy z Chart Ferox firmą z Czech, od której pozyskaliśmy do testowania taki zbiornik, jaki montowany jest w autobusach w Warszawie. Współpracujemy też z innymi specjalistami w Polsce i za granicą w celu zapoznania się z technologią wytwarzania i eksploatacji zbiorników.

We wrześniu br. zorganizowałem warsztaty z pokazem wylewu LNG na morze. Został przedstawiony schemat działań konieczny przy bunkrowaniu statków. We współpracy z urzędami morskimi i portami opracowaliśmy instrukcję dotyczącą bezpiecznego bunkrowania statków. W Izbie Gospodarczej Gazownictwa uczestniczymy w pracach nad standardami technicznymi. Biorę również udział w branżowych konferencjach, warsztatach i targach. Jestem przekonany, że inicjując takie działania, wypełniam swoją misję szkoleniową i buduję programy profilaktyczne. Jednocześnie promuję profesjonalizm moich ratowników. Tak rozumiem moją misję. Często wracam do mojego motto, które ktoś już wcześniej pewnie wymyślił – że pracuję nie w firmie, tylko dla firmy. Według mnie wszyscy pracujemy dla jednej firmy, bo wszyscy tworzymy jedną całość. Uważam, że powinniśmy zmierzać w tym kierunku, aby tworzyć jeden team, w którym jeden pomaga drugiemu.

Ireneusz Walczak ma nadane kolejne stopnie górnicze – do Generalnego Dyrektora Górniczego III stopnia, liczne odznaczenia, w tym „Zasłużony dla górnictwa naftowego i gazownictwa”, „Zasłużony dla bezpieczeństwa w górnictwie”. Za wzorowe, wyjątkowo sumienne wykonywanie obowiązków wynikających z pracy zawodowej został odznaczony Złotym Medalem za Długoletnią Służbę.

**Adam Cymer**

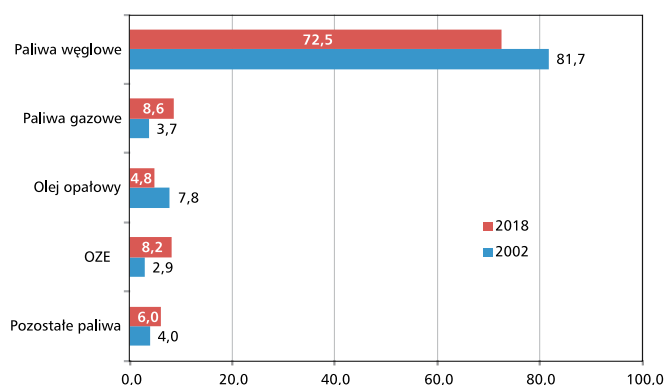
# Polskie sektory przemysłowe o największym potencjale wykorzystania LNG jako źródło energii – uwarunkowania

**Tomasz Stocki**

Polski przemysł opiera się głównie na węglu. Czy w perspektywie najbliższej dekady, po pojawieniu się na rynku paliwa alternatywnego, czystego i dostępnego nawet poza siecią dystrybucyjną skroplonego paliwa gazowego, LNG spotka się z zainteresowaniem energochłonnych sektorów przemysłu? Czy zaznaczy swoje miejsce w strukturze paliw stosowanych w przemyśle?

**A**naliza poszczególnych sektorów polskiego przemysłu wraz z właściwym dla nich otoczeniem regulacyjnym, prawnym i rynkowym pozwala przewidywać wzrost zainteresowania nowym paliwem. Co nie oznacza, że należy oczekiwać zamiany miejsc w strukturze stosowanych paliw, w której paliwa stałe mają obecnie ponad 70% udziału.

Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła w 2002 i 2018 roku



Źródło: Energetyka ciepła w liczbach 2018 (URE).

Niemniej jednak prognozę skali zmian co do realnej konwersji paliw w poszczególnych sektorach należy oprzeć na analizie kilku czynników, które muszą uwzględnić poszczególne przedsiębiorstwa „reprezentujące” następujące sektory przemysłu:

- ciepłownictwo,
- elektroenergetykę,
- przemysł spożywczy, w tym przetwórstwo,
- przemysł chemiczny.

Do kluczowych czynników determinujących konwersję paliw na paliwa gazowe przy modernizacji źródeł wytwórczych, a także przy podejmowaniu decyzji o budowie nowych instalacji zaliczamy:

- obecny stan techniki wytwórczych instalacji przemysłowych,
- decyzje administracyjne:
  - derogacje dla poszczególnych źródeł wytwórczych;
  - indywidualne decyzje środowiskowe dotyczące stosowanej technologii wytwarzania w odniesieniu do emisji do atmosfery;
- regulacje prawne – adekwatnie do wartości mocy zainstalowanej:
  - BAT<sup>1</sup> (powyżej 50 MW mocy zainstalowanej),

- MCP<sup>2</sup> (w zakresach od 1 do 5 MW oraz powyżej 5 MW do 50 MW),
- ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji<sup>3</sup> oraz rozporządzenia:
  - z 21 sierpnia 2019 roku – wartości referencyjne dla nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek kogeneracji w 2019 roku (Dz.U.2019.1669),
  - z 21 sierpnia 2019 roku – maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowa wysokość premii gwarantowanej w 2019 i 2020 roku (Dz.U.2019.1670),
  - z 21 sierpnia 2019 roku – maksymalne wartości kosztów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych wybudowania i funkcjonowania nowej, porównywalnej jednostki kogeneracji (Dz.U.2019.1671);
- rynek
  - ETS – rynek uprawnień CO<sub>2</sub>
  - TGE – ceny paliwa gazowego vs energii elektrycznej;
- dostępność i walory LNG.

Dlaczego wskazane powyżej zagadnienia determinują procesy inwestycyjne uwzględniające zastosowanie LNG lub paliwa gazowego w zamian za stosowane obecnie paliwo stałe?

Obecny stan techniki wytwórczych instalacji przemysłowych w raporcie prezesa URE<sup>4</sup>, obejmujący podział na województwa, wynosi około 50%.

Podstawowy wniosek nasuwający się po analizie danych przedstawionych w raporcie prezesa URE to konieczność pilnego uruchomienia inwestycji odtwarzających zdekapitalizowany majątek instalacji wytwórczych przedsiębiorstw w przemyśle.

Cytując za raportem „Energetyka ciepła w liczbach 2017”: „Poziom dekapitalizacji majątku ciepłowniczego mierzony wskaźnikiem dekapitalizacji majątku trwałego) znacznie się poprawił. W 2017 roku wartość wskaźnika ukształtowała się na poziomie 49,60% wobec 54,75% w 2002 r.

Wartość wskaźnika dekapitalizacji majątku trwałego nie zawsze idzie w parze z poziomem nakładów inwestycyjnych związanych z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska”.

Podobny wniosek znajdujemy w raporcie PWC pod tytułem „Rynek ciepła 2012<sup>5</sup>, co w perspektywie kolejnych lat, które upłynęły od daty sporządzenia raportu bez inwestycji, tym bardziej uzasadnia rozpoczęcie modernizacji lub wymiany źródeł.

Oczywiście, w takich okolicznościach otwarte i interesujące nas z punktu zastosowania LNG jest pytanie o:

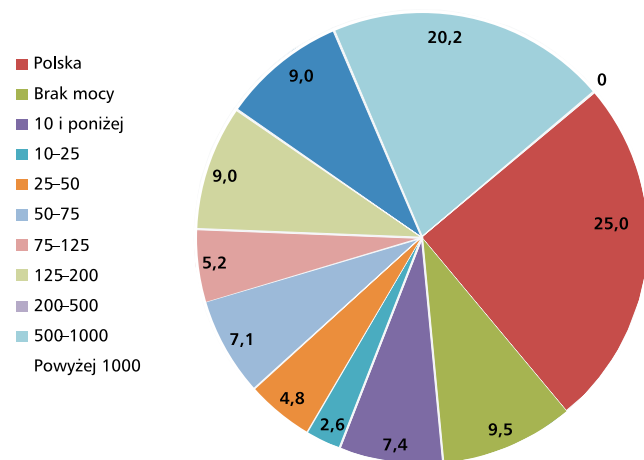
- wybór technologii z uwzględnieniem:
  - dyspozycyjności układu wytwarzania,
  - sprawności układu, przekładającej się na ograniczenie zużycia energii pierwotnej, co jest skorelowane z poziomem emisji,
- wybór paliwa (paliwo stałe – paliwo gazowe, LNG),
- koszt instalacji wytwórczej w przeliczeniu na jednostkę zainstalowanej mocy (instalacje „węglowe” wymagają od 2,5 do 3 razy wyższych nakładów niż instalacje „gazowe”),
- ocenę ryzyka zmienności kosztu nabycia paliwa (węgla kamiennego, miału, paliwa gazowego, LNG) w perspektywie „życia” instalacji,
- koszty ETS dla instalacji wytwórczych o mocy zainstalowanej powyżej 20 MW w paliwie,
- sprostanie wymogom MCP czy BAT.

To tylko podstawowe pytania, na które inwestor przemysłowy będzie szukał odpowiedzi przed podjęciem decyzji również w kontekście stosowania LNG na określonej instalacji.

### Decyzje administracyjne<sup>6, 7</sup>

Poszczególne instalacje przemysłowe zostały dopuszczone do eksploatacji z zastrzeżeniem czasu, do którego można je wykorzystywać. Przykładem działania takich regulacji prawnych jest zamknięcie Elektrowni Adamów w 2018 roku.

Procentowy udział jednostek wytwórczych poszczególnych przedziałów mocy zainstalowanej



Źródło: Energetyka ciepła w liczbach 2018 (URE).

Informacja zawarta na stronie internetowej PAK brzmi: „Elektrownia Adamów, wchodząca w skład Zespołu Elektrowni Pątnów–Adamów–Konin SA, na początku stycznia 2018 roku została zamknięta. Wyłączenie bloków energetycznych elektrowni zostało podyktowane decyzją Komisji Europejskiej działającej na podstawie derogacji opisanej w dyrektywie z 24.11.2010 roku, mówiącej o konieczności zakończenia na początku stycznia 2018 roku pracy aktywów wytwórczych Elektrowni Adamów”.

Przed podobnymi wyzwaniem ze strony regulacyjnej stoi dzisiaj wielu właścicieli instalacji. Podejmowanie decyzji w takich okolicznościach jest zawsze trudne. Wspomniana Elektrownia Adamów rozpoczęła, ale nie zakończyła skutecznie procesu przyłączeniowego do sieci przesyłowej, choć koncepcja przyłączenia została przygotowana.

### Regulacje prawne

Dyrektywa MCP określa normy emisji do powietrza takich substancji jak dwutlenek siarki, tlenek i dwutlenek azotu (w przeliczeniu na dwutlenek azotu) oraz pył – dla średnich źródeł spalania paliw, czyli takich, których nominalna moc cieplna jest równa lub większa niż 1 MW i mniejsza niż 50 MW.

Zgodnie z dyrektywą MCP, wynikające z niej wymagania emisyjne będą miały zastosowanie do średnich źródeł spalania paliw istniejących dopiero od 1 stycznia 2025 roku dla mocy od 1 do 5 MW albo od 1 stycznia 2030 roku dla mocy od 5 do 50 MW.

Przewidziano możliwość czasowych derogacji (odstępstw), obejmujących okres od 1 stycznia 2025 do 31 grudnia 2029 roku. Dotyczyć one będą niektórych źródeł zasilających sieci ciepłowniczych. Derogacje te będzie można stosować wyłącznie do źródeł istniejących o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW.

Oznacza to, że zmiany zachodzące w zakresie emisji do atmosfery gazów cieplarnianych i pyłów będą wymuszały inwestycje we wszystkich sektorach gospodarki, o ile zainstalowane moce objęte są MCP.

Ustawodawca przewidział utworzenie rejestru średnich źródeł spalania paliw, spełniających wymagania dyrektywy MCP, i od 1 stycznia 2019 roku jest on prowadzony w postaci elektronicznej przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE).

### Rynek ETS

ETS – rynek uprawnień CO<sub>2</sub>, szczegółowo omawiany przez KOBiZE w comiesięcznych raportach.

Konieczność ponoszenia opłat z tytułu emisji CO<sub>2</sub> jest kolejnym czynnikiem determinującym wprowadzenie nowych paliw gwarantujących inne standardy emisyjne. W ostatnich dwóch latach podmioty zobowiązane do ponoszenia opłat musiały liczyć się z podwojeniem kwot z tego tytułu. Niejednokrotnie tak duża zmiana ceny jednostkowej prowadziła do utraty rentowności produkcji w związku z zatwierdzonymi przez prezesa URE taryfami na ciepło.

Potencjalni inwestorzy zainteresowani są zmianą paliwa pozwalającego ograniczyć emisje i związane z nią koszty. Oznacza to gruntowną modernizację źródeł wytwórczych i znane są przypadki, w których paliwo stałe zastąpiono LNG.

Okresowe zestawienie kontraktów na TGE na rynku energii elektrycznej i gazu pokazuje zmieniające się zależności uwzględniające rynek ETS i cenę energii elektrycznej wytwarzanej w większości z węgla do notowań paliwa gazowego, na którym wyceniane jest LNG.

Coraz więcej argumentów przemawia na korzyść instalacji wytwórczych pracujących na paliwie gazowym. Wielu inwestorów skłonnych jest w energetyce zawodowej inwestować w instalacje średnich mocy – około 30 MW – zapewniając sobie elastyczną pracę układu.

### Dostępność i walory LNG

Do chwili oddania do eksploatacji terminalu LNG w Świnoujściu dostępność LNG była ograniczona mocami produkcji LNG w Oddziale PGNiG SA w Odolanowie i Grodzisku Mazowieckim. Planowanie modernizacji zasobów wytwórczych i konwersja paliw ze wskazaniem na LNG w takich okolicznościach była znacznie ograniczona dostępnością samego paliwa i infrastruktury do jego regazyfikacji.

Udostępnione obecnie moce przeładunkowe LNG w terminalu w Świnoujściu ograniczenia te w znacznym stopniu usuwają. Kolejne inwestycje, zapowiedziane przez Polskie LNG, będą w jeszcze większym stopniu umożliwiały dostęp do tego paliwa.

Do istotnych walorów LNG, które zostały zauważone przez potencjalnych i rzeczywistych inwestorów zaliczamy:

- jakość paliwa – skład chemiczny,
- poziom emisji do atmosfery: CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, pyłów, zgodne zawsze z MCP,
- brak ograniczeń w dostępie do tzw. mocy zamówionej – właściwie dla sieci dystrybucyjnych i przesyłowych,
- brak kosztów z tytułu mocy zamówionej,
- niezależne źródło zasilenia, które może współpracować z dostawami paliwa gazowego z sieci oraz być zupełnie niezależne od pracy sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej,
- ograniczenie do około 50% kosztów ETS – uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (węgiel emituje około 94 kg/GJ; natomiast paliwo gazowe LNG poniżej 55 kg/GJ).

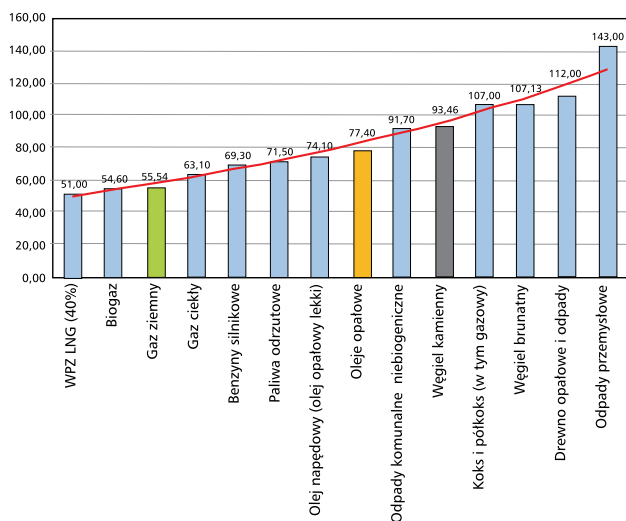
Wymienione powyżej walory przekładają się na rekomendowane zastosowania LNG w ciepłownictwie, energetyce i przemyśle.

Do takich zastosowań zaliczamy:

- wszystkie instalacje wytwórcze szczytowe nawet o dużych mocach na poziomie 60 MW i więcej, pracujące jako HOB-y,
- wszystkie instalacje paliwa rozpałkowego do kotłów dużych mocy,
- zasilanie CHP i układów turbinowych, w tym CCGT, jako paliwo podstawowe lub rezerwowe,
- instalacje ciepłownicze położone poza dostępem do sieci dystrybucyjnej do zasilania kotłów lub małych układów kogeneracyjnych,
- instalacje przemysłowe w produkcji pary technologicznej,
- instalacje kogeneracyjne z systemem codinox z odzyskiem CO<sub>2</sub> w działach specjalnych produkcji rolniczej pod osłonami.

Analiza wymienionych czynników pozwala zidentyfikować potencjalne sektory przemysłu, które już dzisiaj są, i będą w przyszłości, zainteresowane stosowaniem LNG w swoich instalacjach wytwórczych.

Rodzaj paliwa i poziom emisji CO<sub>2</sub> w kg/GJ



Źródło: Raport miesięczny sierpień 2019 roku.

Do grona najbardziej zainteresowanych zaliczamy sektor ciepłownictwa i elektrociepłowni zawodowych, w których pracuje średniogdzinowo ponad 5000 MW mocy zainstalowanej o mocach zainstalowanych do 50 MW.

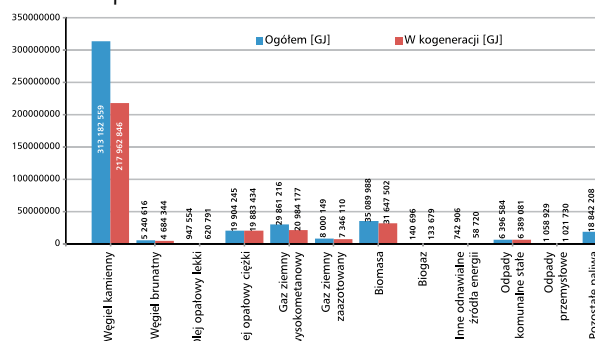
Moc małych i średnich siłowni przemysłowych zasilanych paliwem stałym sięga 11 000 MW.

Konwersja paliwa w tych instalacjach jest koniecznością z uwagi na brak możliwości spełniania wymagań dotyczących emisji wskazanych w MCP, co spowoduje zmianę paliwa i technologii wytwarzania ciepła i energii elektrycznej lub przykry casus Elektrowni Adamów dla jednostek wytwórczych małej mocy.

Problemem w koniecznych inwestycjach jest ich rozmiar z uwagi na faktyczną dekapitalizację majątku na poziomie 50%.

Dotychczas wsparcie w formie dofinansowania uzyskiwały systemy ciepłownicze posiadające wysokosprawne źródła. Te jednak na-

Ekwiwalent w paliwie gazowym, w tym LNG, paliw stosowanych obecnie w ciepłownictwie



leżą do rzadkości i najczęściej są to instalacje w dużych ośrodkach miejskich. Energetyka powiatowa czy gminna ma utrudniony start w modernizacji źródeł, ponieważ najczęściej system ciepłowniczy nie posiadał wysokosprawnego źródła.

Dostępność alternatywnego paliwa gazowego w postaci skroplonego gazu ziemnego LNG stanowi podstawę do prowadzenia odbudowy zdekapitalizowanego majątku wytwórczego. LNG pozwala spełnić wymagania MCP i jest dostępne również poza siecią dystrybucyjną, co jest istotne dla instalacji wytwórczych zlokalizowanych na terenie niezgazyfikowanym, obejmującym ponad 40% obszaru kraju.

Przykładowe zastąpienie obecnie stosowanych paliw paliwem gazowym, w rozumieniu stosowania paliwa gazowego „sieciovego” na obszarze zgazyfikowanym i LNG poza dostępnością sieci, pokazuje skalę potrzeb w przeliczeniu na paliwo gazowe.

**Tomasz Stocki, główny specjalista ds. LNG, PGNiG OD**

<sup>1</sup> BAT – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).

<sup>2</sup> MCP – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z 25 listopada 2015 roku w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania.

<sup>3</sup> Ustawa z 14 grudnia 2018 roku o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U.2019.42).

<sup>4</sup> Raport URE.

<sup>5</sup> [https://www.pwc.pl/pl/publikacje/assets/raport\\_rynek\\_ciepła\\_w\\_polsce\\_2012.pdf](https://www.pwc.pl/pl/publikacje/assets/raport_rynek_ciepła_w_polsce_2012.pdf)

<sup>6</sup> <https://wysokienapiecie.pl/7109-likwidacja-elektrowni-weglowej-adamow-2018/>

<sup>7</sup> <https://zepak.com.pl/pl/elektrownie/elektrownia-adamow.html>



# Rozwój rynku LNG w małej skali nabiera tempa

Tymoteusz Pruchnik

Forum Ekonomiczne w Krynicy to jedna z największych imprez gospodarczych w tej części Europy, a deklaracje polityczne padające podczas trzech wrześniowych dni nadają rytm działaniom w sektorze gospodarki na kolejny rok. Tegoroczne forum to potwierdziło. Ekspertsi biorący udział w dyskusji na temat gazu LNG, odbywającej się pod auspicjami PGNiG, po raz kolejny podkreślili, że zapotrzebowanie na skroplony gaz ziemny będzie rosło, a rozwój jego rynku istotnie przyczyni się do wzrostu konkurencyjności tego nośnika energii względem surowca pochodzącego z klasycznego gazociągu.

**D**odatkowym powodem takiego stanu rzeczy jest to, że skroplony gaz sprowadzany ze Stanów Zjednoczonych jest o 20–30% tańszy od surowca, który kupujemy od Rosjan w formule *take or pay*. Paneliści biorący udział w dyskusji podkreślili również, że nasi partnerzy z USA z miesiąca na miesiąc stają się coraz bardziej znaczącym producentem i eksporterem LNG na świecie. Jednym z ostatnich przytoczonych argumentów, przemawiającym za wzrostem rynku LNG, był fakt niewykorzystania jeszcze w pełni potencjału regazyfikacyjnego rozbudowywanego Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz planowana budowa pływającego terminalu FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) w Zatoce Gdańskiej.

Dla polskiej gospodarki terminal w Świnoujściu to nie tylko możliwość dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego, ale także rewolucja w zaspokajaniu lokalnego zapotrzebowania na ten surowiec poprzez regazyfikację wyspową.

Dostawy gazu LNG z wykorzystaniem infrastruktury drogowej, przewóz cysternami oraz regazyfikacja wyspowa tworzą tzw. wirtualne gazociągi, w których budowę zaangażowane są spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG, w tym również Gas-Trading S.A.

Transport kołowy odbywa się przy użyciu wyspecjalizowanych cystern kriogenicznych, które – codziennie jeżdżąc po Polsce i Europie – dostarczają LNG do odbiorców końcowych. Cysterny należące do spółki Gas-Trading S.A. pokonały już prawie 1 000 000 kilometrów. Cechą skroplonego gazu ziemnego jest 600-krotnie mniejsza objętość od jego tradycyjnego odpowiednika i jest to główny atut opłacalności jego transportu – zarówno dalekomorskiego na pokładzie metanowców, jak i – na mniejsze odległości – drogowego.

Ponad pięć tysięcy autocystern wypełnionych LNG wyjechało z Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego od chwili jego uruchomienia. Dostarczony cysterną skroplony gaz ziemny

może zostać wykorzystany na kilka sposobów. Jednym z nich jest budowa i uruchomienie u klienta mikroinstalacji, czyli małego zestawu do regazyfikacji LNG. Na mikroinstalację składa się zbiornik na LNG o różnej pojemności uzależnionej od potrzeb odbiorcy, który napełniany jest bezpośrednio z cystern operatora. Aby gaz mógł zostać użyty, konieczne jest jego podgrzanie, czyli ponowna transformacja z formy ciekłej do gazowej, co odbywa się w parownikach atmosferycznych, które – działając naprzemiennie – umożliwiają ciągłą pracę urządzenia. Następnie gaz przechodzi przez stacje nawaniania, w których zyskuje charakterystyczny zapach. Istotne jest, że taka mikroinstalacja nie wymaga zaangażowania klienta. Cechuje ją pełna automatyka działania i możliwość zdalnego monitorowania statusu pracy, parametrów oraz poziomu napełnienia zbiornika, dzięki czemu można zagwarantować odbiorcom ciągłość i pewność dostaw LNG.

Mikroinstalacje to rozwiązanie elastyczne, a ich rozmiar i parametry można dopasować do indywidualnych potrzeb każdego klienta. Warto zauważyć, że nie jest to rozwiązanie dedykowane jedynie przedsiębiorcom. Jest to doskonały sposób na gazyfikację gmin w sytuacjach, gdy niemożliwe jest doprowadzenie do nich gazociągu lub kiedy czas przyłączenia do ogólnopolskiej sieci gazociągów przesyłowych jest odległy. W ramach współpracy Grupy Kapitałowej PGNiG i realizowania nadrzędnej strategii, jaką jest gazyfikacja kraju, mikroinstalacje dostarczone i uruchomione przez Gas-Trading S.A. stają się integralną częścią sieci gazociągów.

LNG w małej skali dynamicznie wkracza również do transportu. W wielu polskich miastach zdecydowano się na zakup autobusów miejskich napędzanych gazem ziemnym. W związku z tym powstaje coraz więcej stacji tankowania LNG/CNG. Ponadto, w ubiegłym roku Gas-Trading S.A. zrealizował próbne tankowanie



jednego z pierwszych w Polsce autobusów dalekobieżnych zasilanych LNG. Wynik testu był pozytywny, co jest dobrą wróżbą na przyszłość dla tego rodzaju pojazdów. Z kolei sprawdzone w Europie rozwiązania w postaci ciągników siodłowych zasilanych LNG również wkraczają do Polski. Przy głównych międzynarodowych trasach pojawiają się kolejne stacje LNG/CNG, co sprawia, że wiele firm transportowych w naszym kraju przestawia swoją flotę z oleju napędowego na LNG. Ostatnio przeprowadzone testy wykazały, że możliwe jest przejechanie pojazdem tego typu

nawet 1600 km na jednym baku. Wydaje się, iż w niedługim czasie większość firm skorzysta z tego rozwiązania, co będzie miało pozytywny wpływ na rozwój rynku LNG w małej skali oraz wpłynie na zmniejszenie zanieczyszczeń emitowanych do środowiska.

Kolejnym rozwiązaniem, które można zaliczyć do rynku LNG w małej skali, są mobilne stacje regazyfikacji. Mogą one być swoistą „karetką pogotowia” w przypadku awarii lub odcięcia obiektów od dostaw gazu. Może to być również jedna z opcji



w przypadku zwiększonego popytu na energię w ściśle określonym czasie. Zaletą mobilnych stacji regazyfikacji jest brak konieczności wykonywania prac budowlanych, ponieważ cała instalacja składa się z dwóch naczip. Na jednej umiejscowiona jest stacja, druga zaś to cysterna zasilająca ze zbiornikiem LNG. Ze względu na rozwój rynku gazu rośnie również zapotrzebowanie na tego typu rozwiązania, sprawdzają się one bowiem w sytuacjach awaryjnych lub do zaspokojenia zwiększonego zapotrzebowania na energię.

Skroplony gaz ziemny LNG znajduje zastosowanie nie tylko w transporcie lądowym. Ze względu na zmianę regulacji dotyczących zmniejszenia wpływu żeglugi morskiej na środowisko naturalne (tzw. dyrektywa siarkowa) statki poruszające się w określonej strefie (SECA) zobowiązane są do ograniczenia emisji siarki do atmosfery. Dlatego wielu armatorów decyduje się na zamianę paliwa na LNG, w związku z czym usługa bunkrowania statków staje się coraz bardziej popularna i opłacalna. W Polsce bunkrowanie odbywa się metodą cysterna–statek w portach morskich w Gdyni i Gdańsku. LNG wchodzi więc do kolejnego obszaru transportu.

Nie ulega wątpliwości, że trwający od 2016 roku rozwój rynku LNG w Polsce nabiera tempa i należy spodziewać się przyspieszenia tej gazowej rewolucji. Kolejne branże także zgłaszają chęć skorzystania z gazu ziemnego, m.in. branża ciepłownicza. Podczas forum ekonomicznego w Krynicy przedstawiciel jednego z potentatów ciepłownictwa w Polsce zapowiedział przestawienie prawie wszystkich swoich zakładów na gaz ziemny. W sierpniu 2019 roku jedna z największych fabryk chemicznych podpisała umowę na dostawy skroplonego gazu ziemnego z PGNiG OD sp. z o.o., a w ramach współpracy w grupie kapitałowej surowiec zostanie dostarczony „wirtualnym gazociągiem” cysternami Gas-Trading S.A. Takie przykłady można mnożyć, a wniosek nasuwa się sam – wzrost rynku LNG idzie w parze z rosnącym wolumenem dostaw do Świnoujścia oraz ze wzrostem liczby odbiorców końcowych.

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

# PGNiG OD zabunkrowało w polskich portach 34 statki

Paweł Samerek, Mateusz Koszela

Żegluga morska jest najefektywniejszym sposobem transportowania dóbr. W stosunku do pozostałych środków transportu pozwala na przewiezienie z punktu A do punktu B największej ilości towarów, wykorzystując przy tym najmniejszą ilość energii. Przykładem jest statek LNG-ready MSC Gulsun, który ostatnio zawinął do portu w Gdańsku. Może on jednorazowo zabrać na pokład nawet 23,7 tysiąca 20-stopowych kontenerów. To pewnie dlatego transport morski od wieków odgrywał znaczącą rolę w globalnej gospodarce, a obecnie wciąż się rozwija, o czym świadczy fakt, że drogą morską przewożone jest 90% wszystkich towarów na świecie.

Pomimo zalet żeglugi dotychczas jej głównym mankamentem było wykorzystywanie do napędu silników okrętowych ciężkich paliw o dużej zawartości substancji szkodliwych. Jednak dzięki ostatnim naciskom legislacyjnym żegluga wkracza w nową, niskoemisyjną erę wykorzystania na szeroką skalę m.in. skroplonego gazu ziemnego (LNG). Aby tak się stało, konieczne jest udostępnienie usługi bunkrowania LNG, a to wymaga podjęcia zdecydowanych kroków przez przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem gazem ziemnym na całym świecie.



Testy systemów zrywnych.



Pierwsze bunkrowanie LNG – 2016 rok.

Między innymi dlatego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podjęło się odpowiedzialnego zadania zapewnienia każdemu armatorowi dostępu do błękitnego paliwa w polskich portach morskich – tym samym stając się aktywnym uczestnikiem rynku paliw żeglugowych.

Popyt na LNG będzie generowany głównie dzięki przewozom promowym w regionie Morza Bałtyckiego. Jak pokazują dotych-

czasowe przykłady rynkowe, to właśnie LNG będzie głównym ekologicznym paliwem wykorzystywanym przez bałtyckich armatorów: Stena Line (4 zamówione promy LNG), Viking Line (m/s Viking Grace). Inwestycje w nowe jednostki lub konwersję swojej floty zapowiadają również polscy przewoźnicy. PŻB Polferries najpóźniej do 2022 roku ma wprowadzić do służby nową jednostkę napędzaną LNG. Z kolei Unity Line – drugi polski przewoźnik należący do PŻM – szuka finansowania na nową jednostkę również napędzaną ekologicznym paliwem lub przewiduje konwersję jednego ze swoich promów.

Departament CNG i LNG rozpoczął bunkrowanie statków napędzanych LNG 4 września 2016 roku. Pierwsze operacje prowadzone były w warunkach kontrolowanych w stoczni REMONTOWA Shipbuilding w Gdańsku. Pionierski statek zabunkrowany przez pracowników departamentu nosił nazwę Siem Harmony. Była to jednostka typu PSV (*Platform Supply Vessel*), przeznaczona do obsługi między innymi platform wiertniczych na morzu. Zdobyte na jednostkach PSV doświadczenie było kluczowym elementem dla rozwoju usługi w PGNiG.

Od tego czasu PGNiG Obrót Detaliczny dostarczał paliwo na kolejne jednostki morskie. Szczególnie wyróżnić należy operacje bunkrowania na rzecz kanadyjskiego armatora BC Ferries: Salish Eagle, Spirit of British Columbia oraz Spirit of Vancouver, podczas których wymogiem było świadczenie usługi w reżimie standardów kanadyjskich, gdzie statki te kursują na co dzień.

W odróżnieniu od bunkrowań na terenie stoczni, w obszarach portów morskich bunkrowania stanowiły innego rodzaju wyzwanie dla pracowników Departamentu CNG i LNG. Na terenie stoczni odbywają się w warunkach kontrolowanych: obszar bunkrowania jest całkowicie wyłączony z ruchu, a prace przy nabrzeżu wstrzymane. W przypadku portów nie ma tego komfortu. Utrzymanie ciągłości pracy portu jest warunkiem koniecznym, a operacje bunkrowania nie mogą tego zaburzyć. Implikuje to tym samym potencjalne zagrożenia związane z ciągłym ruchem pojazdów i przemieszczaniem się ludzi w okolicy obszaru bunkrowania, a często także trwającymi operacjami przeładunku towarów.

W celu zdiagnozowania wszystkich ryzyk mogących wystąpić podczas świadczenia usługi oraz opracowania sposobów ich

są odbiorcą mobilnym, a z uwagi na charakter żeglugi potrafią często przyspieszyć lub opóźnić wpłynięcie do portu. Wymaga to dużego doświadczenia i elastyczności po stronie logistyki. Zadaniem PGNiG jest bowiem szybka reakcja na zmieniające się warunki oraz takie zarządzanie procesem, aby zapewnić armatorowi dostęp do paliwa niezależnie od zaistniałych okoliczności.



Montaż linii bunkrowej.

Drugą stroną przedsięwzięcia jest przygotowanie infrastruktury i terenu nabrzeża, co wymaga wiedzy i zdolności technicznych. Pracownicy departamentu ustalają najpierw z operatorem nabrzeża i urzędem morskim warunki technologiczne bunkrowania. Następnie na nabrzeże transportowana jest linia bunkrowa, a teren jest przygotowywany zgodnie z ustalonymi wytycznymi. Po wypełnieniu wstępnej dokumentacji potwierdzającej właściwe przygotowanie nabrzeża i urządzeń kapitan portu wydaje zezwolenie na rozpoczęcie bunkrowania. Niezależnie od pory



Wprowadzenie usługi w obszary portów.

zapobieganiu PGNiG we wrześniu 2018 roku – we współpracy z Urzędem Morskim w Gdyni i Zarządem Morskiego Portu Gdynia – przeprowadził „Ćwiczenia ratowniczo-gaśnicze i rozlewowe”. W ich trakcie odbyły się m.in. testy spalania paliw żeglugowych, symulacja podpalenia zbiornika kriogenicznego oraz zerwania linii przeładunkowej i przypadkowego rozlewu LNG do wody. Doświadczenia zdobyte podczas ćwiczeń umożliwiły wypracowanie „Instrukcji technologicznej bunkrowania LNG”, którą następnie zatwierdził dyrektor Urzędu Morskiego w Gdyni. Pozwoliło to na oficjalne ogłoszenie zdolności do bunkrowania LNG w obszarach portów morskich przez PGNiG.

W marcu 2019 roku – we współpracy z partnerem handlowym LOTOS Asfalt sp. z o.o. – przeprowadzone zostały dwa pionierskie bunkrowania. Pierwsze w porcie w Gdańsku, gdzie na Nabrzeżu Westerplatte dostarczono ponad 54 tony LNG na statek Fure Valo. Drugie natomiast odbyło się w porcie w Gdyni na Nabrzeżu Francuskim na rzecz armatora KGJ Cement. Wzbudziły one sensację, ponieważ dotychczas żaden podmiot nie posiadał akredytacji umożliwiającej świadczenie usługi bunkrowania LNG w obszarze polskich portów morskich.

Bunkrowanie LNG należy do najbardziej skomplikowanych operacji dostaw paliwa LNG świadczonych przez PGNiG. Statki



Podawanie paliwa na statek Ireland.

dnia i roku konieczny jest ciągły nadzór nad przeładunkiem, który może trwać nawet 6–8 godzin, po czym należy oczyścić teren i przygotować urządzenia do przechowywania.

Proces ten mimo dużego skomplikowania nie stanowi problemu dla wykwalifikowanej kadry Departamentu CNG i LNG zarówno od strony operacyjnej, jak i technicznej. Doświadczenie zdobyte przy 34 zabunkrowanych statkach pozwala na dalszy rozwój kompetencji w segmencie paliw żeglugowych i zdecydowane zaangażowanie w ten dynamicznie rozwijający się rynek.

**Paweł Samerek, Mateusz Koszela, Departament CNG i LNG, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.**



# Nowe wyzwania w obszarze zwiększania efektywności energetycznej i dekarbonizacji budynków

**Tomasz Brzeziński, Adam Wawrzynowicz, Dagmara Dragan**

W lipcu 2018 roku weszła w życie dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z 30 maja 2018 roku, zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej<sup>1</sup> (dalej dyrektywa zmieniająca). Zmiana dyrektywy 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków<sup>2</sup> (dalej: dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków) ma na celu zagwarantowanie państwom członkowskim nowych narzędzi, które pomogą im w osiągnięciu celu w zakresie efektywności energetycznej, który po nowelizacji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej wynosi 32,5% do 2030 roku.

## Długoterminowa strategia renowacji budynków

Dyrektywa zmieniająca ma być transponowana do krajowych porządków prawnych do 10 marca 2020 roku. Wprowadziła ona do dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków m.in. art. 2a, w którym uregulowano nowy instrument – długoterminowe strategie renowacji, służące wspieraniu renowacji krajowych zasobów budynków mieszkaniowych i niemieszkaniowych, zarówno publicznych, jak i prywatnych, aby do 2050 roku zapewnić wysoką efektywność energetyczną i dekarbonizację zasobów budowlanych, umożliwiając opłacalne przekształcenie istniejących budynków w budynki o niemal zerowym zużyciu energii.

Zgodnie z art. 2a ust. 2 znowelizowanej dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, w długoterminowych strategiach renowacji każde państwo członkowskie ustala plan zawierający zakres działań i określone na poziomie krajowym wymierne wskaźniki postępów służące osiągnięciu długoterminowego celu na 2050 rok. Chodzi o zredukowanie emisji gazów cieplarnianych w UE o 80–95% w porównaniu z 1990 rokiem w celu zapewnienia wysokiej efektywności energetycznej i dekarbonizacji krajowych zasobów budowlanych oraz umożliwienia opłacalnego przekształcenia istniejących budynków w budynki o niemal zerowym zużyciu energii. Plan działania zawiera orientacyjne cele pośrednie na lata 2030, 2040 i 2050 oraz określa, jak przyczyniają się one do osiągnięcia celów UE w zakresie efektywności energetycznej zgodnie z dyrektywą 2012/27/UE.

Jak wskazano w preambule dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, odpowiadają one za 40% łącznego zużycia energii w UE i jednocześnie za około 36% wszystkich emisji CO<sub>2</sub> w UE<sup>3</sup>. Wrzecz z rozwojem tego sektora należy spodziewać się systematycznego wzrostu tego zużycia, dlatego ograniczenie zużycia energii oraz wykorzystywanie energii ze źródeł odnawialnych w sektorze budynków to istotne działania konieczne do ogranicze-

nia uzależnienia energetycznego UE i emisji gazów cieplarnianych. Aby osiągnąć ten cel, prawodawca unijny wprowadził bardzo ambitne wymogi, zobowiązując w art. 9 tej dyrektywy państwa członkowskie do zapewnienia, aby do 31 grudnia 2020 roku wszystkie nowe budynki miały niemal zerowe zużycie energii, a po 31 grudnia 2018 roku nowe budynki zajmowane przez władze publiczne oraz będące ich własnością były budynkami o niemal zerowym zużyciu energii.

Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt. 2 dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, budynek o niemal zerowym zużyciu energii to budynek o bardzo wysokiej charakterystyce energetycznej, a niemal zerowa lub bardzo niska ilość wymaganej energii powinna pochodzić przede wszystkim z energii ze źródeł odnawialnych, wytwarzanej na miejscu lub w pobliżu. Energia ze źródeł odnawialnych w art. 2 pkt. 6 tej dyrektywy została zdefiniowana jako energia pochodząca z niekopalnych źródeł odnawialnych, w tym z biomasy i biogazu. Jednocześnie prawodawca unijny w dyrektywie zmieniającej wyraźnie powiązał osiągnięcie celów w zakresie niskoemisyjnej gospodarki wynikających z porozumienia paryskiego z działaniami w sektorze budownictwa<sup>4</sup>.

## Dekarbonizacja zasobów budowlanych

Celem państw członkowskich – zgodnie z art. 2a, wprowadzonym dyrektywą zmieniającą, ma być pełna dekarbonizacja krajowych zasobów budowlanych do 2050 roku. Odnosić ma się ona nie tylko do zaprzestania wykorzystywania węgla i paliw stałych w sektorze budownictwa, ale do zastąpienia wszystkich paliw kopalnych bardziej zrównoważonymi alternatywnymi rozwiązaniami. Jednym z zadań państw członkowskich w tym zakresie – zgodnie z art. 20 ust. 2 dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków – ma być informowanie właścicieli i użytkowników budynków o dostępnych instrumentach finansowych wspierających

eliminację kotłów na paliwa kopalne. W kontekście powyższych przepisów wprowadzonych dyrektywą zmieniającą należy zauważyć, że prawodawca europejski nie zawarł w niej definicji „dekarbonizacji zasobów budowlanych”, niemniej jednak z treści jej przepisów, a także z kontekstu legislacyjnego w jakim została przyjęta, odczytać można wyraźną intencję prawodawcy europejskiego promowania stopniowej rezygnacji ze stosowania w budynkach paliw kopalnych, nie wyłączając z tego, niestety, również gazu ziemnego. Zgodnie z preambułą dyrektywy zmieniającej (pkt 6 i 7), Unia Europejska zaangażowana jest w działania na rzecz rozwoju zrównoważonego, konkurencyjnego, bezpiecznego i niskoemisyjnego systemu energetycznego do 2050 roku i aby zrealizować ten cel państwa członkowskie i inwestorzy potrzebują środków zmierzających do osiągnięcia do 2050 roku długoterminowego celu dotyczącego dekarbonizacji zasobów budowlanych oraz racjonalnej pod względem kosztów równowagi między dekarbonizacją dostaw energii a zmniejszeniem jej końcowego zużycia. W preambule podkreślono również, że osiągnięcie celów UE w dziedzinie energii i klimatu powiązane jest z wysiłkami UE na rzecz renowacji jej zasobów budowlanych, co wymaga priorytetowego potraktowania efektywności energetycznej, zastosowania zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim” oraz rozważenia stosowania odnawialnych źródeł energii.

Priorytety w zakresie dekarbonizacji, zawarte w treści dyrektywy zmieniającej, są zbieżne ze strategią przyjętą przez Komisję Europejską dotyczącą przejścia na gospodarkę niskoemisyjną, zakładającą stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych<sup>5</sup> oraz z założeniami długoterminowego budżetu Unii Europejskiej na lata 2021–2027, w którym wielokrotnie wskazuje się na cele unijne w zakresie dekarbonizacji gospodarki<sup>6</sup>. Głównym programem wspierającym działania na rzecz środowiska i w dziedzinie klimatu w nadchodzącej perspektywie budżetowej pozostanie program LIFE, który wspierać będzie przejście na czystą energię. Natomiast w treści art. 6 ust. 1 lit j projektu rozporządzenia w sprawie Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR) i Funduszu Spójności (stanowiących źródła finansowania m.in. instrumentów wsparcia w energetyce), wyraźnie wykluczono możliwość udzielenia wsparcia z EFRR i Funduszu Spójności dla inwestycji w zakresie produkcji, przetwarzania, dystrybucji, składowania lub spalania paliw kopalnych, z wyjątkiem inwestycji związanych z czystymi ekologicznie pojazdami w rozumieniu art. 4 dyrektywy 2009/33/WE Parlamentu Europejskiego i Rady. Ze wsparcia wyraźnie wyłączone również inwestycje w budynki mieszkalne, o ile inwestycje te nie są związane z promowaniem efektywności energetycznej lub korzystania z odnawialnych źródeł energii<sup>7</sup>.

### Promowane przez Unię Europejską rozwiązania alternatywne dla paliw kopalnych

W związku z nowelizacją dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków wspierane mają być rozwiązania alternatywne dla paliw kopalnych, w tym pozyskiwanie energii z odnawialnych źródeł energii. Do OZE w dyrektywie zaliczono m.in. energię pozyskiwaną z biomasy i biogazu. W treści strategii „Czysta planeta dla wszystkich” Komisja Europejska wskazuje, że jednym z najważniejszych środków do osiągnięcia niskoemisyjnej gospodarki jest wspieranie efektywności energetycznej. W strategii tej stwierdzono również, że konieczne będzie zintensyfikowanie działań w zakresie renowacji istniejących budynków i wyposażanie

ich w odpowiednie, niskoemisyjne źródło ciepła. Takim źródłem – zgodnie ze strategią – ma być, oprócz biogazu, gaz (w tym LNG) w połączeniu z wodorem lub metan produkowany z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE (tzw. zielony metan)<sup>8</sup>. Ponadto, zarówno odnawialny wodór, jak i zrównoważona biomasa mogą – w ocenie Komisji Europejskiej – zająć miejsce paliw kopalnych jako surowiec dla wielu procesów przemysłowych, takich jak produkcja stali i niektórych chemikaliów. Zatem wydaje się – biorąc pod uwagę podejmowane w tym zakresie w ostatnich latach działania i publikowane studia oraz raporty<sup>9</sup> – że gaz ze źródeł odnawialnych będzie odgrywał coraz większą rolę. Co prawda, wodór i zielony metan nie zostały wprost uznane w znowelizowanej dyrektywie w sprawie charakterystyki energetycznej budynków za odnawialne źródła energii, jednak można spodziewać się zmiany w tym zakresie, bo – zgodnie z dyrektywą RED II – tzw. gazy ze źródeł odnawialnych mają zostać objęte systemem gwarancji pochodzenia<sup>10</sup>.

W związku z tym coraz bardziej widoczny jest dysonans między promowanymi przez Unię Europejską środkami realizacji celów w zakresie efektywności energetycznej i ochrony klimatu, wśród których zabrakło miejsca dla gazu ziemnego, a rolę, jaką wyznacza się temu paliwu w polskich planach dotyczących przejścia na gospodarkę niskoemisyjną i przyjazną środowisku. Jak widać, w nowej perspektywie finansowej Unii Europejskiej działania związane z poprawą efektywności energetycznej budynków, bazujące na wykorzystaniu w budynkach paliw kopalnych, w tym gazu ziemnego, najprawdopodobniej będą miały ograniczone możliwości korzystania ze wsparcia z funduszy unijnych, zwłaszcza w porównaniu z preferowanymi projektami, zakładającymi wykorzystanie energii z odnawialnych źródeł energii. Powyższe ryzyko dotyczy m.in. perspektyw na dofinansowanie z funduszy unijnych takich programów jak „Czyste powietrze” w zakresie, w jakim przewiduje on np. dotacje na wymianę kotłów węglowych na kotły gazowe.

**Adam Wawrzynowicz, radca prawny, współnik zarządzający w kancelarii prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy**  
**Tomasz Brzeziński, radca prawny, współnik w kancelarii prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy**  
**Dagmara Dragan, prawnik w kancelarii prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy, doktorantka na Wydziale Prawa i Administracji Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu.**

<sup>1</sup> Dz.U. UE.L.2018.156.75.

<sup>2</sup> Dz.U. UE.L.2010.153.13.

<sup>3</sup> Motyw 3 preambuły do dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i motyw 6 preambuły do dyrektywy zmieniającej.

<sup>4</sup> Motyw 7 preambuły do dyrektywy zmieniającej.

<sup>5</sup> Komunikat Komisji Europejskiej „A Clean Planet for all”, 28.11.2018, COM(2018) 773 final.

<sup>6</sup> Wniosek Komisji COM (2018) 321 final z 2.05.2018 roku, dotyczący wieloletnich ram finansowych na lata 2021–2027 oraz wniosek Komisji COM (2018) 372 final z 29.05.2018 roku, obejmujący projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności.

<sup>7</sup> Art. 6 ust. 2 wniosku Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności 2018/0197, COM(2018) 372 final.

<sup>8</sup> Komunikat Komisji Europejskiej „A Clean Planet for all”, 28.11.2018, COM (2018) 773 final, s. 8.

<sup>9</sup> Study on the Future Role of Gas from a Regulatory Perspective, Council of European Energy Regulators, 2018.

<sup>10</sup> Motyw 59 preambuły do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

# Wyróżnieni EXPO-GAS 2019



W konkursie o medale i wyróżnienia Targów Kielce przyznano Medale Targów Kielce za produkty. W poprzednim numerze „Przeglądu Gazowniczego” prezentowaliśmy zdobywców medali X edycji międzynarodowych targów techniki gazowniczej.

W tym numerze prezentujemy zdobywców wyróżnień za produkty.

Decyzję o przyznaniu nagród EXPO-GAS podjęła komisja konkursowa w składzie: dr inż. Jacek Jaworski – Izba Gospodarcza Gazownictwa, Instytut Nafty i Gazu-PIB (przewodniczący), Grzegorz Rosłonek – PGNiG SA, Paweł Szufleński – OGP GAZ-SYSTEM, Grzegorz Wielgus – Polska Spółka Gazownictwa, Piotr Dudziak – EWE Energia, Paweł Kwiatkowski – Orlen Upstream



## Integrotech sp. z o.o. (Łódź) – Regulator PQReg

**Piotr Łuczak, prezes Integrotechu:** Nasze urządzenie stanowi element systemu modułowego, który projektujemy w celu bardziej efektywnego realizowania obiektów technicznych związanych z przepływem mediów gazowych i ciekłych. Jego wdrażanie stanowi kolejny etap naszej współpracy z firmą Emerpol, która od zawsze zajmuje się regulacją ciśnienia, a my – pomiarami. Nasze urządzenie pozwala zabezpieczyć jakość pomiaru realizowanego przez gazomierz. Pracowaliśmy nad nim w ścisłej współpracy z gazownikami – chodziło to, aby było dla nich intuicyjne i aby nie musieli się go uczyć. Testowaliśmy to urządzenie w Gazowni Łódzkiej przez prawie dwa lata, we współpracy z Instytutem Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej. Jest to dobrze przygotowany produkt.



## Dolnośląska Grupa Systemów Inżynierskich sp. z o.o. (Polkowice)

– Profil Gaz. Oprogramowanie wspomagające projektowanie sieci gazowych wysokiego ciśnienia

**Konrad Janka, DGSi:** Jesteśmy małą firmą, która od początku zajmowała się oprogramowaniem wspomagającym proces projektowy w branży sanitarnej. Ostatnio naszym flagowym produktem stał się program do projektowania gazociągów wysokiego ciśnienia z rur stalowych, z zachowaniem wszelkich reżimów wymaganych przez GAZ-SYSTEM. Jest to jedyny produkt na świecie, który w czasie rzeczywistym modeluje łuki pionowe i poziome na przewodach stalowych, sprężyste indukcyjne, zimno-gięte oraz kolana hamburskie – nie na poziomie teoretycznym, ale wykonawczym. System uwzględni wszystkie elementy, które są niezbędne podczas wykonawstwa, np. maksymalne profile gięcia, łuki korzystające z wielu segmentów – tak aby każdy z tych segmentów był identyczny. Najważniejszą cechą naszego produktu jest to, że model na etapie projektowania całkowicie odpowiada rzeczywistym łukom, które są możliwe do wykonania na etapie rzeczywistej inwestycji. Dotychczas możliwości i praktyka projektowania były w Polsce inne, często na etapie realizacji dochodziło do korekt wymuszonych przez realia na obiekcie, co zawsze przedłużało czas i generowało koszty.



## BROEN Poland sp. z o.o. (Dzierżoniów) – Kurek kulowy skręcany DN200 CL1500

**Robert Giziński, kierownik działu rozwoju produktu, BROEN Poland:** Na targach przedstawiamy nasz nowy kurek stalowy, nad którym pracowaliśmy od półtora roku, a dla którego rynek zbytu stanowią sektor wydobywania ropy i gazu. Innowacyjność naszego produktu polega na wykorzystaniu lepszych materiałów kutyh w celu obniżenia jego wagi o 20–25 proc. w stosunku do konkurencyjnej oferty rynkowej. System uszczelnienia w środku jest dostosowany do medium, którego przepływ kurek ma odcinać – ma klasę szczelności A, zatem mamy tu zero przecieków. Projekt został zweryfikowany przez Bureau Veritas Polska, otrzymaliśmy rozszerzenie certyfikatu na oznaczenie CE do 400 barów. Mamy już pierwszą informację zwrotną, kurki działają, klient jest zadowolony.



TERAZ POLSKA

## PGNiG z godłem „Teraz Polska”

Technika przedeksploatacyjnego pozyskiwania metanu z pokładów węgla otrzymała prestiżowe godło „Teraz Polska” w XII edycji Konkursu dla Przedsięwzięć Innowacyjnych. Metoda została opracowana przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy. Godło jest przyznawane produktom i usługom, które mogą być wzorem dla innych.

Nagrodzone przedsięwzięcie jest pierwszym tego typu projektem w Europie. Metoda opracowana przez PGNiG i PIG-PIB otwiera perspektywę dla przemysłowej eksploatacji metanu z pokładów węgla.

Realizacja tego przedsięwzięcia to:

- większe bezpieczeństwo energetyczne Polski;
- większe bezpieczeństwo pracy górników;
- ochrona środowiska naturalnego.