

czerveniec 2016

# Przegląd Gazowniczy

nr 2 (50)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

**Rozmowa z Piotrem Naimskim**  
sekretarzem stanu  
w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów

**Bałtycki plan Niemiec i Rosji**

Temat wydania:

**WPŁYW TERMINALU LNG  
NA ROZWÓJ KRAJOWEGO  
RYNKU GAZU**





**KURKI KULOWE BALLOMAX  
DO GAZU I PALIW  
DLA CIŚNIEŃ PN 16 - PN 40**



**BROEN**

VALVE TECHNOLOGIES

**BROEN OIL & GAS**

Stara Droga 8, 62-002 Suchy Las,  
contact@broen.com, www.broen.com

**BROEN S.A.**

Płeszycka 10, 58-200 Dzierżoniów,  
marketing@broen.pl, www.broen.pl





„Polityka Energetyczna Polski do 2050 r.” kształtuje się powoli i każda branża podsuwa rządzącym uzasadnienia dla wykazania w miksie energetycznym swojej szczególnej roli w gospodarce narodowej, z podkreśleniem uwarunkowań społeczno-środowiskowych.

Polskie gazownictwo, pomimo znacznego wzrostu zużycia gazu w ostatnich latach z 11,1 w 2000 r. do 16,5 mld m<sup>3</sup> w 2015 r., w dalszym ciągu oscyluje na poziomie ok. 14% zużycia w bilansie paliw pierwotnych.

Wypowiedzi i artykuły, zamieszczone w bieżącym numerze, przedstawiają mocne argumenty wielkim i małym firmom przemysłowym, ciepłownictwu i odbiorcom indywidualnym, że mogą długofalowo postawić na gaz ziemny – paliwo bezpieczne i prośrodowiskowe. I przykra dla gazowników jest próba spychania gazu ziemnego na pozycję paliwa brudnego (nieodnawialnego), ponieważ to nie gaz ziemny spowodował, iż wśród stu najbardziej zanieczyszczonych miast europejskich aż 33 to miasta polskie. Na krajowym rynku będą lokowane coraz większe ilości błękitnego paliwa. Z jednej strony jest to efekt rosnącego popytu na gaz, a z drugiej zwiększających się możliwości dystrybucji gazu wewnątrz krajowego oraz otrzymywania i przesyłania gazu z i do innych krajów.

Wsparciem regulacyjnym, zwłaszcza dla odbiorców gazu, którzy dokonują zakupów w punkcie wirtualnym, w trybie przetargu, aukcji i w postaci skroplonego lub sprężonego gazu ziemnego, jest tzw. detaryfikacja cen gazu, która dla tych odbiorców ma obowiązywać już od 1 października 2016 r.

Dla pozostałych odbiorców końcowych, z wyłączeniem gospodarstw domowych, prezes URE będzie zatwierdzał taryfy do 1 października 2017 r., zaś dla odbiorców w gospodarstwach domowych do 1 stycznia 2024 r. (dokładniej o tej deregulacji patrz str. 38). Równoległe, porządkując i podnosząc stan bezpieczeństwa gazoenergetycznego, trwają konsultacje nad projektem nowelizacji rozporządzenia MG z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, której głównym celem ma być doprecyzowanie obiektywnych warunków przyłączenia

do sieci, zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych gazu, odbiorców końcowych, przy zachowaniu zasady ich równego traktowania.

Dotychczasowe przepisy powodują, że przyłączanie do sieci przesyłowej dużej liczby mniejszych odbiorców, poprzez dodatkowe obciążenia i mnożenie punktów wyjścia, wpływa negatywnie na niezawodność funkcjonowania tych sieci. Nowelizacja „rozporządzenia systemowego” ma usunąć te zagrożenia. Potencjalni odbiorcy i pośrednicy w obrocie paliwami gazowymi z uwagą analizują te regulacje pod kątem wpływu na ostateczną cenę gazu ziemnego i jest oczywiste, że z niepokojem odnoszą się do zmian, które zapowiada nowelizacja ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw, której projekt (druk poselski nr 653) zgłosili posłowie. Chodzi m.in. o zmiany w ustawie z 2007 r. o zapasach ropy naftowej i gazu ziemnego, które zapowiadają ujednoczenie obowiązków przedsiębiorstw energetycznych, dokonujących obrotu lub przywozu gazu w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w wielkościach odpowiadających co najmniej 30-dniowemu średniemu dziennemu przywzowowi tego gazu.

Przedsiębiorstwa, które nie będą posiadały własnych pojemności magazynowych, będą mogły poprzez tzw. umowę biletową powierzyć innemu przedsiębiorcy utrzymywanie tych zapasów.

Ceny gazu są determinantem dla perspektywy wzrostu zużycia gazu m.in. w kogeneracji zarówno w tzw. gazówkach (mogą wesprzeć projektowany rynek mocy), jak i w ciepłownictwie (i chłodnictwie) systemowym, które w relatywnie szybkim czasie może znacząco zmniejszyć zanieczyszczenie naszych miast i wsi.

W „Przeglądzie Gazowniczym” pisaliśmy wielokrotnie, jak może wyglądać ustawowe wsparcie kogeneracji, dzisiaj przybliżamy sylwetkę orędownika kogeneracji gazowej, profesora Tomasza Dobskiego.

W każdym też praktycznie „Przeglądzie Gazowniczym” poruszamy trudne problemy obszaru zamówień/przetargów i w tym również zamieszczamy dwa artykuły na ten temat. Jeden przybliża największą, jak dotychczas, nowelizację prawa zamówień publicznych, którą z uwagi na liczbę zmian można określić jako rewolucyjną, ale już z uwagi na skutki dla branży gazowniczej raczej jako głęboką ewolucję. Chodzi o nierozwiniętą w artykule nadrzędną ideę przyświecającą tej nowelizacji, a mianowicie ułatwień dostępu do rynku małym i średnim przedsiębiorstwom, operującym na rynku gazowniczym.

Postulat przygotowania już wczesną jesienią narady branżowej w sprawie odbiurokratyzowania (wewnętrznych) procedur dotyczących zwłaszcza zamówień sektorowych i ewentualnego porozumienia się, jak powinien wyglądać rynek zorganizowany, powinien być zrealizowany, zwłaszcza że małe i średnie przedsiębiorstwa alarmują o niskim poziomie podpisywanych realnie umów wykonawczo-serwisowych.

**Andrzej Schoeneich,**  
dyrektor IGG

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

Cezary Mróz, przewodniczący

Grzegorz Romanowski, wiceprzewodniczący

Zbigniew Kajdanowski, PGNiG SA

Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.

Tomasz Pietrasieński, GAZ-SYSTEM S.A.

Natalia Rostkowska, Urząd Dozoru Technicznego

Andrzej Schoeneich, IGG

Marcin Szczudło, PSG sp. z o.o.

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

Anna Trojanowska, PGNiG



**Wydawca:** Izba Gospodarcza Gazownictwa

01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25

tel. 22 631 08 46, 22 631 08 38

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

**Redaktor naczelny:** Adam Cymer

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

**Przygotowanie i opracowanie redakcyjne**

BARTGRAF

00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26

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

**Projekt graficzny:** Jolanta Krafft-Przeździecka

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

## TEMAT WYDANIA

- 8 **Wpływ terminalu LNG na rozwój krajowego rynku gazu ziemnego.** Tomasz Blacharski, Klaudia Metelska, Rafał Biały, Tomasz Cieślak i Adam Szurlej oceniają, jaką rolę dla rozwoju krajowego rynku gazu ziemnego może odegrać oddanie terminalu LNG w Świnoujściu
- 12 **Terminal LNG jako narzędzie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski.** Olgierd Hurka zastanawia się, jak stworzyć pełną infrastrukturę, zapewniającą dywersyfikację źródeł dostaw gazu do Polski i regionu
- 13 **Dla kogo LNG?** Maciej Gucma omawia możliwe sposoby wykorzystania gazu LNG
- 14 **Ocena przygotowania odbiorców przemysłowych do odbioru gazu z regazyfikacji LNG.** Eliza Dyakowska i Ewa Kukulska-Zajac prezentują wyniki prac INiG-PIB i INS
- 16 **Rozruch terminalu LNG w Świnoujściu.** Wojciech Łojewski i Grzegorz Kachelek opisują, jak terminal w Świnoujściu przygotowywano do odbioru pierwszej komercyjnej dostawy gazu LNG z Kataru
- 18 **PGNiG operatorem instalacji LNG w Elku i Olecku.** Sebastian Szymczuk o rozpoczęciu przez PGNiG świadczenia usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego na Mazurach

## NASZ WYWIAD

- 20 **Realnie dywersyfikujemy nasz import gazu.** Rozmowa z Piotrem Naimskim, sekretarzem stanu, pełnomocnikiem rządu RP ds. strategicznej infrastruktury energetycznej

## PUBLICYSTYKA

- 22 **Bałtycki plan Niemiec i Rosji.** Wojciech Jakóbiak podkreśla konieczność stworzenia w Polsce własnej infrastruktury, pozwalającej na korzystanie z LNG i gazu norweskiego
- 26 **DIALOG W SPRAWIE PRZETARGÓW W GAZOWNICTWIE TRWA.** Grzegorz Romanowski omawia konferencję pt. „Inwestycje w branży gazowniczej” i podkreśla, jak ważne są spotkania inwestorów z wykonawcami
- 45 **Czy biura projektowe są w Polsce niepotrzebne?** „Inwestorski tor przeszkód” nadal istnieje. Czy uda się go pokonać? Adam Cymer uważa, że można i trzeba...
- 50 **Program UDT dla instalacji procesowych.** Marek Wilmanowicz porównuje program RBI z programem eksperckim UDT

- 28 **Izba Gospodarcza Gazownictwa – członkowie Rady Programowej „Przeglądu Gazowniczego” w latach 2004–2016**

## PGNiG

- 30 **Perspektywy rozwoju rynku obrotu LNG na świecie.** Olgierd Hurka o wzrastającej roli w rynkach krajów europejskich skroplonego gazu ziemnego jako uzupełnienia dla gazu sieciowego

## POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 32 **Pakiet zmian strategicznych wypracowaliśmy wspólnie**  
Renata Łatanik podsumowuje proces reorganizacji w Polskiej Spółce Gazownictwa

## GAZ–SYSTEM S.A.

- 36 **Strategia GAZ–SYSTEM S.A. na najbliższe dziesięciolecie**  
Tomasz Stępień omawia perspektywy rozwoju GAZ–SYSTEM S.A. dzięki przyjętej strategii do 2025 roku

## REGULACJE PRAWNE

- 38 **Propozycja detaryfikacji na rynku gazu.** Adam Wawrzynowicz ocenia projekt zmian w ustawie „Prawo energetyczne”
- 40 **Rozporządzenia UE dotyczące urządzeń spalających paliwa gazowe.** Zdzisław Gebhardt o nowelizacji dyrektywy GAD – zmianach pozytywnych oraz o aspektach ocenianych negatywnie
- 43 **Znaczenie nowelizacji Pzp dla branży gazowniczej.** Jakub Muszański zastanawia się, czy nowelizacja Pzp uelastyczni system zamówień publicznych

## OSOBOWOŚĆ

- 48 **Nasz zespół.** Adam Cymer kreśli sylwetkę prof. zw. dr. hab. inż. Tomasza Dobskiego

## HISTORIA

- 52 **Ocalić od zniszczenia.** Autor przedstawia historię dwóch wolskich zbiorników gazu – ceglanych rotund – od lat niezagospodarowanych i stopniowo niszczących
- 54 **Gasometer City – wzorcowa rewitalizacja.** Anna Cymer opowiada o jednej z najlepiej przeprowadzonych adaptacji obiektu poprzemysłowego w Europie





# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Drugi kwartał 2016 roku to czas zmian w branży gazowniczej, ale tym samym intensywniej pracy dla Izby Gospodarczej Gazownictwa.

12 kwietnia 2016 r. Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa przyjął rezygnację Mirosława Dobrut z funkcji prezesa zarządu. Jednocześnie w przeprowadzonych wyborach uzupełniających, w głosowaniu tajnym, na prezesa zarządu IGG wybrany został Cezary Mróz, a na funkcję wiceprezesa zarządu Jarosław Stasiak. Drugim wiceprezesem pozostał Waldemar Wójcik.

19 kwietnia 2016 r. odbyło się w Warszawie **Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG**. WZC podsumowało trzynasty rok działalności IGG. Po zdaniu sprawozdania z działalności IGG za rok 2015, Mirosław Dobrut złożył rezygnację z funkcji członka zarządu IGG, dziękując równocześnie wszystkim zrzeszonym w IGG firmom za wiele lat wspólnej pracy dla branży gazowniczej. Cezary Mróz, prezes zarządu, podziękował ustępującemu prezesowi za stworzenie z Izby Gospodarczej Gazownictwa liczącej się organizacji samorządowej oraz ważnego uczestnika dialogu społecznego w Polsce. W imieniu Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Członków IGG jego przewodniczący, Jarosław Stasiak, podziękował za całą dotychczasową pracę na rzecz zrzeszonych w IGG firm branży gazowniczej. Następnie WZC IGG przyjęło sprawozdania: z działalności oraz finansowe za rok 2015 oraz wyznaczyło podstawowe kierunki działalności i cele na rok 2016. Wszyscy członkowie Zarządu IGG oraz Komisji Rewizyjnej uzyskali absolutorium ZWZC IGG.

Realizując jeden z wniosków ZWZC IGG Zarząd IGG na posiedzeniu 19 kwietnia 2016 r. podjął decyzję o powołaniu Zespołu ds. Zmiany Statutu IGG. Na ogłoszony 20 kwietnia br. komunikat IGG, zapraszający wszystkie firmy członkowskie do udziału w jego pracach, odpowiedziało (w wyznaczonym terminie) 18 firm, zgłaszając swoich przedstawicieli. Uwagi zgłoszone przez członków zespołu – poprzez specjalnie stworzoną w tym celu platformę internetową – zostały szczegółowo przez zespół IGG, działający pod kierownictwem Ewy Daniszewskiej, omówione i przeanalizowane. Opracowane przez członków zespołu propozycje zmian skierowano następnie do Zarządu IGG, który jednogłośnie zdecydował wszystkie przyjąć i rekomendować na NWZC IGG.

9 czerwca 2016 r. w Warszawie odbyło się Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG w celu przyjęcia rekomendowanych przez Zarząd IGG zmian w statucie IGG. Podjęte przez NWZC IGG uchwały zostały przekazane do Krajowego Rejestru Sądowego w celu rejestracji. 5 lipca 2016 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa otrzymała w tej sprawie postanowienie sądu. Wpisał on do KRS wszystkie zmiany do statutu IGG, z wyjątkiem dotyczących kwestii kadencyjności, które – zdaniem sądu – nie zostały przyjęte wymagającą większością 2/3 głosów, zgodnie z paragrafem 38 statutu IGG.

Zgodnie ze znowelizowanymi zapisami statutu IGG, 5 lipca 2016 r. do wszystkich firm członkowskich IGG zostały rozesłane zaproszenia na kolejne Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Członków, które odbędzie się w Warszawie 26 lipca 2016 r. W jego trakcie przeprowadzone zostaną wybory uzupełniające skład Zarządu IGG i Komisji Rewizyjnej, ponieważ – zgodnie z nowymi przepisami – w przypadku zmniejszenia się składu osobowego Zarządu i Komisji Rewizyjnej IGG – Prezydium Zarządu IGG jest zobowiązane do zwołania NWZC IGG w celu uzupełnienia składu wspomnianych organów bądź zamieszczenia punktu dotyczącego wyboru nowego członka zarządu w porządku obrad najbliższego ZWZC IGG. Zapewnienie pełnego składu Zarządu IGG w każdym momencie jego funkcjonowania ma na celu zwiększenie jego reprezentatywności oraz efektywności pracy, wychodzi również naprzeciw zachodzącym w branży zmianom (również personalnym).

Zgodnie z wnioskiem NWZC IGG, zdecydowano o wprowadzeniu do przyjmowanej uchwałą NWZC IGG ordynacji wyborczej zapisu, zgodnie z którym podczas wyborów do Zarządu i Komisji Rewizyjnej IGG wyrażający zgodę na udział w tych organach kandydat prezentuje swoje dokonania i program dalszych działań dotyczących rozwoju Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Mając na uwadze rosnące zapotrzebowanie branży gazowniczej na usługi mediacyjne oraz szerokie doświadczenie w tym względzie państw Europy Zachodniej, Zarząd IGG podjął decyzję o poddaniu pod rozważenie zbliżającego się NWZC IGG kwestii dotyczącej utworzenia przy IGG ośrodka mediacji gospodarczej. W tym celu rekomenduje NWZC IGG wprowadzenie stosownych zmian do statutu IGG.

Mając na względzie postulaty firm członkowskich IGG, 24 maja 2016 r. w Ożarowie Mazowieckim odbyła się organizowana wspólnie przez IGG, PGNiG SA, PSG Sp. z o.o. i GAZ-SYSTEM S.A. konferencja pt. **„Inwestycje w branży gazowniczej”**. W konferencji udział wzięło około 100 osób. Wnioski wynikające z konferencji zostaną uwzględnione w działaniach praktycznych, takich jak np. preferowanie dialogu technicznego czy bezpośredniego udziału inwestora w każdym etapie procesu inwestycyjnego (szersza relacja z konferencji na str. 26). Mając na uwadze duże znaczenie tego rodzaju spotkań zarówno dla inwestorów, jak i firm wykonawczych, przewidujemy, że kolejna tego typu konferencja odbędzie się na przełomie października i listopada br.

W ostatnim kwartale IGG opiniowała również wiele aktów prawnych, m.in. przekazała do Ministerstwa Energii uwagi firm członkowskich do ustawy **o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” wraz z uzasadnieniem i oceną skutków regulacji (projekt z 21 kwietnia 2016 r., wersja 2.10)**. Wiele firm członkowskich IGG z zadowoleniem przyjęło oczekiwaną od lat tzw. detaryfikację sprzedaży paliwa gazowego, uwzględniającą zarówno interes konkurujących ze sobą firm, jak i bezpieczeństwo socjalne państwa. W wystosowanym piśmie postulujemy m.in. usunięcie ustawy różnicowania klientów biznesowych. Różnicowanie tych klientów według wolumenu odbioru na poziomie 278 GWh, z jednoczesnym czasowym przesunięciem terminu uwolnienia, nie znajduje uzasadnienia, gdyż największy obecnie rozwój konkurencji występuje w segmencie małych i średnich odbiorców biznesowych – potwierdzają to dane URE. Ponadto, duży odbiór ze względu na specyfikację kontraktowania dużych wolumenów gazu częściej koncentrują się na budowie zdwyfikowanego portfela pozyskania gazu od kilku alternatywnych dostawców równocześnie oraz na samodzielnych zakupach gazu na krajowych i zagranicznych giełdach gazu. Mniej lub zupełnie nie są zainteresowani zmianą sprzedawcy.

Izba Gospodarcza Gazownictwa wystąpiła również do firm członkowskich z zaproszeniem do opiniowania:

- rozporządzenia MR w sprawie wymagań dla przyrządów pomiarowych, stanowiącego akt wykonawczy do ustawy z 13 kwietnia 2016 r. o systemach oceny zgodności i nadzoru rynku wraz z uzasadnieniem i oceną skutków regulacji,
- ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” wraz z uzasadnieniem i oceną skutków regulacji,
- projektu założeń do projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z sukcesją przedsiębiorstwa osoby fizycznej (wraz z oceną skutków regulacji),
- projektu rozporządzenia ministra energii, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego,
- projektu ustawy o zmianie ustawy „Kodeks postępowania administracyjnego” oraz niektórych innych ustaw.

Część z ww. aktów prawnych znajduje się nadal w trakcie konsultacji. Otrzymane z firm członkowskich uwagi zostaną przekazane do właściwych ministerstw.



Agnieszka Rudzka

dokończenie na str. 47



Zapraszamy na

## V Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego



Hotel Ossa k. Rawy Mazowieckiej  
5–7 października 2016 r.

# „GAZ ZIEMNY W POLITYCE GOSPODARCZEJ POLSKI”

● **30 czerwca br.** PGNiG SA oraz Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy pracują nad nowatorską metodą wydobywania metanu z pokładów węgla kamiennego. Jeśli testy produkcyjne się powiedą, górnictwo zyska dodatkowe źródło dochodu. Zmniejszy się też problem zagrożenia metanowego w kopalniach i emisja metanu do atmosfery.

PGNiG i PIG-PIB powołały konsorcjum, które poprowadzi projekt badawczy w Gilowicach na Górnym Śląsku. W badaniach zastosowana zostanie technologia szczelinowania hydraulicznego w otworach wiertniczych. Eksperci sprawdzą, jak szczelinowanie wpływa na wzrost ilości metanu w pokładach węgla. Przetestują też nowoczesne techniki i metody stymulacji metanu. Dla PGNiG będzie to pierwsza próba wydobycia metanu z pokładów węglowych.

● **27 czerwca br.** Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. podpisała list intencyjny w sprawie nawiązania współpracy z Polskim Holdingiem Nieruchomości S.A.. Współpraca ma dotyczyć między innymi pozyskania nieruchomości na potrzeby Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz obsługi należących do PSG nieruchomości przez Polski Holding Nieruchomości S.A. Realizacja poszczególnych przedsięwzięć będzie regulowana na podstawie odrębnych umów.

● **22 czerwca br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA zawarło z EDF Gaz Toruń Sp. z o.o. oraz EDF Toruń S.A. umowy na dostarczanie paliwa gazowego do nowo wybudowanej elektrociepłowni w Toruniu. Strony podpisały dwie umowy, z których pierwsza obejmuje dostarczanie gazu podczas rozruchu technologicznego inwestycji. Drugi kontrakt dotyczy dostaw gazu po oddaniu elektrociepłowni do eksploatacji komercyjnej, w terminie od 1 marca 2017 r. do 1 października 2019 r. Łączny wolumen w całym okresie obowiązywania umowy wyniesie około 355 mln m<sup>3</sup> gazu. – Nowa elektrociepłownia gazowa w EDF Toruń zastąpi obecne kotły węglowe. Paliwem będzie gaz dostarczany przez polską spółkę PGNiG, co gwarantuje bezpieczeństwo i pewność dostaw ciepła dla mieszkańców Torunia z nowej elektrociepłowni – mówi Robert Kowalski, prezes zarządu EDF Toruń. – Elektrociepłownia gazowa będzie wyposażona w wysokosprawną i niskoemisyjną instalację kogeneracyjną, produkującą jednocześnie energię elektryczną i ciepło. Produkcja

energii elektrycznej wzmocni bezpieczeństwo energetyczne miasta i regionu. Dzięki zastąpieniu kotłów węglowych nową elektrociepłownią gazową o ok. 90% obniży się poziom emisji tlenków siarki i azotu oraz pyłów, co przyczyni się do znaczącej poprawy jakości powietrza w Toruniu – podkreślił prezes EDF Toruń.

● **18 czerwca br.** W Świnoujściu odbyła się uroczystość nadania terminalowi LNG imienia Prezydenta Lecha Kaczyńskiego. Nadaniu imienia towarzyszyła konferencja, na której omawiano kwestie bezpieczeństwa energetycznego Polski. W wydarzeniu udział wzięli: prezydent Andrzej Duda, Beata Szydło, prezes Rady Ministrów, Piotr Naimski, pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej, a także liczne grono osób i przedstawiciele instytucji zaangażowanych w sprawy bezpieczeństwa energetycznego.

● **17 czerwca 2016 r.** PGNiG otworzyło w Galerii Krakowskiej pierwsze w Polsce Biuro Obsługi Klienta BOK Premium. Łatwiejszy kontakt z PGNiG ma pomóc klientom firmy w dostępie do informacji o warunkach przyłączenia do sieci gazowej, taryfach, promocjach, a w przyszłości również o kolejnych oferowanych produktach. Klienci będą mogli przekazać w nowym punkcie dane o stanie licznika, wyjaśnić szczegóły dotyczące kalkulacji rozliczeń oraz uzyskać dostęp do e-boka lub ekofaktur. W razie potrzeby wnioski, oświadczenia i inne dokumenty wymagające obecności w BOK mogą wypełniać z pomocą doradcy i składać mieszkańcy całej Polski.





BOK Premium to punkt z dwoma stanowiskami obsługi klientów na poziomie -1 Galerii Krakowskiej, położonej w samym sercu Krakowa. Jego największą zaletą jest łatwa dostępność, stąd lokalizacja w jednym z najbardziej uczęszczanych miejsc w Krakowie. Galeria Krakowska posiada wygodne połączenia z Dworcem Głównym PKP i dworcem autobusowym, liniami komunikacji miejskiej oraz portem lotniczym Balice. – *Otwieramy się na potrzeby klientów. Nasze biura będą tam, gdzie naszym klientom będzie najwygodniej i najbliżej. To ułatwi wyjaśnianie rozliczeń i faktur czy załatwienie przyłącza gazowego oraz innych procedur. Zaczynamy w Krakowie, w kolejnych miesiącach otworzymy takie punkty w innych miastach* – powiedział Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu ds. handlowych PGNiG SA.

Łącznie w całej Polsce działa ponad 120 BOK-ów PGNiG. Biura w wersji Premium mają powstawać w centrach innych największych miast. Jeszcze w tym roku będzie można z nich korzystać w Katowicach, Poznaniu i Warszawie.

● **8 czerwca br.** W Instytucie Nafty i Gazu – Państwowym Instytucie Badawczym w Krakowie odbyło się pierwsze posiedzenie Rady Programowej V Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, powołanej przez zarząd IGG 12 maja br. W jej skład wchodzi: Tomasz Blacharski (PSG Sp. z o.o.), red. Adam Cymer („Przegląd Gazowniczy”), dr Jacek Jaworski (INiG), dr Leszek Juchniewicz (niezależny ekspert), prof. Mariusz Łaciak (AGH w Krakowie), prof. Stanisław Nagy (AGH w Krakowie), prof. Andrzej Osiadacz (Politechnika Warszawska). Rada wybrała przewodniczącego w osobie prof. Stanisława Nagy, a na sekretarza Tomasza Blacharskiego oraz przyjęła wstępny zarys programu V KPPG.

● **24 maja br.** W Ożarowie Mazowieckim odbyła się organizowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, PGNiG SA, GAZ-SYSTEM S.A. i PSG Sp. z o.o. konferencja pt. „Inwestycje w branży gazowniczej”. W trakcie konferencji zaprezentowane zostały następujące tematy: 1) plany inwestycyjne strategicznych firm członkowskich IGG, 2) model zakupowy w PSG Sp. z o.o. oraz 3) kwestie dotyczące pogłębienia współpracy z NCBiR (więcej na str. 26).

● **25–27 kwietnia br.** W świętego Józefa (19 marca) 1856 roku pierwsze 209 gazowych latarni rozświetliło Bratysławę. Dlatego patronem słowackich gazowników jest św. Józef, a data stała się okazją do dużej fety i święta 160. rocznicy przemysłu gazowniczego na Słowacji. Dlatego też w okresie 25–27 kwietnia br. właśnie w pięknej Bratysławie odbył się VII Środkowo-europejski Kongres Gazowniczy. Cezary Mróz, prezes IGG, wystosował na ręce Tomáša Malatinský, prezesa SGOA, i Jána Klepáča, dyrektora wykonawczego, list okolicznościowy.

● **21 kwietnia br.** Sąd Najwyższy wydał wyrok w sprawie kary nałożonej na Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z powodu rzekomego naruszenia przez spółkę warunków udzielonej jej koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą w latach 2007 i 2008. Sąd Najwyższy, rozpoznając skargę kasacyjną powoda od wyroku Sądu Apelacyjnego z 14 stycznia 2015 r., wydał w tej sprawie wy-

## ZMIANA TARYF

W połowie czerwca 2016 roku prezes URE zatwierdził zmianę taryf PGNiG SA oraz PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o. Obniżenie średniej ceny gazu wysokometanowego dla odbiorców końcowych PGNiG SA w trzecim kwartale 2016 roku wyniesie 8,4%, zaś dla odbiorców hurtowych 8,7%, a w przypadku gazu zaazotowanego odpowiednio 8,4% i 8,5%. W przypadku odbiorców detalicznych oraz klientów biznesowych PGNiG Obrót Detaliczny spadek cen wyniósł 1% w taryfie, która będzie obowiązywać od 1 lipca do 31 grudnia 2016 r.

Kolejna obniżka cen gazu w taryfie PGNiG SA – trzecia w 2016 r. i szósta od początku 2015 r. – daje skumulowany spadek średnich cen gazu wysokometanowego dla odbiorców końcowych od stycznia 2015 r. na poziomie 34,5%, a w samym 2016 r. już 22,7%. W przypadku gazu zaazotowanego od stycznia 2015 r. – 28,5%, a w 2016 r. o 21,2%.

Klienci detaliczni i biznesowi odnotowali piątą obniżkę cen gazu od początku 2015 r., a trzecią w roku bieżącym. Skumulowany spadek cen gazu wysokometanowego od początku 2015 r. wynosi dla klientów PGNiG Obrót Detaliczny 17,0%, a tylko w 2016 r. – 9,6%. W przypadku gazów zaazotowanych odpowiednio: Lw 12,6% od początku 2015 r. i w 2016 r. – 9,6%, a dla Ls ceny spadły o 9,7%, a w 2016 r. o 8,7%.

9 czerwca 2016 r. prezes URE wydłużył okres obowiązywania taryf operatorów systemu gazowego, tj. Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. oraz Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. o kolejne sześć miesięcy, tj. do 31 grudnia 2016 r. Zatwierdzono przy tym ustalone przez te przedsiębiorstwa zmiany taryf, polegające przede wszystkim na ustaleniu nowych, wyższych bonifikat za niedotrzymanie standardów obsługi użytkowników sieci.

rok, w którym: uchylił zaskarżony wyrok w całości oraz zmienił poprzedzający go wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 10 października 2013 r. (...) w ten sposób, że zmienił decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 16 grudnia 2010 r., nr (...) nadając jej następującą treść: „nie stwierdza naruszenia przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie warunków 2.4 koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą”.

● **13 kwietnia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz Grupa Azoty zawarły nową umowę na sprzedaż paliwa gazowego. Na podstawie umowy ramowej i podpisanych kontraktów dwustronnych PGNiG będzie dostarczało gaz ziemny do pięciu spółek z Grupy Azoty – w tym do spółek w Tarnowie, Puławach, Policach, Kędzierzynie i „Siarkopolu”. Umowa obowiązuje do września 2019 roku. Wielkość dostaw w całym okresie obowiązywania umowy może wynieść łącznie nawet 4,5 mld m<sup>3</sup> gazu. Wartość kontraktu szacuje się na ok. 3,3 mld zł.

W artykule Macieja Chaczykowskiego i Andrzeja J. Osiadacza pt. „Technologie Power-to-gas”, opublikowanym w nr. 1/2016 „Przeglądu Gazowniczego”, umknęło zdanie: „Autorzy dziękują konsorcjum programu Blue Gas w projekcie ResDev za wsparcie w finansowaniu prac”.

# Wpływ terminalu LNG na rozwój krajowego rynku gazu ziemnego



fol. 4Dfoto

**Tomasz Blacharski, Klaudia Metelska, Rafał Biały, Tomasz Cieślik, Adam Szurlej**

Światowy rynek gazu skroplonego (LNG) dynamicznie się rozwija. W 2015 r. produkcja LNG przekroczyła 333 mld m<sup>3</sup> i prognozowany jest jej dalszy wzrost do 450 mld m<sup>3</sup> w 2019 r. Analiza roli LNG w imporcie gazu ziemnego do UE w ostatnich latach wykazuje zmienność. O ile w 2011 r. udział LNG w całkowitym imporcie gazu sięgnął 25%, to w 2014 r. zmniejszył się do 15%. Zmniejszone zapotrzebowanie UE na gaz ziemny, w tym LNG, należy tłumaczyć m.in. niskimi wskaźnikami wzrostu gospodarczego oraz dynamicznym rozwojem wykorzystania odnawialnych źródeł.

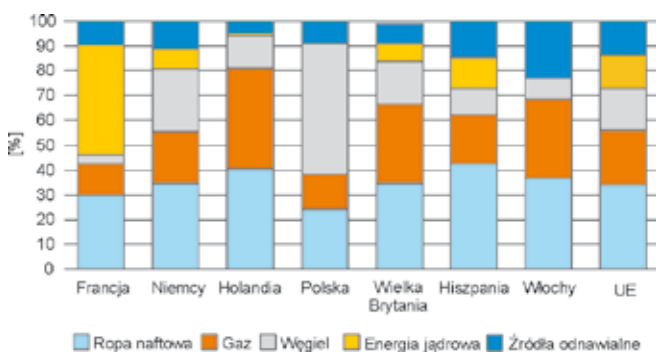
**R**ola skroplonego gazu LNG w skali globu systematycznie wzrasta. Obecnie jest to praktycznie jedyna dojrzała technologicznie metoda realizacji dostaw gazu ziemnego na znaczne odległości. Technologia, transport i użytkowanie LNG znane jest i stosowane w coraz większej liczbie państw świata od ponad 40 lat. W 2013 r. zdolności importowe terminali LNG w skali światowej wykorzystano w około 35%, zaś w samej Europie wskaźnik ten wyniósł około 25%. W 2008 r. do Unii Europejskiej zaimportowano 49,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego w postaci LNG, co oznacza około 44-procentowe obciążenie instalacji odbiorczych. Tym samym istniejąca już infrastruktura pozwala na podwojenie importu LNG do UE. Według Komisji Europejskiej, skroplony gaz ziemny jest najbardziej perspektywicznym, alternatywnym paliwem dla transportu wodnego. Eksperti ze światowych koncernów

energetycznych są zgodni w swoich ocenach – przyszłość będzie należała do gazu ziemnego, jako paliwa o wyróżniających się walorach ekologicznych i bezpiecznego w eksploatacji. Nowo wybudowany terminal LNG w Świnoujściu stanowi obecnie kluczowy element w zakresie strategii zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego dla Polski. Został oddany do użytku w maju 2016 roku. Jego obecne zdolności do regazyfikacji wynoszą 5 mld m<sup>3</sup>/rok, co przy pełnym obciążeniu pozwoli na zabezpieczenie w około 30% krajowego zapotrzebowania na gaz. Jego zdolności regazyfikacyjne mogą także być wykorzystane w innych państwach w tej części Europy. Przewidziano możliwość rozbudowy terminalu o trzeci zbiornik oraz instalacje do przeładunku gazowców oraz załadunku autocystern. Dostawy LNG do Świnoujścia będą realizowane z Kataru w ramach



umowy długoterminowej oraz w ramach kontraktów spot. Co najważniejsze, Polska poprzez tę instalację uzyska dostęp do globalnego rynku LNG, co wpłynie na wzmocnienie pozycji w procesie negocjacji dostaw gazu ziemnego w przyszłości oraz znacząco uelastyczni możliwości importu gazu. Oczekuje się, że szersze wykorzystanie LNG w polskim systemie gazowniczym przyniesie wiele korzyści. Wprowadziłoby nową kulturę gazowniczą, przyspieszając gazyfikację tam, gdzie jest planowana w dalszych terminach i likwidując wciąż obecne

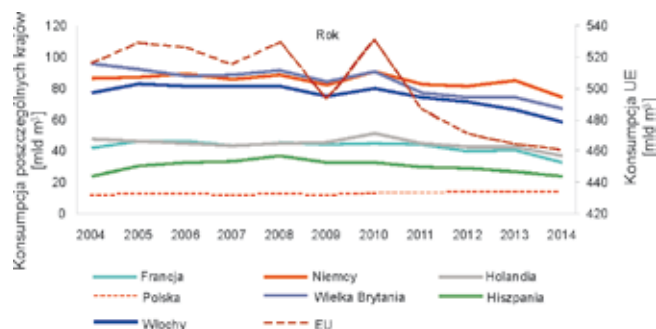
Rysunek 1. Struktura zużycia surowców energetycznych w 2014 r. w Polsce na tle wybranych krajów UE. Opracowanie własne na podstawie [2]



tw. białe plamy na mapie gazyfikacji naszego kraju. Mobilne stacje LNG mogłyby stać się źródłem paliwa dla instalacji satelitarnych, które zaopatrywałyby w gaz małe aglomeracje miejskie. Rozpoczęcie dostaw LNG może być też dodatkowym bodźcem dla szerszego wykorzystania gazu ziemnego (CNG/LNG) w transporcie zarówno morskim (po wprowadzeniu od 2015 r. rygorystycznych przepisów ograniczających zawartość siarki w paliwach okrętowych stosowanych w obszarach SECA, a więc m.in. na Bałtyku, ten kierunek zagospodarowania gazu ziemnego wydaje się szczególnie perspektywiczny), jak i lądowym.

W UE zasoby gazu obecnie szacowane są na poziomie 1584 mld m<sup>3</sup>. Polska posiada zasoby gazu ziemnego na poziomie 84 mld m<sup>3</sup> [1]. W przypadku UE konsumpcja gazu w porównaniu z 2004 r., gdzie stanowił 24% energii pierwotnej zużywanej przez państwa członkowskie, zmniejszyła się i udział ten w 2014 r. kształtował się na poziomie 21% (rys.1.). W ostatnich latach w większości krajów UE nastąpił spadek zu-

Rysunek 2. Zmiany konsumpcji gazu. Opracowanie własne na podstawie [2]

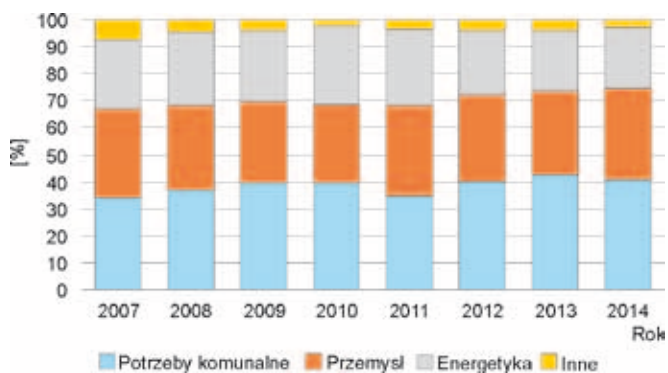


życia gazu ziemnego. Polska jest jednym z nielicznych państw, w których odnotowano wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny. Spadek zużycia gazu w UE został zrekomensowany wzrostem wykorzystania energii pochodzącej przede wszystkim ze źródeł odnawialnych – OZE (rys. 2.). Tę dynamikę rozwoju wykorzystania OZE można prześledzić poprzez kierunki inwestycji w poszczególne technologie energetyczne, mierzone przyrostem mocy zainstalowanych. Zgodnie z danymi EWEA, w 2015 r. odnotowano największe przyrosty mocy zainstalowanych w przypadku elektrowni wiatrowych – 12 800 MW (co stanowiło 44,2% nowych mocy w UE) oraz elektrowni wykorzystujących promieniowanie słoneczne – 8500 MW (29,4%). Mocy elektrowni zasilanych gazem ziemnym przybyło zaledwie 6,4%, a jeszcze kilkanaście lat temu inwestycje w moce jednostek gazowych były dominujące. Warto podkreślić, że znaczące inwestycje w technologie oparte na OZE nie są domeną wyłącznie państw Europy Zachodniej. Otóż, z analizy największych przyrostów mocy zainstalowanych w elektrowniach wiatrowych w 2015 r. wynika, że największy, tradycyjnie, nastąpił w Niemczech – 6013 MW, a na drugim miejscu znalazła się Polska – 1266 MW.

Te znaczące inwestycje w OZE, zrealizowane w ostatnich latach, mają przełożenie na strukturę wytwarzania energii elektrycznej. O ile np. w 2010 r. udział przypadający na elektrownie wiatrowe w produkcji energii elektrycznej kształtował się poniżej 1%, to w 2015 r. udział ten wyniósł 6,2%. Udział gazu ziemnego w generacji energii elektrycznej w Polsce wynosi około 3% i w porównaniu z krajami UE jest jednym z najniższych.

W 2007 roku wykorzystanie gazu w gospodarstwach domowych wyniosło 34%, w przemyśle 33%, a w energetyce 26%.

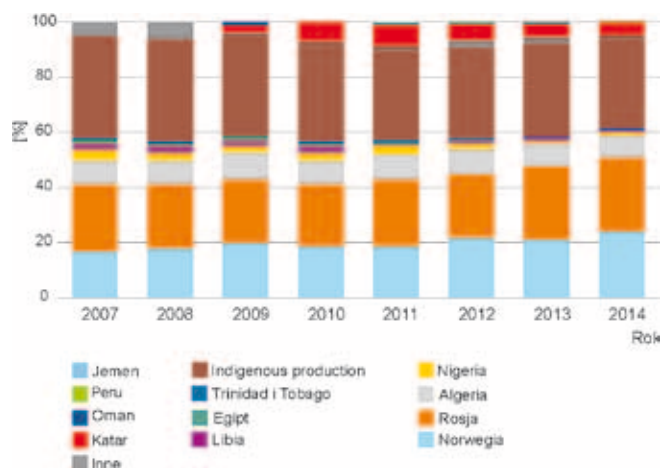
Rysunek 3. Struktura wykorzystania gazu w UE. Opracowanie własne na podstawie [2]



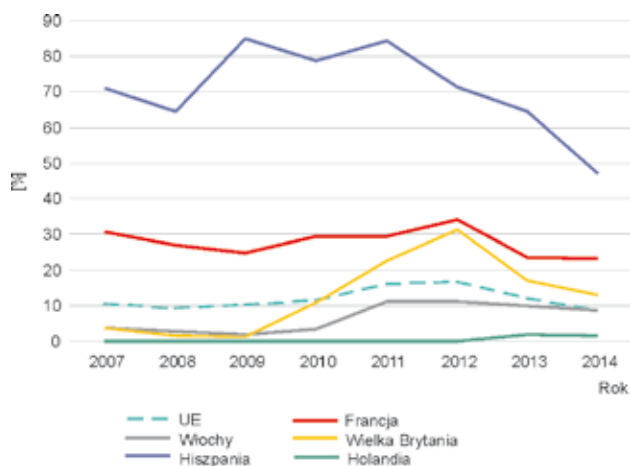
W 2014 roku nastąpił wzrost wykorzystania gazu w gospodarstwach domowych do poziomu 41%, w przemyśle nie nastąpiła zmiana, a wykorzystanie w energetyce wzrosło najbardziej, bo aż o 23% [2].

W 2007 roku w UE zużycie gazu w gospodarstwach domowych wynosiło około 164 mld m<sup>3</sup>. W Polsce ta konsumpcja była na poziomie 5,31 mld m<sup>3</sup>. W 2014 roku nastąpił spadek konsumpcji gazu w gospodarstwach domowych w UE do poziomu 158 mld m<sup>3</sup>, natomiast w Polsce nastąpił wzrost do poziomu 5,4 mld m<sup>3</sup> (rys. 3.). Należy zaznaczyć iż 82% gazu w 2007 roku w gospodarstwach domowych zużyły takie kraje, jak Niemcy,

Rysunek 4. Kierunki dostaw gazu do UE.  
Opracowanie własne na podstawie [2]



Rysunek 5. Udział LNG w imporcie w danych krajach i UE.  
Opracowanie własne na podstawie [1, 2]



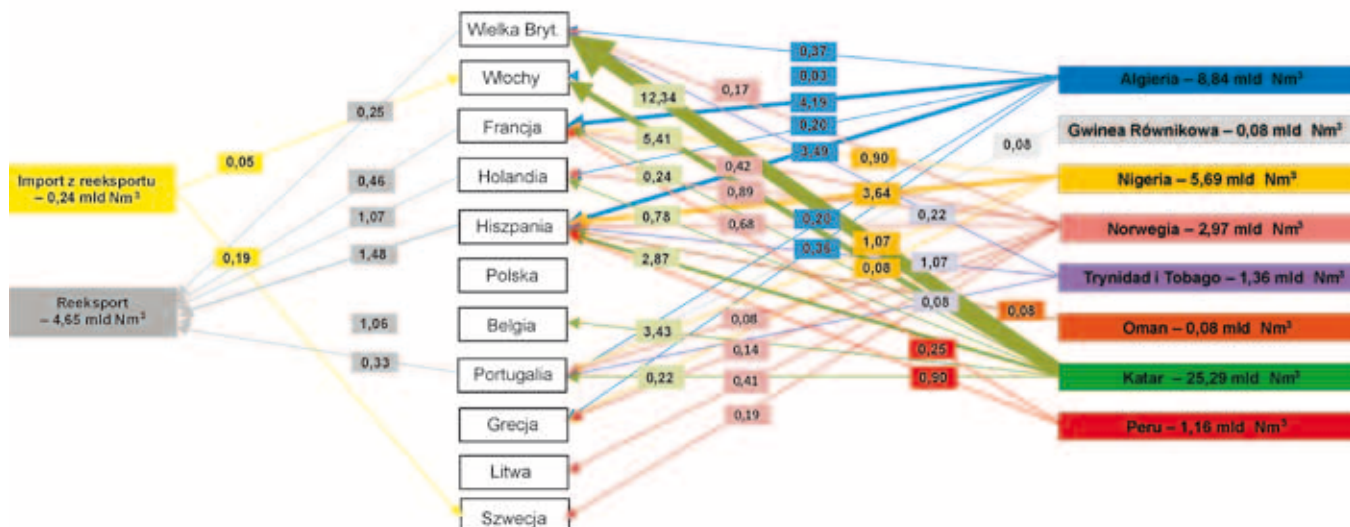
Francja, Włochy, Wielka Brytania, Hiszpania i Holandia [2]. W 2007 roku w Unii Europejskiej zużycie gazu w przemyśle kształtowało się na poziomie 156 mld m<sup>3</sup>. W Polsce konsumpcja była na poziomie 7,1 mld m<sup>3</sup>. W 2009 roku nastąpił spadek konsumpcji gazu do 137 mld m<sup>3</sup>. W 2011 roku, kiedy zauważono spadek wykorzystania gazu w dwóch innych gałęziach gospodarki: energetyce i gospodarstwach domowych, w przemyśle nastąpił wzrost do poziomu powyżej 140 mld m<sup>3</sup>. W 2014 roku wykorzystanie gazu w przemyśle UE spadło do 128 mld m<sup>3</sup>, a w Polsce wzrosło do 7,74 mld m<sup>3</sup>. Należy zaznaczyć, iż 72% gazu w 2007 roku w przemyśle zużyły: Niemcy, Francja, Włochy, UK, Hiszpania i Holandia [2].

W 2007 roku w Unii Europejskiej zużycie gazu w energetyce było na poziomie 124 mld m<sup>3</sup>. W Polsce konsumpcja wyniosła około 0,9 mld m<sup>3</sup>. W 2014 roku nastąpił spadek konsumpcji gazu w energetyce w UE do poziomu 88 mld m<sup>3</sup>, natomiast w Polsce nastąpił wzrost do 1,35 mld m<sup>3</sup>. W 2007 roku w energetyce 78% gazu zużyły: Niemcy, Francja, Włochy, UK, Hiszpania i Holandia, a w 2014 roku – 76% [2]

Import gazu ziemnego do UE w 2007 r. wyniósł 304 mld m<sup>3</sup>, natomiast wydobycie 187 mld m<sup>3</sup>. W 2014 roku nastąpił spadek importu do 270 mld m<sup>3</sup>, a wydobycia do poziomu 141 mld m<sup>3</sup>. Kraje takie jak Niemcy, Francja, Włochy, UK, Hiszpania i Holandia w 2007 roku wydobywały 85% gazu w UE, a w 2014 – 79%. W Polsce w 2007 roku wydobycie wyniosło 4 mld m<sup>3</sup> gazu, a w 2014 roku 4,3 mld m<sup>3</sup>. Można więc stwierdzić, że wydobycie ze złóż rodzimych kształtuje się na względnie stałym poziomie, co można uznać za dobry wynik w porównaniu ze znaczącym spadkiem wydobycia gazu ziemnego w UE w ostatnich latach.

Obecnie gaz ziemny importowany jest do UE z Norwegii, Rosji, Afryki i Bliskiego Wschodu (rys. 4.). Terminale LNG obecnie są zlokalizowane w Wielkiej Brytanii, Polsce, Hiszpanii, Francji, Grecji, Belgii, Portugalii, Włoszech, na Litwie i w Holandii. Jak można zauważyć (rys. 5.), udział LNG w imporcie gazu do wybranych państw UE jest zróżnicowany, najwyższy w Hiszpanii [4]. Głównym dostawcą LNG do UE jest obecnie Katar

Rys. 6. Wielkości i struktura importu LNG do wybranych państw UE. Opracowanie własne na podstawie [5]





(rys. 6.), jeszcze kilka lat głównym dostawcą była Algieria (do 2009 r.). Jednak mimo podejmowanych wysiłków na poziomie UE w obszarze zróżnicowania dostaw gazu ziemnego, kraje takie jak Estonia, Finlandia i Łotwa były w 100% zaopatrywane przez Rosję, natomiast Bułgaria, Austria, Węgry, Słowacja, Słowenia i Polska otrzymywały gaz w ilości od 89 do 59% zapotrzebowania krajowego.

Otoczenie rynkowe obrotu międzynarodowego gazem ziemnym staje się coraz korzystniejsze dla importerów gazu ziemnego. Obniżenie cen ropy naftowej na globalnych rynkach w coraz większym stopniu znajduje odzwierciedlenie także w cenach LNG. Ponadto, intensywny rozwój wykorzystania OZE w wielu regionach świata miał wpływ na ograniczenie

pośrednio po katastrofie w elektrowni Fukushima, która nastąpiła na skutek trzęsienia ziemi w marcu 2011 r., elektrownie jądrowe zostały zamknięte i kraj ten, będąc już wówczas największym importerem LNG, dodatkowo jeszcze zwiększył ten import. Obecnie 43% energii elektrycznej w Japonii pochodzi z elektrowni gazowych. Jest to istotny wzrost w porównaniu z rokiem 2010, kiedy 28% energii elektrycznej wytworzono z gazu ziemnego (rys. 7.) [6].

Rozpoczęcie dostaw LNG przez terminal będzie dodatkowym bodźcem dla rozwoju krajowego rynku gazu ziemnego. Obecnie zgazyfikowanych jest 52% gmin. Ta wielkość jest poważnym wyzwaniem dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w obszarze gazu ziemnego, a szczególnie największego

#### Zmiany cen LNG w latach 2013–2016

Rok	Cena LNG w poszczególnych krajach [USD/mln Btu]								
	Wielka Brytania	Hiszpania	Belgia	Korea	Japonia	Chiny	Indie	USA	Ameryka Płd.
5/2013	10,17	11,78	10,08	14,95	14,95	14,55	14,4	4,12	15,76
10/2014	9,13	12,10	8,99	14,80	14,80	14,40	14,1	6,68	14,39
6/2015	6,41	6,55	6,30	7,25	7,25	7,10	7,2	3,9	15,21
1/2016	4,65	5,23	4,38	5,75	5,75	5,6	5,70	4,36	5,71
4/2016	4,00	4,13	3,90	4,10	4,10	3,99	4,05	2,59	4,31
Zmiana cen*	60,7%	64,9%	61,3%	72,6%	72,6%	72,6%	71,9%	37,1%	72,7%
Zmiana cen**	14,0%	21,0%	11,0%	28,7%	28,7%	28,8%	28,9%	40,6%	24,5%

\* Zmiana ceny wyrażona jako (5/2013–4/2016)/5/2013.

\*\* Zmiana ceny wyrażona jako (1/2016–4/2016)/1/2016.

zastosowania gazu ziemnego na cele energetyczne. Z analizy spadku cen LNG na świecie (tabela) wynika, że istotny wpływ miała na to tzw. rewolucja łupkowa, dzięki której USA nie tylko są państwem o największym wydobyciu gazu ziemnego na świecie, ale także zaczęły odgrywać coraz ważniejszą rolę w eksporcie tego paliwa [3]. Pierwsza dostawa do Europy (Portugali) nastąpiła w kwietniu 2016 r., a obecnie w USA prowadzone są inwestycje w kolejne instalacje służące do skraplania gazu ziemnego.

Wyjątkowym zjawiskiem dla analizowanego okresu jest spadek cen gazu skroplonego we wszystkich największych regionach świata. Największy spadek cen odnotowano w Korei, Japonii, Indiach i Chinach. Początek 2015 roku był okresem, w którym ceny dostarczanego LNG spadły w porównaniu z analogicznym okresem poprzedniego roku średnio o 54%. Co więcej, zauważalne jest zrównanie cen LNG u największych odbiorców. Importerzy gazu skroplonego z Azji zakupują LNG po stawkach podobnych do tych w Ameryce Południowej i w Europie. Rok 2015 na rynkach LNG rozpoczął się spadkiem cen, a jak pokazują dane w tabeli – ten spadkowy trend jest kontynuowany w 2016 r. Zapewne na przyszłość kształtowanie się cen na poszczególnych rynkach, a przede wszystkim na największym rynku gazu skroplonego – rynku azjatyckim, będzie mieć wpływ obecnie realizowany proces przywracania do pracy elektrowni jądrowych w Japonii. Należy dodać, że bez-

operatora systemu dystrybucyjnego. Wydaje się, że w wielu regionach kraju budowa sieci i jej zasilanie poprzez dostarczanie LNG do stacji regazyfikacyjnej praktycznie jest jedyną możliwością dostarczenia gazu ziemnego.

**Tomasz Blacharski, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.,  
Klaudia Metelska, AGH w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu,  
Rafał Biały, AGH w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw,  
Tomasz Cieślak, AGH w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu oraz Instytut Fizyki Jądrowej PAN w Krakowie,  
Adam Szurlej, AGH w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu.**

#### LITERATURA

- [1] <http://www.eia.gov/>
- [2] [eurogas.org](http://eurogas.org)
- [3] A. Szurlej, M. Ruszel, T. Olkusiński, 2015, *Czy gaz ziemny będzie paliwem konkurencyjnym? „Rynek Energii”*.
- [4] M. Gałczyński, M. Ruszel, P. Turowski, R. Zajdler, A. Zawisza, 2015, *Globalny rynek LNG*, Wydawnictwo Rambler, Warszawa 2015.
- [5] The LNG Industry in 2013-2016, Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié (GIIGLN), <http://www.giignl.org>
- [6] <http://www.tsp-data-portal.org/>

# Terminal LNG jako narzędzie dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski

**Olgierd Hurka**

Import gazu ziemnego do Polski to głównie dostawy z kierunku wschodniego. W 2015 r. w portfelu importowym PGNiG stanowiły one ok. 88 proc. Taka struktura stwarza ryzyko zagrożenia ciągłości dostaw dla klientów PGNiG. Byliśmy tego świadkami w latach ubiegłych, kiedy następowały okresowe zakłócenia i ograniczenia rosyjskich dostaw. Może to powodować realne straty w gospodarce, kiedy konieczne są ograniczenia produkcji w zakładach przemysłowych zużywających duże ilości gazu ziemnego.

Należy pamiętać, że rosyjski gaz dominuje w systemie przesyłowym w Europie Środkowej. Obecna lądowa infrastruktura przesyłowa gazu nie jest więc w stanie zapewnić Polsce realnej dywersyfikacji dostaw tego surowca. Stwarza to jednocześnie możliwość dyktowania cen i utrudnia negocjacje handlowe.

Terminal LNG w Świnoujściu to kluczowy element infrastruktury, umożliwiający rozpoczęcie procesu efektywnej dywersyfikacji dostaw gazu do Polski. Dzięki niemu uzyskujemy dostęp do globalnego rynku LNG. Początkowa moc terminalu – na poziomie 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie – odpowiada ok. 1/3 polskiego popytu na gaz. Docelowo, po rozbudowie, terminal umożliwi import nawet do 7,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. PGNiG posiada ok. 65 proc. zarezerwowanych mocy terminalu, do którego trafi LNG z Kataru w ilości ok. 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji rocznie. Stopniowo katarski kontrakt będzie uzupełniany o dodatkowe dostawy LNG, oparte na korzystnych komercyjnych warunkach dostaw. Zapowiedziany przez PGNiG rozwój działalności handlowej na światowym rynku LNG jest krokiem w kierunku dalszej optymalizacji portfela dostaw gazu do Polski.

Dostęp do międzynarodowego rynku LNG przełoży się na poprawę warunków cenowych dostaw gazu ziemnego do Polski. Stworzy także realną konkurencję pomiędzy dostawcami na polskim rynku. Charakterystyczny jest przykład Litwy, która na pół roku przed uruchomieniem pływającego terminalu LNG w Kłajpedzie (FSRU „Independence”) otrzymała około 20-procentową obniżkę ceny gazu od Gazpromu. Obecnie szacuje się, że w najbliższej przyszłości 60 proc. gazu zużywanego na Litwie będzie sprowadzane za pośrednictwem terminalu LNG.

Warto zauważyć, że najwięksi konsumenci gazu w Europie – Niemcy, Wielka Brytania i Francja – mają dostęp przynajmniej do kilku dużych źródeł gazu i zdywersyfikowanej infrastruktury importowej. Przekłada się to na niższe ceny importowanego przez te kraje surowca. Państwa europejskie

w różnym stopniu wykorzystują posiadane moce terminali LNG. Według IGU, wykorzystanie mocy regazyfikacyjnych w 2015 r. wynosiło: w Hiszpanii – 18 proc., Wlk. Brytanii – 26 proc., we Francji i Belgii – 29 proc., a we Włoszech – 38 proc. Z drugiej strony, importerzy z Azji i Ameryki Południowej wykorzystują terminale LNG w znacznie większym stopniu: Chiny – 50 proc., Turcja – 54 proc., Argentyna i Chile – 55 proc., Indie – 67 proc., a Tajwan – około 100 proc. W rezultacie dużo większej w najbliższych latach dostępności LNG oraz korzystnych warunków cenowych na rynku oczekuje się wzrostu wykorzystania mocy terminali w Europie.



Terminal LNG w Świnoujściu to pierwsza tego typu instalacja w Europie Środkowej. Rozwój połączeń międzysystemowych oraz realizacja projektu korytarza północ-południe stwarzają szansę na dostęp do alternatywnych źródeł gazu krajom sąsiednim oraz położonym na południe od Polski, obecnie również uzależnionych od dostaw ze wschodu. Taki scenariusz uzasadniałby dalsze zwiększenie polskich zdolności importowych LNG.

Poza rozbudowę terminalu w Świnoujściu analizowany jest projekt ulokowania w rejonie Zatoki Gdańskiej dodatkowej pływającej jednostki FSRU. Biorąc pod uwagę terminal w Świnoujściu i projektowany gazociąg norweski, stworzyłyby to pełną infrastrukturę, zapewniającą dywersyfikację źródeł dostaw gazu do Polski i regionu.

**Autor jest zastępcą dyrektora Oddziału Obrotu Hurtowego PGNiG SA.**



# Dla kogo LNG?

Maciej Gućma

Terminal LNG w Świnoujściu umożliwia regazyfikowanie płynnego gazu ziemnego (*Liquefied Natural Gas*) dostarczonego drogą morską do Polski. Jest największym terminalem w Europie Środkowej i Wschodniej i jako potencjalny hub importu i eksportu gazu wpłynie na jego rynek. LNG przede wszystkim posłuży do dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu do Polski. O tym jednak już wiemy.

**D**o czego zatem może przydać się gaz w postaci płynnej? Pierwszym i kluczowym odbiorcą będą jednostki morskie, których paliwem napędowym jest LNG zamiast oleju napędowego, przysłowiowego mazutu. Zasilane LNG początkowo będą głównie promy kursujące ze Świnoujścia do Szwecji, a także te w polskich portach (Świnoujście), niemieckich, szwedzkich czy duńskich. Takie jednostki już istnieją w innych krajach – szeroko eksploatowane przez Norwegów czy – w mniejszym stopniu – przez armatorów szwedzkich i fińskich. Wprowadzenie przez IMO<sup>1</sup> obszarów SECA (*Sulphur Content Emission Zone*) na Bałtyku<sup>2</sup> spowodowało lawinowy wzrost zamówień jednostek napędzanych LNG oraz spore zainteresowanie armatorów konwersją posiadanych jednostek z olejem napędowym. Ale nie tylko firmy eksploatujące promy pasażersko-samochodowe widzą konieczność szybkiego dostosowania się do przepisów – małe jednostki drobnicowe, tankowce, chemikaliowce, kontenerowce, holowniki, jednostki specjalistyczne i inne mogą być przekonwertowane bądź budowane jako przystosowane do paliwa LNG. Alternatywą pozwalającą na dużą elastyczność są silniki *dual-fuel* zasilane LNG lub paliwem niskosiarkowym. Szacuje się, że do roku 2020 będzie między 400 a 600 jednostek zasilanych LNG, stale kursujących na Bałtyku. Aby sprostać popytowi, należy stworzyć cały rynek usług bunkrowania LNG – obecnie praktycznie nieistniejący.

Kolejnym rodzajem transportu, w którym będzie mógł być wykorzystywany LNG, jest wodny transport śródlądowy. Takie kraje jak na przykład Holandia czy Niemcy intensywnie pracują nad tym, aby LNG był dostępny dla jednostek rzecznych<sup>3</sup>. Kluczowym problemem jest tu emisja tlenków siarki i cząstek stałych oraz limity związane z emisją gazów cieplarnianych do atmosfery. Polska żegluga śródlądowa jest jednak w tej nieko-

rzystnej sytuacji, że nie posiada wystarczająco wysokiej klasy międzynarodowych dróg wodnych, pozwalających na przemieszczanie barek o nośności 1000–3000 ton. Jest szansa, że istniejący plan modernizacji dróg śródlądowych będzie wreszcie realizowany – dotyczy to przede wszystkim Odrzańskiej Drogi Wodnej (E30). Obecna infrastruktura pozwala, jednak w ograniczonym stopniu, zarówno na transport śródlądowy jednostkami zasilanymi LNG, jak i przewożenie LNG jako ładunku. Potencjalnie więc Odrzańska Droga Wodna pozwoli na wykorzystanie terminalu LNG w Świnoujściu w aspekcie wodnego transportu śródlądowego w Polsce i krajach Europy Środkowej.

Kolejną możliwością wykorzystania terminalu LNG jest reeksport paliwa LNG. Możliwości budowy nabrzeża ładunkowego istnieją i są to plany bardzo realne przy krótkim czasie realizacji. Sama infrastruktura musiałaby objąć budowę w porcie zewnętrznym w Świnoujściu: kei ładunkowej, estakad rurociągów, armatury oraz zabezpieczeń technicznych. Możliwość ładunku na barki morskie oraz rzeczne w pojemnościach ładunkowych do 1000 m<sup>3</sup>, a także na feedery<sup>4</sup> i jednostki konwencjonalne w przedziale pojemności 50–130 tys. m<sup>3</sup> jest realna w obrębie jednej inwestycji i dwóch kei ładunkowych. W dodatku te funkcjonalności mogą być udostępnione od zaraz – przy ograniczonych możliwościach transportowych można bowiem LNG przewozić lądem za pomocą autocystern. Kraje posiadające już doświadczenie w zaopatrywaniu jednostek zasilanych LNG w bunkier<sup>5</sup> czy dowozie paliwa za pomocą jednostek rzecznych do mikroplantów LNG, zaczynały właśnie w ten sposób. Nie do przecenienia jest także fakt posiadania własnego źródła LNG na potrzeby odradzającej się w Polsce gospodarki stoczniowej. Stocznie Trójmiasta, Szczecina czy małe stocznie na wybrzeżu Polski – z jednej strony występują jako zakłady energochłonne (potencjalny odbiorca końcowy LNG), a z drugiej – budowane w nich jednostki zasilane LNG będą wymagały takiego paliwa.

Wydaje się, że możliwości zastosowania LNG jest wiele, jednak transport jest tutaj kluczowy – i sam w sobie nie opiera się zmianom wprowadzającym to ekologiczne paliwo gazowe jako czynnik napędzający gospodarkę.

**Dr inż Maciej Gućma, Centrum Inżynierii Ruchu Morskiego, Akademia Morska w Szczecinie.**

<sup>1</sup> IMO – Międzynarodowa Organizacja Morska.

<sup>2</sup> SECA od 1 stycznia 2015 r. obejmuje także Morze Północne oraz Kanał Angielski.

<sup>3</sup> LNG\_Masterplan\_Final Rhine-Main\_Danube EU.

<sup>4</sup> Mniejsze gazowce dowozowe, zwykle o pojemnościach do 30 tys. m<sup>3</sup>.

<sup>5</sup> Paliwo na potrzeby ruchu statku.

# Ocena przygotowania odbiorców przemysłowych do odbioru gazu z regazyfikacji LNG

Eliza Dyakowska, Ewa Kukulska-Zajac

Wzrost znaczenia LNG (skroplonego gazu ziemnego) w ostatnich latach związany jest ze wzrostem zapotrzebowania na gaz ziemny w niektórych rejonach świata i potrzebą dywersyfikacji źródeł dostaw.

Zainteresowanie LNG wynika także z lokalizacji złóż gazu w tych rejonach, które trudno połączyć rurociągami z krajami będącymi głównymi odbiorcami tego gazu. Wykorzystanie LNG jest również znakomitą metodą pokrywania szczytowych zapotrzebowań na gaz.

Należy jednak pamiętać, że LNG procentowo zawiera więcej węglowodorów wyższych niż gaz wysokometanowy grupy E. Dotyczy to szczególnie etanu, którego zawartość w polskim systemie przesyłowym w gazie grupy E z reguły wynosi poniżej 1%, natomiast w LNG z różnych źródeł zawartość ta może sięgać 7% – np. dla gazu z Kataru. W związku z tym wartości energetyczne (ciepło spalania oraz liczba Wobbego) LNG są wyższe niż typowych gazów wysokometanowych z grupy E. Gaz ziemny grupy E charakteryzuje się liczbą Wobbego oscylującą wokół wartości 53 MJ/m<sup>3</sup>, natomiast jego ciepło spalania na ogół jest bliskie wartości 40 MJ/m<sup>3</sup>, podczas gdy wartości te dla LNG z Kataru wynoszą odpowiednio około 56 MJ/m<sup>3</sup> oraz 44 MJ/m<sup>3</sup> (w warunkach odniesienia 25°C/0°C)\*. Obniżenie wartości liczby Wobbego można uzyskać np. poprzez dodawanie azotu do gazu z regazyfikacji LNG.

W Polsce prawie 50% zużywanego gazu ziemnego trafia do przemysłu, czyli jest wykorzystywane na dużą skalę w procesach zarówno grzewczych, jak i technologicznych. Mając powyższe na uwadze, na zlecenie Izby Gospodarczej Gazownictwa już w 2010 r. została przeprowadzona analiza, której celem było uzyskanie odpowiedzi na pytanie: w jakim stop-

niu odbiorcy przemysłowi są przygotowani do odbioru gazu o parametrach charakterystycznych dla gazu z regazyfikacji LNG? Analiza dotyczyła odbiorców m.in. z sektora chemicznego, petrochemicznego, rafineryjnego, metalurgicznego, ceramicznego oraz energetycznego i ciepłowniczego. Jednym z elementów tej analizy było zebranie odpowiedzi udzielonych na pytania zawarte w ankietach przygotowanych przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy i skierowanych do przedsiębiorstw będących przedstawicielami ww. sektorów.

Przy stosowaniu gazu do celów energetycznych (grzewczych) wykorzystywana jest energia uwalniana w procesie spalania, dlatego w przypadku zmian jakości gazu istotne jest utrzymanie stabilnych parametrów procesu spalania. Ankietowani odbiorcy, wykorzystujący gaz do celów energetycznych i grzewczych, dysponowali systemami regulacji palników przemysłowych urządzeń grzewczych i turbin, pozwalającymi na ich prawidłowe doregulowywanie do warunków odpowiednich przy spalaniu gazów o podwyższonej wartości liczby Wobbego. Część odbiorców deklarujących stosowanie palników z regulatorami stosunku gaz–powietrze nie kontrolowała jednak jakości spalania w sposób ciągły. Palniki te mogą prawidłowo spalać gaz o podwyższonej kaloryczności, jednak wymaga to od obsługi dokonywania pewnych regulacji. W takich przypadkach wskazane jest kontrolowanie jakości gazu lub uzyskanie wcześniejszej informacji o zakresie zmienności gazu.

Jak stwierdzono, dodawanie azotu do gazu pochodzącego z regazyfikacji LNG w celu obniżenia i stabilizacji liczby Wobbego w przypadku stosowania gazu w przemyśle do celów energetycznych i grzewczych jest niecelowe z punktu widzenia technicznego i niewskazane z punktu widzenia ekonomicznego.

W skali światowej około 20% gazu ziemnego wykorzystywane jest nie do celów energetycznych (tj. do bezpośredniego spalania lub konwersji do paliw), lecz jako surowiec dla przemysłu chemicznego – głównie do wytwarzania metanolu i amoniaku. W związku z tym istotne było też przeanalizowanie branży chemicznej, petrochemicznej i rafineryjnej. W wymienionych branżach gaz ziemny znajduje zastosowanie jako



surowiec w procesach technologicznych i jest w nich wykorzystywany do wytwarzania gazu syntezowego:

- stosowanego następnie do produkcji amoniaku,
- stosowanego następnie do uzyskiwania czystego wodoru, wykorzystywanego z kolei w procesach przeróbki ropy naftowej, oraz
- stosowanego w reakcjach półspalania, jako źródło mieszaniny wodoru i tlenku węgla o składach dedykowanych na potrzeby określonej syntezy.

Według odbiorców z sektora przemysłu chemicznego (z wyłączeniem producentów nawozów sztucznych), petrochemicznego i rafineryjnego, istotnymi i kluczowymi parametrami jakościowymi gazu są zawartość azotu i metanu. Preferowanym surowcem do dalszego przerobu w rozmaitych procesach chemicznych jest gaz wysokometanowy, o jak najwyższej zawartości metanu, jak najmniejszej zawartości azotu i możliwie największej stabilności tego składu w czasie. Wahania składu gazu, wykraczające poza margines wartości dopuszczalnych przez producentów aparatury, mogą być niekorzystne dla pra-



cy instalacji. W związku z tym za celowe uznano stworzenie systemu wczesnego informowania o przewidywanych zmianach składu gazu. W większości przypadków wskazana jest wyprzedzająca informacja o przewidywanej zmianie składu gazu.

Analizę stopnia przygotowania producentów nawozów sztucznych do odbioru gazu o jakości odpowiadającej gazowi z regazyfikacji LNG oceniał natomiast Instytut Nawozów Sztucznych. W INS analizowano także zakres zmian w reżimie technologicznym i wyposażeniu u tych producentów, niezbędnych ze względu na odbiór gazu z regazyfikacji LNG. Przebieg procesu technologicznego w krajowych wytwórniach amoniaku po zmianie składu gazu zasilającego został przeanalizowany na podstawie rezultatów wcześniejszych prac własnych INS w zakresie technologii produkcji amoniaku oraz na podstawie wyników komputerowej symulacji pracy poszczególnych wytwórni.

W wytwórniach amoniaku zmiany składu gazu mogą wpływać na procesy wytwarzania gazu syntezowego, do których należą parowy reforming rurowy I<sup>o</sup>, półspalanie (reforming autotermiczny), podgrzew gazu w mieszaninie z parą przed reaktorami reformingu I<sup>o</sup> i półspalania oraz spalanie gazu w piecu reformera rurowego I<sup>o</sup>.

Gaz z regazyfikacji LNG zawiera około 10% węglowodorów wyższych (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>), co w podwyższonych temperaturach zwiększa, jak stwierdzono, skłonność tego surowca do rozkładu (kalkingu) z wytworzeniem sadzy. Dla zapewnienia bezsadzowego reżimu pracy reformerów I<sup>o</sup> w zakresie stosowanych temperatur 500–800°C, stwierdzono konieczność zastosowania promotorowanego katalizatora reformingu we wlotowej części rur katalitycznych. Nie stwierdzono natomiast potrzeby podwyższenia stosunku H<sub>2</sub>O/C i zmiany temperatury procesu. W wytwórniach stosujących półspalanie (reforming autotermiczny) dla zapewnienia bezsadzowego przebiegu procesu półspalania w zakresie stosowanych temperatur 550-1300°C, stwierdzono konieczność podwyższenia stosunku H<sub>2</sub>O/C w mieszaninie surowców dla tego procesu, a w niektórych przypadkach obniżenie temperatury podgrzewu tej mieszaniny do 530°C.

Gazy z regazyfikacji LNG w zakresie przyjętych do modelowania stężeń węglowodorów wyższych spełniają stosowane do oceny poprawności spalania liczby kryterialne. Uważa się, że użycie tych gazów nie będzie wymagać wymiany palników reformingu. Kierując się dostępnymi informacjami założono, że jeśli stężenie węglowodorów wyższych w gazie z regazyfikacji LNG będzie jednak przekraczać 10% (propanu lub ekwiwalentu propanu), to zaistnieje konieczność wymiany palników w reformerach I<sup>o</sup>. Dodatkowo, dla zachowania optymalnych warunków spalania (10% nadmiaru powietrza), konieczna jest także regulacja przepływu powietrza do spalania.

Krajowe wytwórnie amoniaku zasilane gazami z regazyfikacji LNG mogą poprawnie pracować z wykorzystaniem istniejącej aparatury i maszyn. Przy niekontrolowanych (szybkich) zmianach składu gazu, w celu uniknięcia szkodliwej dla aparatury i katalizatorów destabilizacji parametrów pracy konieczne byłoby jednak wprowadzenie ciągłej analizy gazu oraz automatycznej korekty przepływu gazu w zależności od jego składu. Dodawanie azotu w celu obniżenia liczby Wobbego miałyby negatywny wpływ na wydajność i ekonomikę procesów produkcji amoniaku.

Przewidywane zmiany składu gazu, wynikające z wprowadzenia do sieci gazu z regazyfikacji LNG, nie wpłyną w znaczącym stopniu na przebieg pozostałych procesów w ciągach technologicznych wytwórni amoniaku. Stwierdzono, że zastosowanie gazu o zwiększonej zawartości węgla nie wymaga rozbudowy sekcji usuwania dwutlenku węgla (mycia potasowego) i zmian w sieci pary energetycznej i procesowej.

Wyniki prac INiG-PIB oraz INS wykazały, że przemysł dysponuje odpowiednimi możliwościami regulacji parametrów procesów spalania oraz wytwarzania gazu syntezowego, ale konieczne jest zapewnienie informacji o przewidywanej zmienności składu dostarczanego gazu. Stwierdzono również, że nie jest uzasadnione dodawanie azotu do gazu z regazyfikacji LNG.

**Eliza Dyakowska, GAZ-SYSTEM SA, Ewa Kukulska-Zajac, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy**

\* Podawanie warunków odniesienia jest bardzo ważne, ponieważ w normie PN-EN 16726:2016 standardowe warunki odniesienia ISO są inne i wynoszą 15°C (288,15 K) i 1013,25 mbar (101,325 kPa). Liczba Wobbego 54 MJ/m<sup>3</sup> w warunkach (15°C/15°C) wynosi 56,92 MJ/m<sup>3</sup> w warunkach (25°C/0°C).



# Rozruch terminalu LNG w Świnoujściu

Wojciech Łojewski, Grzegorz Kachelek

17 czerwca 2016 roku terminal LNG w Świnoujściu odebrał pierwszą komercyjną dostawę gazu LNG z Kataru. Dostawa ta poprzedzona została wieloma testami i odbiorami, które zwieńczyły proces rozruchu.

## PIERWSZE METANOWCE W TERMINALU

W grudniu 2015 r. katarski metanowiec Al Nauman dostarczył do terminalu LNG w Świnoujściu ponad 200 tys. m<sup>3</sup> płynnego gazu ziemnego, który posłużył do rozruchu i sprawdzenia, czy instalacje do jego obsługi funkcjonują w należyty sposób. Wpłynięcie pierwszego metanowca było ogromnym wyzwaniem technicznym.

Pierwszy etap rozruchu polegał na schłodzeniu instalacji i stabilizacji układu terminalu oraz rozładunku dostarczonego LNG. Proces rozładunku przewidywał schłodzenie instalacji

i rurociągów do temperatury umożliwiającej przepompowanie LNG poprzez tzw. ramiona rozładownicze do zbiorników na terenie PLNG, a następnie przesłanie gazu w fazie ciekłej (w temperaturze -162°C) do dwóch zbiorników naziemnych (każdy o pojemności 160 tys. m<sup>3</sup>).

Procedurę rozładunku zwieńczyło opuszczenie przez metanowiec portu w Świnoujściu 19 grudnia 2015 r. Proces przebiegł bez zakłóceń, co wpłynęło na krótszy od zakładanego czas rozładunku (pierwotnie przewidzianego na 12 dni).

7 stycznia 2016 r. GAZ-SYSTEM S.A., Polskie LNG S.A oraz PGNiG SA rozpoczęły testy odbioru gazu ziemnego z terminalu LNG w Świnoujściu do krajowego systemu przesyłowego.

Parametry gazu LNG, dostarczonego do terminalu po regazyfikacji:

- metan – 93,02%;
- etan – 6,32%;
- propan – 0,10%;
- azot – 0,56%.



Gaz dostarczony do systemu przesyłowego podczas rozruchu terminalu spełniał wymogi zapisane w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej GAZ–SYSTEM S.A.”, w rozporządzeniu ministra gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego oraz Polskiej Normy PN-C-04752:2011.

Testy polegały na sprawdzaniu systemów sterowania przy wykorzystaniu wszystkich urządzeń zainstalowanych w terminalu pod różnym obciążeniem i w różnych konfiguracjach. 8 lutego 2016 r. statek Al-Nuaman dostarczył następne ok. 200 tys. m<sup>3</sup> skroplonego gazu ziemnego na potrzeby kolejnych prac rozruchowych.

Proces wysyłki gazu ziemnego z terminalu LNG do systemu przesyłowego składa się z trzech etapów:

- przepompowania gazu LNG ze zbiorników przy wykorzystaniu pomp niskociśnieniowych (około 1,0 MPa) do układu pomp wysokociśnieniowych (od 6,3 do 8,4 MPa);
- transportu LNG pod ciśnieniem (od 6,3 do 8,4 MPa) do układu regazyfikatorów, w których następuje odparowanie (zmiana stanu gazu z postaci ciekłej na gazową);
- wysyłki gazu do krajowego systemu przesyłowego. Po opomiarowaniu na stacji pomiarowej gaz kierowany jest bezpośrednio do gazociągu Świnoujście–Szczecin, skąd transportowany jest do pozostałej infrastruktury przesyłowej GAZ–SYSTEM S.A.

Dodatkowo, w trakcie prowadzenia prób cały czas odparowuje LNG (czyli powstaje BOG: *boil – off gas*) – część tego gazu jest wykorzystywana do własnych celów (gaz paliwowy) w systemie regazyfikatorów (do odparowania LNG), a część, której nie można zagospodarować, jest „skraplana” w rekondenserze.

Oddanie gazu w postaci gazowej do krajowego systemu przesyłowego jest monitorowane poprzez system DCS (rozproszony system sterowania – ang. *Distributed control system*), który umożliwi sterowanie procesem regazyfikacji w zależności od przeprowadzanych prób eksploatacyjnych oraz – w przyszłości – od zapotrzebowania kraju na gaz. Szczegółowe informacje dotyczące m.in. ilości i jakości gazu wysyłanego do sieci GAZ–SYSTEM S.A. są na bieżąco przesyłane do służb dyspozytorskich Krajowej i Oddziałowej Dyspozycji Gazu.

Parametry pracy terminalu LNG w trakcie rozruchu w punkcie zdawczym, tj. w stacji pomiarowej, określono na poziomie ciśnienia w zakresie 6,3–8,4 MPa oraz wydajności 0–680 tys. Nm<sup>3</sup>/h.

Przygotowując się do odbioru wymaganych ilości gazu z terminalu LNG, wykonano symulacje, których celem było efektywne wykorzystanie zdolności przesyłowych i magazynowych krajowego systemu przesyłowego gazu ziemnego. W zależności od wydajności instalacji terminalu LNG, przewidziano różne warianty prowadzenia ruchu.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy układu terminalu oraz pozostałej infrastruktury podczas rozładunku i trwających testów/rozruchów poszczególnych instalacji technologicznych na terenie terminalu obecne były brygady GAZ–SYSTEM S.A., wyposażone w specjalistyczne pojazdy i kompleksowy sprzęt, pozwalający na podjęcie ewentualnych działań.

Wsparcie działań w zakresie przygotowań i realizacji rozruchu, odbiorów i eksploatacji terminalu LNG zapewnił również

powołany Zespół Projektowy ds. Monitorowania Zadań z zakresu uzyskania pełnej zdolności eksploatacyjnej (PZE) Portu Zewnętrznego w Świnoujściu i terminalu LNG, do którego powołani zostali przedstawiciele m.in. GAZ–SYSTEM S.A., Urzędu Morskiego w Szczecinie, Zarządu Morskich Portów Szczecin–Świnoujście i Polskiego LNG S.A.

## PRZEJĘCIE DO EKSPLOATACJI

1 czerwca br. przedstawiciele Polskiego LNG S.A. i Generalnego Realizatora Inwestycji (GRI) podpisali „Protokół odbioru do użytkowania terminalu LNG”. Przejęcie do eksploatacji zostało poprzedzone wykonaniem wielu prób i testów. Wszystkie zakończyły się pozytywnie, potwierdzając osiągnięcie wymaganych parametrów technicznych. Odbiór inwestycji miał charakter dwuetapowy. Najpierw pracowała komisja trójstronna, w której skład wchodził przedstawiciele GRI, nadzoru inwestorskiego oraz Polskiego LNG. Komisja zakończyła prace re-

### Taryfa dla terminalu LNG

2 czerwca 2016 r. prezes URE zatwierdził taryfę dla usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

Taryfa określa stawki za regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w terminalu LNG w ramach usług długookresowych i krótkookresowych. Stawka za świadczenie usług długookresowych określona została na poziomie 0,0086 zł/kWh (stawka opłaty stałej) oraz 0,0005 zł/kWh (stawka opłaty zmiennej). Jednocześnie przewidziany został rabat w wysokości 50 procent na usługi regazyfikacyjne dla dostaw krótkookresowych (do jednego roku).

Dodatkowo taryfa definiuje stawkę opłaty za usługę dodatkową, tj. przeładunek LNG na autocysterny, na poziomie 6,1442 zł/MWh oraz stawkę opłaty za usługę rozdzielonego przedłużonego procesowego składowania w zbiorniku LNG (0,1133 zł/MWh za dobę) oraz za usługę rozdzielonej mocy umownej (0,0011 zł/kWh za godzinę). Termin obowiązywania taryfy został ustalony na 31 grudnia 2016 r.

(red.)

komendacją dla Zarządu Polskiego LNG podpisania protokołu odbioru, który skutkowało przejściem terminalu przez służby eksploatacyjne Polskiego LNG.

## PIERWSZA KOMERCYJNA DOSTAWA LNG

17 czerwca 2016 roku terminal LNG odebrał pierwszą komercyjną dostawę gazu LNG z Kataru. Ładunek LNG, dostarczony statkiem Al-Nuaman, wynosił 210 tysięcy m<sup>3</sup> LNG, co odpowiada ponad 120 milionom m<sup>3</sup> gazu sieciowego. **Pierwsza dostawa LNG została zrealizowana na podstawie umowy regazyfikacyjnej, zawartej w marcu 2010 roku pomiędzy spółkami Polskie LNG S.A. a PGNiG SA.**

Wojciech Łojewski jest zastępcą dyrektora Oddziału GAZ–SYSTEM S.A. w Poznaniu.

Grzegorz Kachelek pełni funkcję głównego inżyniera i kierownika Oddziałowej Dyspozycji Gazu w Poznaniu.



# PGNiG operatorem instalacji LNG w Ełku i Olecku

**Sebastian Szymczuk**

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA rozpoczęło świadczenie usługi regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego na Mazurach. Nowe instalacje objęły swoim zasięgiem Ełk i Olecko. Inwestycja zwiększa możliwości rozwoju gospodarczego całego regionu i obniża koszty energii.

**T**ym samym zakończył się projekt PESO (Pisz, Ełk, Suwałki, Olecko) realizowany przez PGNiG od 2008 roku. Jego celem było utrzymanie oraz stopniowy wzrost sprzedaży gazu na terenach dotychczas niezgazyfikowanych w północno-wschodniej Polsce. Zamiast dotychczas wykorzystywanego gazu (propan-butan-powietrze oraz propan-butan rozprężony)

odbiorcy otrzymują gaz ziemny wysokometanowy grupy E, dostarczany im przy wykorzystaniu technologii LNG.

Stało się to możliwe dzięki wybudowaniu przez PGNiG stacji regazyfikacji LNG i stacji redukcyjno-pomiarowych dwustopniowych z nawianialniami w miejscowościach Pisz, Ełk i Olecko. PGNiG przystosowało też na własny koszt urządzenia gazowe

Opis parametrów technicznych instalacji LNG w Ełku i Olecku

**Stacja regazyfikacji LNG w Ełku została wyposażona w:**

- stanowisko rozładunkowe;
- zespół zbiorników magazynowych LNG o pojemności całkowitej 2x154 m<sup>3</sup> LNG brutto;



- zewnętrzne parownice odbudowy ciśnienia 2x3 szt.;
- parownice produkcyjne 2x3 szt., moc regazyfikacyjna 2000 Nm<sup>3</sup>/h;
- basen retencyjny (wanna), w którym znajdują się fundamenty zbiorników i parownic w celu zabezpieczenia przed awaryjnym rozlewem LNG;
- fundamenty zbiorników i parownic;
- układ wyjściowy DN 150 PN16.

**Stacja redukcyjno-pomiarowa w Ełku została wyposażona w:**

- układ wejściowy DN150 PN16;
- układ wyjściowy średniego ciśnienia DN150 PN16 (MOP 0,5 MPa);
- układ wyjściowy niskiego ciśnienia DN300 PN16 (MOP 4 kPa);
- układ redukcyjny podwyższonego średniego ciśnienia;
- układ redukcyjny średniego ciśnienia;
- układ pomiarowy;
- nawianialnię wtryskową z awaryjną funkcją nawaniania kontaktowego;
- kotłownię.

PGNiG wyposażyło instalację LNG w instalację ppoż. z generatorami piany lekkiej, wypełniając wymogi bezpieczeństwa określone w rozporządzeniu ministra gospodarki z 9 kwietnia 2002 r. w sprawie rodzajów i ilości substancji niebezpiecznych, których składowanie





odbiorców, którzy mieli zawarte umowy kompleksowe na dostarczanie paliwa gazowego w tych miejscowościach. Działalność operatorską przy wykorzystaniu instalacji LNG w Elku i Olecku PGNiG rozpoczęło 12 maja 2016 r.<sup>1</sup>

Działalność operatorska odbywa się na zasadach określonych w „Regulaminie świadczenia usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego”, który jest pierwszym takim dokumentem regulującym szczegółowo świadczenie usług regazyfikacji dla tego typu stacji. Dodatkowym dokumentem, który określa zasady świadczenia usług regazyfikacji jest „Taryfa w zakresie usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego nr 1/2016”, która zawiera „zbiór cen i stawek” oraz określa sposoby rozliczenia za usługę regazyfikacji.

Stacja regazyfikacji LNG w Elku jest obecnie największą stacją tego typu w Polsce. Łączna pojemność eksploatowanych w niej kriogenicznych zbiorników procesowych przekracza 300 m<sup>3</sup> LNG brutto.

Instalację LNG zasilającą Suwałki wybudowała w miejscowości Zielone Kamedulskie Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.<sup>2</sup>. Operatorem stacji w Elku i Olecku jest PGNiG<sup>3</sup>, natomiast w Piszcu i w Suwałkach operatorem jest PSG.

– *Poprzez realizację projektu poprawiliśmy bezpieczeństwo energetyczne tej części Polski* – tłumaczy Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG ds. rozwoju. Na tych terenach nie ma systemu przesyłowego gazu ziemnego. PGNiG zapewniło zasilanie sieci lokalnej gazem ziemnym. To znacznie tańsze paliwo niż mieszanina gazu propan-butan-powietrze oraz propan-butan rozprężony, które były tam dotychczas wykorzystywane.

W efekcie możliwe będzie zwiększenie zużycia gazu ziemnego przez obecnych odbiorców, aktywowanie niewykorzystywanych przyłączy gazowych oraz skuteczne konkurowanie z paliwami o większej szkodliwości dla środowiska (olej opałowy, węgiel itp.).

w zakładzie decyduje o zaliczeniu go do zakładu o zwiększonym ryzyku oraz wymagania normy PN EN 13645.pkt 6.3, która stanowi, że jeżeli ładowność magazynowa LNG przekracza 50 ton, system ochrony przeciwpożarowej powinien być wyposażony w generatory piany dla basenu retencyjnego.

#### Stacja regazyfikacji LNG w Olecku została wyposażona w:

- stanowisko rozładunkowe;
- zespół zbiorników procesowych LNG o objętości całkowitej 2x60 m<sup>3</sup> LNG brutto;
- zewnętrzne parownice odbudowy ciśnienia 2x1 szt;
- parownice produkcyjne 2x2 szt. – moc regazyfikacyjna 1200 Nm<sup>3</sup>/h;
- basen retencyjny (wanna), w którym znajdują się fundamenty zbiorników i parownic w celu zabezpieczenia przed awaryjnym rozlewem LNG;



Dostępność gazu ziemnego przyczyni się do zwiększenia tempa rozwoju gospodarczego w tym rejonie. Zmniejszą się też koszty ponoszone przez odbiorców, bo sprzedawane paliwo gazowe ma lepsze parametry fizykochemiczne.

– *Mamy nadzieję, że po projekcie PESO powstaną w Polsce kolejne obiekty tego typu. W ten sposób rozwijamy niezgazyfikowane do tej pory obszary i coraz więcej odbiorców zyskuje dostęp do paliwa gazowego* – podsumowuje Łukasz Kroplewski.

Więcej informacji na stronie: <http://www.pgnig.pl/pgnig/segmenty-dzialalnosci/regazyfikacja>.

**Autor jest pracownikiem Departamentu Badań i Rozwoju w Polskim Górnictwie Naftowym i Gazownictwie SA. Koordynował działania inwestycyjne związane z budową stacji w Piszcu. Pełnił funkcję kierownika projektu realizowanego w Elku i Olecku.**

<sup>1</sup> Projekt „Przestawienie miejscowości Elk i Olecko z gazu propan-butan na gaz E przy zastosowaniu technologii LNG”, realizowany przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, był współfinansowany przez Unię Europejską w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, działanie 10.2 – Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji, priorytet X – Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii. PGNiG SA otrzymało od Unii Europejskiej dofinansowanie na projekt w wysokości ok 5,4 mln zł.

<sup>2</sup> Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (działanie 10.2 – Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji, priorytet X – Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii).

<sup>3</sup> PGNiG SA pełni funkcję operatora systemu regazyfikacji na podstawie decyzji nr DRG-4724-1(7)/2015/652/KL prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 26 maja 2015 r. oraz udzielonej przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji decyzja nr SGZ/18/652/W/DRG/2015/KL z 5 maja 2015 r.



- fundamenty zbiorników i parownic;
- wewnętrzne orurowanie stacji wraz z armaturą;
- układ wyjściowy DN 80 PN16.

#### Stacja redukcyjno-pomiarowa w Olecku została wyposażona w:

- układ wejściowy DN80 PN16;
- układ wyjściowy średniego ciśnienia DN100 PN16 (MOP 0,5 MPa);
- układ wyjściowy niskiego ciśnienia DN250 PN16 (MOP 2,5 kPa);
- układ redukcyjny podwyższonego średniego ciśnienia;
- układ redukcyjny średniego ciśnienia;
- układ pomiarowy;
- nawalnianię wtryskową z awaryjną funkcją nawalniania kontaktowego;
- kotłownię.

# Realnie dywersyfikujemy nasz import gazu



Rozmowa z **Piotrem Naimskim**, sekretarzem stanu, pełnomocnikiem rządu RP ds. strategicznej infrastruktury energetycznej

**W architekturze bezpieczeństwa energetycznego Polski pojawił się nowy segment – terminal LNG, po raz pierwszy realnie dywersyfikujący źródła importowanego gazu.**

Terminal w Świnoujściu jest już czynny. PGNiG realizuje kontrakt katarski, który wykorzystuje półtora miliarda z pięciomiliardowej przepustowości. Pozostała część pozostaje do dyspozycji dla zakupów krótkoterminowych, „spotowych”. Jest też otwarta dla innych klientów, także poza Polską. Na globalnym rynku gazu jest rzeczą naturalną, że można zakontraktować LNG od dowolnego producenta. Gazoport w Świnoujściu umożliwia przyjęcie takich dostaw,

a poprzez polski system przesyłowy już dzisiaj istnieje możliwość dostarczenia gazu na Ukrainę. Interkonektor na granicy w Hermanowicach ma przepustowość półtora miliarda m<sup>3</sup> rocznie. Są plany rozbudowy tego przejścia. Świnoujście zajmuje ważne miejsce w strategicznym planie, który znamy pod nazwą korytarza północ-południe, przesyłu gazu do Europy Środkowo-Wschodniej. Obecnie w naszym regionie mamy do czynienia wyłącznie z gazociągami przesyłającymi gaz ze wschodu na zachód. Ważne są nie tylko trasy przesyłu gazu, ale również źródła jego pochodzenia. Nam chodzi o to – i namawiamy do tego naszych partnerów w Europie Środkowej – żebyśmy popierali taki korytarz północ-południe,

dla którego źródłem gazu będzie norweski szelf i LNG z gazoportu w Świnoujściu, a nie gaz z Greiswaldu, gdzie kończy się rosyjsko-niemiecki Nord Stream i gdzie planuje się doprowadzenie Nord Stream 2. Jeśli chcemy mówić o rzeczywistej konkurencji na rynku środkowo-europejskim, to musimy wprowadzić gaz z innego źródła niż od producentów rosyjskich. Gazoport w Świnoujściu odgrywa w tym planie kluczową rolę.

**To oznacza, że potencjał gazoportu musi być zwiększany, terminal musi być rozbudowany...**

Może być rozbudowywany w sposób elastyczny, w zależności od potrzeb.



Można zwiększać jego zdolności regazyfikacyjne, jest też miejsce na budowę trzeciego zbiornika, co oznacza skokowy wzrost przepustowości o 2,5 mld m<sup>3</sup>. Gdybyśmy tego potrzebowali, możemy dojść maksymalnie do prawie 10 mld m<sup>3</sup>. Zwracam uwagę, że równocześnie realizujemy projekt budowy systemu gazociągów z szelfu norweskiego. Ten gazociąg będzie się kończył w Niechorzu, na Pomorzu Zachodnim, w niewielkiej odległości od Świnoujścia. Infrastruktura przesyłowa wewnątrz kraju, która jest dostosowywana i rozbudowywana, sprawi, że to północne wejście do polskiego systemu przesyłowego, do środkowoeuropejskiego systemu przesyłowego w perspektywie około pięciu lat umożliwi sprowadzenie z północy, z nowych źródeł, około 17–20 mld m<sup>3</sup> gazu. To oznacza, że będziemy w stanie zastąpić dotychczasowego dostawcę i będziemy mogli świadczyć usługę przesyłową odbiorcom w Środkowej Europie.

**A przecież terminal może rozbudować swoje funkcjonalności w nowych obszarach...**

Już w tej chwili Polskie LNG przygotowuje plan rozszerzenia podstawowej działalności o bunkrowanie statków, bowiem armatorzy coraz częściej przedstawiają się na paliwo LNG. Zamierza również wykorzystać transport samochodowy do przewożenia LNG w rejon, w których nie ma sieci gazowych, zapewniając dostęp do paliwa gazowego nowym odbiorcom. Tych zastosowań będzie coraz więcej, bo dzięki olbrzymiemu postępowi technologicznemu LNG jest wykorzystywane w transporcie samochodowym i kolejowym. Otwarte jest pole dla innowacyjnych zastosowań gazu w tej formie.

**Pierwszy transport LNG pochodził z kontraktu katarskiego, ale zakup spotowy to był gaz norweski. Czy istnieje szansa także na gaz amerykański?**

Oczywiście. Amerykanie są zainteresowani europejskim rynkiem i eksportem gazu ze wschodniego wybrzeża Stanów Zjednoczonych zapewne trafi do Europy. To jest amerykański cel strategiczny, zbieżny z naszymi planami wo-

bec gazoportu. Jesteśmy przygotowani do rozmów z Amerykanami. Odbiorcy środkowoeuropejscy również z nimi rozmawiają. Gazoport będzie służył dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz w naszym regionie.

**Czy sukces Świnoujścia będzie zachęcał do budowy pływającego gazoportu na Pomorzu Gdańskim?**

Obecnie o tym nie myślimy. Nie ma takiego projektu w strategii spółki GAZ-SYSTEM, ale oczywiście taka możliwość istnieje. Gdyby się okazało, że z jakiegoś powodu plan północny, czyli budowa połączenia złóż norweskich przez Danię z Polską, się opóźnia, możemy rozważyć budowę drugiego gazoportu.

**To dobry kontekst, by powiedzieć o drugim segmencie bezpieczeństwa, jakim jest projekt gazociągu norweskiego. Jak wygląda etap przygotowań? Zarówno w wymiarze politycznym, jak i korporacyjnym.**

Od kilku miesięcy prowadzimy intensywne rozmowy w Norwegii i Danii. To były spotkania na najwyższym szczeblu politycznym i konsultacje ministerialne. Można powiedzieć, że projekt został omówiony na płaszczyźnie politycznej i nie ma dla niego przeszkód. W rozmowach tych zgadzaliśmy się, że szczegóły muszą być uzgodnione na poziomie korporacyjnym, czyli pomiędzy polskim GAZ-SYSTEMEM, duńskim Energinet i norweskim Gassco. Pierwszorzędną rolę pełni też w tym projekcie PGNiG. Te rozmowy toczą się i podjęto już praktyczne działania, bowiem przygotowywane jest studium wykonalności dla dwóch odcinków spośród trzech koniecznych. Przygotowywane studium wykonalności obejmuje Baltic Pipe i gazociąg lądowy w Danii. Jest wstępne studium dla trzeciego odcinka tej trasy, czyli połączenia złóż norweskich z Danią. Spółki pracują nad spięciem wszystkich opracowań w całość. Prawdopodobnie prace przygotowawcze zakończą się jeszcze w tym roku, a to umożliwi decyzje inwestycyjne.

**Jeśli norweski projekt zakończy się pomyślnie, a terminal LNG już**

**mamy, po raz pierwszy będziemy dysponować zasobami niepochodzącymi ze wschodu, możemy więc stać się środkowoeuropejskim hubem gazowym, dysponującym gazem od wielu dostawców...**

Do hubu gazowego w sposób naturalny powinien mieć dostęp surowiec z różnych źródeł, sprowadzany różnymi drogami. Nie wykluczamy dostępu gazu z Federacji Rosyjskiej do zorganizowanego w Polsce hubu. Nie zmienia to mojej opinii, że w sytuacji głębokiej dywersyfikacji naszych źródeł zaopatrzenia nie ma powodu, byśmy po 2022 roku wiązali się długoterminowym kontraktem z Gazpromem, na warunkach podobnych do kontraktu realizowanego obecnie. Chcemy być transparentni, nasi partnerzy muszą wiedzieć, do czego dążymy, jaki jest nasz cel. Jeśli znajdą się partnerzy gotowi tworzyć z nami ten hub gazowy, to będzie to perspektywa bardzo zachęcająca.

**Jeśli tak skutecznie potrafimy zdywersyfikować źródła dostaw gazu w znaczących ilościach, gwarantując sobie ich bezpieczeństwo, to logiczne jest pytanie, jakie miejsce chcemy przyznać gazowi w naszym miksie energetycznym?**

Udział gazu w zużyciu energii pierwotnej jest u nas stosunkowo niski. Mamy niewiele gazowych bloków energetycznych. Na pewno w sposób żywiołowy nie będziemy zastępowali energetyki węglowej gazem. Jest perspektywa zwiększenia udziału gazu w kogeneracji, to jest otwarte pole. W skali masowej nie możemy zastąpić węgla, który mamy, gazem, który musimy importować. Bloki gazowe w układach kogeneracyjnych i wykorzystanie istniejących systemów ciepłowniczych, szczególnie w dużych miastach, daje takie możliwości. Oczywiście, nie możemy zastępować samorządów ani spółek ciepłowniczych w podejmowaniu takich decyzji. Z pozycji rządu możemy jedynie tworzyć korzystne warunki dla rozwoju tego segmentu. To jest dobry kierunek dla wykorzystania gazu ziemnego.

Rozmawiał  
**Adam Cymer**

# Bałtycki plan Niemiec i Rosji

Wojciech Jakóbiak

Rosyjskie gazociągi przez Morze Bałtyckie czynią z Niemiec rozdzielnię rosyjskiego gazu, z której rozlewa się on na całą Europę Środkowo-Wschodnią. Dzięki temu Rosjanie mogą utrzymać dominującą pozycję na rynku pomimo niekorzystnych dla nich okoliczności. Z punktu widzenia Polski byłoby to niekorzystne.

Ukończony w 2011 r. gazociąg Nord Stream początkowo składał się z jednej nitki, do której w 2012 r. dobudowano drugą. Jego obecna przepustowość to 55 mld m<sup>3</sup> rocznie. Operatorem jest Nord Stream AG z udziałami rosyjskiego Gazpromu i europejskich Wintershall, E.ON, Gasunie i GDF Suez. Magistrala o długości 1224 km ciągnie się z rosyjskiego Wyborga do okolic Greifswaldu w Niemczech. Przebiega przez wyłączne strefy ekonomiczne Rosji, Finlandii, Szwecji, Danii i Niemiec oraz wody terytorialne Rosji, Danii i Niemiec. Nord Stream 2 to projekt rozbudowy istniejącego gazociągu o dwie nowe nitki i zwiększenie jego przepustowości o kolejne 55 mld, do 110 mld m<sup>3</sup> rocznie. Udziałowcami konsorcjum o tej samej nazwie są Gazprom oraz Wintershall, E.ON, OMV, Shell i Engie.

Pojawiają się co najmniej trzy linie argumentacyjne przeciwko Nord Stream 2. Pierwsza zakłada, że będzie on niezgodny z trzecim pakietem energetycznym, czyli regulacjami liberalizującymi rynek gazu w Unii Europejskiej, jak rozdział właścicielski i wolny dostęp do przepustowości. Kontrargument to fakt, że precedensem był pierwszy Nord Stream albo że jest to gazociąg podmorski, a zatem prawo antymonopolowe nie ma dla niego zastosowania. Szczegóły projektu nie są znane i prawdopodobnie może on zostać dostosowany do prawa UE, zgodnie z wolą Komisji Europejskiej, przy jednoczesnym zachowaniu swej roli uczynienia z Niemiec hubu na rosyjski gaz. Druga zakłada, że nowe nitki gazociągu ugruntują dominację Gazpromu, a tym samym zablokują rozwój rynku gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, gdzie kończy bieg. Ten argument jest nieistotny, dopóki Europa nie zdefiniuje, co dokładnie leży w jej interesie – dużo taniego gazu z Rosji czy dywersyfikacja. Rynek zalany rosyjskim gazem nadal będzie płynny, ale czy stworzy zagrożenie dla patologii wykrytych przez KE w toku śledztwa antymonopolowego przeciwko Gazpromowi? Trzecia linia argumentacyjna dotyczy politycznych wyborów i stanowi, że Nord Stream 2 nie powinien powstać, bo Rada Europejska umówiła się na wspieranie stabilnego tranzytu przez Ukrainę i zmniejszanie zależności od dostaw z Rosji we wspomnianych wyżej dokumentach. Upolitycznianie sporu jest krytykowane przez zwolenników regulacji, a ci z kolei są postępowani ar-

gumentem, że Nord Stream 2 to projekt czysto polityczny, więc o jego losie powinni zdecydować politycy. W grudniu 2015 roku Rada UE zgodziła się, że projekt musi być zgodny z prawem i spełniać cele unii energetycznej, której naczelnym zadaniem jest rozwój rynków gazu i energii, a także dywersyfikacja źródeł, a nie tylko szlaków dostaw.

Ze względu na rozwój infrastruktury gazowej w regionie, Polsce – przynajmniej teoretycznie – nie zagrazi już niedobór gazu ziemnego. Dostęp do gazoportu i interkonektorów na zachodnich i południowych granicach sprawia, że w razie kryzysu dostaw ze Wschodu będziemy mogli sięgnąć po alternatywne szlaki dostaw rosyjskiego gazu. Dlatego należy uznać, że w obecnych warunkach Gazprom nie zdecyduje się na wojnę gazową i nie odetnie dostawy do krajów Europy Środkowo-Wschodniej. Nie wskazuje na to rosnące zainteresowanie rosyjskim gazem w krajach regionu ani spolegliwa postawa rosyjskiego giganta wobec tutejszych klientów. Nie wskazuje też na to doświadczenie dwóch zim kryzysu ukraińskiego, kiedy wielu analityków wróżyło wojnę gazową, której Gazprom ostatecznie nie wypowiedział. Nie opłacało mu się to w chwili, gdy musi bronić udziałów rynkowych przed rosnącą konkurencją. W razie hipotetycznego zatrzymania dostaw do krajów naszego regionu Gazprom mógłby nadal dostarczać gaz do Niemiec dzięki gazociągowi Nord Stream. Jednak niezależnie od jego woli firmy Europy Środkowo-Wschodniej mogłyby sprowadzać gaz z giełd niemieckich, pod warunkiem, że pozwoliłaby na to przepustowość istniejącej infrastruktury. Zakręcenie kurka z gazem już się nie opłaca i jest przeciwnie skuteczne.

Bardziej opłacalnym narzędziem, także pod względem wizerunkowym, od odcinania dostaw gazu jest w obecnych realiach rosnącej konkurencji zalewanie nim rynku w celu blokowania konkurencji. Taki zabieg byłby elementem zwiastowanej wojny cenowej o rynek europejski, do której mają stanąć Gazprom i alternatywni dostawcy – Amerykanie, Norwegowie i inni. Po ich gaz chce sięgnąć Polska. Zagrożeniem dla dywersyfikacji dostaw z kierunku niemieckiego mogą być instrukcje przesyłowe operatorów zabiegających o rozwój eksportu rosyjskiego gazu z Nord Stream 2. W październiku 2015 roku podałem do informacji publicznej, że polskie władze obawiają się scenariusza,

w którym w razie kryzysu dostaw nie będziemy mogli skorzystać z giełdy na terenie Niemiec, bo przez priorytet dla magazynu Katharina nie wystarczy przepustowości na dostawy przez rewers na gazociąg jamalskim do Polski. Ten przypadek pokazuje, że realną alternatywą pozostają polskie projekty dywersyfikacyjne, jak gazoporty i połączenie z norweskimi złożami gazu. Jednak i te są zagrożone przez rosyjski plan.

Gazociąg Nord Stream 2 ma zaś posłużyć do podwojenia przepustowości istniejącego bałtyckiego połączenia gazowego między Rosją a Niemcami z 55 do 110 mld m<sup>3</sup>. Chociaż istniejąca przepustowość jest obecnie wykorzystywana w 50–70 procentach, to w założeniach konstruktorów nowej magistrali wykorzystanie szlaku ma rosnąć, głównie poprzez rozwój handlu, za jego pomocą, na niekorzyść dostaw przez Ukrainę. Do tej pory ograniczeniem dla realizacji tego celu było prawo antymonopolowe Unii Europejskiej, które nie pozwala na monopolizowanie dostaw z Nord Stream na terenie Unii Europejskiej. Pomimo starań państw krytycznie oceniających projekt, gazociąg pozostaje nieobjęty trzecim pakietem energetycznym. Obejmuje on jednak przepustowości odnog Nord Stream na terenie Niemiec, czyli OPAL (35 mld m<sup>3</sup>) i NEL (20 mld m<sup>3</sup>), z których ten pierwszy uzyskał zwolnienie Komisji Europejskiej spod trzeciego pakietu dla 50 procent przepustowości. Zabiegi strony rosyjskiej o zwolnienie dla pozostałych 50 procent nie przyniosły dotąd efektu. OPAL zapewnia gaz wschodnim Niemcom i Czechom, a także austriackiemu hubowi gazowemu w Baumgarten. Większość dostaw do środkowoeuropejskiego hubu gazowego w tej miejscowości była historycznie świadczona przez Ukrainę. Udział szlaku ukraińskiego w dostawach rosyjskiego gazu na Zachód wynosił 95 procent w 1998 roku, 70 procent w 2008 i 40 procent w 2014 roku. Baumgarten w 2013 roku (rok przed agresją rosyjską na Ukrainie) otrzymywało 41,2 mld m<sup>3</sup> przez Ukrainę, a rok później było to już 31,4 mld m<sup>3</sup>. Dostawy na Słowację z wykorzystaniem ukraińskich gazociągów wynosiły odpowiednio 5,4 i 0 mld m<sup>3</sup>. Do Czech i Niemiec – 11 i 0 mld m<sup>3</sup>. Na pozostałych kierunkach – Węgry, Polska, Rumunia, Turcja i Grecja wolumeny nie notowały tak istotnych wahań. Może być to symptomem porzucenia ukraińskiego szlaku dostaw, o którym informował Gazprom w 2015 roku.

Chcąc zamienić szlak na niemiecki, przez wymienione ograniczenia rosyjski koncern może wykorzystywać na wyłączność tylko 17,5 mld m<sup>3</sup> przepustowości OPAL, co hamuje ekspansję jego gazu w regionie. Jest ona możliwa, bo ze względu na spadek cen ropy naftowej i nowe ustępstwa Gazpromu firma jest w stanie oferować atrakcyjne ceny swoim klientom, które mogą ich odciągnąć od kontroferty w postaci gazu z Norwegii albo LNG. Taką alternatywę chce zaoferować regionowi Polska. Jeżeli Gazprom zdoła ominąć wyżej opisany problem – może zneutralizować polski plan.

Koncern znalazł jednak sposób na ominięcie tego problemu. Sięgnął po partnerów niemieckich, którzy zaproponowali w tym celu nowy projekt. Zapowiedziany w kwietniu 2016 roku gazociąg EUGAL ma przebiegać z Wierow, w pobliżu Greifswaldu, gdzie bieg kończy gazociąg Nord Stream, a w przyszłości ma kończyć Nord Stream 2, i ciągnąć się przez Meklemburgię-Pomorze Zachodnie, Brandenburgię do Detuschneudorfu w Saksonii i dalej do Czech. Całkowita długość ma-

gistrali wyniesie 485 km. Projektanci podkreślają, że będzie on biegł głównie wzdłuż istniejącego połączenia OPAL. Gazociąg ma składać się z dwóch nitek. Dodatkowe ciśnienie ma zapewnić nowa sprężarka w Brandenburgii. Operatorem ma być Cascade, spółka operująca także gazociągiem OPAL. Można zatem uznać, że – chociaż w formie innego projektu – EUGAL jest narzędziem zwiększenia przepustowości połączenia między Nord Stream a Czechami. Jest to więc sposób na ominięcie prawa europejskiego w realizacji celu zwiększenia dostaw na tym kierunku.

Pierwsza nitka ma być oddana do użytku w 2019 roku, a druga rok później. Warto zaznaczyć, że założenia projektu mogą być zrewidowane. Niemcy mogliby zrezygnować z drugiej nitki EUGAL w zamian za zgodę Komisji Europejskiej na zwolnienie dla 100 procent przepustowości OPAL. Byłby to sukces taktyki negocjacyjnej. Twórcy EUGAL informują o tym, gdzie ma docierać gaz z nowego połączenia. 51 mld m<sup>3</sup> ma docierać do Czech, a stamtąd, biorąc pod uwagę znaczny wolumen, także na inne połączone rynki. Warto wspomnieć, że megaprojekt South Stream, dedykowany Bułgarii, miał osiągnąć przepustowość 63 mld m<sup>3</sup> rocznie, a EUGAL zakłada łącznie 62 mld m<sup>3</sup>. Nie wiadomo, czy podobieństwo wolumenów to tylko przypadek. W założeniach projektantów z nowego gazociągu 11 mld m<sup>3</sup> ma trafiać do Polski. To ilość nieco większa od rocznego importu gazu ziemnego do naszego kraju (ok. 10 mld m<sup>3</sup>). Jest to bezpośrednio potwierdzenie obaw polskich władz i spółek, że gaz z Nord Stream 2 ma podbijać nasz rynek i blokować dywersyfikację.

Aleksiej Miller, prezes Gazpromu, powiedział na Międzynarodowym Forum Ekonomicznym w Petersburgu, że koszty tranzytu przez gazociąg Nord Stream 2 będą tańsze o jedną szóstą w porównaniu z dostawami przez gazociągi ukraińskie. Ponadto, firma mogłaby zaoszczędzić 1,6 mld dolarów rocznie na tym, że nie zainwestuje w modernizację sieci na Ukrainie. Koszt Nord Stream 2 jest szacowany na 8–10 mld dolarów. Rosjanie zmniejszyli już dostawy przez terytorium ukraińskie z około 100 mld m<sup>3</sup> rocznie w czasach sowieckich do 50–70 mld m<sup>3</sup> obecnie. Miller ogłosił, że od 2020 roku, czyli po zakończeniu umowy tranzytowej z Kijowem, obowiązującej do 2019 roku, chciałby słać przez Ukrainę 10–15 mld m<sup>3</sup> rocznie, co oznacza, że Gazprom dostarczałby przez jej terytorium gaz tylko do Turcji (w 2015 roku 15 mld m<sup>3</sup> przez Gazociąg Transbałkański, pozostałe 15 mld m<sup>3</sup> przez Blue Stream na Morzu Czarnym), która nie może być na razie zaopatrzona przez Nord Stream 2.

Dla pozostałych krajów alternatywą mają być dostawy przez centrum dystrybucji gazu w Niemczech, które rozwinię się znacznie, jeżeli powstanie gazociąg Nord Stream 2. Pozwoli on na zwiększenie przepustowości na szlaku bałtyckim do 110 mld m<sup>3</sup> rocznie (niewiele więcej od dostaw gazu słanych przez Ukrainę w apogeum). Istniejąca i planowana infrastruktura na terenie Niemiec (OPAL+EUGAL, czyli odnogi Nord Stream 2 na linii Odry) w obecnym stanie prawnym pozwoli, według wyliczeń Ośrodka Studiów Wschodnich, na dostawy przez Bałtyk do 87 mld m<sup>3</sup> rocznie.

W 2015 roku Gazprom wysłał do Austrii 4,4 mld m<sup>3</sup>, do Niemiec 45,31 mld m<sup>3</sup>, do Czech 4,2 mld m<sup>3</sup>, na Słowację 3,81 mld m<sup>3</sup>, do Polski 8,91 mld m<sup>3</sup>, na Węgry 5,87 mld m<sup>3</sup>,



do Bułgarii 3,11 mld m<sup>3</sup>, a także 1,68 mld m<sup>3</sup> do Serbii i 0,48 mld m<sup>3</sup> do Słowenii. Razem daje to bezpieczne – z punktu widzenia rentowności – 77,77 mld m<sup>3</sup>. Zostaje około 10 mld m<sup>3</sup> do wykorzystania wobec prognoz wzrostu zapotrzebowania na rosyjski gaz w Europie, prezentowanych przez Gazprom.

Można sobie wyobrazić, że szlak Nord Stream 2-OPAL/EUGAL może zostać przedłużony o gazociąg BACI między Czechami a Austrią, a z rynku austriackiego gaz mógłby popłynąć na Balkany, np. za pomocą planowanej infrastruktury Eastring. Wtedy gazociąg Nord Stream 2 pozwoli na realizację zapotrzebowania krajów regionu Europy Środkowo-Wschodniej, które do tej pory otrzymywały gaz przez gazociągi ukraińskie i białoruskie (Jamał-Europa). W zakresie regulacji podaży magazyny ukraińskie (31 mld m<sup>3</sup>) zostałyby zastąpione przez niemieckie (24 mld m<sup>3</sup>). Deklaracja Millera uprawdopodobnia taki scenariusz.

Porzucenie tranzytu przez Ukrainę jest argumentem wykorzystywanym przez Komisję Europejską do krytyki Nord Stream 2. Bruksela opowiada się za utrzymaniem szlaku ukraińskiego



oraz inwestycjami w jego modernizację, jako najbardziej opłacalnego ekonomicznie. To w tę argumentację uderza Miller, chcąc nastawić kraje popierające Nord Stream 2 przeciwko Komisji Europejskiej.

Gwarancje tranzytu i dostaw do Słowacji mogą zostać zrealizowane dzięki dystrybucji gazu z Nord Stream 2 przez Niemcy dalej na wschód i południe Europy właśnie przez projekt Eastring. W pierwszej fazie sieć połączeń na terenie Słowacji, Węgier, Rumunii i Bułgarii ma zapewnić 20 mld m<sup>3</sup>, a w drugiej 40 mld m<sup>3</sup> przepustowości. Roczna przepustowość gazociągów tranzytowych na Słowacji wynosi 94 mld m<sup>3</sup>. W 2015 roku była wykorzystywana w 60 procentach, czyli wykorzystano niecałe 55 mld m<sup>3</sup>. Być może, Słowacja dałaby się przekonać do porzucenia zysków z tranzytu dostaw słanych przez Ukrainę na korzyść zysków z tranzytu z Nord Stream 2 przez Słowację do krajów Eastring i na Balkany.

Problemem pozostają gwarancje dla Ukrainy, która w razie realizacji planu prezesa Gazpromu straciłaby 80–90 procent zysków z tranzytu. Nie wiadomo, w jaki sposób rozwiązać ten problem. Jeżeli zwolennikom Nord Stream 2 uda się go przezwyciężyć lub ominąć, projekt może zapewnić dostawy do Europy Środkowo-Wschodniej, co będzie stanowić konkurencję dla dostaw z każdego nowego kierunku. Przeszkodą pozostaje opór Polski, krajów Grupy Wyszehradzkiej oraz państw bałtyckich, zgłoszony w Komisji Europejskiej. Z tej grupy za pomocą poszerzonej oferty Nord Stream 2 można wyjąć wyszehradzkich sojuszników Warszawy. Wtedy urealni się perspektywy zamiany przez Słowaków i Czechów Grupy Wyszehradzkiej na tzw. Grupę Sławkowską z udziałem Austrii, która ma być kolejnym po Niemczech ogniwem dystrybucji rosyjskiego gazu w regionie. Wtedy Czesi i Słowacy staną się następnym ogniwem.

Jeżeli Polska chce sięgnąć po alternatywne źródła: LNG, gaz norweski, kaspijski, śródziemnomorski i inne, potrzebuje własnej infrastruktury łączącej ją ze złożami. 17 czerwca do Polski trafiła pierwsza dostawa komercyjna gazu skroplonego z Kataru. Terminal LNG w Świnoujściu pozwoli na dostawy surowca z dowolnie wybranego kierunku. Rozważana jest jego rozbudowa w celu rozwoju regionalnego handlu LNG i zainteresowania nim sąsiadów z Europy Środkowo-Wschodniej. Rywalem będzie Nord Stream 2, oferujący tani gaz, będący owocem współpracy rosyjsko-niemieckiej. Międzynarodowa Agencja Energii przewiduje jednak, że dostawy LNG z USA będą konkurencyjne do oferty Gazpromu. Równolegle Polacy badają wykonalność Baltic Pipe, czyli połączenia z Danią. Ma się ono złożyć na korytarz norweski, pozwalający sprowadzić z norweskiego szelfu kontynentalnego gaz ze złóż,

w części których posiada udziały PGNiG. Dostawy gazociągowe z Norwegii będą tańsze, a dzięki temu, być może, konkurencyjne dla surowca z Nord Stream 2. Jeżeli plan norweski się powiedzie, Polska zapewni sobie i regionowi atrakcyjną ekonomicznie alternatywę. Posiadanie jej będzie kluczowe dla negocjacji cen dostaw z Gazpromem oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw na wypadek ponownego pojawienia się problemów z dostawami z Rosji.

Bez realizacji własnych megaprojektów gazowych Polska stanie się biernym spalaczem gazu z Rosji, który w przyszłości będzie docierał do naszego kraju, być może, już nie przez Białoruś i Ukrainę, ale przez Niemcy, Czechy i Słowację.

**Wojciech Jakóbiak**

Autor jest redaktorem naczelnym Portalu Biznes Alert.

# INSTYTUT NAFTY I GAZU – PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG-PIB) jest jednostką wspierającą sektor naftowy i gazowniczy. INiG-PIB prowadzi badania na rzecz zrównoważonego zarządzania surowcami i paliwami węglowodorowymi oraz bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Instytut od lat świadczy usługi dla przemysłu naftowego i gazowniczego m.in. w zakresie: oceny perspektyw poszukiwawczych ropy naftowej i gazu ziemnego, technologicznej oceny rop naftowych, ochrony środowiska oraz kontroli jakości paliw węglowodorowych, produktów naftowych i biokomponentów.



INSTYTUT NAFTY I GAZU  
– Państwowy Instytut Badawczy

## PION GAZOWNICTWA

Pion Gazownictwa jest jednym z czterech pionów wchodzących w skład struktury organizacyjnej INiG-PIB. Realizowane w pionie prace obejmują zagadnienia związane z przesyłaniem, dystrybucją i użytkowaniem paliw gazowych, w szczególności:

- oczyszczanie paliw gazowych;
- monitoring jakości paliw węglowodorowych, ze szczególnym uwzględnieniem monitoringu jakości gazu ziemnego w sieci dystrybucyjnej wraz z kontrolą nawonienia tego paliwa;
- ocenę materiałów z tworzyw sztucznych stosowanych w gazownictwie;
- ocenę techniczną armatury gazowniczej i urządzeń pomiarowych;
- ocenę stopnia zagrożenia korozyjnego podziemnych konstrukcji stalowych, gazociągów i zbiorników stalowych oraz ocenę stanu technicznego izolacji gazociągów stalowych metodami bezwykopowymi;
- badania powłok ochronnych na rurach i armaturze stalowej;
- specjalistyczne szkolenia i kwalifikację personelu wykonującego połączenia rurociągów z polietylenu metodą zgrzewania doczołowego i elektrooporowego wg programu opracowanego w INiG-PIB oraz wg PN-EN 13067 w ramach uznania UDT-CERT;

- ocenę techniczną i jakościową (badania typu) urządzeń spalających paliwa węglowodorowe i paliwa stałe, w szerokim zakresie z badaniami zabezpieczeń zapalniczek przed dziećmi włącznie;
- badania właściwości metrologicznych gazomierzy i przeliczników oraz przygotowanie ekspertów w zakresie m.in. nielegalnego poboru gazu ziemnego i prawidłowości działania liczników gazowych;
- monitorowanie i obrazowanie wycieków z nieuszczelnności instalacji i urządzeń zasilanych paliwami węglowodorowymi;
- ochronę środowiska w przemyśle naftowym i gazowniczym;
- inwentaryzację emisji gazów cieplarnianych, w tym metanu;
- zagadnienia dotyczące prowadzenia rozliczeń gazu w jednostkach energii.

Specjalistyczne laboratoria badawcze i laboratorium wzorcowujące Instytutu spełniają wymagania normy PN-EN ISO/IEC 17025:2005 i są akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji (Certyfikat Akredytacji Laboratorium Badawczego Nr AB 041 i AB 1313 oraz Certyfikat Akredytacji Laboratorium Wzorcowującego nr AP 152).



## CERTYFIKACJA

Biuro Certyfikacji INiG-PIB prowadzi działalność w zakresie certyfikacji obowiązkowej i dobrowolnej urządzeń gazowych, gazowo-elektrycznych, urządzeń pomiarowych oraz wyrobów budowlanych stosowanych w sieciach i instalacjach gazowych, a także systemów kominowych.

Biuro prowadzi również certyfikację Systemów Zarządzania Jakością na podstawie akredytacji Polskiego Centrum Akredytacji. Jest też jednostką notyfikowaną w UE (nr identyfikacyjny 1450), upoważnioną do prowadzenia procedur oceny zgodności z dyrektywami Unii Europejskiej nr:

- 2009/142/WE w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń spalających paliwa gazowe (w pełnym zakresie);

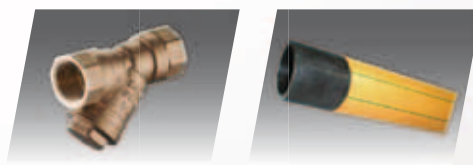
- 92/42/EWG w sprawie zasadniczych wymagań dotyczących efektywności energetycznej nowych wodnych kotłów grzewczych (w pełnym zakresie);
- 2014/32/UE w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (w zakresie gazomierzy i przeliczników do gazomierzy);
- 2014/68/UE w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (dla I, II, III kategorii urządzeń);
- z rozporządzeniem nr 305/2011 (CPR) dot. wyrobów budowlanych.



## APROBATY TECHNICZNE

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy jest jednostką prawnie upoważnioną do udzielania aprobat technicznych na wyroby budowlane stosowane w sieciach i instalacjach paliw gazowych. Dział Aprobat Technicznych INiG-PIB prowadzi prace w zakresie weryfikacji wniosków o udzielenie aprobaty technicznej, opracowywania i wydawania nowych oraz

rozszerzania zakresu wydanych aprobat, przedłużania terminu ich ważności, a także wycofywania z użycia tych, które utraciły ważność. Dział Aprobat Technicznych korzysta z doradztwa i opinii Komisji Aprobat Technicznych, złożonej z ekspertów branży gazowniczej.



INSTYTUT NAFTY I GAZU  
– Państwowy Instytut Badawczy  
ul. Lubicz 25 A, 31-503 Kraków  
tel.: +48 12 421 00 33  
fax: +48 12 430 38 85  
www.inig.pl office@inig.pl

# Dialog w sprawie przetargów w gazownictwie trwa

Grzegorz Romanowski

W numerze 1/2016 „Przeglądu Gazowniczego” pisałem o ubiegłorocznym maratonie spotkań na temat modelu zakupowego PSG i wyraziłem obawę, czy dialog pomiędzy inwestorami a wykonawcami i dostawcami urządzeń i usług będzie kontynuowany. Obawy okazały się przedwczesne. Chylę głowę przed wszystkimi, którzy podjęli decyzję o jego kontynuowaniu, i to w poszerzonej formule.

24 maja br. odbyła się konferencja pod tytułem „Inwestycje w branży gazowniczej”. Wzięło w niej udział ponad stu uczestników, w większości reprezentujących członków Izby Gospodarczej Gazownictwa. W pierwszej części główni inwestorzy na polskim rynku gazowniczym – PGNiG SA, GAZ-SYSTEM S.A. i PSG – zaprezentowali swoje kierunki rozwoju i plany inwestycyjne na podstawie aktualizowanych strategii. Przybycie na tę konferencję członków zarządu w osobach wiceprezesów i dyrektorów departamentów świadczyło o poważnym potraktowaniu konferencji, a przede wszystkim jej uczestników. Dla wypełnienia sprawozdawczego obowiązku dodam, że drugą część wypełniły tematy: „Wytyczne zakupowe dla przetargów inwestycyjnych”, „Model zakupowy w Polskiej Spółce Gazowniczej”, „Prezentacja oferty współpracy IGG – PGNiG SA” oraz „Narodowe Centrum Badań i Rozwoju dla branży gazowniczej”. Ten bogaty program konferencji zakończyła dyskusja i pytania skierowane do prelegentów.

Według przedstawionych planów najwięcej pieniędzy wyda Grupa Kapitałowa Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Ze strategii zarysowanej do 2022 roku wynika, że średnioroczne nakłady inwestycyjne osiągną 5,4 mld zł. W najbliższych siedmiu latach grupa ma zamiar wydać prawie 38 miliardów złotych. Gros środków pochłoną inwestycje w poszukiwaniu i wydobycie ropy i gazu w kraju i za granicą. Na cel dużych projektów, jakim jest rozbudowa gazociągów dystrybucyjnych, wydane zostanie ponad 8 mld zł. Trzeba zauważyć, że PSG jest największym dystrybutorem w Europie – z siecią przekraczającą 175 tys. kilometrów, docierającą do 6,86 milionów odbiorców z prawie 10 miliardami m<sup>3</sup> gazu. Mimo to 48% gmin w Polsce jest poza zasięgiem świadczenia usług dystrybucyjnych gazu ziemnego. Na przykład Rabka-Zdrój traci swój zdrojowy dodatek za przekroczone w powietrzu stężenia szkodliwych zwią-

ków. Z tych planowanych do 2022 roku inwestycji 1,6 mld zł ma kosztować budowa bloku gazowo-parowego na warszawskim Żeraniu, a 0,9 mld zł rozbudowa podziemnego magazynu gazu w Kosakowie.

GAZ-SYSTEM natomiast w swoich rocznych wydatkach na inwestycje w kraju planuje po około 1 mld zł. Oznacza to, że w obowiązującej strategii na lata 2016–2025 wyda ponad 10 mld zł. Z tych prezentacji dowiedzieliśmy się też o ambitnych zamierzeniach dotyczących budowy gazociągu Baltic Pipe, łączącego Polskę z Danią i dalej ze złożami norwesкими. Interesująca jest koncepcja korytarza północ-południe, umożliwiającego sprowadzanie gazu do Europy Środkowej ze źródeł alternatywnych do gazu z Rosji. Korytarz ten powinien połączyć terminal LNG w Świnoujściu z planowanym terminalem skroplonego gazu ziemnego w Chorwacji. Równocześnie rozważa się rozbudowę sieci przesyłowej w Polsce, tak aby ułatwić dostawę błękitnego paliwa na Ukrainę i na Litwę. Na tej konferencji podawano wielkości, które brzmiały wręcz niewiarygodnie, ponieważ polska sieć gazowa, oczywiście po rozbudowie, miałaby rocznie umożliwiać przesył 70 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Bliższą perspektywą jest zwiększenie, docelowo aż do 10 mld m sześć., wielkości eksploatacyjnych właśnie oddanego do użytkowania terminalu LNG w Świnoujściu. Rozważa się również alternatywne rozwiązanie – budowę gazoportu w postaci jednostki pływającej, zacumowanej w Zatoce Gdańskiej.

Czy to wszystko jest realne – nie wiem. Ale dla wykonawców, usługodawców i dostawców urządzeń brzmi bardzo zachęcająco, zwłaszcza gdy wykonawcy słyszą od inwestorów, iż drzemiący w polskich firmach potencjał jest do wykorzystania w partnerskiej współpracy.

W GAZ-SYSTEMIE uruchomionych jest 367 postępowań o łącznej wartości 2,8 mld zł na roboty budowlane. Z tego 1,7 miliarda przeznaczona jest na gazociągi strategiczne (8 kon-



traktów), a na tłocznie gazu 550 mln zł. Jeśli chodzi o te duże zamówienia – przewiduje się odrębne postępowania na projektowanie, dostawy inwestorskie oraz nadzór inwestorski, a osobno na roboty budowlane. Przy wyborze ofert brane będą pod uwagę najkorzystniejsze warunki finansowe i jakościowe, wiedza i doświadczenie, potencjał osobowy, sytuacja finansowo-ekonomiczna oraz potencjał techniczny. W przetargach nie mają szans podmioty, które wcześniej nienależycie wykonały swoje prace.

Jeżeli do tego dodamy deklaracje płynące z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju o zgromadzonych środkach finansowych na badania przemysłowe, a nie tylko te podstawowe, to branżę gazowniczą czeka boom na wszystkich polach działania.

Jak uczy doświadczenie, różne są losy składanych deklaracji. I ta rezerwa, a raczej wyczekiwanie wykonawców, odczuwalne było na sali konferencyjnej.

Odejdźmy jednak od tego kronikarskiego obowiązku i zajmijmy się niektórymi merytorycznymi szczegółami. Gdy popytać na dole, gdzie realizuje się kontrakty i gdzie następuje praktyczne wypełnienie zamówienia, to dopiero widać problemy, o które potyka się ta współpraca. Szwankuje znajomość wewnętrznych procedur. Pracownicy inwestora obawiają się podejmować decyzje dotyczące naprawę drobnych, ale często niecierpiących zwłoki spraw. Nie bez grzechu jest też

**Dla wykonawców, usługodawców i dostawców urządzeń brzmi bardzo zachęcająco, gdy słyszą od inwestorów, że drzemiący w polskich firmach potencjał jest do wykorzystania w partnerskiej współpracy.**

wykonawca, który wysłała do montażu i uruchomienia urządzenia słabo wyszkolonych fachowców. Wówczas nawet najlepsza polityka zakupowa jest bezradna. Każda taka sytuacja ma przyczynę w przygotowaniu kontraktu, jej szczegółowym, wcześniejszym uzgodnieniu. Na spotkaniach mówimy o potrzebie dialogu technicznego, ale w rzeczywistości boimy się go. W tej gonitwie o kontrakty brakuje czasu na szkolenia i praktyki. W przeszłości w branży gazowniczej delegowano pracowników technicznych na warsztaty inżynierskie, obecnie zaniechano wyjazdów szkoleniowych do producentów urządzeń, do dobrych firm wykonawczych. Jakby zapomniano, że innowacyjne rozwiązania, nowości i problemy jakościowe poznaje się u dostawcy i usługodawcy zlecenia. Z obawy przed niejasnymi sytuacjami wręcz ograniczono kontakty. Przy dzisiejszym tempie zmian i rozwoju techniki, brak bieżącego śledzenia postępu i różnych rozwiązań inżynierskich obniża kwalifikacje pracowników. Pamiętam, że kiedyś kierownictwo Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa delegowało studyjne grupy do krajowych i zagranicznych producentów i firm wykonawczych, aby pracownicy poznawali nowości technologiczne. Służyło to branży gazowniczej i bezpieczeństwu.

Dzisiaj, moim zdaniem, taka potrzeba nadal istnieje. W tym miejscu poddaję pod rozagę decydentom, inwestorom: PGNiG, PSG, GAZ-SYSTEM, a także Izbie Gospodarczej Gazownictwa, aby do programu przyszłorocznych targów EXPO-GAS wprowadzić warsztaty poświęcone prezentacji wzorcowych firm producenckich i wykonawczych krajowych i zagranicznych dla pracowników odpowiedzialnych za zakupy i przygotowywanie specyfikacji SIWZ. Z jednym zastrzeżeniem: obowiązkowego pokazania nowości, nowych rozwiązań technologicznych, uwzględniających także ochronę i bezpieczeństwo środowiska. To nie może być prosta prezentacja firmy, lecz rzeczywistych innowacyjnych rozwiązań.

Tworzenie polityki zakupowej to bezwzględne prawo inwestora, podmiotu gospodarczego wydającego pieniądze, a tym bardziej pieniądze publiczne. Polityka zakupowa to opisane reguły postępowania przy realizacji zamówień. Procedury, które wewnętrznie regulują postępowanie wszystkich odpowiedzialnych za zakupy. Są wdrożone i przestrzegane przez pracowników. Są znane i egzekwowane. „Zakupowcy”, jak ich określiła jedna z pań dyrektorów departamentu, stają się rzecznikiem wykonawców wobec wewnętrznych klientów, którymi są ich koledzy, odbiorcy inwestycji, odpowiedzialni za eksploatację. W grę wchodzi funkcjonowanie zakupionych urządzeń i innowacyjność, jakość, bezpieczeństwo i ochrona środowiska. To musi funkcjonować jak orkiestra symfoniczna pod okiem jednego dyrygenta. Same zapisy polityki zakupowej, bez partnerstwa wobec strony wykonawczej, nic nie załatwią. I vice versa. Powiem więcej – czas na „dobre zmiany” w „bezdusznej” Platformie Zakupowej. Czas na ujednoczenie procedur w całej GK PGNiG, niech sztywne zapisy nie ograniczają decyzyjności uczestników procesu przetargowego.

Przykładem, o którym obecnie bardzo głośno, może tu być terminal LNG w Świnoujściu, który miał być gotowy do 30 czerwca 2014 roku, chociaż wielu znawców mówiło, że w cztery lata takiej inwestycji się nie zrealizuje. Nie posłuchano ich. Inny przykład to budowa bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Stalowa Wola, gdzie w styczniu tego roku odstąpiono od kontraktu z generalnym wykonawcą za naruszenie między innymi istotnych warunków technicznych. A kiedy podpisywano umowę w Polsce, w 2012 roku, świat wiedział o kłopotach firmy. Ale nie w Polsce. Jeszcze inny przykład: przy mniejszych inwestycjach przygotowany budżet operuje kwotą ponad 30 milionów zł, a inwestor robi internetową dogrywkę spośród ofert oscylujących w okolicy 20 mln. Wygrywa kontrakt za 16 milionów zł. To co to za kosztorys, skoro ostateczna oferta jest o 50% niższa? Gdzieś w tych przykładach zgubiły się kwalifikacje, dialog techniczny, wiedza i odpowiedzialność, zawiódł zdrowy rozsądek. Kiedyś na spotkaniu u inwestora zapytałem, czy może mi wskazać chociaż jedną inwestycję zakończoną w terminie i w zakontraktowanej cenie. Nie znalazł takiego przykładu. Dlatego tak ważne są spotkania na polskim rynku gazowniczym, tak chętnie zaakceptowane przez inwestorów i wykonawców. Partnerstwo to zawsze dwie strony.

Czy wynikną z tego biznesowe korzyści dla obydwu stron – czas pokaże. Ważne, że są chętni do rozmów i współdziałania oraz uczenia się na własnych błędach.

**Autor jest doradcą zarządu cGas controls Sp. z o.o.**



# Przegląd Gazowniczy



**I**zba Gospodarcza Gazownictwa, podejmując decyzję o wydawaniu własnego kwartalnika branżowego, zdecydowała, że „Przegląd Gazowniczy” musi mieć swoją Radę Programową, która nie tylko będzie kreatorem formuły pisma, ale będzie również współtworzyć jego bieżące wydania. Pierwsze posiedzenie Rady Programowej odbyło się 9 marca 2004 roku, podczas którego dokonano wyboru – spośród kandydatów – i powołano redaktora naczelnego, a także uzgodniono zawartość pierwszego numeru, który miał się ukazać z końcem pierwszego kwartału 2004 roku.

W bieżącym wydaniu – nr 50 – pragniemy uhonorować wszystkich członków Rady Programowej, publikując jej historyczny skład osobowy, bo „Przegląd Gazowniczy” to ich wielka zasługa.

### **Mieczysław Menżyński**

*przewodniczący, marzec 2004 – marzec 2015*

### **Cezary Mróz**

*wiceprzewodniczący, marzec 2004 – marzec 2015,  
przewodniczący, kwiecień 2015*

Członkowie:

### **Adam Cymer**

*redaktor naczelny, marzec 2004*

### **Agnieszka Chmielarz**

*PGNiG OD, marzec 2015 – kwiecień 2016*

### **Małgorzata Ciemnołońska**

*PGNiG, marzec 2014 – grudzień 2015*

### **Mirosław Dobrut**

*IGG, marzec 2004 – marzec 2006*

### **Beata Dreger**

*WSG, styczeń 2013 – grudzień 2013*

### **Maja Girycka**

*GSG, czerwiec 2006*

### **Dariusz Jarczyk**

*GSG, marzec 2004 – marzec 2005*

### **Mieczysław Kaczmarczyk**

*Fundacja EKOGAZ, marzec 2004 – czerwiec 2004*

### **Włodzimierz Kleniewski**

*MSG, czerwiec 2004 – grudzień 2011*

### **Ewelina Labak**

*IGG, czerwiec 2006 – grudzień 2007*







**Katarzyna Mróz**

*PGNiG, marzec 2008 – grudzień 2008*

**Jolanta Nowak**

*PGNiG, styczeń 2005 – grudzień 2007*

**Agata Orłowska**

*PSG, marzec 2004 – wrzesień 2005*

**Paweł Osuch**

*MSG, marzec 2004 – czerwiec 2004*

**Joanna Pilch**

*KSG, wrzesień 2012 – grudzień 2013*

**Małgorzata Polkowska**

*GAZ-SYSTEM, wrzesień 2008 – maj 2016*

**Piotr Rachtan**

*PGNiG, marzec 2004 – grudzień 2004*

**Grzegorz Romanowski**

*IGG, czerwiec 2015*

**Natalia Rostkowska**

*UDT, czerwiec 2015*

**Andrzej Schoeneich**

*IGG, czerwiec 2008*

**Aneta Stelmaszczyk**

*PGNiG, grudzień 2013 – marzec 2014*

**Emilia Tomalska**

*MSG, czerwiec 2008*

**Bożenna Wojtan**

*IGG, marzec 2008 – czerwiec 2008*

**Piotr Wojtasik**

*DSG, grudzień 2010 – grudzień 2013*

**Katarzyna Wróblewicz**

*PSG, grudzień 2005*

**Joanna Zakrzewska**

*PGNiG, styczeń 2005 – wrzesień 2013*

**Tomasz Łubiński**

*Fundacja EKOGAZ, czerwiec 2004 – czerwiec 2007*

**Leszek Łuczak**

*WSG, wrzesień 2005 – grudzień 2012*

**Jerzy Magas**

*WSG, marzec 2004 – wrzesień 2005*

**Marzena Majdzik**

*DSG, marzec 2004 – wrzesień 2010*

**Bożena Malaga-Wrona**

*KSG, marzec 2009 – czerwiec 2012*

**Aneta Marzec**

*GAZ-SYSTEM, marzec 2005 – czerwiec 2008*

**Romuald Mikołajczak**

*GSG, marzec 2005 – marzec 2006*





# Perspektywy rozwoju rynku obrotu LNG na świecie

**Olgierd Hurka**

Rynek LNG, w przeciwieństwie do rynku sieciowego gazu ziemnego, ma charakter globalny. Dzięki transportowi morskiemu gaz w postaci skroplonej może być przesyłany od producenta do każdego miejsca na świecie, podczas gdy transport gazociągami, z natury rzeczy, jest ograniczony regionalnie. Udział handlu LNG w łącznym międzynarodowym obrocie gazem ziemnym wynosi ok. 10% i jego wolumen stale rośnie (średnio 6% rocznie w okresie 2000–2014 r.).

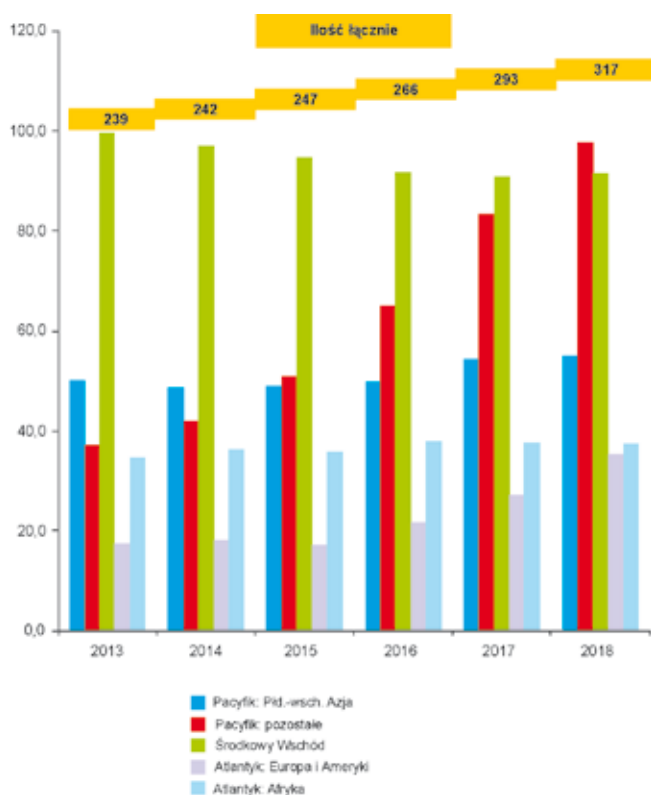
**H**andel LNG charakteryzuje się dużą koncentracją obrotu w regionie Azji Wschodniej i Pacyfiku. Tradycyjnie największymi importerami LNG pozostają Japonia i Korea Południowa (w 2015 r. niemal 50-procentowy udział w globalnym imporcie LNG). Są to kraje wysoko rozwinięte, bez możliwości importu

gazu gazociągami, jak również bez znaczącego wydobycia własnego.

Obecnie jednak rynek LNG podlega istotnym przeobrażeniom. Zmieniają się kierunki i wolumeny handlu, ale również struktura kontraktów i warunki komercyjne. Miniony rok pokazał rosnące znaczenie nowych importerów. Podczas gdy dostawy LNG do Japonii i Korei Południowej zmalały w 2015 r. odpowiednio o 3% i 11%, to państwa Bliskiego Wschodu – dzięki rozpoczęciu importu przez Egipt i Pakistan – sprowadziły o 6,2 mln ton LNG więcej wobec roku poprzedniego. Wzrósł również popyt na LNG w Europie – o prawie 5 mln ton. Dzięki nowym rozwiązaniom technicznym, tj. pływającym terminalom regazyfikacyjnym (ang. *Floating Storage and Regasification Unit*, FSRU) państwa są obecnie w stanie szybciej niż dawniej uruchomić import LNG. Z takiego rozwiązania skorzystały m.in. Litwa, Egipt, Jordania czy Pakistan, a wcześniej np. Argentyna, Brazylia i Chiny. Jednostki FSRU zamierzają również pozyskać m.in. Bangladesz i Kamerun. Import LNG planują rozpocząć też Chorwacja, Filipiny i Wietnam. Należy zatem oczekiwać dalszego wzrostu zarówno liczby państw importujących (obecnie 34), jak i wolumenu obrotu LNG – z niemal 250 mln ton rocznie (t/r) w 2015 r. do nawet 350 mln ton w roku 2020 (według niektórych prognoz).

Wzrost produkcji LNG w najbliższych latach jest wynikiem oddawania do eksploatacji ciągów produkcyjnych, w stosunku do których decyzje inwestycyjne podejmowane były w okresie wysokich cen LNG na rynku. Taka sytuacja na pewno zaspokoi rosnący popyt importerów i najprawdopodobniej spowoduje zachwianie równowagi rynkowej na korzyść kupujących.

Produkcja LNG na rynku w podziale na regiony (w mln ton rocznie)



W budowie znajduje się 140 mln ton rocznie mocy skraplania, a więc do 2020 r. światowe roczne moce produkcji LNG wzrosną o około 47 proc. (wobec około 300 mln ton w 2015 r.). Tylko w Australii na ukończeniu jest 6 zakładów skraplania o łącznej mocy ponad 50 mln ton rocznie. W rezultacie Australia, z mocami na poziomie 87 mln ton rocznie, może zastąpić Katar na pierwszym miejscu wśród producentów LNG (produkcja Kataru to ok. 77 mln t/r).

Istnieją także możliwości dalszego zwiększania podaży LNG, np. w przypadku realizacji projektów zapowiadanych w Iranie oraz w państwach Afryki Wschodniej (Mozambik, Tanzania). Warto zaznaczyć, że wykorzystanie mocy skraplania na świecie jest dużo wyższe od mocy regazyfikacyjnych, nierzadko dochodząc do 90–100 proc.

Od strony komercyjnej istotne zmiany na rynku spowoduje eksport LNG z USA, gdzie powstaje 5 zakładów skraplania o łącznej mocy 62 mln t/r, z terminami oddania do użytkowania w latach 2016–2020. W zależności od rozwoju sytuacji rynkowej możliwa jest realizacja kolejnych projektów. Należący do Cheniere zakład Sabine Pass w stanie Luizjana rozpoczął eksport LNG już w lutym br. Skroplony gaz ziemny z USA kontraktowany jest przede wszystkim na bazie rynkowych notowań gazu (index Henry Hub) – w odróżnieniu od tradycyjnych kontraktów opartych na formule powiązanej z ceną ropy naftowej. Ponadto, sprzedawcy z USA oferują elastyczne warunki dostaw, tj. dostawy na bazie FOB, brak klauzul przeznaczenia czy krótszy czas obowiązywania kontraktów. Część projektów opiera się na umowach typu *tolling agreements*, na podstawie których odbiorca sam dostarcza gaz do skraplania, a następnie odbiera LNG, uiszczając tylko opłatę za skraplanie.

Zwiększona produkcja LNG, przy jednoczesnym zahamowaniu wzrostu globalnego popytu (głównie Chiny, Japonia i Korea Południowa) wpłynie na większą dostępność LNG na rynku spot i krótkoterminowym (kontrakty na okres poniżej czterech lat). Obecnie obejmuje on ok. 30 proc. światowego handlu skroplonym gazem ziemnym.

Sprzyja temu fakt, iż część nowych mocy produkcyjnych w Australii i USA dotychczas nie została zakontraktowana. Dodatkowo, w przypadku niektórych importerów z Azji Wschodniej oraz międzynarodowych koncernów można mówić o „prekontraktowaniu” dostaw, w rezultacie czego na rynku pojawia się wtórna odsprzedaż LNG. Stopniowo wygasać będą także długoterminowe kontrakty na zakup LNG. W Azji Wschodniej w następnej dekadzie wygasają kontrakty dotyczące w sumie 25 mln t/r, zawarte z dostawcami z regionu Pacyfiku (Malezja, Indonezja, Brunei, Australia). Do tego dochodzą kontrakty na dostawy z Algierii, Nigerii, Trynidadu i Tobago oraz Kataru, których okres obowiązywania upłynie w najbliższych kilku latach.

Zwiększająca się płynność na światowym rynku LNG oraz większa liczba uczestników stwarzają doskonałe

warunki do rozwoju tradingu oraz elastycznych form transakcji. Są to między innymi:

- kontrakty z opcją rezygnacji z odbioru/dostawy określonych wolumenów,
- formuły cenowe oparte na rynkowych notowaniach gazu ziemnego w hubach (np. NBP lub TTF w przypadku importerów europejskich),
- kontrakty typu swap, reeksport LNG związany z nowymi możliwościami przeładunku w terminalach importowych,
- przetargi na dostawę lub zakup ładunków LNG.

Płynność rynku wspiera również większa dostępność floty. Stawki czarteru krótkoterminowego i spot konwencjonalnych zbiornikowców LNG spadły w I połowie 2016 r. do około 20–35 tys. dolarów za dobę (w porównaniu z 100–120 tys. USD/dobę w latach 2011–2013). Na koniec 2015 r. światowa flota zbiornikowców LNG składała się z 460 statków, a w budowie lub zamówionych jest dalszych 156 jednostek, z których tylko 70 proc. wyczarterowanych jest długoterminowo.

Nowe wolumeny LNG trafiające na rynek z Australii i USA spowodują zmiany w kierunkach handlu LNG. Australia jest doskonale pozycjonowana jako naturalny dostawca do Azji Wschodniej, gdzie skoncentrowane jest ok. 70% globalnego popytu na LNG. Większość wolumenów produkowanych z nowych australijskich projektów zakontraktowały koncerny z Japonii, Korei Południowej, Chin, Tajwanu, Indii i Malezji. Rozwój eksportu z Australii będzie oznaczał przekierowanie części wolumenów sprzedawanych obecnie przez Katar i innych dostawców bliskowschodnich do basenu atlantyckiego, czyli zwłaszcza do Europy, ale również do Ameryki Południowej. Wzrost obrotu LNG w basenie atlantyckim będzie także skutkiem rozpoczęcia eksportu LNG z USA.

Europa wraz z Turcją dysponuje 152 mln t/r mocy regazyfikacyjnych – w większości niewykorzystywanych. Rynek europejski to ok. 500 mld m<sup>3</sup> rocznej konsumpcji gazu. Spadające wydobycie wewnętrzne, a także elastyczność w długoterminowych kontraktach sprawią, że Europa będzie w coraz większym stopniu odgrywać rolę rynku bilansującego w światowym handlu LNG.

W zależności od opłacalności importu LNG i gazu sieciowego z różnych kierunków, Europa może zagospodarować przyrost produkcji LNG przy korzystnych warunkach cenowych. Według prognoz, do 2018 r. dostawy LNG do Europy mogą się podwoić, osiągając poziom 75 mln ton rocznie.

Bieżąca dynamika na globalnym rynku LNG pozwala zakładać, że paliwo to będzie miało rosnący udział w rynkach poszczególnych krajów europejskich. Stanowić może także efektywne kosztowo uzupełnienie dla gazu sieciowego, a dzięki dywersyfikacji źródeł zwiększa bezpieczeństwo dostaw.

**Autor jest zastępcą dyrektora Oddziału Obrotu Hurtowego PGNiG SA.**

# Pakiet zmian strategicznych wypracowaliśmy wspólnie

**Renata Łatanik**

Restrukturyzacja, optymalizacja zasobów kadrowych i... oszczędności, oszczędności i jeszcze raz oszczędności. Znamy to wszyscy – pracownicy Grupy Kapitałowej PGNiG. Polska Spółka Gazownictwa udowodniła, że reorganizacja nie musi oznaczać zwolnień, a dyscyplinę kosztową da się pogodzić z inwestowaniem w rozwój firmy.

Jak to jest możliwe? Polska Spółka Gazownictwa postawiła na własnych pracownikach. To oni, za pośrednictwem swoich przedstawicieli, reprezentujących funkcjonujące w spółce organizacje związkowe, mieli wpływ na wypracowanie strategicznego pakietu zmian, decydującego o przyszłości firmy. Na pakiet składają się trzy zasadnicze elementy: nowa struktura organizacyjna, strategia spółki oraz system motywacyjny. Pomysł zarządu był prosty: specjaliści od strategii spółki, pełniący rolę moderatorów spotkań, przedstawiciele strony społecznej, a także eksperci z poszczególnych departamentów, pełniący rolę konsultacyjną i doradczą, zebrani w jednym miejscu, którym było Centrum Szkoleniowe „Geovita” w Jadwisinie, podzieleni na trzy niezależne zespoły, pracowali nad stworzeniem ostatecznych rozwiązań. Propozycje zespołów były następnie konsultowane z zarządem, który odnosił się do wszystkich propozycji i uwag. Znaczna ich część znalazła odzwierciedlenie w finalnych wersjach dokumentów, zatwierdzonych przez zarząd i przedstawicieli strony społecznej. I tak powstał strategiczny pakiet zmian – wypracowany w sposób niekonwencjonalny, w całości przez pracowników spółki.

**Wolumen na poziomie ponad 79 mld m<sup>3</sup>, ponad 350 tys. nowych przyłączy, zwiększenie stopnia gazyfikacji kraju do ponad 60 procent – to cele, jakie stawia przed nami nowa strategia spółki do 2022 roku.**

Nowa koncepcja struktury Polskiej Spółki Gazownictwa opiera się na podziale administracyjnym kraju, obejmując 17 zakładów gazowniczych i 167 gazowni. Łącznie powstanie 47 nowych jednostek terenowych.

Zamiast 6 oddziałów spółki powstanie 17 zakładów – na prawach oddziału. Będą one zróżnicowane pod względem wielkości, podzielone w zależności od liczby wchodzących w ich skład gazowni na zakłady średnie i duże. Z kolei liczba gazowni została określona z uwzględnieniem takich uwarunkowań, jak np. czas dojazdu jednostek pogotowia gazowego.

Uroczystość podpisania porozumienia w sprawie wprowadzenia strategicznego pakietu zmian w Polskiej



*Porozumienie podpisuje prezes Jarosław Wróbel.*

Spółce Gazownictwa odbyła się 17 czerwca w zabytkowych murach Muzeum Gazownictwa, na terenie kompleksu PGNiG w Warszawie. Nowa strategia, struktura i system motywacyjny – to efekty dziesięciu tygodni pracy naszych zespołów strategicznych w Jadwisinie. Zarząd PGNiG reprezentowali: Piotr Woźniak, prezes zarządu, oraz wiceprezesi: Janusz Kowalski, Waldemar Wójcik, Bogusław Marzec i Łukasz Kroplewski. Ze



strony PSG obecni byli m.in.: prezes zarządu Jarosław Wróbel, wiceprezes Adam Węgrzyn, pełnomocnik ds. relacji społecznych Jan Anysz, dyrektor Biura Komunikacji Marcin Szczudło, rzecznik prasowy Artur Michniewicz oraz przedstawiciele organizacji związkowych, a także pracownicy zaangażowani w prace zespołów strategicznych.

– *Pakiet zmian strategicznych wypracowaliśmy wspólnie – z udziałem pracowników i strony społecznej* – powiedział prezes Jarosław Wróbel. – *Jako nowy zarząd wiedziliśmy jedno: dalsza redukcja kosztów bez stworzenia wizji przyszłości spółki zaprowadzi nas donikąd. Dlatego obraliśmy kierunek prorozwojowy. Postawiliśmy na dynamiczny rozwój, z zachowaniem dyscypliny kosztowej. Dzięki takiemu podejściu udało się ochronić 1300 miejsc pracy.*

– *Mieliśmy świadomość, że nie uda się przeprowadzić tak gigantycznych zmian bez wsparcia strony społecznej* – podkreślił Jarosław Wróbel.

Piotr Woźniak, w uznaniu dla działań PSG, przekazał na ręce prezesa statuetkę „Pracodawca roku” – przyznaną GK PGNiG. – *To państwo na nią zapracowali* – powiedział.

– *PSG jest absolutnym gwarantem bezpieczeństwa energetycznego. Odbudowujemy oparty na współpracy dialog, te doświadczenia wykorzystamy w innych spółkach Skarbu Państwa* – powiedział Paweł Gruza, wiceminister skarbu państwa.

Na zakończenie I części spotkania głos zabrali członkowie przedstawiciele organizacji związkowych.

– *Z dużym zadowoleniem przyjęliśmy propozycję Prezesa Wróbla – aby przyszłość spółki budować wspól-*



*Porozumienie podpisuje Bogdan Stepiński, przewodniczący NSZZ „Solidarność”.*

*nie: pracownicy z zarządem* – powiedział Dariusz Matuszewski, przewodniczący OZZ GNiG.

– *Do tej pory w celu zredukowania kosztów nieustannie zmniejszało się liczbę pracowników. Ten niekorzystny kierunek został odwrócony. Dialog okazał się konstruktywny – wypracowaliśmy konkretne propozycje: 150 milionów przeznaczonych na podwyżki dla pra-*

*owników to nasz wspólny sukces* – powiedział Bogdan Stepiński, przewodniczący NSZZ „Solidarność”.

Zatwierdzenie strategicznego pakietu zmian przez Zarząd PGNiG to dla Polskiej Spółki Gazownictwa sygnał, że można przystąpić do realizacji tego, co opisane zostało w dokumentach: zarówno zmian strukturalnych, jak i strategii w znaczeniu biznesowym.

**Pakiet zmian strategicznych wypracowaliśmy wspólnie – z udziałem pracowników i strony społecznej. Mieliśmy świadomość, że nie uda się przeprowadzić tak gigantycznych zmian bez wsparcia strony społecznej.**

Przeprowadzone analizy wskazują, że dzięki wprowadzeniu nowej struktury zyskamy oszczędności w skali roku sięgające 60 milionów zł. Dodatkowo, atrakcyjny system motywacyjny dla pracowników umożliwi szybką realizację najistotniejszych przedsięwzięć, takich jak skrócenie czasu podpisywania umów z nowymi odbiorcami oraz wykonanie modernizacji sieci i realizację nowych przyłączy. Przypomnijmy: z istniejących w Polsce 2479 gmin jedynie 1434 są zgazyfikowane (co stanowi niespełna 58%). Dzięki stałemu wzrostowi przychodów możliwa będzie gazyfikacja rejonów dotychczas pozbawionych dostępu do sieci gazowej, a tym samym likwidacja „białych plam” na mapie Polski. W najbliższych latach planujemy zgazyfikować 74 nowe gminy. Do 2022 roku PSG ma zamiar dystrybuować gaz na obszarze ok. 61% Polski.

Dzięki realizacji strategii zakładany jest również wzrost wartości PSG. Skumulowana EBITDA w latach 2016–2022 powinna sięgać 16 mld PLN. Nowo opracowana strategia zakłada też istotny przyrost przychodu regulowanego przy utrzymaniu kosztów na stałym poziomie.

Dane spółki:

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

01-224 Warszawa

ul. Marcina Kasprzaka 25

NIP: 525 24 96 411

REGON: 142739519

Kapitał zakładowy: 10 454 206 550 PLN

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



# STAŁE OSZCZĘDNOŚCI DLA BIZNESU

## Gwarancja stałej ceny



### Dla kogo

Oferta stworzona z myślą o Klientach, dla których kluczową potrzebą jest zaplanowanie kosztów stałych na określonym poziomie. Jej adresatami są obecni i nowi Odbiorcy biznesowi w grupach taryfowych od W5.



### Korzyści dla Klienta

- ▶ stała cena przez cały okres obowiązywania umowy
- ▶ ochrona przed podwyżkami cen gazu
- ▶ cena niższa od taryfowej
- ▶ bezpieczeństwo budżetowe
- ▶ łatwe planowanie wydatków i inwestycji



### Jak to działa

Nasi Doradcy Biznesowi pomogą Państwu dobrać najkorzystniejszy okres obowiązywania oferty, tak aby otrzymali Państwo możliwie najwyższy rabat. Podpisanie kontraktu z PGNiG powoduje obniżenie ceny gazu nawet o kilkanaście procent.



### Okres umowy

Od 6 do 24 miesięcy.

Zapraszamy do zapoznania się ze szczegółami oferty na:

[www.oferta.pgnig.pl/stale-oszczednosci](http://www.oferta.pgnig.pl/stale-oszczednosci)



## ELASTYCZNA CENA

### Oferta dopasowana do potrzeb



#### Dla kogo

Oferta stworzona z myślą o Klientach posiadających duże zapotrzebowanie na gaz, dla których kluczową potrzebą jest dostosowanie poboru do indywidualnych potrzeb. Jej adresatami są obecni i nowi Odbiorcy w grupach taryfowych: od W6A do W8C i E1 (A,B,C).



#### Korzyści dla Klienta

- ▶ możliwość skonfigurowania własnej oferty
- ▶ dogodne terminy płatności, liczba faktur planowych i okres obowiązywania kontraktu
- ▶ cena niższa od taryfowej
- ▶ możliwość zarządzania płynnością finansową firmy



#### Jak to działa

Z pomocą naszego Doradcy Biznesowego wybierają Państwo okres obowiązywania kontraktu terminowego, terminy płatności faktur rozliczeniowych oraz liczbę faktur planowych zgodnie ze swoimi potrzebami.

Wybierając określone opcje, mają również Państwo wpływ na wysokość rabatu i tym samym cenę gazu.



#### Okres umowy

Od 6 do 24 miesięcy.

Zapraszamy do zapoznania się ze szczegółami oferty na:

[www.oferta.pgnig.pl/elastyczna-cena](http://www.oferta.pgnig.pl/elastyczna-cena)



# Strategia GAZ–SYSTEM na najbliższe dziesięciolecie

**Tomasz Stępień**

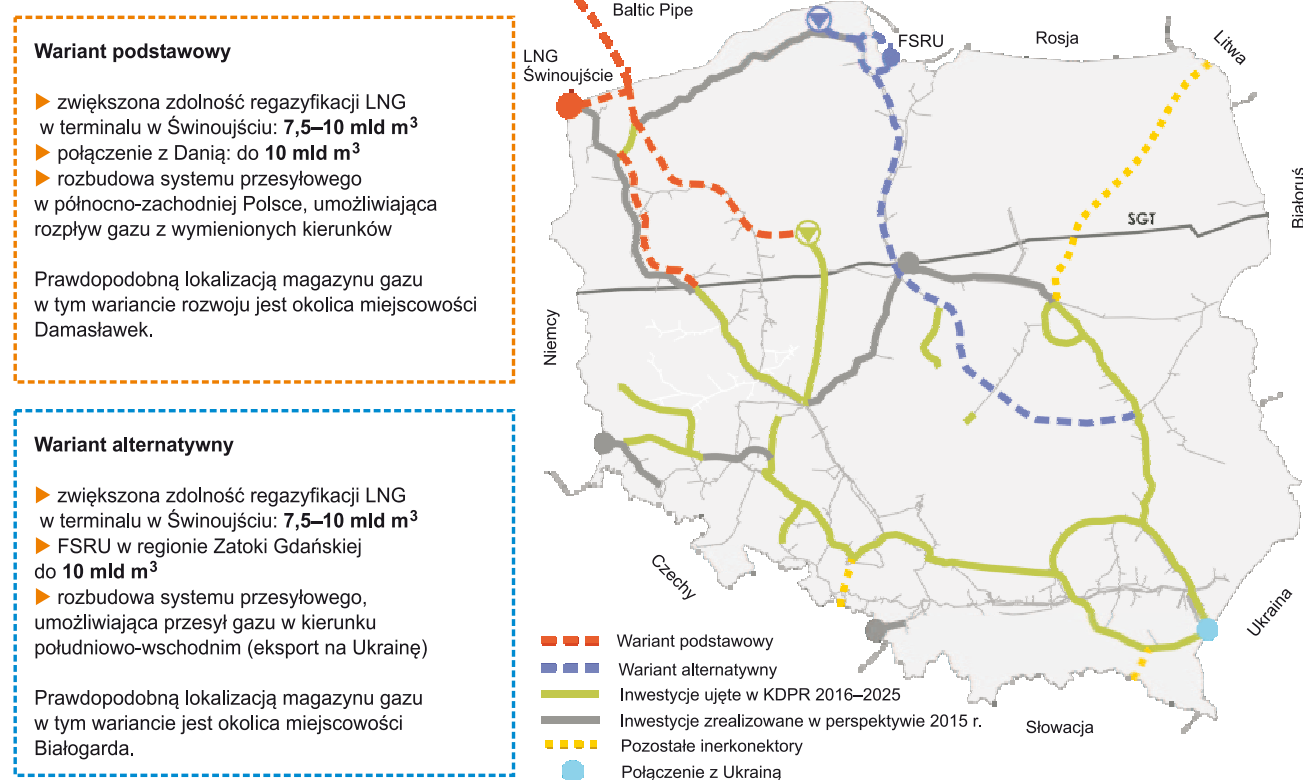
Zaktualizowana „Strategia GAZ-SYSTEM S.A. do 2025 r.” tworzy dla polskiego rynku gazu nowe perspektywy rozwoju i może stać się narzędziem przełomowej zmiany. Realizacja przyjętych w dokumencie kierunków nie tylko zapewni bezpieczeństwo funkcjonowania systemu przesyłowego i wzmocni pozycję spółki na europejskim rynku energetycznym, lecz również pomoże nam wydostać się z uwarunkowanego historycznie uzależnienia od importu surowca z jednego źródła czy kierunku dostaw.

**W** najbliższym dziesięcioleciu GAZ–SYSTEM planuje skoncentrowanie swoich działań na inwestycjach, które pozwolą na zwiększenie przepustowości polskiej sieci przesyłowej gazu ziem-

go oraz stworzenie technicznych możliwości do transportu gazu z wielu źródeł i kierunków.

Nowa strategia jest odpowiedzią na zmiany zachodzące na europejskim rynku gazu oraz oczekiwania

Warianty odbioru gazu z kierunku północno-zachodniego 17,5–20 mld m<sup>3</sup>/rok



klientów, dla których dostęp do światowego rynku LNG i możliwość sprowadzania surowca od różnych dostawców stanowią szansę na większą konkurencyjność, a także pozyskanie gazu na atrakcyjnych warunkach cenowych. Strategia polskiego operatora gazociągów przesyłowych musi też w sposób naturalny uwzględniać szczególny moment, w którym znajduje się krajowy rynek gazu. Nasze plany strategiczne oparte są na świadomości, że rynek energetyczny w Polsce za 10 lat będzie wyglądał zupełnie inaczej. Już teraz te zmiany są bardzo widoczne i wystarczy cofnąć się o 15 lat, aby zrozumieć, jak bardzo zmieniło się otoczenie regulacyjne. Jesteśmy w Unii Europejskiej, istnieje trzeci pakiet legislacyjny, który kreuje i mocno determinuje działalność spółek w tym obszarze. Zmienia się również globalny rynek gazu ziemnego – obserwujemy tendencję do odrywania się cen gazu od cen ropy naftowej, spadek cen surowca i niesamowity rozwój technologii LNG. Spółka, którą kieruję, musi nie tylko odnaleźć własne miejsce w zmieniającym się otoczeniu rynkowym, lecz powinna mieć także realny wpływ na kształtowanie tych zmian. Naszą ambicją jest sprawić, aby krajowy system gazowy, który w większości jest systemem budowanym w latach siedemdziesiątych, z lokalnego systemu polskiego zmienił się w nowoczesny system europejski.

Na najbliższe dziesięciolecie spółka GAZ-SYSTEM przyjęła strategię, która umożliwi dywersyfikację dostaw gazu do Polski. Tylko w ten sposób możemy stworzyć fizyczny hub gazowy i długofalowo zapewnić polskiej gospodarce tańszy surowiec. Mamy tu w zasadzie dwie możliwości. Pierwsza to korytarz norweski z wykorzystaniem połączenia do Danii (gazociąg Baltic Pipe) i dalej przez Danię do systemu norweskiego. Druga to rozwój technologii LNG. Chcemy zapewnić możliwość sprowadzania z kierunku północnego od 17,5 do 20 mld m<sup>3</sup> gazu, aby móc potem rozprowadzać go po kraju, a także transportować za granicę.

Efektom realizacji strategii będzie budowa w kraju kolejnych ponad 2000 km nowoczesnych gazociągów przesyłowych do 2025 r. oraz zapewnienie dostępu do globalnych rynków gazu dzięki efektywnemu wykorzystaniu terminalu LNG na polskim wybrzeżu. Powstaną nowe połączenia transgraniczne. GAZ-SYSTEM stworzy w kraju fizyczny hub gazowy, pełniący rolę regionalnego centrum obrotu gazem, a Polska będzie mogła czerpać korzyści gospodarcze z położenia geograficznego w centralnej Europie. W realizacji strategii spółki duże znaczenie odgrywa budowa własnego magazynu gazu, który zwiększy atrakcyjność naszych usług, zoptymalizuje wykorzystanie krajowej sieci i będzie spełniać rolę bufora bezpieczeństwa.

Zakładamy, że poziom nakładów inwestycyjnych GAZ-SYSTEM na rozwój systemu przesyłowego utrzyma się na poziomie realizowanym w ostatnich latach. Jednocześnie liczymy na to, że dużą rolę w finansowaniu kluczowych projektów nadal będą odgrywać fundusze unijne, pozyskane w ramach programów, takich jak



POiŚ (Program Infrastruktura i Środowisko 2014–2020) oraz instrument finansowy „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility*, CEF).

Projekty realizowane w ramach przyjętej strategii GAZ-SYSTEM w sposób istotny zwiększą konkurencję na rynku gazu, zapewnią realną dywersyfikację dostaw, a przed GAZ-SYSTEM i polską gospodarką otworzą nowe perspektywy rozwoju, umożliwiając transport gazu za pomocą nowoczesnej, rozbudowanej i w pełni zintegrowanej z europejską siecią infrastruktury.

**Autor jest prezesem zarządu GAZ-SYSTEM S.A.**



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

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

# Propozycja detaryfikacji na rynku gazu

Adam Wawrzynowicz

W kwietniu br. na stronach Rządowego Centrum Legislacji opublikowano projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne”, dotyczący tzw. detaryfikacji na rynku gazu, czyli zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych z obowiązku przedkładania tariff do zatwierdzenia prezesowi URE.

Aktualna wersja projektu ustawy z 16 czerwca 2016 r. (wersja 3.0<sup>1</sup>, dalej: projekt), uwzględnia liczne uwagi zgłoszone do pierwotnego projektu<sup>2</sup>, w ramach uzgodnień międzyresortowych i konsultacji społecznych, przez kilkanaście zainteresowanych podmiotów (m.in. takich jak prezes URE, Ministerstwo Skarbu Państwa, Izba Gospodarcza Gazownictwa, PGNiG SA, Grupa Azoty, Instytut Nafty i Gazu, DUON Marketing and Trading S.A.). Poniżej przedstawię najważniejsze założenia najnowszej wersji ww. projektu, wskazując jednocześnie, które postulaty – podniesione w trakcie prac nad projektem – zostały uwzględnione w jego aktualnej wersji.

Projekt ustawy nowelizacyjnej jest reakcją polskiego rządu na wyrok Trybunału Sprawiedliwości UE z 10 września 2015 r. (w sprawie C-36/14, Komisja przeciwko Polsce). Zgodnie z tym orzeczeniem, poprzez utrzymywanie nieograniczonego w czasie ustawowego obowiązku zatwierdzania tariff dla obrotu gazem ziemnym, dla wszystkich odbiorców – Rzeczpospolita Polska narusza prawo Unii Europejskiej. W związku z tym zaproponowana kilka miesięcy temu regulacja ma dostosować polskie przepisy do prawa UE, przede wszystkim do art. 3 ust. 1 i 2 dyrektywy gazowej (dyrektywa 2009/73/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego<sup>3</sup>).

## ZAKRES DETARYFIKACJI

Projektowana nowelizacja ma na celu stopniową detaryfikację obrotu gazem ziemnym, a w konsekwencji całkowitą rezygnację z regulowania cen gazu ziemnego. Zakres podmiotowy i przedmiotowy projektu został wskazany w jego art. 1 (przepis ten ma być wprowadzony do ustawy „Prawo energetyczne”<sup>4</sup> jako ust. 1a w art. 47), zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą nie będzie podlegał obowiązkowi przedkładania tariff do zatwierdzenia przez prezesa URE, w zakresie określonym w tej koncesji. Treść tego przepisu różni się nieco od zaproponowanej w pierwotnej wersji uregulowania (wersja 2.10).

W ramach uzgodnień międzyresortowych prezes URE zaproponował, aby uzupełnić ten przepis o zwrot: „w zakresie okre-

ślonym w tej koncesji”. Projektodawca uwzględnił tę uwagę, ale w treści uzasadnienia do projektu ustawy nie wyjaśnił szerzej, dlaczego zdecydowano się na dodanie takiego stwierdzenia. Swoją postulat uzasadnił natomiast prezes URE, który wskazał, że: „proponowane uzupełnienie jest wskazane z tego względu, iż istnieją przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, posiadające oprócz koncesji na obrót paliwami gazowymi również koncesje np. na dystrybucję paliw gazowych. Mogłyby zatem powstać wątpliwości interpretacyjne (przy niezmienionym brzmieniu projektowanego przepisu), czy przedsiębiorstwa te uważa się za zwolnione w całości z obowiązku przedstawiania tariff do zatwierdzenia w pełnym zakresie swojej działalności czy tylko w zakresie obrotu paliwami gazowymi”<sup>5</sup>. Wydaje się jednak, że choć rzeczywiście zasygnalizowany przez prezesa URE problem dotyczący koncesji przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo może zaistnieć w praktyce, to wprowadzony do projektu nowelizacji zapis „w zakresie określonym w koncesji” może prezesowi URE dać zbyt dużą dowolność w ramach wydawania decyzji indywidualnych. A zatem warto, aby projektodawca doprecyzował jeszcze zakres zwolnienia z obowiązku przedkładania tariff, tak aby nie wzbudzał on żadnych wątpliwości w związku z marginesem dowolności w ramach decyzji podejmowanych przez prezesa URE.

W ramach konsultacji społecznych spółka PGNiG SA podniosła, że „prawidłowe przeprowadzenie procesu detaryfikacji wymaga skorelowania niniejszego procesu na dwóch płaszczyznach: zniesienia obowiązku przedkładania tariff do zatwierdzenia przez prezesa URE oraz zniesienia obowiązku kalkulacji tariff przez przedsiębiorstwa energetyczne”<sup>6</sup>. Spółka postulowała, aby doprecyzować projekt nowelizacji przez wskazanie, że w odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych podlegających detaryfikacji nie będą stosowane art. 45–46 prawa energetycznego oraz obowiązki dotyczące kalkulacji tariff, wynikające z rozporządzenia taryfowego.

## HARMONOGRAM DETARYFIKACJI

Uwalnianie cen gazu ziemnego będzie następowało stopniowo. Zgodnie z zaproponowanym harmonogramem prezes URE będzie zatwierdzał tariffy do dnia:



- 1) wejścia w życie ustawy – ustalone dla odbiorców dokonujących zakupu paliw gazowych: w punkcie wirtualnym (w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy PE), w postaci skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub sprężonego gazu ziemnego (CNG), w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych w rozumieniu przepisów o zamówieniach publicznych;
- 2) 1 października 2017 r. – ustalone dla odbiorców końcowych, z wyłączeniem odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych;
- 3) 1 stycznia 2024 r. – ustalone dla odbiorców w gospodarstwach domowych.

Taki podział odbiorców jest odpowiedzią na postulaty zgłoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne w trakcie konsultacji społecznych analizowanego projektu. Początkowo projektodawca wprowadził rozbudowany podział na kilka kategorii odbiorców wśród odbiorców komercyjnych (przemysłowych), w stosunku do których stopniowo miało być znoszone taryfowanie. Jako kryterium podziału przyjęto wielkość poboru paliwa gazowego przez odbiorcę końcowego w pojedynczym punkcie odbiorczym, w którym odebrał on paliwo gazowe w 2015 r. (wyróżniono odbiorców pobierających w 2015 r. w jednym punkcie paliwo gazowe w ilości mniejszej niż 278 GWh oraz odbiorców pobierających w 2015 r. w jednym punkcie paliwo gazowe w ilości równej lub większej niż 278 GWh). W uzasadnieniu do pierwotnego projektu ustawy nie wyjaśniono, dlaczego zdecydowano się zastosować właśnie taki punkt odniesienia, zamiast np. metody opartej na całkowitym poborze gazu wysokometanowego danego odbiorcy w 2015 r. Projektodawca przychylił się jednak do propozycji podmiotów uczestniczących w konsultacjach społecznych (wskazujących, że to właśnie w segmencie małych i średnich odbiorców przemysłowych najlepiej rozwija się konkurencja) i zgodnie z ich uwagami wskazał jeden termin zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf w odniesieniu do wszystkich odbiorców niebędących odbiorcami w gospodarstwach domowych (oprócz wyjątków wskazanych powyżej, w pkt. 1). Drugi, bardziej oddalony w czasie termin detaryfikacji dotyczy tylko odbiorców w gospodarstwach domowych. Tak ukształtowany harmonogram uwalniania cen gazu jest znacznie bardziej przejrzysty od podziału zaproponowanego poprzednio.

Warto również wyjaśnić, dlaczego detaryfikacja w stosunku do przedsiębiorstw obrotu, w związku ze sprzedażą do grona odbiorców wymienionych w pkt. 1) powyżej, nastąpi już z dniem wejścia w życie ustawy. Jak wskazano w uzasadnieniu do projektu ustawy – rozwiązanie to ma na celu usankcjonowanie obecnej sytuacji faktycznej<sup>7</sup> – w tym zakresie niemal wszystkie podmioty, które wystąpiły do prezesa URE o zwolnienie (na podstawie art. 49 PE), otrzymały pozytywną decyzję. Projekt nie przewiduje wzruszenia decyzji indywidualnych wydanych przez prezesa URE w przedmiocie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia<sup>8</sup>, dlatego nie ma powodu, aby w odniesieniu do tej grupy termin detaryfikacji był oddalony w czasie. Natomiast zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf przedsiębiorstw dokonujących obrotu w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych wynika z samej istoty ww. postępowań, które zakładają ukształtowanie się ceny według poziomu składanych ofert<sup>9</sup>.

Dodatkowo warto wspomnieć, że w pierwotnej wersji projektu nowelizacji (w ramach „rozbudowanego” katalogu odbiorców) – wskazywano wyraźnie, jaki będzie termin detaryfikacji dla operatorów systemów gazowych (termin wejścia w życie ustawy). W aktualnej wersji projektu (wersja 3.0) zrezygnowano z takiego rozwiązania, co może wywoływać wątpliwości interpretacyjne.

## DOSTOSOWANIE UMÓW SPRZEDAŻY I UMÓW KOMPLEKSOWYCH

W projekcie przewidziano obowiązek podjęcia starań w zakresie dostosowania umów sprzedaży gazu ziemnego i umów kompleksowych w związku z detaryfikacją. Zgodnie z art. 3 projektowanej regulacji, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się sprzedażą paliw gazowych przesyła odbiorcy projekt zmiany umowy w zakresie planowanych cen paliw gazowych lub sposobu ich ustalania w terminie umożliwiającym dostosowanie tej umowy przed upływem wskazanych wyżej terminów uwolnienia cen gazu (nie później jednak niż na 2 miesiące przed ich upływem). W projekcie wyraźnie jednak wskazano, że obowiązek ten ma zastosowanie tylko w sytuacji, gdy umowa sprzedaży paliw gazowych lub umowa kompleksowa nie określają ceny paliw gazowych lub sposobu jej ustalania. Jak wyjaśniono w uzasadnieniu do projektu ustawy – „*a contrario*, jeżeli umowy zawierają już takie postanowienia, przedsiębiorstwo nie jest zobowiązane do składania odbiorcy propozycji zmiany takiej umowy”<sup>10</sup>.

Tak uregulowana kwestia działań podejmowanych przez przedsiębiorstwa „w okresie przejściowym” jest efektem przedregulacji z wcześniejszej wersji projektu, która wywoływała spore wątpliwości interpretacyjne i była krytykowana przez wiele podmiotów zgłaszających uwagi w ramach uzgodnień i konsultacji. Pierwotne uregulowanie zostało wprawdzie częściowo wyjaśnione w uzasadnieniu do projektu nowelizacji, jednak – co do zasady – poszczególne zapisy ustawy powinny być na tyle jasne, by móc je stosować bez odwoływania się do dodatkowych źródeł. Zaproponowane obecnie rozwiązanie wydaje się natomiast przejrzyste i eliminuje wcześniejsze wątpliwości.

## TERMIN WEJŚCIA W ŻYCIE USTAWY

Pozytywnie należy również odnieść się do zmiany terminu wejścia w życie analizowanego projektu ustawy, w odniesieniu do propozycji projektodawcy z wcześniejszej wersji (wersja 2.10). Przyjęto, że ustawa wejdzie w życie 1 października 2016 r. Termin ten pokrywa się z początkiem roku gazowego (co ułatwi rozliczenia). Początkowo wskazywano, że ustawa ma wejść w życie 1 kwietnia 2017 r., jednak (co z resztą podkreśliło wielu zainteresowanych podczas konsultacji społecznych) z uwagi na aktualny stopień rozwoju polskiego rynku gazu wydaje się, że nie ma przeszkód, aby ustawa weszła w życie wcześniej niż pierwotnie proponowano, czyli np. już w 2016 r. W ostatnich latach doszło do zmian, które przyspieszyły liberalizację na polskim rynku gazu. Związane jest to zwłaszcza z wprowadzeniem obliża giełdowego, rozbudową transgranicznych zdolności przesyłowych, umożliwieniem szybkiej zmiany sprzedawcy,

a także innymi zmianami w otoczeniu prawnym rynku gazu. Wszystko to powoduje, że (jak zresztą wskazano w uzasadnieniu do projektu) „polski rynek gazu osiągnął stopień rozwoju, w którym prawdopodobieństwo powstania negatywnych skutków detaryfikacji dla uczestników rynku jest marginalne”<sup>11</sup>.

Kolejnym argumentem przemawiającym za przyspieszeniem wejścia w życie ustawy jest potrzeba jak najszybszego wykonania wyroku Trybunału Sprawiedliwości UE (zapadłego w sprawie C-36/14 przeciwko Polsce). Brak działań w celu eliminacji uchybień w nim wskazanych grozi karą finansową. Poza tym Polska pozostaje jednym z ostatnich państw członkowskich UE, w których taryfy na obrót gazem ziemnym podlegają zatwierdzeniu przez organ regulacji<sup>12</sup>, dlatego lepiej jak najszybciej unormować tę kwestię.

Na marginesie można wskazać, że pierwsza wersja ustawy nowelizacyjnej zawierała przepis przejściowy (art. 6), zgodnie z którym postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla paliw gazowych – wszczęte i niezakończone przed dniem wejścia w życie ustawy – zostają umorzone. Zrezygnowano z tego zapisu w projekcie z 16 czerwca 2016 r. (wersja 3.0), w związku z postulatami wniesionymi w ramach konsultacji publicznych, w których wskazywano, że w sytuacji gdy prezes URE prowadzi postępowania dotyczące zatwierdzenia taryfy regulującej ceny dedykowane różnym grupom odbiorców – wejście w życie ww. przepisu doprowadziłoby do umorzenia wszystkich postępowań, nawet tych, które powinny się toczyć w związku z obowiązywaniem jedynie częściowej deregulacji cen.

\* \* \*

Uczestnicy rynku gazu z aprobatą przyjęli informację o rozpoczęciu prac nad rozwiązaniami legislacyjnymi mającymi na celu detaryfikację sprzedaży paliwa gazowego. Przyjęcie pro-

ponowanych rozwiązań będzie ważnym krokiem w procesie liberalizacji rynku gazu w Polsce. Zgodnie z informacjami wskazanymi w „Ocenie skutków regulacji” planuje się, że projekt nowelizacji zostanie przedłożony Radzie Ministrów w drugim kwartale 2016 roku.

Pozytywnie należy ocenić uwzględnienie przez projektodawcę na etapie konsultacji wielu słusznych postulatów zgłoszonych do projektu. Analiza poszczególnych zapisów projektu prowadzi jednak do wniosku, że nadal zawiera on postanowienia wymagające doprecyzowania.

**Adam Wawrzynowicz, radca prawny, Kancelaria Wawrzynowicz & Wspólnicy sp.k.**

<sup>1</sup> Projekt ustawy (wraz z uzasadnieniem i „Oceną skutków regulacji”) jest dostępny na stronach Rządowego Centrum Legislacji pod adresem: <http://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12284600/katalog/12348824#12348824>

<sup>2</sup> Projekt z 21 kwietnia 2016 r., wersja 2.10.

<sup>3</sup> Dz.U. L 211 z 14.8.2009, str. 94–136.

<sup>4</sup> Ustawa z 10 kwietnia 1997 r., Dz.U.2012.1059 z późn. zm.

<sup>5</sup> Zestawienie uwag zgłoszonych w uzgodnieniach międzyresortowych do projektu ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne”, uwaga nr 3 w tabeli, dostępne na stronie RCL: <http://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12284600/katalog/12348824#12348824>

<sup>6</sup> Uwagi PGNiG SA, pkt 6 uwag. Uwagi są dostępne na stronie RCL: <http://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12284600/katalog/12348808#12348808>

<sup>7</sup> Uzasadnienie do projektu ustawy, s. 4.

<sup>8</sup> Uzasadnienie do projektu ustawy, s. 5.

<sup>9</sup> Uzasadnienie do projektu ustawy, s. 5.

<sup>10</sup> Uzasadnienie do projektu ustawy, s. 7.

<sup>11</sup> Ocena skutków regulacji do projektu, s. 4.

<sup>12</sup> Ocena skutków regulacji do projektu, s. 1.

# Rozporządzenia UE dotyczące urzędzeń spalających paliwa gazowe

**Zdzisław Gebhardt**

21 kwietnia 2016 r. weszło w życie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/426 z 9 marca 2016 r. w sprawie urzędzeń spalających paliwa gazowe oraz uchylenia dyrektywy 2009/142/WE. Tym samym zakończyła się era obowiązywania jednej z pierwszych dyrektyw tak zwanego nowego podejścia, czyli dyrektywy GAD 90/396/EWG. Niemniej jednak dyrektywa GAD nie „umiera” od razu, ponieważ przeważająca część rozporządzenia będzie obowiązywała dopiero od 21 kwietnia 2016 roku.

## TROCHĘ HISTORII

W czasach, gdy my wyzwoliliśmy się z komunizmu i zaczęliśmy marzyć o wstąpieniu do Unii Europejskiej (wtedy jeszcze Europejskiej Wspólnoty Gospodarczej – *European Economic Community*), w EWG wprowadzono, zgodnie z art. 100a trak-

tatu ustanawiającego EWG oraz ustępami 65 i 68 tak zwanej Białej Księgi w sprawie urzeczywistniania rynku wewnętrznego, zatwierdzonej przez Radę Europejską w czerwcu 1985 r., dyrektywę Rady UE z 29 czerwca 1990 r. w sprawie zbliżenia ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do

urządzeń spalania paliw gazowych (90/396/EWG). Zgodnie z Białą Księgą, dyrektywa ta wprowadzała nowe podejście do harmonizacji prawa, która miała polegać na ujednoczeniu zasadniczych wymagań obowiązujących we wszystkich krajach w celu umożliwienia swobodnego przepływu towarów w obrębie Wspólnoty. Była to bardzo trudna dyrektywa, ponieważ musiała pogodzić różne tradycje związane z użytkowaniem gazu w poszczególnych krajach Wspólnoty z umożliwieniem swobodnego przepływu towarów. Można powiedzieć, że spośród kilkunastu dyrektyw „nowego podejścia” była to dyrektywa, w której udało się pogodzić podstawowe cele, czyli zachowanie bezpieczeństwa i umożliwienie w miarę swobodnego obrotu rynkowego urządzeniami gazowymi. W tym celu dyrektywa GAD wprowadzała zasadnicze wymagania dla urządzeń gazowych (załącznik 1) oraz systemy zapewniające sprawdzenie, czy te wymagania zostały właściwie wdrożone w konstrukcjach pojawiających się na rynku Wspólnoty.

Dla wspomnienia dyrektywy Europejski Komitet Normalizacyjny (CEN) na podstawie mandatów Komisji Europejskiej opracowywał normy dla poszczególnych grup wyrobów, które były harmonizowane z GAD. Harmonizacja norm polegała na potwierdzeniu, że wszystkie wymagania zasadnicze, zawarte w załączniku 1 do GAD, zostały rozwinięte w odniesieniu do danej grupy urządzeń, zapewniając bezpieczeństwo ich konstrukcji i funkcjonowania. Normy te charakteryzowały się tym, że na końcu normy znajdował się załącznik ZA, ukazujący powiązanie poszczególnych punktów wymagań zasadniczych GAD z odpowiednimi punktami zharmonizowanej normy. Zgodnie z główną zasadą fakultatywności norm, dokumenty te nie są obowiązkowe, natomiast spełnienie wymagań zawartych w tych normach pozwalało na domniemanie zgodności z dyrektywą GAD. Aby uwzględnić istniejące w krajach Wspólnoty tradycje gazownicze związane z różnymi gazami dostępnymi w poszczególnych krajach, a jednocześnie nie blokować swobodnego przepływu, wprowadzono pojęcie kategorii urządzenia gazowego, która określała, na jakie rodzaje gazu dana konstrukcja została przygotowana. W normach zharmonizowanych podane są metody sprawdzania urządzeń dla poszczególnych kategorii oraz wykaz krajów, w których dana kategoria ma zastosowanie. Tym sposobem rynek nie jest blokowany, ale sterowany, ponieważ w oznakowaniu urządzenia na tabliczce znamionowej oprócz oznakowania CE wymieniona jest również kategoria (kategorie) urządzenia, z której wynika, na jaki rynek urządzenie jest dedykowane. Oznacza to, że ograniczenie stosowania wynika nie z utrudnień wprowadzanych przez jakieś państwo członkowskie, ale ze swobodnego wyboru producenta, na jakim rynku – jego zdaniem – sprzedaż tego urządzenia przyniesie mu satysfakcję ekonomiczną przy zabezpieczeniu odbiorcom właściwego serwisu zapewniającego w pełni bezpieczne użytkowanie.

Dla zapewnienia właściwego funkcjonowania powyższych zasad załącznik II do GAD podaje sposoby sprawdzania urządzeń wprowadzanych na rynek, przy czym w odróżnieniu od innych dyrektyw nowego podejścia GAD dopuszcza jedynie sposoby związane z udziałem strony trzeciej – jednostki krajowej notyfikowanej we Wspólnocie dla celów sprawdzania urządzeń gazowych na zgodność z dyrektywą GAD. Dla produkcji seryjnej jest to system dwustopniowy – najpierw urzą-

dzenie musi przejść badania w notyfikowanym laboratorium i uzyskać certyfikat badania typu, a następnie musi wykazać w trakcie kontroli produkcji przez tę samą lub inną jednostkę notyfikowaną, że produkowane wyroby są zgodne z badanym typem. Po kontroli producent wystawiał deklarację zgodności i znakował urządzenia znakiem CE, przy czym, co również jest charakterystyczne dla tej dyrektywy, przy oznaczeniu CE umieszczany jest numer jednostki notyfikowanej, dokonującej dorocznej kontroli produkcji.

W ten sposób, z drobnymi modyfikacjami wynikającymi z wprowadzenia zmian w dyrektywie 93/68/EWG (ujednoczenie zasad oznakowania CE) oraz przy zmianie numeru na 2009/142/WE związanej z włączeniem art. 10 poprzedniej dyrektywy do tekstu pierwotnego, dyrektywa GAD przetrwała do dzisiaj.

## DLACZEGO ZMIANA?

Dyskusja nad potrzebą nowelizacji dyrektywy GAD toczyła się na forum GAD-AC (*Gas Appliances Directive – Advisory Committee*) co najmniej od dziesięciu lat. Głównymi wątkami dyskusji były: zakres dyrektywy, wpływ sposobu instalowania urządzeń na bezpieczeństwo ich działania, sposoby wdrażania dyrektywy do prawodawstwa poszczególnych państw członkowskich oraz różne wymagania odnośnie do jednostek notyfikowanych. Sporo czasu zajęła też dyskusja nad różnicami w certyfikowaniu urządzeń i podzespołów. W jej trakcie weszły w życie dwa znaczące dokumenty: decyzja ramowa dotycząca wprowadzania wyrobów do obrotu [1] i rozporządzenie regulujące sprawy akredytacji i nadzoru rynku [2]. Te dwa dokumenty zaważyły na konieczności dokonania znacznej modyfikacji GAD. W związku z tym w 2009 roku wprowadzono niewielką zmienioną dyrektywę z numerem 2009/142/WE, z założeniem, że jest to dokument tymczasowy. Już rok później od szerokiej ankiety środowiskowej, która miała odpowiedzieć na pytanie, jak ma wyglądać i jaki zakres powinien mieć przyszły dokument, rozpoczęły się prace nad opracowaniem nowej dyrektywy. Tak szerokie potraktowanie sprawy nowelizacji spowodowało oczywiście wydłużenie okresu opracowania nowego dokumentu do sześciu lat.

## ROZPORZĄDZENIE – CO NOWEGO?

W zasadzie w ostatnim momencie zdecydowano, że nowy dokument nie będzie już dyrektywą, lecz rozporządzeniem, wzorem wydanego w 2011 roku rozporządzenia CPR, dotyczącego wyrobów budowlanych [3] „co było słusznym rozwiązaniem, zważywszy na głosy w dyskusji, mówiące o niejednorodnym wdrażaniu poprzedniej dyrektywy do prawa krajowego państw członkowskich. Zgodnie z zasadami prawodawstwa Unii Europejskiej, rozporządzenie „jest odpowiednim instrumentem prawnym, ponieważ wprowadza jasne i szczegółowe przepisy, niepozostawiające miejsca na zróżnicowaną transpozycję przez państwa członkowskie, zapewniając tym samym jednolite wdrażanie przepisów w całej UE” (z preambuły rozporządzenia).

Pierwszą rzucającą się w oczy różnicą jest obszerność rozporządzenia – zawiera 46 artykułów, podczas gdy dyrektywa



z 1990 roku zawierała ich zaledwie 16. Na tak znaczne powiększenie objętości dokumentu składają się głównie dwa rozdziały, a mianowicie Rozdział IV – Notyfikacja jednostek oceniających zgodność i Rozdział V – Nadzór rynku unijnego, kontrola urządzeń i osprzętu wprowadzanych na rynek unijny oraz unijna procedura ochronna. Jest to efekt harmonizacji rozporządzenia z wspomnianymi wyżej dokumentami 768/2008/WE [1] oraz 765/2008 [2]. Rozdziały te będą wymagały od państw członkowskich całkowicie nowego podejścia do rynku urządzeń gazowych.

Dotychczas państwo ograniczało się do wskazania UE jednostek do notyfikacji i w zasadzie jedynie służby celne dbały o to, aby z krajów spoza UE towary wchodziły z odpowiednimi deklaracjami zgodności. Jeśli chodzi o nadzór rynku, to w stosunku do poprzedniej dyrektywy jest to całkowicie nowe zagadnienie, które – zgodnie z preambułą rozporządzenia – zasadza się na tym, że „wszystkie podmioty gospodarcze uczestniczące w łańcuchu dostaw i dystrybucji powinny podjąć stosowne środki w celu zapewnienia, by wprowadzały one na rynek jedynie urządzenia lub osprzęt zgodne z niniejszym rozporządzeniem. Należy określić wyraźny i proporcjonalny podział obowiązków, który odpowiada roli każdego z podmiotów gospodarczych w łańcuchu dostaw i dystrybucji”. W rozdziale V są wskazania dla organizacji nadzoru rynku, czyli w warunkach polskich UOKiK otrzymał wytyczne do kontroli rynku urządzeń gazowych.

W UE bardzo mocno podkreślana jest zmiana podejścia w rozporządzeniu do jednostek notyfikowanych (Rozdział IV), niemniej w Polsce zmiany te nie będą tak istotne, jak w państwach starej UE, ponieważ w naszym kraju akredytacja jednostek notyfikowanych była praktyką przyjętą od początku naszego uczestnictwa w UE. Bardzo dobrze się stało, że teraz te same reguły będą obowiązywały wszystkich uczestników procesu certyfikacji urządzeń w całej Unii Europejskiej. Co również bardzo istotne, rozporządzenie zwraca uwagę na konieczność współpracy jednostek notyfikowanych i udział w pracach KE (artykuły 34 i 35), przy czym brak tej współpracy może być podstawą do kwestionowania kompetencji jednostek notyfikowanych (artykuł 30). Jest to również bardzo istotne, ponieważ z naszych doświadczeń z udziału w GAD-AC wynika, że na 53 jednostki notyfikowane zarejestrowane w UE (strona NANDO) aktywny udział w pracach GAD-AC czy NB-GA (*Notify Body-Gas Appliance*) brało jedynie od kilkunastu do 20 jednostek.

Innymi korzystnymi zmianami jest uprządkowanie znakowania urządzeń i podzespołów, zrównujące zasady w obu przypadkach oraz podkreślenie znaczenia informacji dotyczących warunków zasilania gazem w poszczególnych krajach członkowskich. Artykuł 4 jednoznacznie zobowiązuje państwa członkowskie, aby do 21 października 2017 r. powiadomiły Komisję Europejską i inne państwa członkowskie, zgodnie z załącznikiem II i z zastosowaniem odpowiedniego formularza, o rodzajach gazu i odpowiadających im ciśnieniach zasilania paliw gazowych stosowanych na ich terytorium i następnie informowały o wszelkich zmianach w terminie do sześciu miesięcy od zapowiedzi planowanych zmian.

Mamy nadzieję, że silne zwrócenie uwagi na zagrożenia wynikające z możliwości zatrucia tlenkiem węgla ze spalin także

pomoże we wprowadzeniu w Polsce przepisów i działań, które zmniejszą liczbę śmiertelnych wypadków zatruc spalinami.

Oprócz powyższych zmian, ocenianych jako porządkujące rynek europejski urządzeń gazowych, są też zmiany, które podczas dyskusji nad projektem rozporządzenia ocenialiśmy negatywnie, a mimo to znalazły się w wersji ostatecznej. Chodzi tu głównie o dwa aspekty, a mianowicie o zapis w preambule: (35) *Niniejszego rozporządzenia nie powinno się stosować do osób fizycznych, które wytwarzają urządzenia niezawodowo i używają ich wyłącznie do własnych celów, który może wprowadzać w błąd w odniesieniu do definicji w artykule 2: 17) „producent” oznacza osobę fizyczną lub prawną, która wytwarza urządzenie lub osprzęt lub która zleca zaprojektowanie lub wytworzenie urządzenia lub osprzętu oraz wprowadza to urządzenie lub ten osprzęt do obrotu pod własną nazwą lub znakiem towarowym lub używa urządzenia do własnych celów* – pozostawienie zapisu w preambule jest błędem, chyba że chodziło o pogodzenie przeciwników i zwolenników zwalniania produkcji własnej z nadzoru. Drugą drażliwą sprawą jest ustęp 5 artykułu 1: *Zasadniczego wymagania racjonalnego wykorzystania energii, określonego w pkt. 3.5 w załączniku I do niniejszego rozporządzenia, nie stosuje się do urządzeń objętych zakresem stosowania środka przyjętego na podstawie art. 15 dyrektywy 2009/125/WE. Problem polega na tym, że spełnienie wymagania dyrektywy 2009/125/WE [4] deklaruje producent zgodnie ze swoją wiedzą, a do potwierdzenia wymagań określonych w punkcie 3.5 wymagany jest certyfikat badania typu, wydany przez jednostkę notyfikowaną. Prowadzi to do tak absurdalnej sytuacji, że gazowa nagrzewnica powietrza nie wymaga badania sprawności w laboratorium notyfikowanym, a turystyczna kuchenka gazowa podlega w pełni rygorom rozporządzenia, z badaniem sprawności włącznie.*

**Zdzisław Gebhardt, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy**

[1] Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady nr 768/2008/WE z 9 lipca 2008 r. w sprawie wspólnych ram dotyczących wprowadzania produktów do obrotu, uchylająca decyzję Rady 93/465/EWG (Tekst mający znaczenie dla EOG). Publikacja w Dz.U. L 218 z 13.8.2008, str. 82–128. Weszła w życie 9 lipca 2008 r.

[2] Rozporządzenie PE i Rady (WE) nr 765/2008 z 9 lipca 2008 r., ustanawiające wymagania w zakresie akredytacji i nadzoru rynku, odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93. (Tekst mający znaczenie dla EOG). Publikacja w Dz.U. L 218 z 13.08.2008, str. 30–47. Stosuje się od 1 stycznia 2010 r.

[3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 305/2011 z 9 marca 2011 r., ustanawiające zharmonizowane warunki wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych i uchylające dyrektywę Rady 89/106/EWG (tekst mający znaczenie dla EOG).

[4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z 21 października 2009 r., ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią (tekst mający znaczenie dla EOG).

# Znaczenie nowelizacji Pzp dla branży gazowniczej

Jakub Muszański

Znacząca część podmiotów polskiego rynku gazu – zarówno przedsiębiorstwa wydobywcze, jak i przesyłowe, dystrybucyjne i handlowe, wśród których dominująca rola przypada PGNiG SA – objęta jest stosowaniem przepisów o zamówieniach publicznych. W istotnej części jako przedsiębiorstwa zamawiające o znaczącej pozycji na rynku.

Obowiązek stosowania postanowień ustawy „Prawo zamówień publicznych” do zawierania umów w ogromnym stopniu wpływa na prowadzoną działalność operacyjną tych zamawiających. Nie może więc nikogo dziwić, iż nadchodząca zmiana przepisów dotyczących zamówień publicznych jest obiektem szczególnej uwagi zarówno podmiotów zamawiających, jak i wielu ich dostawców ubiegających się o zamówienia. W ocenie osób zaangażowanych w procedury udzielania zamówień publicznych – wpływ wprowadzanych zmian przepisów na proces zarówno zawierania umów, jak i składania ofert przez wykonawców będzie bardzo głęboki.

## ZAŁOŻENIA NOWELIZACJI USTAWY „PRAWO ZAMÓWIEŃ PUBLICZNYCH” W 2016 R.

Z uwagi na obszerny charakter nowelizacji w sposób ogólny poinformuję o istotnych zmianach w systemie zamówień publicznych i znaczeniu tych zmian dla branży gazowniczej.

Projekt ma na celu wdrożenie do polskiego porządku prawnego nowych dyrektyw w sprawie zamówień publicznych:

- dyrektywy 2014/24/UE z 26 lutego 2014 r. w sprawie zamówień publicznych – dyrektywa klasyczna oraz
- dyrektywy 2014/25/UE z 26 lutego 2014 r. w sprawie udzielania zamówień przez podmioty działające w sektorach wydobywania ropy i gazu, energetyki, transportu i usług pocztowych – dyrektywa sektorowa.

### 1. Elektronizacja

W przekonaniu znaczącej części uczestników procesu dominuje pogląd, iż bezpośrednio na proces największy wpływ będzie wywierać elektronizacja zamówień publicznych. Po zmianie w ustawie postępowanie o udzielenie zamówienia, co do zasady, prowadzone będzie z wykorzystaniem elektronicznych środków komunikacji, a nie – jak do tej pory – pisemnie.

Zarówno zamawiający, jak i wykonawcy otrzymali odpowiednio długi czas na przygotowanie się do tej istotnej zmiany, ponieważ wejście w życie wszystkich elementów systemu elektronicznych zamówień musi nastąpić do 18.10.2018 r.

W tym systemie:

- komunikacja i wymiana informacji między zamawiającym a wykonawcami, w tym składanie ofert lub wniosków, mają odbywać się elektronicznie, przy użyciu profilu nabywcy – odstępstwo od tej zasady będzie możliwe tylko w sytuacjach określonych w ustawie,
- oferty i wnioski sporządzane będą pod rygorem nieważności w postaci elektronicznej, podpisane bezpiecznym podpisem elektronicznym,
- zamawiający może wymagać lub dać możliwość złożenia ofert w formie katalogu elektronicznego (ustalonego przez zamawiającego zgodnie z opisem przedmiotu zamówienia, sposobu organizacji informacji zawartych w ofercie i formacie ich przedstawienia, wspólnego dla wykonawców uczestniczących w postępowaniu),
- planowane jest wprowadzenie platformy e-Zamówienia, prowadzonej przez prezesa UZP, na której udostępniane będą m.in. „Biuletyn Zamówień” i profile nabywcy,
- wszystkie ogłoszenia mają być publikowane w „Biuletynie Zamówień”, a ogłoszenia powyżej progów unijnych – dodatkowo w Dzienniku Urzędowym UE.

### 2. Sytuacja wykonawców

Zasadniczej zmianie ulegnie sytuacja wykonawcy, wskutek licznych zmian w zakresie warunków udziału w postępowaniu i podstaw wykluczenia, zatem kwestii najistotniejszej w procesie ofertowania.

Przedstawię w skrócie zmiany dotyczące warunków udziału w postępowaniu, które po nowelizacji będą mogły dotyczyć:

- uprawnień do prowadzenia określonej działalności zawodowej – zamawiający będzie mógł m.in. wymagać, aby wykonawcy byli wpisani do jednego z rejestrów zawodowych lub handlowych prowadzonych w państwie członkowskim UE, w którym mają siedzibę,
- sytuacji ekonomicznej lub finansowej, w zakresie której zamawiający będzie mógł wymagać:
  - określonego minimalnego rocznego przychodu (jednak w wysokości nie wyższej niż dwukrotność wartości szacunkowej),

- informacji na temat rocznych sprawozdań finansowych, wykazujących zwłaszcza stosunek aktywów do zobowiązań,
- posiadania odpowiedniego ubezpieczenia z tytułu ryzyka zawodowego,
- zdolności technicznej lub zawodowej – obejmującej warunki dotyczące wykształcenia, kwalifikacji potencjału technicznego wykonawcy lub osób, umożliwiające realizację zamówienia publicznego, doświadczenia, na odpowiednim poziomie jakości.

Zamawiający będzie mógł także zastrzec, że o udzielenie zamówienia mogą ubiegać się wyłącznie zakłady pracy chronionej lub wykonawcy, których głównym celem jest społeczna i zawodowa integracja osób defaworyzowanych.

Przesłanki wykluczenia wykonawcy podzielone zostały na obligatoryjne i fakultatywne (mające zastosowanie tylko wówczas, gdy zamawiający przewidzi taką sytuację w SIWZ, a dotyczące m.in. otwarcia likwidacji lub ogłoszenia upadłości, a także naruszenia obowiązków dotyczących płatności podatków, opłat lub składek na ubezpieczenia społeczne lub zdrowotne).

Istotna zmiana polega na tym, że odpowiedzialność rozszerzona została z urzędujących członków organów zarządzających, także członków organu nadzorczego tego wykonawcy. W istotny sposób zwiększy się liczba pozyskiwanych przez wykonawców w procesie tworzenia oferty dokumentów.

Zamawiający uprawniony będzie do wykluczenia wykonawcy na dowolnym etapie postępowania, jeżeli okaże się, że zachodzą wobec niego podstawy wykluczenia.

### 3. Jednolity europejski dokument zamówienia (JEDZ)

W nowelizacji uproszczono zasady potwierdzania spełnienia warunków udziału w postępowaniu. Wraz z wnioskiem o dopuszczenie do udziału w postępowaniu albo wraz z ofertą wykonawca będzie przekazywał jednolity europejski dokument zamówienia, obejmujący zaktualizowane oświadczenie własne wykonawcy, w zakresie wskazanym przez zamawiającego, a do złożenia pełnych dokumentów potwierdzających brak podstaw wykluczenia oraz spełnianie warunków udziału w postępowaniu zamawiający przed udzieleniem zamówienia publicznego będzie wzywał jedynie tego wykonawcę, którego oferta została wybrana.

Jednak, jeżeli będzie to niezbędne dla zapewnienia odpowiedniego przebiegu postępowania, zamawiający będzie mógł na każdym etapie postępowania wezwać wykonawców do złożenia wszystkich lub niektórych dokumentów. Zamawiający nie będzie mógł wzywać do złożenia dokumentów, jeżeli je posiada lub może je uzyskać za pomocą bezpłatnych i ogólnodostępnych baz danych.

### 4. Nowy tryb postępowania – ustanowienie partnerstwa innowacyjnego

Zamiarem autorów projektu było wprowadzenie do zamówień publicznych procedury przeznaczonej dla nabywania produktów i usług, które nie są jeszcze dostępne na rynku. Celem ustanowienia partnerstwa innowacyjnego jest opracowanie innowacyjnego produktu, usług lub robót budowlanych oraz

późniejsze ich nabycie, pod warunkiem że odpowiadają one poziomom wydajności i maksymalnym kosztom uzgodnionym między zamawiającym a partnerami.

Przez innowacyjny produkt, usługę lub robotę budowlaną należy rozumieć nowy lub znacznie udoskonalony produkt, usługę lub proces, w tym proces produkcji, budowy lub konstrukcji, nową metodę marketingową lub nową metodę organizacyjną w działalności przedsiębiorczej, organizowaniu pracy lub relacjach zewnętrznych, których wdrażanie ma na celu rozwiązanie problemów społecznych lub wspieranie strategii społecznych, w tym strategii „Europa 2020” na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju przeciwdziałającego wykluczeniu społecznemu.

Tryb postępowania dla ustanowienia partnerstwa innowacyjnego wykazuje podobieństwa do trybu negocjacji z ogłoszeniem, z tym że umowa o partnerstwo innowacyjne może być zawarta z kilkoma wykonawcami, a samo partnerstwo innowacyjne będzie się składało z etapów odpowiadających kolejności działań w procesie badawczo-rozwojowym.

Zamawiający będzie mógł po każdym etapie zakończyć partnerstwo innowacyjne lub, w przypadku partnerstwa innowacyjnego z kilkoma partnerami, zmniejszyć ich liczbę przez rozwiązanie poszczególnych umów.

### 5. Kryteria oceny ofert

Nowelizacja wprowadza szerszy katalog przykładowych kryteriów pozacenowych, istotną rolę odegra jakość, w tym zwłaszcza parametry techniczne i właściwości funkcjonalne. Należy wskazać również;

- aspekty społeczne, środowiskowe lub innowacyjne,
- handel i jego warunki,
- organizację, kwalifikacje i doświadczenie osób wyznaczonych do realizacji zamówienia, jeżeli mogą mieć znaczący wpływ na poziom wykonania zamówienia,
- serwis posprzedażny oraz pomoc techniczną oraz warunki dostawy.

Kryterium ceny będzie mogło być zastosowane jako jedyne kryterium oceny ofert lub kryterium o wadze przekraczającej 40%, jeżeli przedmiot zamówienia ma ustalone standardy jakościowe, a w przypadku zamawiających klasycznych, jeżeli dodatkowo wykażą w załączniku do protokołu postępowania, w jaki sposób zostały uwzględnione w opisie przedmiotu zamówienia koszty cyklu życia.

W projekcie nowelizacji Pzp wprowadzono także kryterium kosztu, które można opisać z wykorzystaniem podejścia opartego na rachunku kosztów cyklu życia. Koszty cyklu życia (TCO) to nowe pojęcie, opisane jako:

- koszty poniesione przez zamawiającego lub innych użytkowników związane z nabyciem, koszty użytkowania, zwłaszcza zużycie energii i innych zasobów, koszty utrzymania, koszty związane z wycofaniem z eksploatacji,
- koszty przypisywane ekologicznym efektom zewnętrznym.

\* \* \*

Podsumowanie znaczenia zmian, które niesie ze sobą nowelizacja ustawy dla przedsiębiorstw sektora gazowniczego wymaga spojrzenia na całą sprawę z dwóch punktów widzenia.



Pierwszy to pozycja wielkich firm zamawiających, operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych – wielkich przedsiębiorstw – którzy istotnymi wolumenami zakupów decydują o układzie rynku dostawców.

Z drugiej zaś strony wiele firm – wykonawców świadczących usługi, dostawy lub wykonujących roboty budowlane sektora gazowniczego – będzie musiało odnaleźć się w zmienionym procesie składania ofert w postępowaniach.

Odnosząc się do wyszczególnionych powyżej zmian dotyczących wykonawców możemy podsumować, iż mogą się oni spodziewać uproszczeń procedur udzielania zamówień publicznych i ich uelastycznienia.

Zmiany powinny przynieść korzyści zarówno zamawiającym, jak i wykonawcom, szczególnie przez zmniejszenie obowiązków formalnych na etapie ubiegania się o udzielenie zamówienia poprzez ograniczenie podstawowych obowiązków wykonawców do składania oświadczenia o spełnianiu warunków w formie ustandaryzowanego jednolitego europejskiego dokumentu zamówienia oraz ograniczenie, co do zasady, żądania dokumentów wyłącznie od wykonawcy, którego oferta zosta-

ła wybrana jako najkorzystniejsza. Wskazane zmiany mają na celu zapewnienie lepszego dostępu do rynku małym i średnim przedsiębiorcom dzięki ograniczeniu żądań spełniania wygórowanych warunków udziału w postępowaniu w zakresie zdolności ekonomicznej.

Zmiany w zamówieniach publicznych mają być skuteczną metodą w działaniach na rzecz integracji społecznej osób defaworyzowanych, przez wprowadzenie klauzul społecznych i nowych zasad zastrzegania zamówień publicznych dla wykonawców będących zakładami pracy chronionej i wykonawców, których celem działania jest integracja społeczna.

Wejście w życie projektu nowelizacji Pzp przyczyni się do dalszego uelastycznienia systemu zamówień publicznych, tak aby stał się on skutecznym narzędziem dla realizacji celów zakupowych również przez zamawiających z sektora gazowniczego.

**Jakub Muszański**

**Autor jest ekspertem ds. zamówień publicznych w Departamencie Zakupów PGNiG SA.**

# Czy biura projektowe są w Polsce niepotrzebne?

**Adam Cymer**

Dwadzieścia lat temu odbyła się głośna konferencja pt. „Inwestorski tor przeszkód”. Zgromadziła setki uczestników, obecni byli wszyscy ważni decydenci odpowiedzialni za opisaną tytułem konferencji sytuację i na finiszu spotkania padły solenne przyrzeczenia, że problem zostanie rozwiązany. Konferencja odbywała się corocznie przez kilkanaście lat, a „inwestorski tor przeszkód” jak istniał, tak istnieje. I tylko wielu uczestników realizujących inwestycje ubyło, bo musieli ogłosić upadłość. Ale to już nie jest problem decydentów.

Otóż właśnie jest. Bo nie kto inny, jak rządzący odpowiadają za to, że przez prawie ćwierć wieku nie potrafili uporządkować regulacji dotyczących procesów inwestycyjnych, szczególnie inwestycji liniowych celu publicznego. Dokonywali karkołomnych wysiłków, by poprzez nieustanne nowelizacje ustaw regulujących prace planistyczne niszczyć logikę tego prawa. Poprzez powoływanie kolejnych komisji i rad ds. praw planistycznych rozmywać wszystko w postaci coraz to nowych projektów, mnożących paragrafy i kryjące się za nimi instytucje, coraz bardziej komplikujące procesy planistyczne poprzez rosnącą liczbę uzgodnień i pozwoleń administracyjnych, a co za tym idzie – opłat i kosztów, nie mówiąc o wydłużaniu czasu koniecznego do ich uzyskania. Owe prawotwórcze ciała, mieszanina gremiów

profesorskich, z zapałem do regulowania wszystkiego, co się rusza, i lobbystów, wynajmowanych przez rozliczne profesje związane z procesami inwestycyjnymi, by bronić interesów swoich mocodawców, robiły wszystko, aby tak zmieniać, by nic nie zmieniać. I tak do końca świata, do upadłości ostatniego biura projektowego, wykonawcy i podwykonawcy.

Legislacyjnej inflacji towarzyszy obowiązująca od wielu lat doktryna „taniego państwa”. Rujnująca dla inwestycji, bo na rynku wygrywa nie jakość, a cena. Kosztem firm innowacyjnych, rynku pracy, ładu w przestrzeni publicznej.

Legislacyjnemu chaosowi towarzyszy brak myślenia strategicznego i planowania długofalowego. Wiele inwestycji, gdyby planowane były z odpowiednim wyprzedzeniem, nie wymaga-

łoby ani nadzwyczajnych działań organizacyjnych, ani nadzwyczajnych procedur księgowych w ich rozliczaniu.

Splot tych uwarunkowań sprawia, że legislacja nie służy całościowemu uregulowaniu procesu planistyczno-inwestycyjnego, w zgodzie z jego logiką, a ma na celu jedynie nakazanie prawem określonych działań, często niekoniecznych, i zapewnienie stosownych danin na rzecz państwa z nich wynikających. To wszystko razem nie ma prawa działać sprawnie.

Ustawy nie powstają w próżni. Formalnie rzecz biorąc, proces legislacyjny jest bardzo demokratyczny. Co zatem stoi na przeszkodzie, by wszystkie strony zainteresowane regulacją prawną procesów planistycznych aktywnie włączyły się w ten proces? I owe strony włączają się chętnie. Problem polega na tym, że robią to czysto interesownie. Ich zainteresowanie legislacją ogranicza się do tych jej segmentów, które wprost dotyczą ich działalności, zakresu obowiązków regulowanych ustawą i kosztów tych zobowiązań. Koniec. Nikt nie widzi całościowego celu regulacji, a jedynie swoją drobną cząstkę. I tak, administracja i urzędnicy walczą o zachowanie swoich wygodnych uprawnień, trybu i ceny ich egzekwowania, inwestorzy o silną pozycję w relacjach z administracją rządową, samorządem lokalnym i nadrzędną nad wykonawcami, od biur projektowych po najmniejszych wykonawców. Wiedzą doskonale, że siła ich pieniędzy ma moc sprawczą. Ma też często moc polityczną, bo gdy prawo uniemożliwia jakieś działania nadzwyczajne, robi się „specustawę” i likwiduje niepotrzebne bariery.

Najstabszym ogniwem w tym systemie jest strona wykonawcza, od biur projektowych po łańcuszek firm wykonawczych i podwykonawczych. Ich potencjał finansowy nie pozwala na wynajmowanie lobbystów, organizacje branżowe są bardzo rozproszone, przez co słabe, więc nie ma kto bronić ich interesów i upominać się o ich prawa. I to z tego środowiska, szczególnie biur projektowych, napływa najwięcej nadzwyczajnych praktycznych uwag, odnoszących się do sytuacji na rynku.

**Przykład 1. Wyznaczona przez zamawiającego trasa sieci gazowej, czyli również towarzyszące jej parametry, takie jak długość, liczba przeszkód, liczba stron decyzji administracyjnych i liczba decyzji administracyjnych, nie zgadza się ze stanem faktycznym. Końcowy projekt ma większą długość i zwiększoną liczbę przeszkód, decyzji administracyjnych i stron tych decyzji. W skrajnym przypadku jeden z zamawiających nie zgodził się na skrócenie trasy gazociągu do warunków umowy i za przekroczenie terminu zakończenia umowy obciążył wykonawcę karą umownymi, informując, że ustawa o zamówieniach publicznych nie pozwala na zwiększenie wynagrodzenia i zwiększenie czasu realizacji projektu i jeśli wykonawca chce, to niech dochodzi swoich praw przed sądem.**

Trudno w takich okolicznościach winić kogokolwiek, poza zamawiającym, że wykorzystuje swoją pozycję i karze biuro projektowe za własny błąd – złe przygotowanie projektu trasy sieci, niezgadzący się ze stanem faktycznym. Procedury korporacyjne pozwalają na takie zaniedbania? Jeśli własne departamenty inwestycji i prawne nie potrafią wykonać najprostszych prac przygotowawczych, to może inwestorzy powinni wynajmować profesjonalne agencje, zajmujące się wszystkimi problemami formalnoprawnymi związanymi z inwestycjami, szczególnie liniowymi celu publicznego. Ta podstawowa procedura

powinna wyprzedzać wszelkie inne działania i być wyłączona z harmonogramu inwestycji, by go nie blokować postępowaniem administracyjnym.

Inny aspekt tej samej kwestii.

**Przykład 2. Decyzję środowiskowych uwarunkowań realizacji inwestycji wydają, w zależności od kompetencji, urzędy gmin albo Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska. Urzędy gmin zazwyczaj nie przeciągają terminów. Inaczej jest w przypadku wydawania decyzji przez RDOŚ. Dopiero po około siedemnastu miesiącach wykonawca, wraz z rzeczoznawcą ochrony środowiska, wymusili na RDOŚ spotkanie, na którym przedstawili ultimatum: jeśli nie będzie decyzji w ciągu miesiąca, wykonawca zawiezie do Ministerstwa Środowiska skargę na opieszałość. Pracownik prowadzący sprawę przyznał, że z powodu dużej liczby spraw do wykonania (ok. 300) nie ma szans wykonać decyzji w tym terminie i dopiero interwencja dyrektora spowodowała, że po 18 miesiącach wydano decyzję. Ponieważ decyzja środowiskowa jest pierwszą decyzją dla projektu sieci gazowej wysokiego ciśnienia, to – po pierwsze – limituje ona czas skierowania wniosku o decyzję lokalizacji inwestycji celu publicznego i konsekwentnie przesuwa czas innych decyzji i uzgodnień. Najczęściej problemy z jej uzyskaniem nie są postrzegane przez zamawiającego jako powód usprawiedliwienia przez niego przedłużenia terminu wykonania projektu w czasie rozliczenia całego projektu.**

Oto efekt błędów popełnionych na początku – bezzwłocznie określono termin uzyskania decyzji środowiskowej i posypało się wszystko, a winę ponosi wykonawca. Raz jeszcze odwołam się do zasad – ład korporacyjny pozwala na taką niefrasobliwość? A może rację mają ci, którzy mówią, że planowaniem inwestycji zajmują się finansisci i prawnicy, a nie inżynierowie i specjaliści od środowiska, którzy znają realia, bo byli w terenie, bo znają praktyki urzędów i instytucji uczestniczących w procedurach inwestycyjnych.

**Przykład 3. Wydana w terminie ośmiu miesięcy decyzja, po podtrzymaniu jej przez organ drugiej instancji, została zaskarżona do WSA i po upływie czternastu miesięcy została uchylona. Następną decyzja została wydana po ośmiu miesiącach. To również nie znalazło usprawiedliwienia przez zamawiającego do przedłużenia terminu zakończenia projektu. A przecież terminy decyzji administracyjnych oddziałują w sposób bezpośredni ciągiem liniowym, tzn. po decyzji środowiskowej można wystąpić o decyzję lokalizacyjną, a po decyzji lokalizacyjnej można uzyskać decyzję wodnoprawną, ograniczenia praw rzeczowych i inne decyzje administracyjne. Tak więc, tworząc harmonogram realizacji projektu, siłą rzeczy wykonawcy muszą zakładać taki liniowy ciąg wniosków i decyzji. To powinno mieć odzwierciedlenie w umowie, umożliwiające uznanie opóźnienia wynikłego z przekraczania terminów k.p.a. dla wydania decyzji administracyjnych i automatyczne przesunięcie terminu zakończenia, bez potrzeby prowadzenia dodatkowych ustaleń do aneksu terminowego. Taki aneks powinien być sporządzony na końcu, po rozliczeniu harmonogramu całego projektu. Tymczasem, jako warunek konieczny wykonawca powinien przekazać zamawiającemu informacje o przedłużeniu terminu wydania decyzji przez organ ją wy-**

dający, dokumentując to stosowną korespondencją oraz dokumentując prawidłową i zgodną z prawem zawartość wniosku, która nie usprawiedliwia dodatkowych żądań organu. Nie do przyjęcia jest tolerancja zamawiającego dla bezprawnych żądań organów i obciążania wykonawcy dodatkowymi kosztami ich realizacji.

Inwestorzy często krytykują sądownictwo za opieszałość postępowania, ale wygląda na to, że tylko w sytuacjach, gdy dotyczą innych – uznają sprawę za nieistniejącą. Wykonawca zdaje się być sprawcą wszystkich nieszczęść inwestora. Jak Kali ukraść... A to wszystko kosztuje biura projektowe.

Przykład 4. *Kalkulując koszty wykonania projektu, uwzględnia się koszty stałe związane z obsługą biura projektów oraz koszty zmienne, generowane przez instytucje uzgadniające i organy wydające decyzje administracyjne. W zakresie kosztów stałych uwzględnia się obsługę projektu przez czas umowy, z niewielką rezerwą na niewielkie możliwe opóźnienia. Tak więc, nieprzewidywane opóźnienia powodują brak środków na realizację projektu, pokrywany najczęściej kredytem bankowym. W takim przypadku pojawia się zagrożenie utratą płynności finansowej i jedynym ratunkiem jest wsparcie innego projektu, czyli rozłożenie zobowiązań na dłuższy okres. Koszty zmienne to koszty obsługi podwykonawców oraz uzyskanie materiałów geodezyjnych z ośrodków powiatowych. Każde wystąpienie o wydanie takich materiałów to konieczność zapłaty dużych pieniędzy. Dotyczy to zwłaszcza obsługi wniosków o ograniczenie praw rzeczowych, gdzie organ życzy sobie mapy dla celów prawnych czy synchronizacji starych ksiąg wieczystych z danymi bazy starostwa powiatowego. Uwzględnienie ww. kosztów w kosztorysie oferty na wykonanie projektu powoduje, że oferta jest za droga w stosunku do innych ofert lub za droga dla zamawiającego, bo przekracza jego przewidywane koszty realizacji*

**projektu i staje się realnym zagrożeniem dla istnienia biur projektowych.**

Cytowane tutaj opinie wykonawców wskazują, że kumulacja problemów wywoływanych przez inwestorów powoduje utratę ciągłości finansowej małych i średnich firm projektowych i prowadzi do ich bankructwa. Po pierwsze, inwestor/zamawiający przerzuca 100% ryzyka i odpowiedzialności związanych z etapem projektowania na projektanta, szczególnie przy inwestycjach liniowych. Praktycznie brak możliwości i dobrej woli zamawiającego na zawieranie aneksów zakresowych, kosztowych i terminowych do umów. Jeśli dodać, że inwestorzy ulegają presji wywołanej przepisami, że inwestycje muszą być tanie, a ryzykiem jest podejmowanie decyzji zgodnych z logiką procesu inwestycyjnego i wynikającą z niej kalkulacją kosztów inwestycji. Z cytowanych wypowiedzi można wysnuć wnioski, że inwestorzy kompletnie tego nie rozumieją, że upadłość biur projektowych, rodzimych firm inżynierskich grozi tym, iż rynek opanują globalne molochy projektowe, bez jakiegokolwiek znajomości realiów polskich. Dopiero zaczną się kłopoty. Ale oni dysponują sztabami prawników i kasą na procesowe domaganie się zapłaty. Czy ktoś oszacował koszty takiego ryzyka?

Jeszcze nie jest za późno. Jeszcze warto usiąść do stołu i popracować nad ucywilizowaniem praktyk na rynku usług projektowych i wykonawczych. Bardzo trudny (w większości przypadków) kontakt i współpraca projektanta z wszechwładnym urzędnikiem przy braku wsparcia i zrozumienia przez inwestora oddaje brutalną rzeczywistość, w jakiej zmuszone są funkcjonować obecnie biura projektowe w Polsce. W dobrze rozumianym interesie wszystkich stron, ten dialog jest konieczny. Bo nie mieści się w głowie, że rodzime biura projektowe są w Polsce niepotrzebne.

**Adam Cymer**

## Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

### Komitet Standardu Technicznego

Zespół Roboczy nr 5 KST pod kierownictwem Marka Wiśniewskiego zakończył prace nad opracowaniem projektów standardów technicznych:

- ❑ ST-IGG-0501:2016 Stacje gazowe w przesyle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania
- ❑ ST-IGG-0502:2016 Instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania
- ❑ ST-IGG-0503:2016 Stacje gazowe w przesyle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie oraz instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania w zakresie obsługi,

które są wynikiem nowelizacji ST-IGG-0501:2009, ST-IGG-0502:2010 i ST-IGG-0503:2011 po 3-letnim okresie ich stosowania. Projekty ww. standardów technicznych zostały przekazane do ankietyzacji.

5 lipca 2016 r. Zarząd IGG podjął uchwałę nr 28/2016 w sprawie ustanowienia Standardu Technicznego ST-IGG-1901:2016; *Kontrola*

*połączeń zgrzewczych doczołowo i elektrooporowo przy budowie gazociągów z polietylenu. Wymagania i zalecenia.*

### Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w pierwszej połowie 2016 roku przystąpiły następujące firmy:

- **INENERGIA Sp. z o.o. Sp.k.** z siedzibą przy ul. Transportowca 31 w Inowrocławiu. Firma zatrudnia ok. 60 osób, prowadzi roboty budowlane związane ze wznoszeniem budynków i budową dróg, roboty elektroenergetyczne, teletechniczne, gazowe, wodno-kanalizacyjne, cieplne i klimatyzacyjne oraz usługi projektowe ([www.inenergia.pl](http://www.inenergia.pl)).
- **PROJECT SYSTEM Sławomir Nestorowicz** z siedzibą w Warszawie przy ul. Mariana Sengera „Cichego” 4/3 w Warszawie. Firma świadczy doradztwo w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej i zarządzania, prowadzi handel paliwami gazowymi w systemie sieciowym oraz sprzedaż hurtową paliw i produktów pochodnych, jak również badania naukowe i rozwojowe ([www.project-engineering.pl](http://www.project-engineering.pl)).
- **Rafał Matyjek** z siedzibą przy al. KEN 15/152 w Warszawie. Firma doradcza w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej i zarządzania ([www.kuptaniogaz.pl](http://www.kuptaniogaz.pl))



# Nasz zespół

Adam Cymer

W cieniu debat, jak powinny układać się relacje nauka–biznes, funkcjonuje laboratorium badawcze, którego założyciel jest promotorem 15 doktoratów, obronionych w wielu światowej klasy centrach naukowych, a jednocześnie autorem i współautorem pięciu polskich patentów, jednego patentu międzynarodowego i trzech projektów chronionych wzorem użytkowym. Efektywność zrealizowanych projektów to znacząca poprawa eksploatacji silników i turbin gazowych oraz miliony złotych zaoszczędzonych na paliwie gazowym. Twórcą Laboratorium Technologii Gazowych jest prof. zw. dr hab. inż. Tomasz Dobski.

Od dziecka przejawiał zainteresowania techniczne. Być może, dlatego że jego przodkowie, wykształceni mieszczanie wielkopolscy, prowadzili interesy także w branży technicznej. Jeden z jego pradziadków był konstruktorem wiatraków, a kuzyn prowadził cukrownię, więc już jako młody chłopak wiedział, co to jest kocioł czy turbina. Jako szesnastolatek sam skonstruował kajak z płyty pilśniowej nasyconej pokostem, który miał lepsze własności niż wykonany ze sklejek wodoodpornych. Zatem wybór kierunku edukacji po maturze był prosty – studia na politechnice poznańskiej, na wydziale budowy maszyn. I zaraz po studiach, w okresie obowiązkowego pobytu w wojsku, przeszedł chrzest bojowy – dostał polecenie zbudowania na saperskim moście na Warcie najważniejszej podpory. – *To było wyzwanie – zero wiedzy, zero rysunków, ale rozkaz to rozkaz. I przeprawa została zbudowana, przetrwała 22 lata – wspomina dziś z przekorą. W tamtych latach nie było stypendiów, więc w końcu studiów zatrudnił się we Wronkach i przez pół roku pracował w fabryce sprzętu do spawania, przede wszystkim palników acetylenowych. Przyjaciół ze szkoły średniej, marynarz, oferował znacznie bardziej atrakcyjne zatrudnienie – pracę na statku na stanowisku inżyniera od energetyki cieplnej. Ale Tomasz Dobski*



dokonał innego wyboru – postanowił wrócić na uczelnię. Pojechał do promotora swojej pracy magisterskiej – prof. Edmunda Tuliszkę, wybitnego wykładowcy, znanego nie tylko w Poznaniu, w całej Polsce, ale też za granicą: na politechnikach w Aachen, Hanowerze i Zurichu. Profesor zaproponował mu funkcję asystenta, a co ważniejsze – zasugerował, by specjalizował się w problematyce spalania gazu ziemnego. I tak rozpoczęła się kariera naukowa, znacząca doktoratem w 1979 roku pt. „Zawartość tlenków azotu w produktach spalania gazu ziemnego w zależności od udziału azotu w paliwie i sposobu spalania”, a następnie pracą habilitacyjną w 2001 roku na podstawie pracy „Spalanie gazów ziemnych o dużej zawartości azotu w urządzeniach przemysłowych”.

Kariera naukowa Tomasza Dobskiego od początku miała charakter dwutorowy – nauczyciela akademickiego, wykładowcy, a jednocześnie naukowca, który prowadził badania podstawowe w zakresie spalania gazów ziemnych, w zakresie technologii spalania bezpłomieniowego, użytkowania gazów w urządzeniach przemysłowych. Jako nauczyciel akademicki wypromował ponad 120 magistrów inżynierów oraz 10 doktorów. Ich doktoraty były na bardzo wysokim poziomie. Trzech wygrało konkurs na *postdoc* na politechnice w Sztokholmie, jeden dostał pracę w Narodowym Laboratorium Mechaniki EMPA w Szwajcarii, które należy do czołowych laboratoriów na świecie, a kolejny – w Paul Scherrer Institute – w narodowym laboratorium Szwajcarii. Jeden ze studentów rozpoczął doktorat na Politechnice Poznańskiej, dokończył i obronił pracę w ETH w Zurichu, a dzisiaj odpowiada za rozruch nowych turbin gazowych o mocach do 250 MWel w firmie Alstom.

Jako pracownik naukowy podejmował tematy teoretyczne, ale przede wszystkim realizował projekty związane z przemysłem, z realną gospodarką. Współpracował z wieloma firmami, projektując instalacje i urządzenia zasilane gazem ziemnym, badając i analizując procesy technologiczne i efektywność nowych technologii stosowanych w gazownictwie.

Pewnie nie byłyby tak znakomitych efektów prac badawczych prof. Dobskiego i jego zespołów, gdyby nie liczne staże w najlepszych ośrodkach, takich jak Uniwersytet Kalifornijski w Berkeley, Gas Waerme Instytut w Essen czy Politechnika w Sztokholmie.

– Bez kontaktów ze światem, bez prowadzonych tam badań, nie moglibyśmy nawet zbliżyć się do światowego poziomu – mówi prof. Dobski. – Miałem jednak szczęście do dobrych stypendiów, do znakomitych laboratoriów i profesorów światowej klasy. To owocuje do dzisiaj. Aby uzyskać wysokie parametry spalania, od lat zajmujemy się systemem zapłonu ubogich mieszanek. Miałem okazję zaznajomić się z techniką zapłonu takich mieszanek za pomocą komory wstępnej – tzw. prechamber – na uniwersytecie w Berkeley ponad ćwierć wieku temu, a teraz praktycznie wszystkie silniki gazowe dostępne na światowym rynku mają ten system zapłonu. W Polsce badaliśmy wiele silników pracujących na tłoczniach gazowych, w których zastosowano ten system zapłonu. Wyniki badań prezentowałem na cyklicznych światowych konferencjach w Dessau, uznawanych za jedne z najważniejszych w zakresie silników gazowych na świecie, i to były jedyne referaty z Polski.

Prof. Dobski prowadzi te badania w Polsce od kilkunastu lat, z zespołem swoich doktorantów, zaczynając od badania kinetyki spalania gazów w przepływie laminarnym, turbulentnym, aż do spalania w urządzeniach przemysłowych: kotłach gazowych (ponad 40 zaprojektowanych i przebadanych typów, od kilkunastu do 1000 kWth) i palnikach gazowych (ponad 200 typów). W ostatnich latach zajmują się spalaniem gazów w maszynach energetycznych: silnikach i turbinach gazowych, w ścisłej współpracy z przemysłem – PGNiG Oddział w Odolanowie i Zakładem Eksploatacji Kopalń w Zielonej Górze. W Odolanowie zainstalowanych jest 8 silników badanych i modernizowanych pod ich nadzorem od chwili powstania Krio Odolanów. Wyniki stosowania nowej technologii w badaniach niemieckich, wykonywanych dla przemysłu szklarskiego są następujące: czterokrotnie zmniejsza się zużycie gazu ziemnego i ośmiokrotnie zmniejsza się emisja tlenków azotu.

– Nasz zespół, skupiony wokół Laboratorium Technologii Gazowych, jest postrzegany na rynku międzynarodowym jako bardzo poważny – mówi prof. Dobski. – Prowadzimy specjalność Gas Technology and Renewable Energy. To nie my wymyśliśmy tę nazwę. Filozofia jest bardzo prosta, a została określona przez Instytut Fraunhofera w Niemczech, wzorcowy przykład, jak powinien wyglądać sojusz nauki i przemysłu. W Polsce bez końca debatujemy, jak taki sojusz zawiązać, a w Niemczech po prostu to działa. Oni potrafili tak ukształtować system kształcenia technicznego, że profesury na uczelniach technologicznych są zaszczytem dla ludzi z przemysłu. U nas można być profesorem bez kontaktu z przemysłem, tam nie. U nas w radach wydziału nie zasiadają przedstawiciele firm, u nas przemysł nie bardzo interesuje się, co się dzieje na uczelniach technicznych, a tam na uroczystości wręczania doktoratów przedstawiciele biznesu gratyfikują najlepsze prace doktorskie. Oni wiedzą, że nauka to niezbędny element w dochodzeniu do sukcesu w gospodarce. I jeszcze inna obserwacja ze świata. Przez cztery lata byłem na badaniach na Politechnice w Sztokholmie (w tym na stanowisku visiting profesor). Tam panuje zwyczaj, że w grupie jest około czterdziestu studentów. I co najmniej raz w miesiącu organizowane są przez nich spotkania integracyjne, wspólne z nauczycielami akademickimi. Oni doskonale rozumieją, że sukcesów nie osiąga się bez współpracy, że w zespołach tkwi potencjał, bo kumuluje się wiedza i doświadczenie wielu. Ten sposób myślenia ujawnia się nawet w opowiadaniu o tej pracy. W Polsce lider

mówi najczęściej „mój zespół”. W Szwecji, w Niemczech i w Stanach nigdy czegoś takiego nie słyszałem. Tam zawsze powiedzą our company, czyli nasz zespół. To oddaje istotę sprawy.

Prof. Dobski zawsze operuje pojęciem „jako grupa skupiona wokół Laboratorium Technologii Gazowych”, zawsze wskazuje, że w każdym projekcie uczestniczą jego doktoranci i to oni często są uznawani za twórców sukcesów, choćby przez fakt, że na recenzenta pracy doktorskiej, będącej efektem zrealizowania projektu, zaprasza się Georga Wachtmeistra, profesora z politechniki monachijskiej, uznawanego za autorytet światowy w silnikach gazowych.

Nie sposób opisać wszystkich projektów zrealizowanych przez „nasz zespół”, ale jest pewien temat badawczy, o którym należy wspomnieć. Zespół prof. Dobskiego prowadził w zakresie turbin gazowych zasilanych gazem ziemnym silnie zaazotowanym jedyne takie badania w Polsce. Prowadzono je m.in. na palniku gazowym zdemontowanym z turbiny GT8C, zainstalowanej w elektrociepłowni Gorzów Wielkopolski i na turbinach gazowych typu Mars, zainstalowanych w fabryce Arctic Paper w Kostrzynie. – Dotychczasowe wyniki naszych badań wskazują – mówi prof. Dobski – że gazy ziemne, nawet silnie zaazotowane, we wszystkich rodzajach urządzeń – zarówno kotłach, palnikach, piecach przemysłowych (w tym pracujących według technologii spalania bezpłomieniowego HiTAC), jak i w silnikach i turbinach gazowych – są lepszym i tańszym paliwem niż gazy ziemne wysokometanowe. Jest to niezwykle ważny wniosek dla przemysłu gazowniczego: nie trzeba budować drogich odazotowni. Jeżeli uwzględnimy fakt, że takich gazów w Polsce jest ponad 100 miliardów Nm<sup>3</sup>, powszechna eksploatacja złóż tych gazów przyniesie Polsce znaczące korzyści finansowe.

W pracach zespołu prof. Dobskiego znaczący jest jeszcze jeden wątek – efektywność badań. Jeśli przyjrzeć się niektórym innym projektom – właśnie efektywność jest ich rezultatem. Oto przykłady: nowe palniki gazowe na japońskich piecach do topienia aluminium w fabryce Toyota w Wałbrzychu: przed modernizacją zużycie gazu wynosiło 340 m<sup>3</sup>/h, a po modernizacji 160 Nm<sup>3</sup>/h. Inny przykład: 10-letnie badania silników GMBHV12 na tłoczni w Odolanowie. W ich wyniku znacząco obniżono emisję NO<sub>x</sub>, C<sub>x</sub>H<sub>y</sub> oraz wyraźnie poprawiono sprawność. Efekty finansowe dla tłoczni to ponad 2 mln zł rocznie.

– Niestety – mówi prof. Dobski – nie wszyscy i nie wszędzie podejmują projekty badawcze, kierując się kryterium efektywności. Od ponad czterech lat jestem członkiem, a pierwszą kadencję – 2,5 roku – byłem przewodniczącym Komitetu Sterującego Programem Badań Strategicznych: Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii w NCBiR. Program zarządza budżetem ponad 300 mln zł. Ze zdziwieniem, ale i żalem muszę powiedzieć, że wiele podejmowanych decyzji wynikało bardziej z poprawności politycznej niż racjonalności naukowej i finansowej. W takich okolicznościach nie wyrwiemy się z błędnego koła relatywnie wysokich wydatków wobec wciąż dramatycznie niskiej innowacyjności naszej gospodarki. Stąd moja opinia, zdaniem wielu bardzo kontrowersyjna, że zbyt dużo wydajemy na projekty badawcze. Tak, obstaruję przy tym, jeśli brać pod uwagę ich efektywność. Sądzę, że źródłem jest centralizacja decyzji w sprawie projektów badawczych i upolitycznienie kryteriów ocen. Jeśli ten model nie zostanie zmieniony, z poziomem naszej innowacyjności pozostaniemy w ogniu Europy.



# Program UDT dla instalacji procesowych – bezpieczeństwo techniczne i opłacalność ekonomiczna

Marek Wilmanowicz

Wśród urzędów podlegających dozorowi technicznemu znajduje się wiele urzędów ciśnieniowych, pracujących w zakładach sektora przemysłu procesowego: rafineryjnego, petrochemicznego, gazowniczego i energetycznego. Przepisy prawa określają czasookresy badań, które muszą być wykonywane cyklicznie, aby urządzenie mogło być dopuszczone do eksploatacji, ale istnieje możliwość zmiany tych terminów przez właściwy organ dozoru technicznego na podstawie odpowiednich badań. Rodzaj oraz formę wykonania analiz i badań technicznych określa UDT.

Wypełnienie obowiązków wynikających z regulacji prawnych wymaga zatrzymania instalacji przemysłowych, udostępnienia urzędów do demontażu oraz wykonania prób ciśnieniowych i rewizji wewnętrznych. Podczas postojów instalacji, wynikających ze stosowanej dotychczas strategii działań prewencyjnych, wykonywane są czynności powtarzane w założonych czasookresach. Aktualny stan wiedzy technicznej pozwala na określanie terminów i zakresów badań technicznych na podstawie analizy ryzyka – *Risk Based Inspection* (RBI).

Koncepcję RBI opracował w latach 90. ubiegłego wieku zespół inżynierów pod przewodnictwem American Petroleum Institute (API). W jego skład wchodził inżynierowie z największych zakładów rafineryjnych i petrochemicznych świata, m.in. Shell, BP, Exxon, Petro-Canada, Dow Chemical i Texaco. Wynikiem ich pracy są normy API 580 RP *Risk-Based Inspection* oraz API 581 *Risk-Based Inspection Technology*. Na początku tego stulecia rozpoczęto implementację RBI w warunkach produkcyjnych i od tego czasu normy te są z powodzeniem stosowane w przemyśle chemicznym i petrochemicznym na całym świecie. W 2008 roku, bazując na zdobytym doświadczeniu, wprowadzono niezbędne korekty i zaktualizowano zapisy w normach API dotyczących RBI.

RBI pozwala na zaplanowanie inspekcji na podstawie wyników analizy ryzyka, która w głównej mierze polega na ustaleniu zakresu i metodologii działań zmniejszających ryzyko eksploatacji urządzeń technicznych. Metoda ta bazuje na zasadzie wyznaczania ryzyka, rozumianego jako iloczyn prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia i wartości skutków z niego wynikających.

W metodzie RBI urządzenia są rozpatrywane indywidualnie, analizy ryzyka wykonywane są na podstawie posia-

danych, niezbędnych informacji, tj. medium roboczego, parametrów procesowych i materiałów konstrukcyjnych. Na podstawie tych informacji można określić potencjalne mechanizmy degradacji wraz z identyfikacją prawdopodobnego miejsca ich wystąpienia, co umożliwi określenie wymaganych rodzajów inspekcji i badań, ze wskazaniem miejsc, na których należy te badania skoncentrować. Analiza uwzględnia także potencjalne zdarzenia awaryjne urządzeń technicznych, wynikające nie tylko z degradacji materiałów, ale również wielu innych przyczyn, z których najczęstsze spowodowane są uszkodzeniem systemów sterowania oraz zabezpieczeń, błędami operatorów i niewłaściwym systemem zarządzania bezpieczeństwem.

Wdrożenie programu RBI do nowej strategii prewencyjnej wiąże się ze zmniejszeniem ryzyka awarii, wynikającego z mechanizmów degradacji w warstwie procesowej, przy jednoczesnej optymalizacji pracy instalacji. Zmiana strategii badań z obszaru degradacji materiałów może znacząco wpływać na dotychczas przyjęte strategie konserwacji i przeglądów pozostałych urządzeń i systemów wchodzących w skład poszczególnych warstw.

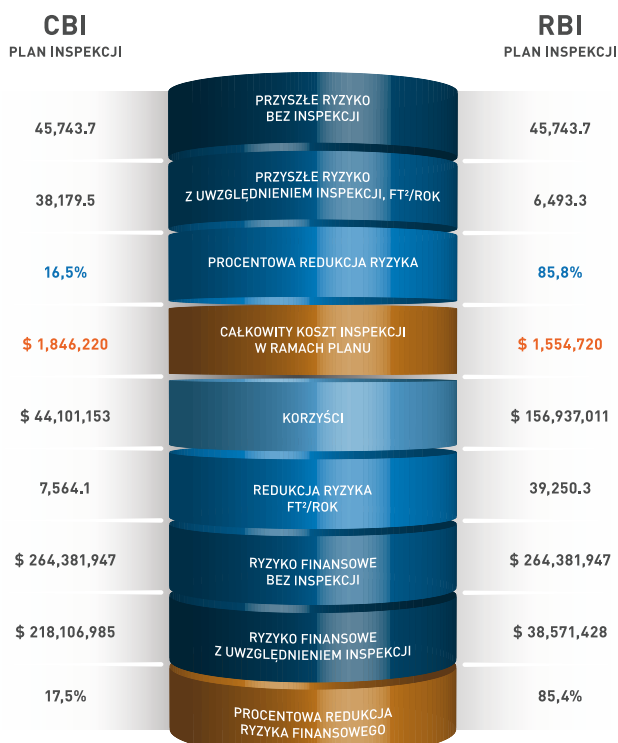
Dlatego przed przystąpieniem do realizacji programu RBI należy dokonać kompleksowej oceny obszaru produkcyjnego przedsiębiorstwa w kategoriach: zarządzania i administracji, bezpieczeństwa procesowego, analizy zagrożeń i ryzyka, zarządzania zmianami, procedur operacyjnych, praktyki bezpiecznej pracy, szkoleń, integralności mechanicznej, *Pre-Startup Safety Review*, procedur awaryjnych, postępowania powypadkowego, zarządzania podwykonawcami i oceny systemu zarządzania.

Tego typu podejście jest nierozdzielnie związane ze zmianą kultury technicznej i organizacyjnej przedsiębiorstwa. Stanowi też jeden z podstawowych elementów doskonałości operacyjnej i umożliwia optymalizację funkcjonowania firmy produkcyjnej we wszystkich obszarach organizacyjnych, jednocześnie zapewniając właściwy poziom bezpieczeństwa procesowego i technicznego.

Poza oczywistymi korzyściami, płynącymi ze zwiększenia efektywności i poziomu ufności badań diagnostycznych urządzeń oraz określenia precyzyjnej matrycy ryzyka dla wyposażenia instalacji, wdrożenie tej metody zapewnia wiele



Inspekcje okresowe vs. RBI  
 Analiza kosztów i korzyści  
 Case study: Planowanie inspekcji dla instalacji odzysku z frakcji lekkiej



Podstawa: analiza RBI przeprowadzona została na 365 komponentach (188 urządzeń ciśnieniowych i 177 rurociągów) o wartości produkcyjnej 200 000 dol. dziennie. Zakład wytwarzał mieszanekę frakcji lekkiej z wysokim stężeniem H<sub>2</sub>S; ryzyko stwarzała głównie podatność na uszkodzenie przez wilgotny gaz siarkowodorowy oraz uwolnienie substancji toksycznych, jak również wcześniejsza historia szkód związanych z pęknięciami i powstawaniem pęcherzy. Wyniki: 68 proc. redukcji ryzyka w przypadku inspekcji RBI w stosunku do standardowej inspekcji okresowej; koszty inspekcji i konserwacji związanej z inspekcją zmniejszone o 291 500 dol. w stosunku do kosztów badania w wysokości 22 000 dol. Dodatkowo, zakład uniknął nieprzewidzianych kosztów związanych z awarią i uszkodzeniem spowodowanym awarią oraz utratą/przestojem w produkcji, a uzyskał zwiększony poziom bezpieczeństwa i większą niezawodność urządzeń.

Źródło: E2G|The Equity Engineering Group, Inc.

wymiernych efektów ekonomicznych dla objętych nią przedsięwzięć. Wynika to m.in. z redukcji ryzyka wystąpienia awarii i związanych z tym nieplanowanych kosztów, optymalizacji czasu i zakresu prac realizowanych w czasie postojów remontowych, redukcji kosztów, w tym kosztów środowiskowych, związanych z przygotowaniem instalacji produkcyjnych do prac remontowych, redukcji kosztów związanych z zarządzaniem zapasami produktów oraz utratą jakości produktów związanych z zatrzymaniem instalacji produkcyjnych itd.

UDT, w porozumieniu z największymi polskimi firmami w branży rafinerijnej i petrochemicznej, takimi jak Lotos S.A., PKN ORLEN S.A. i PERN „Przyjaźń” S.A., podjął działania zmierzające do implementacji najnowszych rozwiązań stosowanych na świecie.

Uruchomiono programy pilotażowe dla instalacji w Orle- nie i Basell Orlen Polyolefins (Grupa Kapitałowa PKN Orlen), dla których najbliższy postój remontowy zaplanowany jest na jesień 2016 roku, oraz dla instalacji w Lotos S.A., gdzie postój remontowy planowany jest na wiosnę 2017 roku. W pierwszym kwartale tego roku ruszył pilotażowy program dla zbiorników magazynowych zlokalizowanych w bazie magazynowej PERN Plebanka.

Równolegle UDT rozwija kompetencje w zakresie nowoczesnych metod badawczych, co w połączeniu z programem RBI przekłada się na wzrost efektywności prowadzonych działań i stanowi gwarancję uzyskania realnych korzyści dla partnerów UDT w przemyśle. Dla tych gałęzi gospodarki, w których zaimplementowanie wprost norm API (np. energetyka, chemia) nie jest możliwe, UDT opracowuje innowacyjne programy eksperckie, wykorzystujące elementy metodologii RBI. Podstawowe wymagania, które muszą spełnić instalacje produkcyjne objęte programem eksperckim UDT, są analogiczne jak dla programu RBI, czyli: aktualna, nie starsza niż pięć lat analiza HAZOP, aktualna dokumentacja techniczna i specyfikacje materiałowe wyposażenia, dane dotyczące historii awarii, napraw, modernizacji, inspekcji i badań NDT, lokalizacji w instalacji i powiązania z innymi urządzeniami i elementami wyposażenia. Wdrożenie tych programów umożliwi osiągnięcie analogicznych efektów, jak w przypadku implementacji norm API w przemyśle rafinerijnym. Ofertę współpracy w ramach programu eksperckiego UDT złożył m.in. Grupie Azoty S.A., a w najbliższym czasie będzie prowadził rozmowy z przedstawicielami sektora energetycznego.

Analiza ekspercka UDT pozwala na:

- optymalizację wykonywanych inspekcji i badań diagnostycznych urządzeń ciśnieniowych,
- opracowanie indywidualnych planów badań diagnostycznych i inspekcyjnych oraz parametrów prób ciśnieniowych dla eksploatowanych urządzeń,
- zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia niebezpiecznego uszkodzenia urządzeń.

Tak wypracowane procedury kontrolne i inspekcyjne przyniosą korzyści zarówno po stronie bezpieczeństwa technicznego, jak i działalności czysto biznesowej.

Przejawia się to w:

- zwiększeniu poziomu ufności badań diagnostycznych,
- optymalizacji wydatków na utrzymanie ruchu,
- możliwości obniżenia kosztów przez:
  - optymalizację zakresów prac remontowych,
  - skrócenie czasu postoju remontowego (zwiększenie dostępności produkcyjnej),
  - dodatkowe argumenty do negocjacji wysokości składek ubezpieczeniowych.

Autor jest dyrektorem Pionu Bezpieczeństwa Technicznego w Urzędzie Dozoru Technicznego.

Wola to wyjątkowe miejsce na mapie stołecznego miasta, bowiem tylko tutaj niemal w całości zachowała się przemysłowa zabudowa Gazowni Warszawskiej z 1888 roku. Zresztą to unikat nie tylko w skali Warszawy czy Polski, ale także świata.



# Ocalić od zniszczenia

„Gazownia Warszawska to małe przemysłowe miasteczko z czerwonej cegły, z siecią dojazdowych ulic, rampami kolejowymi, starymi budynkami (...) – czytamy w przewodniku po Woli. Do dzisiaj na terenie dawnej gazowni zachowały się budynki z tamtych lat, jak choćby budynek mieszkalny, usytuowany przy ul. Kasprzaka (dawniej Dworska), wybudowany w latach 1886–1888, budynki aparatuwni, pomiarowni, magazynu czy odsiarczalni z tego samego okresu. Kolejne zabytkowe obiekty zlokalizowane na tym terenie to budynek tłoczni gazu, charakterystyczna wieża ciśnień, amoniakalnia z lat 20. i 30. XX wieku, a także budynek kotłowni i jej wysoki komin. Śmiało zatem można powiedzieć, że większość zabudowań i sam teren to perły wśród industrialnej architektury Warszawy, wpisane do rejestru zabytków.

Ale ogrodzony teren współczesnej siedziby Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa od strony ul. Prądzyńskiego (dawniej Królewska) pomija dwa zbiorniki gazu, popularne okrągłaki lub, jak kto woli, ceglane rotundy. Wysokie na kilkanaście metrów budowle robią niesamowite wrażenie i przywodzą na myśl starożytne kolosea. Są niemyi świadkami historii rozwoju gazownictwa w Warszawie; historii, która zastała miasto tonące w ciemnościach, bowiem XIX-wieczna Warszawa iluminowana była tylko lampami olejowymi lub świecami w odpowiednich osłonach. Dorożki i powozy posiadały własne oświetlające drogę latarnie. Natomiast poruszający się pieszo ludzie sami rozświetlali mrok, niosąc lampy lub pochodnie. Ulice oświetliły dopiero latarnie gazowe.

W 1856 r. istniejący w Warszawie Komitet Gazowy podpisał umowę udzielającą 25-letniej koncesji na budowę i eksploatację gazowni z Niemieckim Kontynentalnym Towarzystwem Gazowym z Dessau, które w kilka miesięcy zbudowało pierwszą miejską gazownię przy ulicy Ludnej 16 na Powiślu. W grudniu 1856 r. zakład został uruchomiony, ruszyła produkcja i gaz, wytwarzany ze spalania węgla kamiennego, popłynął pierwszym gazociągiem, ułożonym wzdłuż ulic Ludnej, Książęcej, Nowego

Światu i Krakowskiego Przedmieścia aż do Zamku Królewskiego, w którym w owym czasie urzędował carski namiestnik.

W stosunkowo krótkim czasie, bo już w dwa lata po uruchomieniu zakładu na Ludnej, gaz dotarł do gospodarstw domowych. Na przeszkodzie w jego powszechnym użytkowaniu stał rozwój sieci gazowej i zamożność obywateli, ponieważ nie każdy mógł sobie pozwolić na taki luksus, jak gazowe oświetlenie w domu. Ale historia wielkich i epokowych wynalazków pokazuje, jak szybko docierają one pod przysłowiowe strzechy. Tak też stało się z gazem, który był wykorzystywany w kuchniach do sporządzania posiłków, w piecach do podgrzewania wody oraz do ogrzewania mieszkań. Dodać trzeba, że gaz miał znacznie szersze zastosowanie, o czym dziś często zapominamy. Poza licznymi urządzeniami do gotowania i oświetlenia gaz zasilał magły do bielizny, domowe żelazka, pierwsze lokówki do włosów, a nawet gazowe lodówki. Zapotrzebowanie na gaz rosło w szybkim tempie. Zakład przy Ludnej wymagał natychmiastowej rozbudowy, ponieważ ówczesne moce produkcyjne nie były w stanie zaspokoić popytu na rynku. Wybór padł na wieś Wola w gminie Czyste, na zachód od Warszawy. Zadecydowały o tym względy, które współcześnie nazwalibyśmy logistycznymi. W pobliżu wsi przebiegała linia Kolei Warszawsko-Wiedeńskiej z terenem potrzebnym do wybudowania bocznic dla dostarczanego węgla.

W 1886 r. Towarzystwo z Dessau rozpoczęło budowę drugiego zakładu, który miał sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu. Budowa trwała dwa lata, większa gazownia, jako Zakład Gazowy nr 2, została uroczystie otwarta 6 października 1888 r. przy ulicy Dworskiej, obecnie Marcina Kasprzaka.

W 1888 roku powstał pierwszy zbiornik gazu, ponieważ już wówczas wolska gazownia zapewniała ponad 47% całkowitej produkcji rocznej i taki magazyn był niezbędny. 12 lat później, w 1900 r., wybudowano drugi zbiornik. Budowa obu była niezwykle precyzyjna, bowiem cegły musiały być ułożone co do milimetra. Jeśli sprawdzający i nadzorujący prace majster uznał,

że jest inaczej – nakazywał fuserkę rozebrać. Jako zaprawy do łączenia cegieł wykorzystywano wapno gaszone, które z uwagi na tamtejszą technologię było wówczas trudno dostępne. Mistrz murarski, kiedy urodził mu się syn, kupował plac budowlany i kopał ogromny dół, do którego wsypywał wapno i zalewał je wodą. Do czasu osiągnięcia przez syna pełnoletności do dołu dorzucano nie tylko piasek, ale również zdechłe zwierzęta. Po upływie 21 lat wapno osiągało konsystencję gęstej śmietany i nadawało się do użytku. Właśnie takiej zaprawy używano przy wznoszeniu obu zbiorników gazu. O solidności ich wykonania świadczy fakt, że kiedy kilkadziesiąt lat później rozbierano posadowione na dnie basenu, w obu zbiornikach, obudowy rur, trzeba je było rozbijać, ponieważ miały monolit kamienia. Wewnątrz obu ceglanych rotund osadzony był metalowy zbiornik na gaz o pojemności odpowiednio 57 tys. i 43 tys. metrów sześciennych. Puste zbiorniki zanurzały się całkowicie w basenie z wodą, która stanowiła uszczelnienie. Kiedy gaz zatłaczano, wynurzały się one aż pod kopułę. Wtłoczony gaz był utrzymywany pod odpowiednim ciśnieniem, by następnie trafić do sieci gazowniczej. Na wysokości okien znajdują się stalowe galerie z poręczami, służące pracownikom dozoru nad kontrolą urządzenia i odczytów pomiaru ciśnienia.



Podczas drugiej wojny światowej, w 1939 roku, kiedy Warszawa bombardowana była zarówno z ziemi, jak i z powietrza, ucierpiały też zbiorniki. Pocisk artyleryjski trafił w jeden z nich, w którym zgromadzone były wówczas 23 tysiące metrów sześciennych gazu. Na szczęście, do wybuchu nie doszło, tylko zawalił się dach, a zmagazynowany gaz spłonął.

Pod koniec lat 60. XX wieku stało się oczywiste, że gazownia na Woli nie będzie w stanie zaopatrzyć szybko rozbudowującej się stolicy.

Rozważane były różne koncepcje, na przykład budowy potężnego zakładu gazo-koksowniczego w rejonie Warszawy, ale poza jej granicami. Jeszcze inna zakładała wykorzystywanie gazu ziemnego w czystej postaci. Zwolennicy tej drugiej do swojej idei przekonali nie tylko ówczesne władze miasta, ale także urzędników wyższych szczebli. W 1967 r. zaczęto przystosowywać sieć i urządzenia gazowni na Woli do wykorzystywania naturalnego gazu ziemnego. W roku 1970 wygaszono wielką piecownię Glover-West i tym samym zakończono w Warszawie produkcję gazu z węgla. Jego miejsce zajęły dwie linie technologiczne konwerterów gazu ziemnego. Jednostka ta pracowała do 17 września 1978 r., gdy ostatecznie zakończona została produkcja gazu miejskiego. Od tego czasu mieszkańcy stolicy otrzymują gaz ziemny tylko w postaci naturalnej. Obie budowle przestały być potrzebne. Wewnętrzne, ogromne metalowe zbiorniki zostały pocięte i wywiezione, zostały tylko okalające je mury z czerwonej cegły.

W roku 1990 rotundy zostały przekazane na własność miastu, a w 1991 roku przeszły w prywatne ręce. Właścicielem terenu i budynków stała się Fundacja „Wystawa Warszawa walczy 1939–1945”. Planowano tam urządzić muzeum powstania warszawskiego. Pięć lat później zbiorniki zostały sprzedane. Obecnie ich właścicielem jest firma, która od dwóch dekad mówi o zagospodarowaniu zabytkowych zbiorników na biura, centrum handlowe, hotel lub lofty.

Ceglane rotundy to chyba najbardziej zapomniane, acz spektakularne miejsca na Woli. W kwietniu br. sami mieszkańcy Woli upomnieli się o te zabytkowe budowle, które powinny być dumą dzielnicy, a straszą, porośnięte drzewami i rozwalającym się płotem.

„Miasto nie powinno beczynnym patrzeć, jak właściciel zaniedbuje to miejsce” – przekonują w mediach społecznościowych mieszkańcy. Pod hasłem „Ratujmy wolskie koloseum!” 9 kwietnia na skwerze Alojzego Pawełka zorganizowali happening. Apel mieszkańców nie przeszedł bez echa nie tylko za sprawą nagłośnienia akcji w mediach. 13 kwietnia burmistrz Woli poinformował o wszczęciu kontroli, ponieważ mogło dojść do złamania warunków umowy, na mocy której zbiorniki gazu miały być zaadaptowane na cele wystawy. Urząd Dzielnicy Wola zwrócił się również do stołecznego konserwatora zabytków o podjęcie działań interwencyjnych, które doprowadzą do egzekucji opieki nad zabytkowymi rotundami przez właściciela.

Tym razem jest szansa, że coś w tej sprawie będzie się działo dalej. Pod koniec kwietnia z inicjatywy burmistrza odbyło się kolejne spotkanie, w którym uczestniczyli: stołeczny konserwator zabytków, zastępca burmistrza, społecznicy i właściciel obiektu, wobec którego wszczęta została już procedura egzekucyjna. Służby konserwatorskie podjęły decyzję o nałożeniu kary finansowej na właściciela zbiorników w wysokości do 50 tys. zł miesięcznie, jeśli ten nie przedstawi konkretnego zakresu prac, sposobu ich finansowania oraz harmonogramu działań związanych z właściwym zabezpieczeniem obu obiektów.

Z kolei urząd niedługo przedstawi wnioski pokontrolne, które – jak poinformował nas Mariusz Gruza, rzecznik wolskiego burmistrza – mogą doprowadzić do rozwiązania umowy.

(mc)

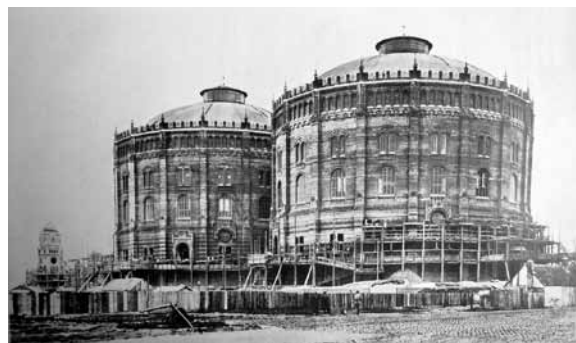


# Gasometer City

## – wzorcowa rewitalizacja

Anna Cymer

Cztery zbiorniki na gaz, wybudowane w latach 90. XIX wieku w południowej części Wiednia, od początku naszego stulecia pełnią zupełnie nowe funkcje. Poprzemysłowe zabytki przy pomocy znanych architektów zamieniono w tętniące życiem, bardzo modne miejsce.



Gasometer w 1901 roku.  
Fot. Franz Kapaun, zdjęcie w domenie publicznej

Gasometer, cztery cylindryczne zbiorniki na gaz, każdy ukryty za ceglana elewacją, zbudowano na obrzeżach Wiednia w latach 1896–1899. Należały do Wien Simmering, największej wówczas miejskiej gazowni w Europie, mającej za zadanie dostarczać paliwo zarówno do gospodarstw domowych, jak i np. do oświetlenia ulic. W 1900 roku Wiedeń liczył już prawie dwa miliony mieszkańców, zapotrzebowanie na gaz było więc duże. W związku z tym Gasometer został zaprojektowany tak, aby te potrzeby zaspokajać: zbiorniki miały średnicę 60 m i wysokość 73 m, każdy mieścił 90 000 m<sup>3</sup> gazu. Od 31 października 1899

roku, w którym gazownię uruchomiono, aż do 1986 roku, gdy została ostatecznie zamknięta, Wien Simmering miała tylko jedną przerwę w działaniu: dostawy gazu na 12 miesięcy przerwano w kwietniu 1945 roku – instalacja została uszkodzona w wyniku działań wojennych. Wszystko zmieniło się na przełomie lat 70. i 80. XX wieku, kiedy miasto zrezygnowało z używania gazu uzyskiwanego z węgla na rzecz gazu ziemnego – zbiorniki przestały być potrzebne. Nie można było ich rozebrać, bo od 1978 roku znajdowały się na liście austriackiego dziedzictwa kulturowego. Ponadto, przez ponad 80 lat od chwili powstania zmieniło się ich sąsiedztwo: Wiedeń rozbudował się w kierunku południowym, wchłaniając niegdyś pełną nieużytków okolicę Wien Simmering; gazowe relikty stały więc już nie na uboczu, lecz wśród rozwijających się nowych dzielnic, a ich charakterystyczne sylwetki wpisały się w ten krajobraz. Gasometer stał się rozpoznawalny także dzięki sporadycznie organizowanym tu w latach 90. imprezom, klubowym koncertom, wystawom, spektaklom alternatywnych teatrów. Postanowiono więc wykorzystać tkwiący w gazowych zbiornikach potencjał.

Zarządzające czterema gmachami władze miasta zdecydowały się zachować obiekty, nadając im jednak nowe funkcje. Rewitalizację przygotowano bardzo starannie: zanim budynki sprzedano deweloperom, precyzyjnie określono warunki i cele tego przedsięwzięcia. Władze Wiednia oczekiwały, że in-

westorzy zachowają ceglane bryły, część ich kubatury przeznaczając na lokale mieszkalne i kwatery studenckie. Pozostała część zbiorników miała pełnić zróżnicowane funkcje – od biurowych po handlowe i rozrywkowe. Egzotycznym – z punktu widzenia polskich przedsięwzięć budowlanych – może się wydać fakt, że planując inwestycję, zbudowano od razu nową linię metra, łączącą centrum miasta z projektowanym dopiero kompleksem Gasometer City. Chodziło o to, by nowa zabudowa nie doprowadziła do zakorkowania okolicy przez prywatne samochody.

W połowie lat 90. dawne zbiorniki Wien Simmering kupiły trzy firmy inwestycyjne:



Gasometer B, © Duccio Malagamba,  
mat. pras. Coop Himmelb(l)au.



Gasometer B, © Duccio Malagamba,  
mat. pras. Coop Himmelb(l)au.



Gasometer City, fot. Böhringer Friedrich, CC BY-SA 3.0 AT.

GESIBA (Gemeinnützige Siedlungs- und Bauaktiengesellschaft), GPA (Wohnbauvereinigung für Privatangestellte Gemeinnützige GmbH), SEG (Stadterneuerungs- und Eigentumswohnungsges.m.b.H.). Deweloperzy zaprosili do współpracy bardzo znanych architektów, oddając w ręce każdego po jednym ceglanym budynku. I tak rewitalizację zbiornika Gasometer A zaprojektował Fran-



Gasometer City, fot. Monyesz, CC BY-SA 3.0 AT.

cz, Jean Nouvel, laureat Nagrody Pritzкера z 2008 roku. Zaprojektowanie Gasometeru B przypadło bardzo znanej austriackiej pracowni Coop Himmelb(l)au, której twórca i szef, Wolf D. Prix, znany jest z wizjonerskich realizacji i pasji do eksperymentowania. Nowe funkcje zbiorników C i D opracowali austriaccy architekci Manfred Wehdorn i Wilhelm Holzbauer. Architekci otrzymali do dyspozycji założone na planie koła ceglane konstrukcje, które według własnego pomysłu wypełniali nową zabudową. Wolf D. Prix w Gasometer B wkomponował nowy budynek, nie łącząc go ze ścianami zbiornika, dzięki czemu przez okna łatwo dostrzec nietypową konstrukcję „budynek w budynku”.

Gasometer B też jest wyjątkowy, bo jako jedyny otrzymał nowe skrzydło: do jego elewacji dostawiona została na zewnątrz wygięta, szklana wieża, w której znajdują się mieszkania. Ten zabieg miał na celu pokazanie, że mimo zabytkowej formy Gasometer jest teraz obiektem nowoczesnym – wszystkie pozostałe współczesne uzupełnienia znajdują się tylko wewnątrz zbiorników. Jean Nouvel Gasometer A nakrył szklaną kopułą, szkło i stal są też budulcem dziewięciu dwunastokondygnacyjnych segmentów biurowo-mieszkaniowych, które Francuz wkomponował we wnętrze zbiornika. Manfred Wehdorn, projektując zabudowę dla Gasometeru C, zainspirował się modernistyczną zabudową mieszkaniową Wiednia z pierwszych lat XX wieku. Powstało tu sześć tynkowanych na biało, schodkowo ukształtowanych budynków mieszkalnych, połączonych biegnącymi na różnych wysokościach galeriami. Biel elewacji uzupełnia zieleń na dziedzińcu i tarasach – bo zaprojektowano je tak, by mieszkańcy sami mogli tam zakładać ogrody. Zabudowa w zbiorniku C była współfinansowana przez miasto: mieszkania są tu lokalami komunalnymi, w których czynsze reguluje ratusz. Wewnątrz zbiornika Gasometeru D stanęły trzy wieże. Poza mieszkaniami znalazły się tu m.in. dwa poziomy parkingów oraz... państwowe archiwum, w którym znajduje się nie tylko 70 000 metrów regałów z dokumentami, ale i bezcenne eksponaty, w tym testament Beethovena oraz zapisy nutowe Mozarta.

Aby cały kompleks zachował spójny wyraz, wszyscy projektanci pracowali razem, dopa-



Gasometer City, © Bwag, CC BY-SA-4.0.

sowując swoje pomysły do nadrzędnego celu, jakim było stworzenie tu nowej, atrakcyjnej, wielofunkcyjnej miejskiej przestrzeni. Zbiorniki scala pasaż handlowy, biegnący przez najniższe kondygnacje wszystkich czterech

budynków – to dziesiątki sklepów, kawiarni, restauracji. W każdym z ceglanych cylindrów znalazło się też kilka kondygnacji przeznaczonych na biura. Pozostałe zamieniono przede wszystkim w lokale mieszkalne. W sumie na terenie kompleksu, zwanego potocznie Gasometer City, w latach 1999–2001 powstało prawie 800 mieszkań oraz 73 lokale studenckie (z towarzyszącą im infrastrukturą, m.in. klubem, siłownią, miejscami do spotkań i do nauki). Ponadto, wybudowano tu 11 000 m<sup>2</sup> powierzchni biurowych, halę widowiskową dla 3000 widzów, bibliotekę, kino, centrum medyczne oraz około 1000 miejsc parkingowych. Pełnią też wiele innych funkcji, dając zatrudnienie 900 osobom.

Rewitalizacja kompleksu Gasometer City kosztowała 174 mln euro. Choć od oddania



Gasometer City, © Pressefoto Votava, mat. pras. UM w Wiedniu.

budynków do użytku w czerwcu 2001 roku minęło już 15 lat, bywanie tu nie wyszło z mody: to nie tylko osiedle mieszkaniowe dla prawie dwóch tysięcy osób, ale i lubiane miejsce zakupów, spotkań, rozrywki i wypoczynku. Ale na tym nie koniec: popularność Gasometer City wywarła ogromny wpływ na rozwój okolicy: w sąsiedztwie powstały nie tylko nowe domy, ale i centrum rozrywki oraz tereny rekreacyjne. Dzielnica Simmering stała się modna i popularna zarówno wśród wiedeńczyków, jak i turystów. Eksperci są zgodni: rewitalizacja gazowych zbiorników w Wiedniu jest jedną z najlepiej przeprowadzonych adaptacji obiektu poprzemysłowego w Europie.



# Wzmacniamy bezpieczeństwo energetyczne Polski

22 maja 2006 roku Rada Bezpieczeństwa Narodowego obradująca pod przewodnictwem Prezydenta RP Lecha Kaczyńskiego zadecydowała o budowie gazoportu na polskim wybrzeżu. Dziesięć lat później, 17 czerwca 2016 roku do Terminala LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu dotarł pierwszy komercyjny transport skroplonego gazu z Kataru. Kolejna dostawa pochodzi z Norwegii.

Jesteśmy dumni, że Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo jako narodowy lider gospodarczy rozpoczęło sprowadzanie do Polski i Europy Środkowej gazu z rynku globalnego. Poprzez dostawy gazu ze stabilnych i przewidywalnych źródeł wzmacniamy niezależność i bezpieczeństwo energetyczne Rzeczypospolitej.

