

czerwiec 2019


Przegląd Gazowniczy

nr 2 (62)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA


PGNiG
TERMIKA


PGNiG
TERMIKA

Temat wydania:

TRANSPORT GAZU

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 1657503 02

zapraszają do udziału
w XV edycji programu podyplomowych studiów menedżerskich

MASTER OF BUSINESS ADMINISTRATION

dla firm sektora gazowniczego, energetycznego,
paliwowego i ciepłowniczego (GEPC)

Jeden z najlepszych programów MBA w Polsce.

Prowadzony od 1991 r.

Dyplom uznawany na całym świecie.

Walidowany przez znaną europejską szkołę biznesu.



Studia MBA prowadzone przez IGG mają charakter programu Executive.

Trwają 4 semestry (dwa lata, ok. 20 zjazdów). Zajęcia odbywają się raz w miesiącu podczas 3-dniowych sesji (czwartek–sobota) i rozpoczną się w październiku 2019 r. Rejestrację zgłoszeń rozpoczynamy od 1 lipca br.

Więcej informacji na www.igg.pl

Planowane wydarzenia IGG

- I. **Warsztaty Komitetu Standardu Technicznego,**
Warszawa, 26 września 2019 r.
- II. **Kongres Energetyki i Ochrony Środowiska – III Kongres Innowacji w Energetyce,**
Warszawa, 10 października 2019 r.
Panel IGG: „Wodór – wsparciem polskiego gazownictwa”.
- III. **Cykliczna konferencja IGG**
„Inwestycje w branży. Innowacyjne gazownictwo”, 24 października 2019

Jednym z najważniejszych wydarzeń ubiegłego kwartału dla sektora gazowniczego i naszego samorządu gospodarczego była jubileuszowa, X edycja Międzynarodowych Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2019, które odbyły się w kwietniu w Kielcach. Ponad 100 wystawców z Polski, Czech, Litwy, USA, Kanady, Niemiec, Belgii, Holandii oraz Włoch, a także 3700 zwiedzających wskazuje, że polskie gazownictwo jest atrakcyjnym rynkiem, a firmy tego sektora – liczącym się partnerem biznesowym. To kolejny sygnał, że gaz ziemny wkracza w nową erę – staje się paliwem przyszłości dla polskiej gospodarki. Gaz powinien być paliwem pierwszego wyboru, jeśli ktoś rozważa inwestycje w wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła czy chłodu. Ten przełom dokonuje się z naszym udziałem. Strategia budowania bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw gazu zmniejszyła ryzyko związane z inwestowaniem w ten sektor gospodarki. Wzrost wydobycia PGNiG na norweskim szelfie kontynentalnym oraz projekt Baltic Pipe pozwolą na bezpośrednie pozyskanie konkurencyjnego gazu z bezpiecznego i pewnego źródła. Natychmiastowy efekt uzyskano dzięki postawieniu na LNG i budowie terminalu w Świnoujściu – Polska znalazła się w gronie liderów zmian na światowym rynku gazu. Perspektywa rozbudowy terminalu w Świnoujściu wzmocni potencjał naszego rynku.

Tematem wydania tego numeru jest transport gazu – to fundament zapewnienia bezpieczeństwa dostaw. Przesył i dystrybucję gazu analizujemy wieloaspektowo, by wskazać wszystkie obszary jego zastosowań w gospodarce, z pełnym uzasadnieniem, że jest to paliwo ekologiczne, bezpieczne i konkurencyjne cenowo. Co ważniejsze, pokazujemy, iż polskie firmy gazownicze są technologicznie i logistycznie w pełni przygotowane do realizacji zapotrzebowania rynku na „błękitne paliwo”. Korzystne umowy długoterminowe na import LNG, zawarte z wiarygodnymi partnerami, oraz dostawy gazu wydobywanego w Norwegii pozwolą w przyszłości spokojnie reagować na dynamicznie rosnące zapotrzebowanie rynku na gaz również w skali regionalnej. Istotne zmiany w zakresie kierunków dostaw oraz dynamicznie rozwijający się rynek gazu w Polsce uruchamiają dalsze procesy inwestycyjne. Realizowane są wielkie projekty w segmencie przesyłu gazu ziemnego i w systemie jego dystrybucji. Zdolności importowe Polski po roku 2022 – przy założeniu zrealizowania

budowy wszystkich interkonektorów, działającego Baltic Pipe i rozbudowy terminalu LNG – pozwolą na uzyskanie na punktach wejścia do naszego systemu 52 mld m³ gazu.

Umożliwi to pełną integrację z krajami ościennymi. Zanim to jednak nastąpi, system wymaga rozbudowy gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Bez terminowego wykonania powyższych inwestycji rozesłanie po kraju takiego wolumenu będzie niemożliwe. Zakładamy, że rozbudujemy system o prawie 6000 km gazociągów. Dodatkowo, do 2022 roku powstanie 1000 km gazociągów z nadzwyczajnego planu rządowego, co oznacza, że 90 proc. mieszkańców Polski będzie miało dostęp do gazu ziemnego. Sieć gazowa pokryje 75 proc. obszaru kraju. Historyczne „białe plamy” będą znikać. Jako samorząd gospodarczy sektora gazowniczego niezmiennie apelujemy, aby „błękitne paliwo” zostało wreszcie w znaczący sposób docenione w pracach nad PEP 2040. Musimy pamiętać, że nie dokonano rewizji regulacji prawnych w zakresie inwestycji liniowych, by zlikwidować wreszcie „inwestorski tor przeszkód”. Ta niedogodność regulacyjna ogranicza pole działania nie tylko inwestorów w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, ale nawet tych, którzy realizują program „wyspowej gazyfikacji”. Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu zakłada stopniowe redukcje udziału węgla w krajowym systemie energetycznym, a także modernizację i dywersyfikację technologiczną w budynkach i transporcie. Zwiększone wykorzystanie gazu pozwala na ograniczanie emisji, a wzrost udziału LNG w bilansie dostaw zapewnia bezpieczeństwo i konkurencję. Taka transformacja może stać się wspólną korzyścią dla gospodarki, społeczeństwa i środowiska naturalnego.



Łukasz Kroplewski
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

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



Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
tel. 22 631 08 46, 22 631 08 38
faks 22 631 08 47, e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

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

DTP i druk: BARTGRAF
04-120 Warszawa, ul. Gedymina 13/28
tel. 22 625 55 48, e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **Z gazem ziemnym przez oceany.** Marcin Poznań pisze o ekonomicznym transporcie gazu ziemnego metanowcami
- 11 **Potencjał wykorzystania logistyki kolejowej, multimodalnej i śródlądowej w segmencie *small scale* LNG.** Maciej Wawrzkowicz i Łukasz Trzszczkowski analizują możliwości alternatywnych sposobów transportu paliw gazowych
- 16 **Projekt i budowa kontenerowca z napędem LNG.** Ryszard Michałowski przedstawia projekt Stoczni Koźle

NASZ WYWIAD

- 20 **W biznesie rośnie świadomość atutów LNG.** Rozmowa z Tymoteuszem Pruchnikiem, prezesem zarządu Gas-Trading S.A.



20

PUBLICYSTYKA

- 22 **Planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego.** Wojciech Grzędzielski omawia powiązania rozwoju systemu gazowego z polityką przestrzenną i energetyczno-środowiskową miast i gmin

EXPO-GAS 2019

- 28 **X Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej**

PGNiG SA

- 36 **Ponad 26 mld metrów sześciennych gazu w 2040 roku**

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 38 **LNG napędzi transport w Polsce**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 **Kolejne inwestycje spółki: na Pomorzu, Kujawach, Podkarpaciu i Podlasiu**



28

GAZ-SYSTEM S.A.

- 44 **Baltic Pipe – nowe źródło dostaw gazu do Polski**

GAS STORAGE POLAND

- 46 **Zrównoważone podziemne bezzbiornikowe magazynowanie gazu w KPMG Kosakowo**

PGNiG TERMIKA SA

- 48 **Budowa nowego bloku w EC Żerań na półmetku**
- 49 **Spółka zainwestuje w rozwój nowoczesnego systemu ciepłowniczego w Przemysłu**

EuRoPol GAZ s.a.

- 50 **Ewolucja systemów łączności w spółce**

OSOBOWOŚĆ

- 52 **W eksploatacji nie ma miejsca na rutynę.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Zbigniewa Bobińskiego

PRAWO

- 54 **Zmiany w dyrektywie 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.** Tomasz Brzeziński, Adam Wawrzynowicz i Dagmara Dragan omawiają dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady
- 56 **Przegląd wspólnotowych i krajowych zobowiązań w zakresie poprawy efektywności energetycznej** – Marek Czaja i Paweł Płachecki
- 57 **Audyt energetyczny przedsiębiorstwa w PGNiG SA** – Marek Czaja i Sebastian Szymczuk

Na okładce: wizualizacja nowoczesnego bloku gazowo-parowego, który powstaje w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Drugi kwartał 2019 roku był dla Izby Gospodarczej Gazownictwa czasem obfitującym w ważne wydarzenia.

17 czerwca 2019 roku w Warszawie odbyło się **Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG**. ZWZC przyjęło sprawozdanie z działalności i sprawozdanie finansowe IGG za 2018 rok oraz sprawozdanie Komisji Rewizyjnej. Wszyscy członkowie Zarządu oraz Komisji Rewizyjnej IGG uzyskali absolutorium ZWZC. Dziewięciu osobom przyznano honorowe odznaki IGG za zasługi dla sektora gazowniczego. Dokonano zmian w statucie, które dotyczą zasad członkostwa w IGG. Przedstawiono aktualny stan prac Zespołu ds. Ustanowienia Kodeksu Dobrych Praktyk w zakresie relacji inwestor–wykonawca. Przedstawiono również inicjatywy IGG zaplanowane na 2019 rok.

24–25 kwietnia 2019 roku odbyła się **X edycja Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2019**. Pierwszego dnia zorganizowana została konferencja pod hasłem „Efektywność energetyczna w łańcuchu dostaw gazu”. Wzięło w niej udział około 150 uczestników. Drugiego dnia odbyły się warsztaty techniczne w zakresie standaryzacji, które zgromadziły około 100 uczestników. Omówiono nowo opracowane standardy oraz kierunki prac KST IGG.

Podczas wieńczącej targi uroczystej gali osobom szczególnie zasłużonym dla rozwoju polskiej energetyki wręczono odznaczenia państwowe i resortowe. Wręczono także odznaki honorowe Izby Gospodarczej Gazownictwa oraz dyplomy ukończenia MBA.

Więcej informacji o targach na stronach 28–35.

17 maja br. IGG w ramach swojej działalności statutowej zorganizowała bezpłatne **szkolenie podatkowe** dla firm zrzeszonych na temat **raportowania schematów podatkowych – MDR (Mandatory Disclosure Rules)**. Szkolenie przeprowadził Instytut Cen Transferowych sp. z o.o. z Warszawy. Udział w nim wzięło ponad 40 osób z działów ekonomiczno-prawnych spółek zrzeszonych w IGG. Każdy uczestnik otrzymał certyfikat potwierdzający udział w szkoleniu. (więcej na str. 27).

5 kwietnia w Warszawicach już po raz siódmy odbyło się – pod patronatem IGG – **spotkanie śląskich firm gazowniczych**, zorganizowane przez firmę Gascontrol Polska, w którym udział wzięli przedstawiciele 26 firm. Podczas spotkania przedstawiono stan realizacji prac Zespołu ds. Ustanowienia Kodeksu Dobrych Praktyk. Omówiono również poprawę współpracy na linii inwestor–wykonawca.

Przedstawiciele **Międzynarodowego Centrum Doskonałości w Dziedzinie Metanu z Kopalń Węgla (ICE-CMM Poland)** wzięli udział w rozmowach eksperckich podczas spotkań w Turcji i na Ukrainie. Ponad 50 prezentacji przedstawili uczestnicy warsztatów poświęconych najlepszym praktykom w pozyskiwaniu i wykorzystaniu metanu z kopalń węgla w Ankarze i w Dnipro, które odbyły się w dniach 10–14 czerwca br. Wśród prawie 200 uczestników – z Turcji, Ukrainy, USA, Rosji, Chin, Gruzji, Szwecji – Polskę reprezentowali Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG, dr Janusz Jureczka z Państwowego Instytutu Geologicznego, Jacek Skiba, Zbigniew Lubosik i Henryk Koptoń z Głównego Instytutu Górniczego oraz Piotr Kasza z Instytutu Nafty i Gazu. Reprezentanci ICE-CMM Poland, w tym Łukasz Kroplewski, przewodniczący jego prezydium, przedstawili łącznie kilkanaście prezentacji, wśród nich m.in. przegląd projektu wydobycia metanu z pokładów węgla w Gilowicach.

Za nami również wydarzenia, w których IGG brała aktywny udział:

- XXII konferencja GAZTERM w Międzyzdrojach (6–9 maja 2019 r.),
- XII Europejski Kongres Gospodarczy w Katowicach (13–15 maja 2019 r.),

- I Kongres Kogeneracji w Kazimierzu Dolnym (4–6 czerwca 2019 r.),

Izba podjęła działania w zakresie współorganizacji **Kongresu Energii i Ochrony Środowiska – III Kongres Innowacja**, który odbędzie się 10 października 2019 roku w Warszawie. Organizatorem kongresu jest Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska.

W ostatnich trzech miesiącach Biuro IGG przekazało do konsultacji do zrzeszonych w IGG firm jedenaście projektów aktów prawnych, w tym:

- projekt ustawy o zmianie ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju oraz niektórych innych ustaw,
- projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw,
- projekt ustawy o zmianie ustawy „Prawo budowlane” oraz niektórych innych ustaw,
- pięć projektów aktów wykonawczych wynikających z realizacji delegacji zawartych w ustawie z 14 grudnia 2018 roku o promowaniu energii elektrycznej z wysoko-energetycznej kogeneracji,
- projekt rozporządzenia ministra gospodarki morskiej i żeglugi śródlądowej w sprawie inwestycji i działań, które wymagają uzyskania oceny wodnoprawnej,
- projekt rozporządzenia ministra energii w sprawie szczegółowych warunków udzielania akredytacji organizatorom szkoleń w zakresie odnawialnych źródeł energii oraz szkoleń i egzaminów dla osób ubiegających się o wydanie lub przedłużenie ważności certyfikatu,
- projekt rozporządzenia ministra energii w sprawie sposobu ustalania mocy przyłączeniowej dla wewnętrznych i zewnętrznych stanowisk postojowych związanych z budynkami użyteczności publicznej oraz budynkami mieszkalnymi wielorodzinnymi,
- projekt rozporządzenia ministra rodziny, pracy i polityki społecznej, zmieniającego rozporządzenie w sprawie refundowania ze środków Funduszu Pracy wynagrodzeń wypłacanych młodocianym pracownikom,
- projekt rozporządzenia Rady Ministrów, zmieniającego rozporządzenie w sprawie przygotowania zawodowego młodocianych i ich wynagradzania,
- projekt rozporządzenia ministra finansów w sprawie znakowania i barwienia wyrobów energetycznych,
- projekt rozporządzenia ministra cyfryzacji w sprawie warunków organizacyjnych i technicznych dla podmiotów świadczących usługi z zakresu cyberbezpieczeństwa oraz wewnętrznych struktur organizacyjnych operatorów usług kluczowych odpowiedzialnych za cyberbezpieczeństwo.

Zbierano również opinie dotyczące realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) i powołanych w tym zakresie czterech grup roboczych (z udziałem przedstawicieli IGG) zajmujących się tematyką:

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



Agnieszka Luty

dokończenie na str. 27

● **21 czerwca br.** Wojewoda zachodniopomorski podpisał decyzję o ustaleniu lokalizacji dla „Budowy infrastruktury niezbędnej dla obsługi międzynarodowego gazociągu bałtyckiego (Baltic Pipe), stanowiącego połączenie systemów przesyłowych RP i Królestwa Danii”. Inwestycja ta będzie polegać na zaprojektowaniu, budowie i eksploatacji gazociągu DN1000 od węzła Płoty do tłoczni Goleniów wraz z rozbudową węzła Płoty.

Gazociąg będzie mógł transportować 10 mld m³ gazu ziemnego rocznie do Polski oraz 3 mld m³ surowca z Polski do Danii. Przewidywana faza prac budowlanych rozpocznie się w 2020 roku. W październiku 2022 roku dla rurociągiem ma popłynąć gaz. To już trzecia decyzja środowiskowa.

Druga decyzja zapadła **17 maja br.** Regionalny dyrektor ochrony środowiska w Szczecinie wydał decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla realizowanego przez GAZ–SYSTEM przedsięwzięcia pn. „Inwestycja stanowiąca infrastrukturę niezbędną do obsługi międzynarodowego gazociągu bałtyckiego (Baltic Pipe) stanowiącego połączenie systemów przesyłowych Rzeczypospolitej Polskiej i Królestwa Danii – część lądowa”. To jeden z pięciu projektów realizowanych w ramach inwestycji Baltic Pipe na terenie Polski.

Pierwsza decyzja została wydana **4 lutego 2019 roku** przez regionalnego dyrektora ochrony środowiska w Gorzowie Wielkopolskim dla przedsięwzięcia pn. „Budowa gazociągu Goleniów – Lwówek, DN1000”.

● **19 czerwca br.** Geofizyka Toruń SA z Grupy Kapitałowej PGNiG jako pierwsza w Europie wdrożyła nowe technologie

POLSKIE LNG w 2018 roku

- ❑ Prawie 2 mln ton, czyli 4,4 mln m³ skroplonego gazu ziemnego rozładowano w terminalu.
- ❑ Przyjęto i rozładowano 23 statki (14 w 2017 roku) ze skroplonym gazem ziemnym.
- ❑ 1794 autocysterny (1523 w 2017 roku) wyjechały ze Świnoujścia. Polskie LNG w 2018 roku ustanowiło także swój wewnętrzny rekord załadunków jednego dnia – było ich 24.
- ❑ W ubiegłym roku w terminalu dokonano pierwszego załadunku gazem skroplonym ISO-kontenera, coraz popularniejszej, standaryzowanej formy transportu LNG.

pozyskiwania danych sejsmicznych w poszukiwaniu złóż węglowodorów. Zamiast dotychczas stosowanych kablowych sieci geofonów wykorzystuje ultralekkie bezprzewodowe czujniki nodalne. Małe gabaryty i waga czujników pozwalają prowadzić badania w harmonii ze środowiskiem naturalnym i otoczeniem społecznym.

● **6 czerwca br.** Pożyczka „Pełnym oddechem” to rezultat współpracy pomiędzy PGNiG Obrót Detaliczny a Bankiem BOŚ S.A. Klienci PGNiG Obrót Detaliczny już wkrótce będą mogli skorzystać z dedykowanej pożyczki „Pełnym oddechem”, otrzymując nawet do 100 tys. zł na cele ekologiczne, zwłaszcza związane z poprawą jakości powietrza atmosferycznego. Będzie ona mogła być wykorzystana m.in. na wymianę użytkowanych urządzeń grzewczych na nowe, ze szczególnym uwzględnieniem kotłów i przyłączy gazowych.

● **24 maja br.** Laboratorium Pomiarów Jakości Gazu, węzeł przesyłowy na powstających gazociągach, które niebawem połączą Baltic Pipe i Terminal LNG ze Słowacją i Ukrainą oraz siedziba pogotowia gazowego to elementy inwestycji spółki w Pogórskiej Woli (województwo małopolskie). Oddział GAZ–SYSTEM, na terenie którego realizowane są te projekty, będzie miał tam nową siedzibę. Zakończenie procesu przeniesienia oddziału z Tarnowa do Pogórskiej Woli nastąpi w roku 2020. Obszar działania oddziału obejmuje swoim zasięgiem cztery województwa: lubelskie, małopolskie, podkarpackie oraz świętokrzyskie. Całkowita ilość przesłanego przez GAZ–SYSTEM gazu w 2018 roku wyniosła 17,2 mld m³, natomiast przez oddział – 5,8 mld m³.

– Średnio co roku przez Oddział w Tarnowie przepływa ok. 37 proc. całego gazu przesyłanego w naszej spółce. To potwierdza, jak ważną rolę odgrywa w regionalnym rynku gazu. Ze względu na istniejący i budowane interkonektory rola oddziału wykracza poza granice Polski – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes GAZ–SYSTEM. – Docenia to również Unia Europejska, która w obecnej perspektywie finansowej wsparła inwestycje GAZ–SYSTEM w regionie kwotą ok. 1,23 mld zł – dodał prezes Zawartko.

● **23 maja br.** Spółki z Grupy Azoty złożyły Polskiemu Górnictwu Naftowemu i Gazownictwu SA oświadczenia o przedłużeniu do 30 września 2022 roku obowiązywania kontraktów na dostawy gazu ziemnego. Kontrakty zawarte 21 czerwca 2017 roku pomiędzy PGNiG SA a pięcioma spółkami z Grupy Azoty przewidywały możliwość przedłużenia okresu ich obowiązywania o 2 lata. Łączna wartość 4-letnich kontraktów, tj. obejmujących okres dostaw od 1 października

Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa

17 czerwca 2019 roku w Warszawie odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG, które podsumowało działalność IGG w 2018 roku. ZWZC IGG pozytywnie oceniło zarówno działalność IGG, jak i podejmowane w jej ramach inicjatywy.

ZWZC IGG przyjęło „Sprawozdanie z działalności IGG za rok 2018” (uchwała nr 01/2019 ZWZC IGG), „Sprawozdanie finansowe IGG za rok 2018” (uchwała nr 02/2019 ZWZC IGG), oraz „Sprawozdanie Komisji Rewizyjnej za rok 2018” (uchwała nr 03/2019 ZWZC IGG).

Zaprezentowano działalność standaryzacyjną IGG za rok 2018 oraz aktualne prace realizowane przez Zespół ds. Opracowania Kodeksu Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca.

Walne Zgromadzenie Członków IGG zdecydowało o przeznaczeniu dochodu z działalności IGG za 2018 rok na cele statutowe (uchwała nr 04/2019 ZWZC IGG), w tym na realizację działalności szkoleniowej i naukowo-technicznej o tematyce wspierającej funkcjonowanie firm zrzeszonych w IGG.

Wszyscy członkowie Zarządu IGG (uchwała nr 05/2019 ZWZC IGG) oraz Komisji Rewizyjnej otrzymali absolutorium za 2018 rok (uchwała nr 06/2019 ZWZC IGG).

Tradycyjnie, WZC IGG zdecydowało o przyznaniu odznak honorowych Izby Gospodarczej Gazownictwa osobom szczególnie zasłużonym dla branży i IGG (uchwała nr 07/2019 ZWZC IGG).

ZWZC IGG zatwierdziło rekomendowane przez Zarząd IGG zmiany w statucie IGG (uchwała nr 08/2019 i 09/2019 ZWZC IGG).



Podczas wizyty prezydenta Andrzeja Dudy w Waszyngtonie członkowie zarządów Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA oraz Venture Global LNG podpisali porozumienie, które zwiększa wolumen zakupu skroplonego gazu ziemnego o dodatkowe 1,5 mln ton LNG rocznie. W uroczystości w Eisenhower Executive Office Building Białego Domu udział wzięli Rick Perry, sekretarz energii USA, oraz Piotr Naimski, sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, pełnomocnik rządu RP do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej. Zgodnie z zapisami porozumienia wolumen LNG odbieranego z terminalu Plaquemines począwszy od 2023 roku został zwiększony z 1,0 do 2,5 mln ton rocznie (tj. z 1,35 do 3,38 mld m³ gazu ziemnego po regazyfikacji). Tym samym łączny wolumen zakupionego przez PGNiG gazu z obu terminali budowanych przez Venture Global LNG osiągnie 3,5 mln ton LNG rocznie – 1,0 mln ton pochodzących będzie z terminalu Calcasieu Pass, a 2,5 mln ton z terminalu Plaquemines.

2018 roku do końca września 2022 roku, szacowana jest na ponad 8 mld zł.

- **24 kwietnia br.** W Świnoujściu odbyło się uroczyste podpisanie umowy o dofinansowanie ze środków unijnych projektu w ramach rozbudowy funkcjonalności Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego. Właściciel i operator instalacji, spółka Polskie LNG (grupa GAZ–SYSTEM), może ubiegać się o zwrot nakładów do maksymalnej kwoty 553 mln zł (128 mln euro) z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego i Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, którego jednym z priorytetów jest poprawa bezpieczeństwa energetycznego.

- **15 kwietnia br.** GAZ–SYSTEM podpisał z unijną Agencją Wykonawczą ds. Innowacji i Sieci (INEA) umowę na dofinansowanie prac budowlanych dla Baltic Pipe w ramach instrumentu „Łącząc Europę”. Uroczystość podpisania umowy na wsparcie finansowe, którego maksymalna wysokość wynosi prawie 215 mln euro, odbyła się 15 kwietnia 2019 roku w Brukseli. Dofinansowanie zostanie przeznaczone na realizację prac budowlanych zarówno dla gazociągu podmorskiego, łączącego systemy przesyłowe Polski i Danii, jak i na rozbudowę i modernizację polskiego systemu przesyłowego gazu ziemnego.

- **3 kwietnia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podłączyło do sieci generator prądotwórczy o mocy nominalnej 0,9 MW. Jednostka jest zasilana gazem pozyskanym w ramach

doświadczalnego wydobycia metanu z pokładów węgla, które spółka prowadzi na Górnym Śląsku. Blok gazowy zainstalowano w Gilowicach na terenie gminy Miedźna (województwo śląskie). Od 2016 roku PGNiG wraz z Państwowym Instytutem Geologicznym prowadzi tam prace badawcze w ramach projektu Geo-Metan. Jednostka energetyczna działa przy odwiercie Gilowice-1. Wyprodukowana energia elektryczna trafia do sieci energetycznej Tauron Dystrybucja.

- **28 marca br.** Decyzją prezesa URE z 26 marca 2019 roku zatwierdzona została „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (wersja 27). 1 kwietnia 2019 roku zaczęła obowiązywać nowa „Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” dla polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał–Europa (RIESP SGT).

I Kongres Kogeneracji

Kierownictwo Ministerstwa Energii i Ministerstwa Środowiska, ponad 150 ekspertów, przedstawiciele administracji rządowej i samorządowej, menedżerów przedsiębiorstw energetycznych oraz naukowców uczestniczyło w I Kongresie Kogeneracji, który odbył się w Kazimierzu Dolnym w dniach 4–6 czerwca.

W trakcie konferencji zorganizowanej przez Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych i Europejskie Centrum Biznesu dyskutowano o wyzwaniach i perspektywach rozwoju kogeneracji w naszym kraju.

Podczas pierwszego panelu Wojciech Dąbrowski, prezes PTEZ, stwierdził, że *przed nami ogromne nakłady inwestycyjne związane z dostosowaniem naszych zakładów do wymogów polityki klimatycznej. Wiemy jednak, że przełożą się one przede wszystkim na poprawę jakości powietrza i zdrowia.*

Jarosław Głowacki, prezes PGNiG TERMIKA SA, odniósł się do roli samorządów w efektywnym realizowaniu projektów kogeneracji. Wyraził nadzieję, że we współpracy z podmiotami z branży elektrociepłowniczej uda się wykorzystać lokalny i regionalny potencjał. Podkreślił, że w samorządach wyraźnie widoczny jest trend do rozwoju nowoczesnych systemów ciepłowniczych, likwidujących tzw. niską emisję.

Teresa Laskowska, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa, podkreśliła, że polityka klimatyczna UE, a także polityka energetyczna Polski, wytyczają strategię opartą na energooszczędności i redukcji emisji CO₂, co promuje „błękitne paliwo” jako najbardziej efektywne i ekologiczne. Rynkowe prognozy, jak choćby najnowszy raport Forum Energii „Transformacja energetyczna Polski”, wskazują, że dywersyfikacja miksu postępuje w kierunku większego wykorzystania jednostek gazowych. W zeszłym roku jego udział wyniósł 7,2% wobec 5,6% w roku 2017. Przypomniała, że Izba Gospodarcza Gazownictwa w sojuszu z samorządami gospodarczymi energetyki zawodowej, ciepłownictwa i odbiorców energii wypracowała – we współpracy z Ministerstwem Energii – model wsparcia dla kogeneracji, najskuteczniejszy mechanizm rozwoju efektywnej i ekologicznej energetyki i ciepłownictwa. Po licznych konsultacjach to prawo już powstało, trwają prace nad rozporządzeniami wykonawczymi, co powinno ostatecznie zapalić zielone światło dla rozwoju kogeneracji w Polsce. Dyrektor Laskowska poinformowała również, że sektor gazowniczy rozpoczął prace nad kompleksowym dokumentem – „mapą drogową” – dotyczącym kompleksowego programu badawczo-rozwojowego dla technologii wodorowych.

Podczas kongresu odbyło się uroczyste wręczenie nagrody „Przyjaciel kogeneracji”, którą jako pierwszy otrzymał Krzysztof Tchórzewski, minister energii.

Z gazem ziemnym przez oceany

Marcin Poznań

W procesie skraplania gaz ziemny zmniejsza objętość około 600 razy. To sprawia, że można go transportować w sposób ekonomiczny. Po skropleniu w terminalu eksportowym morskimi szlakami trafia do terminalu regazyfikacyjnego, takiego jak np. w Świnoujściu, gdzie następuje zamiana ze stanu skroplonego w lotny. Jednak zanim to nastąpi LNG przebywa długą drogę, transportowany statkami – zbiornikowcami LNG, popularnie zwanymi metanowcami.

Obecnie największym producentem metanowców jest Korea Południowa, której udział w rynku kontraktów na budowę tego typu statków w 2018 roku wyniósł 78%. Pod tym względem znacznie wyprzedza następną w kolejności stocznice japońskie i chińskie. A do tego dochodzą jeszcze jednostki typu FSRU, czyli pływające terminale magazynujące i regazyfikujące LNG.

Jak pisał niedawno na łamach „PG” Ireneusz Łazor, dyrektor biura handlowego PGNiG – PST Supply & Trading w Londynie, w 2018 roku do eksploatacji oddano około 50 nowych zbiornikowców. Prawdopodobna liczba wszystkich nowych metanowców, które w całym 2019 roku wejdą na rynek, wynosi 75. Na początku tego roku Katar, największy eksporter LNG, ogłosił potrzebę zakupu ok. 60 metanowców. W ciągu roku azjatyckie stocznie są w stanie wyprodukować około 65 tego typu transportowców, a cykl procesu produkcyjnego trwa 2–2,5 roku.

Budowa jednostek morskich transportujących skroplony gaz ziemny, a następnie zarządzanie flotami tego typu, to oddzielne rynki, które korzystają z dynamicznie rozwijającego się globalnego handlu skroplonym gazem ziemnym. Eksporterzy nie posiadają flot zdolnych transportować LNG, opierają się więc na wynajmie, czyli tzw. czarterach.

Model, w którym firmy łączyły działalność związaną z produkcją i odbiorem LNG z własnością metanowców, funkcjonował do końca minionego wieku, kiedy rynek czarterów jeszcze nie istniał w tak rozwiniętej formie jak obecnie. Dzisiaj eksporterzy i importerzy LNG wolą przerzucić ryzyko związane z transportem na operatora floty.

Zwykle są to firmy wyspecjalizowane w transportowaniu ładunków gazu, oferujące swoje usługi globalnym graczom LNG, a ich statki pływają pod banderami Bermudów, Wysp Marshalla czy Wysp Bahama. Przykładem jednego z największych tego typu



Przykład metanowca klasy Q-Flex - Al Nuaman z katarskim LNG podczas pierwszego rozładunku w Świnoujściu.

Co to jest boil-off – tak określa się małą część ładunku LNG, która wyparowuje podczas rejsu lub jest wykorzystywana do napędu metanowca. Ponieważ niewielka część LNG musi pozostać w zbiornikach, aby wykorzystać ją do utrzymania sprawności instalacji schładzających, ładownie zapełniane są z małą nadwyżką. Wszystko po to, aby odbiorca otrzymał dokładnie taki wolumen, jaki zamówił. Podczas dwutygodniowego rejsu, w zależności od rodzaju statku i wyposażenia, *boil-off* może wynieść nawet do kilku procent ładunku. W przypadku metanowców z napędem DFDE (*dual fuel diesel engine*) *boil-off* wynosi około 0,1% ładunku na dzień rejsu, choć najnowsze technologie stosowane w metanowcach ograniczają *boil-off* nawet do 0,07%. Metanowce typu Q-Flex oraz Q-Max, którymi LNG dostarcza Qatargas, wyposażone są w nowoczesne instalacje, które ponownie skraplają odparowujący gaz. Określeniem *boil-off* nazywamy także odparowującą ilość LNG w zbiornikach ładowych oraz tzw. LNG małej skali, czyli np. w cysternach samochodowych transportujących skroplony gaz.

operatorów z rodowodem europejskim jest GasLog, wywodząca się z Grecji międzynarodowa firma, która zarządza 27 metanowcami. Ciekawostką jest fakt, że jednej ze swoich oddanych niedawno do eksploatacji jednostek nadała nazwę „Warsaw”. Metanowce GasLog przywoziły już do Polski LNG z USA, jednak „Warszawa” dotychczas do nas nie zawinęła.

Największą flotą metanowców na świecie dysponuje Qatargas. Również ta firma wynajmuje statki do eksportu swojego gazu, choć najnowsze jednostki, typu Q-Flex i Q-Max, zostały zbudowane na specjalne zamówienie katarskiego producenta LNG.

GIGANTYCZNE TERMOSY

Po skropleniu gaz ziemny musi zostać utrzymany w temperaturze -161° Celsjusza. To zadanie specjalnych zbiorników na statkach. Dlatego można je porównać z olbrzymimi pływającymi termosami. Przed pierwszym załadowaniem nowego gazowca skroplonym gazem ziemnym z jego zbiorników trzeba wyeliminować obecność innych gazów, ponieważ tlen i CO_2 nagle poddane niskiej temperaturze mogłyby spowodować zniszczenie instalacji.

Zanim statek do swoich zbiorników przyjmie LNG muszą one zostać odpowiednio schłodzone. Dopiero wtedy może nastąpić załadunek statku ze zbiorników magazynujących LNG w terminalu eksportowym.

Istnieją trzy rodzaje jednostek transportujących gaz, które do tej pory przyplwały do Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu.

Przykładem konwencjonalnego pod względem rozmiaru metanowca jest Clean Ocean – jednostka, która przywiozła do Polski pierwszy ładunek LNG z USA w czerwcu 2017 roku. Wyposażony jest on w zbiorniki membranowe. Tego typu statków pływa po świecie ponad 400, a ładowność każdego z nich wynosi od 130 do 175 tys. m^3 LNG.

Clean Ocean może pomieścić w swoich specjalnych zbiornikach około 160 tys. m^3 LNG i tyle przywiózł wówczas do Polski. Po regazyfikacji dało to około 96 mln m^3 gazu ziemnego.

Z Norwegii do Polski LNG przywożą metanowce z charakterystycznymi widocznymi czterema lub pięcioma sferycznymi zbiornikami typu Moss (od nazwy norweskiej firmy, która zaprojek-

towała to rozwiązanie). Niektóre dostawy od firmy Equinor, np. transportowane przez statek o nazwie Arctic Princess, pływają pod banderą norweską. Ze względu na pojemność tego typu jednostek również zaliczamy je do metanowców konwencjonalnych.

Zupełnie innym rodzajem statku transportującego skroplony gaz ziemny jest metanowiec Q-Flex. Przywozi on ładunki z Kataru – tylko Qatargas dysponuje tego typu flotą. Przykładem Q-Flexa jest Al-Nuaman, który jako pierwszy w historii dostarczył LNG do Polski. To również statki o pięciu ładowniach membranowych, lecz mogące pomieścić o wiele więcej gazu niż konwencjonalne jednostki, dzięki czemu jednorazowo mogą dostarczyć o ponad 20 tys. ton więcej LNG. Pojemność Q-Flexa to 210–217 tys. m^3 LNG., co wpływa na ekonomikę transportu. Posiadają one także własną instalację do skraplania gazu odparowującego podczas rejsu, dzięki czemu minimalizuje się straty LNG w ramach tzw. *boil-offu* (patrz ramka).

Jeszcze większy pod względem pojemności jest Q-Max – tego typu jednostka jest w stanie zabrać na pokład 265 tys. m^3 LNG, ale do tej pory Q-Max nie zawinął do Świnoujścia, głównie ze



Clean Ocean jako przykład konwencjonalnego zbiornikowca LNG.

względów logistycznych – obecnie terminal nie obsługuje tego typu statków. Dla katarskiej firmy pływają także metanowce konwencjonalne. Obecnie LNG od Qatargas rozwozi po świecie 70 zbiornikowców różnego typu, pływających dla tego producenta, a największe z nich mają długość przekraczającą trzy boiska piłkarskie.

POPYT NA CZARTERY

Cykl dostawowy metanowca składa się z załadunku, który w przypadku jednostki konwencjonalnej trwa zwykle jeden dzień. Potem następuje kilka-kilkanaście dni rejsu. Wyładunek LNG w porcie przeznaczenia trwa również około jednego dnia, po czym następuje rejs powrotny – pusty, ale zbiorniki wypełnione są oparami LNG. Szczelnie wypełniające je opary uniemożliwiają przedostanie się do zbiornika innych gazów.

Statek nie zawsze wraca do terminalu, z którego wypłynął. Jednak niezależnie od tego droga po rozładunku to dla pustego metanowca okres, w którym operator nie zarabia. Dlatego armatorom zależy na szybkim znalezieniu nowego klienta – eksportera, najlepiej jak najbliżej od ostatniego rozładunku.



Arctic Voyager z LNG z Norwegii z charakterystycznymi kulistymi zbiornikami.
Fot. Polskie LNG SA

Na koszty frachtu składa się kilka czynników. To nie tylko wielkość jednostki, rodzaj jej napędu i odległość. Na rynku czarterów liczą się także czynniki sezonowe i inne okoliczności. Na przykład Japonia i Korea Południowa tradycyjnie są dużymi odbiorcami LNG, lecz od kiedy Chiny rozpoczęły aktywną walkę ze smogiem, przestawiając swoją gospodarkę na energetykę gazową – znacznie wzrosły zamówienia na dostawy w tamtym rejonie świata, a zatem także popyt na czartery. Kiedy na początku 2019 roku zima w Azji okazała się łagodniejsza od prognoz, spadła liczba zamówień spot w tym regionie świata. Eksporterzy LNG zdecydowali

się na wysłanie ładunków do europejskich terminali. Wpłynęło to nie tylko na cenę gazu, ale także na koszty transportu. Inny przykład to katastrofa w japońskiej elektrowni jądrowej Fukushima z początku dekady. Aby nadażyć za wewnętrznym popytem na energię, a jednocześnie zbilansować brak mocy związanych z wyłączeniem elektrowni, Japończycy zamówili jeszcze więcej LNG, więc cena czarterów w tamtym okresie drastycznie wzrosła.

CORAZ WIĘCEJ, CORAZ SZYBCIEJ

Według danych Międzynarodowej Agencji Energetycznej, liczba metanowców w kolejnych dekadach będzie dynamicznie rosła. Potrzebne będą zwłaszcza amerykańskim eksporterom, którzy cały czas produkują LNG z gazu ziemnego pochodzącego ze złóż łupkowych. Według tych założeń, w 2020 roku łączna liczba już pływających i wprowadzanych do użytku jednostek powinna przekroczyć 550, zaś w 2040 roku zbliżyć się nawet do tysiąca. W tym samym czasie rosnąć będą dystanse, które transportowce będą pokonywały podczas jednego rejsu. Należący do Cheniere Energy terminal Sabine Pass dzieli od Szanghaju około 10 tys. mil morskich, czyli ponad 18 tys. km przez Kanał Panamski, oraz około 13,8 tys. mil morskich, czyli około 25 tys. km przez Kanał Sueski. Według szacunków, w 2040 metanowce podczas jednego rejsu pokonywać będą średnio 18 tys. km. Obecnie na pokonanie odległości od terminali eksportowych w Zatoce Meksykańskiej do terminalu w Świnoujściu metanowiec potrzebuje około dwóch tygodni. Z kolei statek z Kataru na polskie wybrzeże przyplynie w trzy tygodnie.

Liczba ładunków, które przyplynęły do Świnoujścia od uruchomienia terminalu przekroczyła już 60. Obecnie PGNiG przyjmuje średnio dwa ładunki LNG w miesiącu, a będzie ich coraz więcej. Już w lecie tego roku rozpoczną się dostawy z długoterminowego kontraktu z Cheniere Energy, a w latach 2022 i 2023 oddane do eksploatacji zostaną terminale skraplające Calcasieu Pass, Port Arthur i Plaquemines, należące do firm, z którymi PGNiG w 2018 roku podpisało wieloletnie kontrakty. Ładunki pochodzące z tych terminali będą trafiać nie tylko do Polski. Formuła kontraktowa umożliwi nabywcy ich sprzedaż na globalnym rynku.

Marcin Poznań, główny specjalista w Departamencie Public Relations PGNiG SA

Rodzaje kontraktów LNG ze względu na okres obowiązywania

- Kontrakty terminowe: umowy dotyczące serii dostaw po cenie opartej na uzgodnionej formule. PGNiG zawarło tego typu kontrakty na LNG z Qatargas, Cheniere, Venture Global LNG i Port Arthur LNG (kontrakty długoterminowe) oraz z firmą Centrica (kontrakt średnio-terminowy).
- Kontrakty spotowe: umowy na pojedyncze dostawy. PGNiG dotychczas zawierało już transakcje spot z Qatargas, Equinor, Centrica, Endesa, Total, Cheniere i Naturgy.

Rodzaje kontraktów LNG ze względu na formułę dostawy/odbioru

- **DES (Delivered-Ex-Ship):** sprzedawca odpowiada za transport towaru z miejsca załadunku oraz za wszelkie związane z tym ryzyko i koszty; dostarcza towar do określonego miejsca rozładunku i dopiero tam odpowiedzialność za ładunek przejmuje kupujący. Takie zasady obowiązują w kontraktach PGNiG z firmami Qatargas, Centrica i Cheniere.
- **FOB (Free-On-Board):** kupujący przejmuje towar od sprzedawcy już w miejscu załadunku. Od tego momentu nabywca przejmuje odpowiedzialność za ładunek i jego transport do miejsca rozładunku. W tej formule decyduje on o miejscu i czasie rozładunku, co daje elastyczność i możliwość wtórnego handlu towarem (np. LNG w skali globalnej). Takie zasady obowiązują w kontraktach PGNiG ze spółkami Venture Global LNG i Port Arthur LNG.

Potencjał wykorzystania logistyki kolejowej, multimodalnej i śródlądowej w segmencie *small scale* LNG

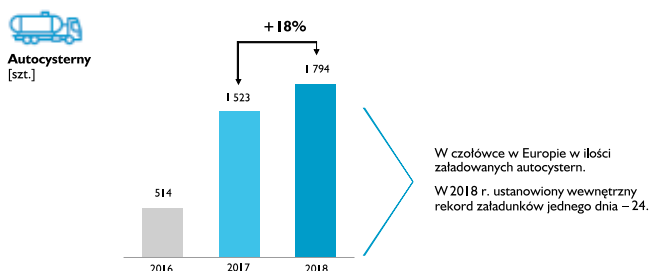
Maciej Wawrzukowicz, Łukasz Trzeszczkowski

Rurociągi zdominowały metody transportu paliw gazowych. Jednak w obliczu zwiększającego się popytu na gaz ziemny, przy jednoczesnym niewystarczającym dostępie do sieci oraz jej ograniczonej przepustowości, specjaliści szukają alternatywnych sposobów transportu surowca. Odpowiedzią na te wyzwania staje się Program Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu, mający na celu zapewnienie bazy infrastrukturalnej do wdrożenia logistyki kolejowej, morskiej i śródlądowej LNG.

Od momentu komercyjnego uruchomienia terminalu LNG w Świnoujściu Polskie LNG (Grupa GAZ-SYSTEM) dokonało ponad 4500 operacji załadunku autocystern. Dzięki temu wynikowi polski terminal plasuje się w ścisłej czołówce pod względem wykorzystania tego typu instalacji. Skroplony gaz ziemny ze Świnoujścia zasila coraz więcej stacji tankowania (w tym jedną z najbardziej wykorzystanych instalacji, zlokalizowaną w Warszawie) oraz satelitarnych stacji regazyfikacyjnych LNG. Na przełomie marca i kwietnia 2019 roku, dzięki dostawom LNG ze Świnoujścia, PGNiG i Lotos przeprowadziły pierwsze komercyjne bunkrowania w formule *Truck-to-Ship* w portach morskich w Gdyni i Gdańsku. Autocysterny opuszczające polski terminal coraz częściej kierują się za granicę, gdzie LNG wykorzystywane jest do bunkrowania promów. Dla porównania: w 2018 roku w Hiszpanii (dane Enagas) dokonano około 52 tego typu operacji.

Wykorzystanie potencjału alternatywnych metod transportu LNG jest obecnie ograniczone – w regionie brak instalacji do załadunku LNG na barki śródlądowe czy cysterny kolejowe. W perspektywie najbliższych czterech lat sytuacja ulegnie jednak zmianie, a to dzięki budowie w terminalu LNG w Świnoujściu ekspedytu kolejowego oraz infrastruktury w części morskiej, umożliwiającej przeładunek LNG na mniejsze jednostki bunkrujące i dowozowe (*feeders*).

Rysunek 1. Wzrost operacji załadunku autocystern w terminalu LNG w Świnoujściu



Kluczowe czynniki stymulujące popyt na usługi segmentu małej skali

Podstawowymi czynnikami kluczowymi dla rozwoju infrastruktury *small scale* LNG są:

- czynniki regulacyjne – obejmujące akty prawne promujące paliwa alternatywne, takie jak dyrektywa o paliwach alternatywnych czy dyrektywa MARPOL (tzw. dyrektywa siarkowa),
 - rosnące obostrzenia dotyczące emisji substancji szkodliwych do atmosfery, w tym PM, SO_x oraz NO_x, a także ograniczenia emisji hałasu,
 - rosnąca konkurencyjność cenowa i dostępność rynkowa – wyższy wolumen LNG na rynku oraz podmiotów oferujących usługi dostaw przekłada się na obniżenie cen dla odbiorców końcowych,
 - wzrost potencjału technologicznego – paleta usług inżynierskich, dostępność technologii i urządzeń z roku na rok ulegają poprawie, co wspomaga proces decyzyjny i zachęca do inwestycji w infrastrukturę *small scale* LNG,
 - wzrost globalnej produkcji pozytywnie wpływa na stabilizację obecnych cen oraz perspektyw cenowych LNG,
 - rosnące zapotrzebowanie na paliwa gazowe – szacuje się, że w perspektywie do 2040 roku udział gazu ziemnego w ogólnym wolumenie paliw stosowanych w transporcie lądowym wyniesie około 5% (wobec 3% obecnie). Według tych samych założeń, udział błękitnego paliwa w paliwach żeglugowych stanowić ma około 10%.
- W ostatnich latach pojawiły się nowe obszary wykorzystania LNG.
- Wykorzystanie skroplonego gazu ziemnego jako paliwa żeglugowego oraz w transporcie lądowym (pozwala na obniżenie emisji CO₂ aż o 20% w stosunku do tradycyjnych paliw i całkowicie redukuje emisję cząstek stałych, tlenków siarki oraz bardzo istotnie (spadek o 80%) ogranicza emisję tlenków azotu).
 - Wykorzystanie energii chłodu z procesu regazyfikacji LNG (przemysł spożywczy, logistyka magazynowa).

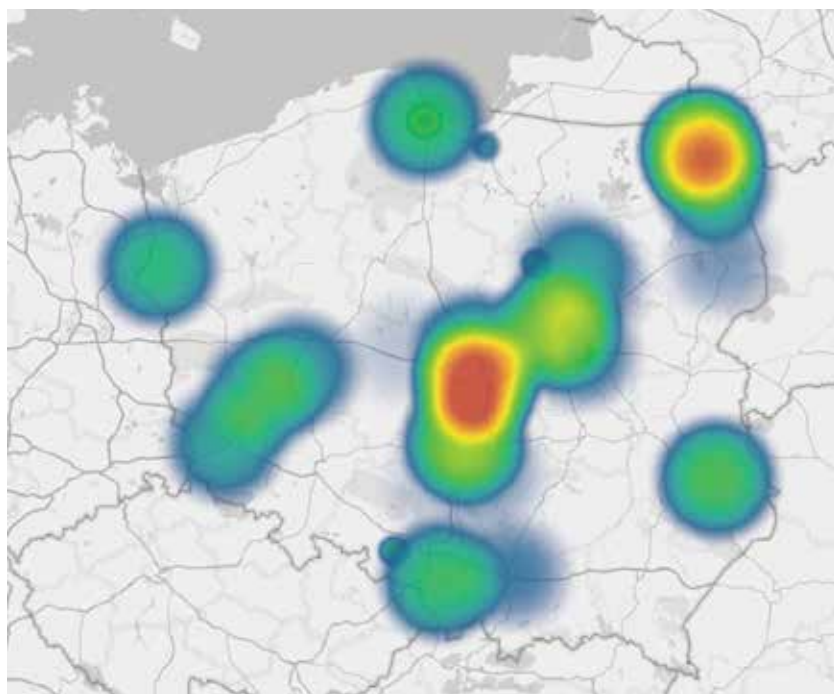
- Produkcja energii elektrycznej – bloki gazowe wykazują znacznie wyższą elastyczność pracy i pozwalają na bilansowanie systemu elektroenergetycznego.
- Instalacje regazyfikacyjne typu *off-grid* (tzw. wyspowa regazyfikacja) oraz instalacje szczytowego zapotrzebowania (*peak shaving*).
- Przetwórstwo spożywcze (zastosowanie w procesach kriokoncentracji, wysalania czy liofilizacji).

Wszechstronność zastosowania paliwa, jakim jest LNG, przekłada się na wzrost popytu, a to z kolei stanowi bezpośredni napęd dla rozwoju rozwiązań technicznych z zakresu transportu, logistyki i magazynowania gazu ziemnego.

W toku prowadzonych przez ekspertów Polskiego LNG analiz zidentyfikowano największe potencjały odbioru LNG w regionach:

- Polski Centralnej,
- Pomorza Gdańskiego,
- Górnego i Dolnego Śląska,
- Polski Północno-Wschodniej.

Rysunek 2. Koncentracja zapotrzebowania na LNG



Opracowanie własne.

Zróznicowanie powyższych regionów pod kątem rozwoju infrastruktury komunikacyjnej i logistycznej, a także różna skala i sezonowość zapotrzebowania na paliwa gazowe, wymuszają proaktywne podejście do sposobu organizacji łańcucha dostaw w celu dotarcia do zlokalizowanych na ww. obszarach odbiorców końcowych.

Możliwe rodzaje transportu LNG

Transport drogowy

Zastosowanie ogniwa transportu drogowego w łańcuchu dostaw LNG jest bardzo rozpowszechnione. Według danych GLE,

obecnie aż 12 największych terminali LNG w Europie oferuje załadunek tego medium na cysterny ruchu drogowego. Obecnie w fazie implementacji znajduje się instalacja załadunkowa na terminalu w Dunkierce (Francja). Do głównych zalet transportu drogowego należą wysoka elastyczność, dostępność floty, a także powszechność usług, co przekłada się na wyższy wskaźnik konkurencyjności wśród usługodawców świadczących usługi logistyczne (rzutujące na ogólny, niższy koszt operacyjny w przypadku stosunkowo niewielkich odległości – do 250 km). Wadą transportu drogowego jest jednak podwyższony koszt eksploatacyjny w przypadku transportu na dłuższe dystanse oraz wysokie powiązanie jego kosztu całkowitego z cenami paliw.

Transport kolejowy

Transport kolejowy towarów niebezpiecznych rozpowszechnił się głównie dzięki przemysłowi chemicznemu, który wykorzystuje tę gałąź na cele ekspedycji produktów o znacznych wolumenach na duże odległości. Logistyka kolejowa w transporcie LNG z uwagi na rosnący potencjał infrastrukturalny postrzegana jest jako przyszłościowa forma transportu tego surowca na dalekie, międzynarodowe dystanse. Logistyka kolejowa LNG rozwija się prężnie w Chinach, łącząc transport wysokotonażowy tego towaru z budową łańcucha *small scale* LNG w miejscowościach nieposiadających dostępu do infrastruktury gazowej i energetycznej (aplikacje typu *off-grid gas to power*). Możliwości techniczne z zakresu transportu LNG kolejną ciągle się rozwijają, czego przykładem jest opracowanie przez czeski koncern Chart Ferox, przy udziale VTG, cysterny kolejowej do przewozu cieczy kriogenicznych o pojemności około 111 m³ LNG i długości całkowitej ok. 24,5 m.

Transport śródlądowy, morski i przybrzeżny

Transport wodny pozwala na efektywną logistykę dóbr, zwłaszcza towarów masowych, przy jednoczesnej minimalizacji kosztów. Transport wodny wykazuje tendencję wzrostową w obszarze logistyki międzykontynentalnej, natomiast stopień wykorzystania transportu śródlądowego silnie uzależniony jest od układu, klas żeglowności oraz długości śródlądowych dróg wodnych.

Obecnie obserwujemy w skali globalnej wzrost zainteresowania tą metodą transportu. Aby wesprzeć rozwój transportu wodnego, Ministerstwo Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej rozpoczyna realizację projektu „Wsparcie polityki rozwoju śródlądowych dróg wodnych w świetle nowego prawa wodnego”. Celem projektu jest opracowanie analizy kosztów i korzyści dla modernizacji Odrzańskiej Drogi Wodnej.

Regulacje środowiskowe są istotnym impulsem wzrostu floty śródlądowej oraz zapotrzebowania na LNG. Należy oczekiwać, że wraz z rozwojem żeglugi na Odrzańskiej Drodze Wodnej oraz wraz z wprowadzaniem ograniczeń emisji zanieczyszczeń przez statki żeglugi śródlądowej wzrośnie zapotrzebowanie na przewóz

Rysunek 3. Projekt barki śródlądowej o pojemności 3000 m³ do transportu LNG produkcji firmy Conrad Shipyard



LNG jako paliwa do zasilania śródlądowych jednostek pływających, jak również wykorzystanie LNG jako surowca energetycznego.

Popyt na przewozy towaru, jakim jest LNG, uzależniony jest od zmian zachodzących na rynku gazu oraz efektywności kosztowej transportu LNG żeglugą śródlądową. LNG bardzo dobrze wypełnia potrzeby bunkrowania statków śródlądowych, jednakże sto-

Rysunek 4. Projekt pontonu śródlądowego FlexFueler o pojemności około 1480 m³ na cele usług bunkrowania w porcie w Amsterdamie



pień jego wykorzystania będzie uzależniony od wzrostu popytu na przewozy śródlądowe, rozwoju usługi bunkrowania w portach śródlądowych oraz poziomu implementacji nowych technologii związanych z LNG w żegludzie śródlądowej. Za tymi tendencjami podążają dostawcy rozwiązań technologicznych. Poza transpor-

Rysunek 5. Załadunek kontenera 40 ft z LNG na statek przy użyciu reachstackera; Gaslink



tem skonteneryzowanym LNG na pokładzie barek obserwujemy wzrost dedykowanych rozwiązań logistycznych dla transportu śródlądowego oraz logistyki portowej. Przykładem mogą być rozwiązania wdrożone przez TOTE Maritime w Jacksonville oraz Titan LNG w porcie w Amsterdamie. Skonstruowane jednostki – barki LNG – służą do transportu, przeładunku oraz bunkrowania LNG.

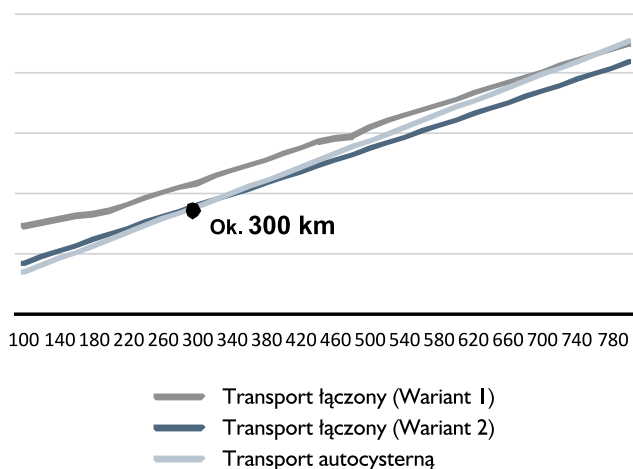
Transport LNG rurociągami

Ze względu na wysoki koszt materiałów izolacyjnych i konstrukcyjnych rurociągów do cieczy kriogenicznych (odporne na korozję stale wysokogatunkowe, izolacja, wymagane strefy bezpieczeństwa) logistyka LNG oparta na rurociągach nie jest rozpatrywana jako efektywna ekonomicznie. Dodatkowo, praca pomp tłoczących medium, niezbędna do zrekompensowania liniowych strat ciśnienia, powoduje efekt tzw. odparowania rzutowego (equilibrium vaporization), powstającego w wyniku przekazania do układu energii mechanicznej i ciepłej wytwarzanej przez urządzenia. Dlatego LNG przesyła się w ten sposób jedynie lokalnie, np. z pirsu rozładunkowego do instalacji procesowej i zbiorników magazynowych. Niejednorodność przepływu powoduje również trudności w określeniu faktycznie wymaganej średnicy wewnętrznej rurociągu – przepływ dwufazowy cieczy kriogenicznej oddziałuje na założenia dotyczące przepływu masowego. W ostatnich latach inżynierowie pracują nad udoskonaleniem metodyki przeprowadzania obliczeń oraz zwiększeniem efektywności energetycznej systemów. Zastosowanie znajdują rurociągi izolowane próżniowo, gwarantujące najwyższy możliwy stopień izolacji w porównaniu ze standardowymi izolacjami poliuretanowymi.

Potencjał wykorzystania logistyki multimodalnej w transporcie LNG

Transport intermodalny towarzyszy logistyce LNG już od około dwudziestu lat, kiedy to w 2000 roku w Japonii, z miejscowości Niigata do Kanazara, dokonano pierwszego transportu skroplonego gazu ziemnego z wykorzystaniem drogowego, a następnie po

Rysunek 6. Przewaga kosztowa transportu intermodalnego w porównaniu z transportem LNG w autocysternach

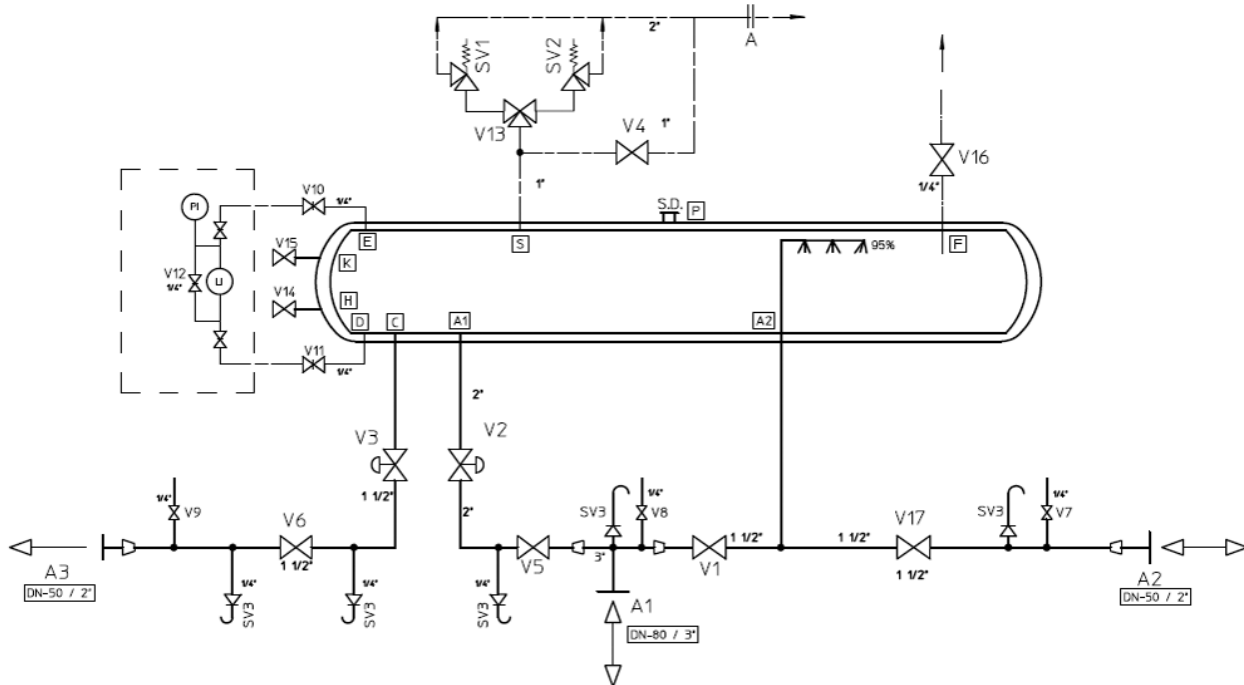


przeładunku z użyciem reachstackerów, kolejowego łańcucha dostaw. Dystans, na którym odbywał się transport, liczył ok. 300 km.

W nawiązaniu do przeprowadzonych przez Dział Rozwoju LNG wyników analiz techniczno-biznesowych, logistyka intermo-

Do transportu LNG w formie skonteneryzowanej wykorzystuje się zbiorniki osadzone na ramie o zestandaryzowanych wymiarach. W zależności od ekspediowanego wolumenu stosowane są kontenery-cysterny 40 ft oraz 20 ft, projektowane zgodnie z wytycznymi norm PN-ISO 668:2018-05; PN EN 13530-2:2003. Parametry techniczne kontenerów ISO muszą odpowiadać wytycznym określonym w dyrektywie TPED 2010/35/UE oraz w przepisach RID i ADR (2019–2021). Ciśnienie nastawy zaworu bezpieczeństwa w zależności od producenta waha się w przedziale 7–10 barg, *holding time* ok. 25–60 dni, a objętość użytkowa przy maksymalnym stopniu napełnienia od 33,5 do 40,9 m³. Konstrukcja zbiornika składa się z dwóch zbiorników stalowych. Przestrzeń pomiędzy zbiornikiem zewnętrznym (tzw. *outer shell*) a wewnętrznym wypełniona jest materiałem izolacyjnym mającym na celu ograniczenie do minimum współczynnika przenikalności cieplnej. Standardowo producenci proponują wielowarstwową izolację próżniową (*multilayer vacuum insulation*), rzadziej opartą na kompozytach złożonych z poliuretanu i włókna szklanego. W ofercie producentów można znaleźć zbiorniki transportowe osadzone w ramie pełnej lub zminimalizowanej (*flat rack containers*). Zaletami konstrukcji opartych na pełnej

Rysunek 7. Poglądowy schemat oprzyrządowania kontenera ISO do przewozu LNG produkcji firmy Indox

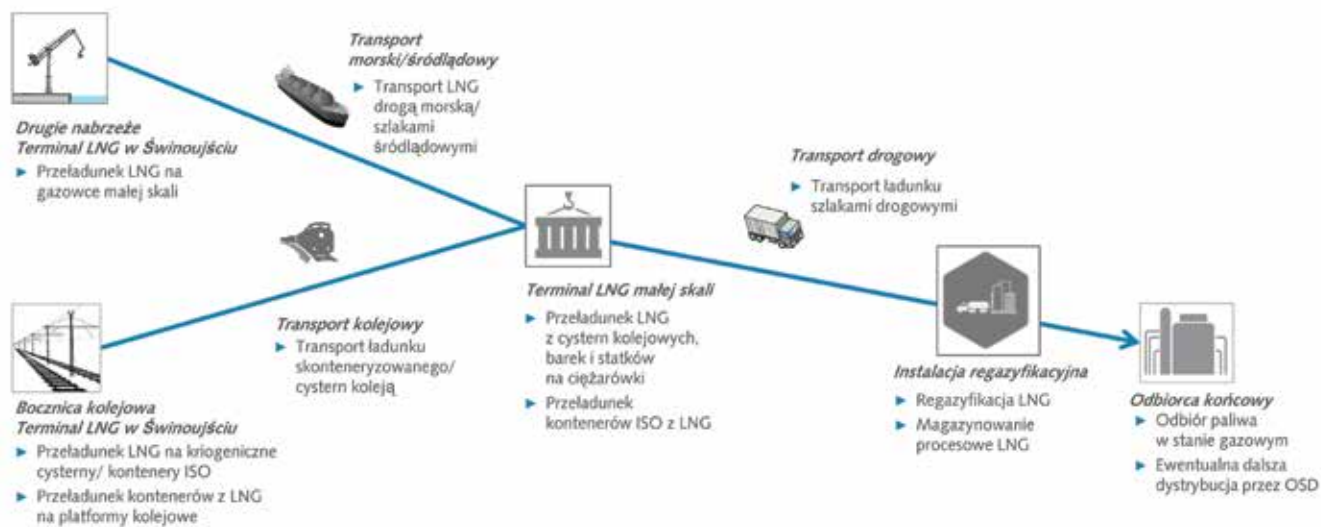


dalna może być idealnym rozwiązaniem w przypadku transportu LNG, zwłaszcza na odległość ponad 260 km od instalacji terminalu LNG w Świnoujściu. Analizy przeprowadzono przy założeniu konieczności ekspediowania ok. 30 zbiorników transportowych o pojemności 40 m³ LNG. Przeprowadzone obliczenia wskazują na przewagę kosztową logistyki kombinowanej w porównaniu z transportem drogowym. Należy również wskazać istotnie wyższy poziom bezpieczeństwa logistycznego transportu kolejowego dla dużych wolumenów LNG, jak również odciążenie infrastruktury drogowej.

ramie konstrukcyjnej jest możliwość sztaplowania kontenerów zazwyczaj do trzech poziomów i znacznie lepsza odporność na uszkodzenia mechaniczne (dodatkowa konstrukcja w postaci ramy ze stali węglowej S355J). Zbiornik wewnętrzny wykonuje się ze stali nierdzewnej, zazwyczaj SA304 lub SA304L, a zbiorniki zewnętrzne ze stali węglowej SA516.

Kontenery-cysterny do przewozu LNG często zaopatruje się w układy odbudowy ciśnienia (tzw. *pressure build-up units* – PBU). Są to niewielkich rozmiarów parownice produktowe służące do zwiększenia ciśnienia w zbiorniku wewnętrznym, np. bezpo-

Rysunek 8. Efekty realizacji programu rozbudowy w ujęciu budowy *small scale value chain* w Polsce i regionie CEE&Baltic



średnio przed rozładunkiem produktu z ISO-kontenera do zbiornika składającego procesowo LNG.

Wykorzystanie intermodalnego łańcucha dostaw pozwoli na implementację rozwiązania „wirtualnego gazociągu” (*virtual pipeline*), dzięki czemu proces gazyfikacji obszarów nieposiadających dostępu do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej nabierze tempa. Czas implementacji tego typu rozwiązania standardowo wynosi ok. 30% czasu wymaganego na rozwiązanie liniowe. Należy wspomnieć, że rozwiązanie to od ponad piętnastu lat praktykowane jest na całym świecie, również w Europie (*virtual pipeline*, zarządzany przez Gaslink, Sines – Madera oraz Sines – Azory). Zaletą tej formy transportu jest także możliwość skorzystania z wyższych prędkości handlowych w przypadku infrastruktury kolejowej (intermodal zazwyczaj ma przydzielony wyższy priorytet transportowy) czy z programów funduszy wspierających rozwój transportu multimodalnego.

Wyzwania i bariery rozwojowe nowych sposobów transportu LNG

Pomimo wielu zalet wynikających z rozwoju rynku logistyki LNG, obecnie możliwości realizacji multimodalnego łańcucha dostaw są ograniczone. Jako główne bariery rozwojowe należy wskazać nadal niedostatecznie rozwiniętą infrastrukturę kolejową, niezeglowne lub o ograniczonej zeglowności odcinki rzek, wysokie nakłady inwestycyjne w fazie implementacji projektów infrastrukturalnych oraz brak świadomości zwiększającej się dostępności rozwiązań związanych z transportem LNG. Przytoczone powyżej przykłady wskazują jednak, że w przypadku poprawnie zidentyfikowanych potrzeb i interesariuszy implementacja rozwiązań *small scale* LNG jest nie tylko możliwa, ale bezspornie stanowi optymalną decyzję biznesową.

Rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu jako odpowiedź na nowe wyzwania transportowe LNG

Program rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu stworzy podstawy infrastrukturalne do rozwoju nowoczesnych i efek-

tywnych metod transportu skroplonego surowca. Dzięki realizacji „Projektu kolej”, zakładającego budowę bocznicy kolejowej wraz z instalacją ekspedycyjną LNG, transport lądowy LNG będzie możliwy również poprzez duże wolumeny, co przełoży się na dostępność gazu zimnego na rynku w regionie. Instalacja przeładunkowa zostanie wyposażona w 12 stanowisk załadunkowych o łącznej racie załadunkowej około 825 m³ LNG/h, co pozwoli wyekspediować drogą lądową do ok. 1700 ton LNG na dobę. Napelnione w terminalu LNG w Świnoujściu kontenery ISO będą mogły następnie zostać przeładowane na naczepy platformowe czy barki śródlądowe, zwiększając promień obsługi logistycznej i wykorzystując maksymalny potencjał logistyki intermodalnej.

Realizacja „Projektu nabrzeże”, zakładającego budowę drogowego stanowiska statkowego wraz z instalacją przeładunkową LNG na mniejsze jednostki pozwoli na wykorzystanie możliwości transportu przybrzeżnego, świadczenie usług bunkrowania LNG oraz niskotonażowej logistyki morskiej (*feeding*), ukierunkowanej na odbiorców zlokalizowanych w obszarze basenu Morza Bałtyckiego (np. terminalu *small scale* LNG w Zatoce Fińskiej).

Działania inwestycyjne spółki Polskie LNG wpisują się w aktualne trendy obejmujące działania na rzecz rozwoju rynku LNG małej skali, co pozytywnie wpłynie na dostępność i konkurencyjność cenową surowca. Dzięki nowo udostępnionej usłudze załadunku LNG na ISO-kontenery i cysterny kolejowe LNG można będzie transportować na znacznie większe odległości, a wykorzystanie potencjału transportu intermodalnego pozwoli na wytworzenie logistycznych efektów synergii, przekładając się na korzyści ekonomiczne.

Łukasz Trzeszczkowski, dyrektor Biura Rozwoju i Zarządzania Operacyjnego, Polskie LNG SA
 Maciej Wawrzakowicz, koordynator projektu „Rozbudowa lądowego systemu załadunkowego”, Polskie LNG SA

Projekt i budowa kontenerowca z napędem LNG

Ryszard Michałowski

Realizowany obecnie projekt kontenerowca zasilanego skroplonym gazem ziemnym to nie tylko wypełnienie krajowych ram polityki rozwoju transportu opartego na paliwach alternatywnych (ustawa z 11 stycznia 2018 roku o elektromobilności i paliwach alternatywnych), ale również w następnych krokach realizacja projektów uwzględniających rozwinięcia procesów logistycznych transportu LNG drogami śródlądowymi, a w konsekwencji zasilanie obszarów lądowych gazem ziemnym LNG po regazyfikacji z przybrzeżnych terminali małej skali, tzw. *small scale* lub *small satellite* terminal.

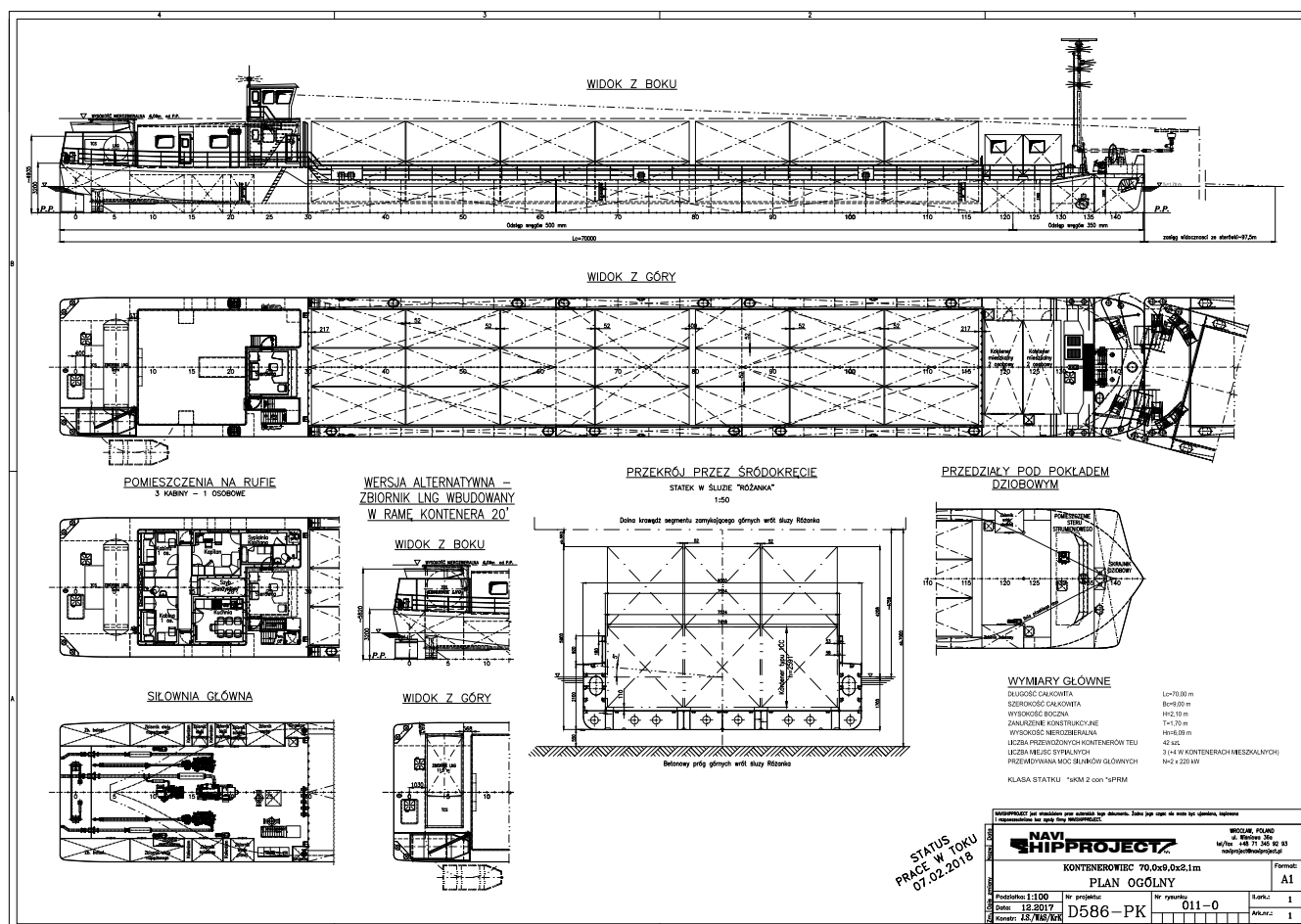
W 2016 roku w ramach RPO Województwa Opolskiego Zarząd Stoczni Koźle sp. z o.o. z siedzibą w Koźlu, reprezentowany przez dyrektora Rudolfa Kowalczyka oraz zastępcę dyrektora Pawła Kobięłę, zgłosił projekt pt. „Badania przemysłowe i prace rozwojowe dotyczące opracowania technologii budowy kontenerowca z innowacyjnym systemem

balastowania (możliwość regulowania poziomu zanurzenia statku) i napędem LNG w firmie Stocznia Koźle sp. z o.o.”

Uwarunkowania i realizacja projektu

W październiku 2014 roku przyjęta została dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE [1] w sprawie rozwoju

Rysunek 1. Projekt kontenerowca zasilanego LNG, wykonany przez firmę NAVISHIPPROJECT [10]



infrastruktury paliw alternatywnych, która ma na celu wsparcie zastosowania paliw alternatywnych w transporcie. Zgodnie z wytycznymi dyrektywy, do grupy paliw alternatywnych należy zaliczyć między innymi gaz ziemny w postaci skroplonej LNG i sprężonej CNG. W punkcie trzecim dyrektywa nakłada na państwa członkowskie m.in.:

- utworzenie do 31 grudnia 2030 roku w portach śródlądowych odpowiedniej liczby punktów tankowania LNG, umożliwiającich poruszanie się jednostek żeglugi śródlądowej lub statków morskich napędzanych LNG po całej sieci bazowej TEN-T,

Rysunek 2. Silnik marki DOOSAN, zasilany LNG na stanowisku badawczym Katedry Inżynierii Pojazdów Politechniki Wrocławskiej

Fot. autor



- w krajowych ramach polityki państwa członkowskie wskazują porty morskie i śródlądowe, które będą oferowały dostęp do punktów tankowania LNG, również z uwzględnieniem rzeczywistych potrzeb rynkowych.

Zarząd Stoczni Koźle, mając na uwadze także uwarunkowania makroekonomiczne wynikające z rządowych planów dotyczących strategii rozwoju żeglugi śródlądowej, zakładającej między innymi rewitalizację Odrzańskiej Drogi Wodnej [2], [6], przystąpił do wdrażania projektu, który z pewnością wpisuje się w realizację projektowania, budowy i eksploatacji nowoczesnych jednostek do transportu po drogach wodnych śródlądowych, a także zmniejszania zanieczyszczenia środowiska naturalnego przy korzystaniu z tych jednostek zasilanych gazem skroplonym LNG.

Celem I etapu projektu było wykonanie serii badań analitycznych pozwalających na weryfikację koncepcji możliwych do zastosowania technologii budowy kontenerowca. Natomiast celem II etapu było opracowanie dokumentacji technicznej technologii obliczeń projektowania i budowy kontenerowca z innowacyjnym systemem balastowania i napędem LNG, któ-

ra wykonała firma zajmująca się między innymi projektowaniem zbiornikowców transportowych, bunkrowców i pływających stacji paliw NAVISHIPPROJECT s.c. z siedzibą we Wrocławiu.

Wybór silnika jako jednostki napędowej kontenerowca

Kontenerowiec będzie wyposażony w dwa silniki żeglugowe produkcji koreańskiej marki DOOSAN, typ MD196TI, charakteryzujących się następującymi podstawowymi parametrami: moc silnika 235 kW przy 2000 rpm, pojemność skokowa silnika 11051 ccm. Dostosowanie do zasilania LNG i badanie silnika z wyznaczeniem jego charakterystyki na paliwie gazowym LNG Zarząd Stoczni Koźle zlecił Politechnice Wrocławskiej, Katedrze Inżynierii Pojazdów, którą kieruje prof. dr hab. inż. Zbigniew Sroka.

Dostosowany do niskociśnieniowego zasilania paliwem LNG&MDO silnik żeglugowy DOOSAN MD196TI został poddany testom stanowiskowym na emisję spalin zgodnie z normą ISO8178 w cyklu badawczym E3. Badania prowadzono na specjalnie przystosowanym do tych zadań stanowisku hamowni silnikowej. Zgodnie z dyrektywą UE, mającą zastosowanie od 1 stycznia 2019 roku, silniki zainstalowane na statkach pływających po drogach wodnych

śródlądowych będą musiały spełniać nowe, ostrzejsze wymagania emisyjne, a zastosowanie paliw wysokometanowych jest jednym z najtańszych sposobów sprostania wymogom nowych norm emisyjnych.

Możliwości wykorzystania kontenerowca do przewozu LNG

Zaprojektowany kontenerowiec po jego zbudowaniu z powodzeniem może służyć do przewozu gazu LNG w przenośnych zbiornikach do transportu gazu LNG. Polska firma CHEMET [5] wdrożyła do produkcji pierwszy typoszereg przenośnych zbiorników kriogenicznych na gazy atmosferyczne (tzw. ISO-kontenery). ISO-kontenery 20', 30' i 40' przeznaczone są do transportu intermodalnego gazów atmosferycznych: tlenu (LO_x), argonu (LAR), azotu (LIN), dwutlenku węgla (LCO_2) oraz skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Konstrukcja ISO-kontenera jest zgodna z dyrektywą TPED 99/36/WE oraz z wymaganiami normy EN 13530. Kontener składa się z wewnętrznego zbiornika ze stali nierdzewnej

i z zewnętrznego ze stali węglowej. Zbiorniki zamocowane są w ramie transportowej. Do izolacji termicznej wykorzystano system tzw. superizolacji, łączący próżnię oraz najnowocześniejsze materiały izolacyjne.

Zbiornik zewnętrzny zabezpieczony jest przed korozją wysokiej jakości systemem farb poliuretanowych, który jednocześnie, poprzez dużą refleksyjność, stanowi ochronę przed nadmiernym nagrzewaniem się płaszcza zewnętrznego. Na świecie istnieje wiele firm zajmujących się konstrukcją tego typu zbiorników. W zależności od ich parametrów technicznych możliwe jest magazynowanie gazu LNG do 65 dni.

Transport kontenerów śródlądową drogą wodną jest rozpowszechniony na świecie. W Europie głównym obszarem, na którym się koncentruje są niemieckie i holenderskie drogi wodne. Porty rzeczne w państwach Unii Europejskiej stanowią podstawową sieć terminali kontenerowych. Wykorzystując kriogeniczne kontenery ISO, gaz LNG można transportować rzekami.

Śródlądowe terminale LNG z koncepcją gazyfikacji obszarów przybrzeżnych

Temat transportu gazu drogami śródlądowymi jest aktualny i na bieżąco wprowadzane są nowe rozwiązania prawne i analizy techniczne innowacyjności transportu materiałów niebezpiecznych. Otóż, wykorzystując infrastrukturę portową, można zbudować sieć terminali małej skali w istniejących portach rzecznych,

Rysunek 4. Możliwe lokalizacje terminali LNG na obszarze południowej Polski [9]



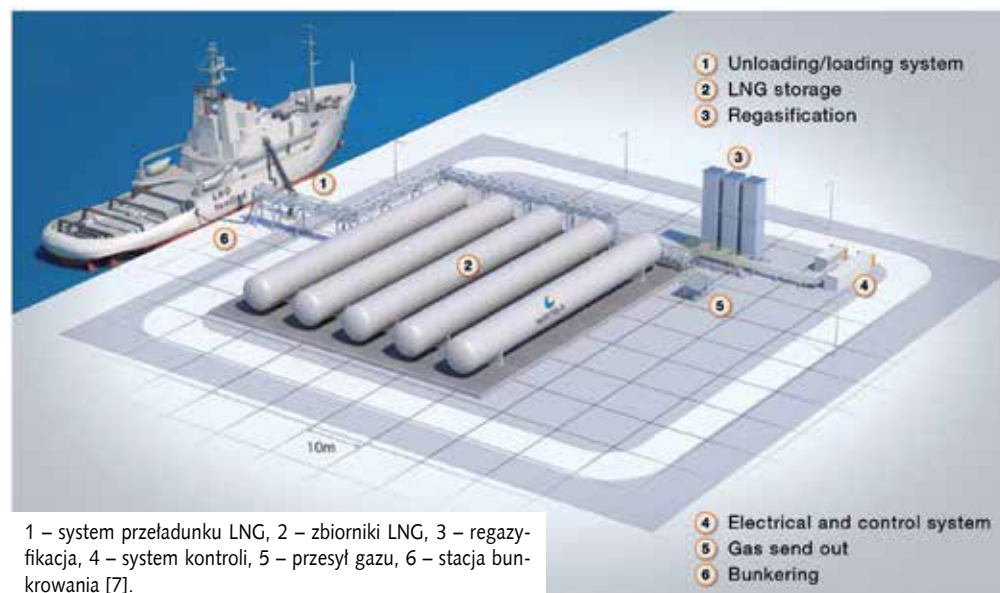
a także rozważyć dodatkowe ich lokalizacje w innych możliwych miejscach przybrzeżnych.

Tego typu terminale są małymi lokalnymi terminalami o pojemności magazynowej od 100 do 20 000 m³. Mogą one pełnić funkcję magazynu albo być źródłem dystrybucji paliwa dla transportu wodnego i lądowego. Dodatkowym atrybutem takiego terminalu może być wykorzystanie procesu regazyfikacji gazu i jego przesyłu w głąb lądu za pomocą rurociągów.

Możliwe do rozważenia i analizy technicznej lokalizacje terminali LNG istnieją np. wzdłuż górnego odcinka Odry – porty w Cigacicach, Nowej Soli, Głogowie, Ścinawie, Malczycach, Wrocławiu, Opolu, Kędzierzynie-Koźlu [9].

Do rozważenia i pogłębionej analizy należą też potencjalne lokalizacje terminali LNG na dolnych i środkowych odcinkach Odry.

Rysunek 3. Koncepcja budowy śródlądowego terminalu LNG



* * *

Skroplony gaz ziemny stanowi paliwo alternatywne zarówno dla transportu drogowego, jak i morskiego oraz śródlądowego. Uregulowania prawne, takie jak dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady UE, krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych czy ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych, w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych stawiają wymagania wobec podmiotów w Polsce do planowania rozwoju infrastruktury opartej na paliwach alternatywnych również na rzekach Polski.

W artykule przedstawiono realizowany przez polską firmę Stocznia Koźle sp. z o.o. projekt kontenerowca jako środka transportowego do żeglugi śródlądowej z alternatywnym napędem LNG i innowacyjnym systemem balastowania.

W trakcie realizacji projektu rozważano także zarówno transport LNG, jak i potencjalne możliwości lokalizacyjne terminali LNG na Odrze. W artykule wskazano przykładowe lokalizacje znajdujące się w obrębie już istniejącej infrastruktury portowej oraz większość potencjalnych miejsc pod budowę terminali LNG. Oczywiście, odpowiednie utrzymanie funkcjonalności Odry i pozostałych rzek w Polsce gwarantuje możliwość realizacji wielu inwestycji, między innymi związanych z zastosowaniem alternatywnych paliw w żegludzie śródlądowej.

Rewitalizacja dróg wodnych nie jest jedynym problemem stojącym na przeszkodzie szybkiej implementacji śródlądowych terminali LNG. Obecnie tworzone są przepisy zezwalające na użycie gazu LNG jako paliwa w żegludzie śródlądowej i jego bunkrowanie. Natomiast zezwolenie na transport LNG wodnymi drogami śródlądowymi znajduje się w gestii Transportowego Dozoru Technicznego.

Śródlądowe terminale LNG mogą być nie tylko źródłem paliwa dla podmiotów gospodarczych lądowych, mogą pełnić również funkcję magazynów i stacji bunkrowania dla jednostek poruszających się w transporcie śródlądowym, a także elementem składowym sieci dystrybucji stacji paliw gazowych. Należy również rozważyć transport LNG Odrą do naszych południowych sąsiadów – przemawiają za tym aspekty logistyczne i ekonomiczne.

Budowa śródlądowych terminali LNG jest procesem złożonym i wymaga dużo pracy na wielu płaszczyznach, jednak dzięki tym terminalom może rozwinąć się wiele sektorów, w tym żegluga

śródlądowej czy gazowniczy, które mogą wzmocnić swoją pozycję i stanowić konkurencję na rynku transportowym i paliwowym.

Zarząd Stoczni Koźle sp. z o.o. nie powiedział jeszcze ostatniego słowa w sprawie budowy statków rzecznych zasilanych paliwem LNG, ponieważ w najbliższym czasie planowane są prace projektowe i budowa gazowca LNG z przeznaczeniem dla stacji bunkrowania i transportu gazu między śródlądowymi portami.

Dr. inż. Ryszard Michałowski, konsultant projektu ds. LNG (były dyrektor Gazowni Wałbrzyskiej)

Bibliografia

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z 22 października 2014 roku w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych.
2. MP, poz. 711 uchwała nr 79 Rady Ministrów z 14 czerwca 2016 roku „Założenia do planów rozwoju śródlądowych dróg wodnych w Polsce na lata 2016–2020 z perspektywą do roku 2030”, Warszawa, 22 lipca 2016 r.
3. Krajowe ramy polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych. Projekt 2.6.
4. Ustawa z 11 stycznia 2018 roku o elektromobilności i paliwach alternatywnych.
5. www.chemet.com.pl
6. www.gov.pl/web/gospodarkamorska/rzad-zaakceptowal-plan-strategii-rozwoju-srodladowych-drog-wodnych-w-polsce
7. www.wartsila.com
8. www.wroc.uzs.gov.pl
9. www.google.pl/search?q=zdjęcia+rzeki+odry+z+dorzeczem
10. www.vekagroup.com
11. www.navishipproject.pl
12. www.zegluga.wroclaw.pl

W ostatnim czasie do IGG przystąpiły firmy:

- 1) **ABB Sp z o.o.** – produkcja, naprawa i konserwacja maszyn i urządzeń elektrycznych i innych maszyn specjalnego przeznaczenia, instalowanie maszyn przemysłowych, sprzętu i wyposażenia, roboty związane z budową obiektów inżynierii lądowej i wodnej, doradztwo w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej, doradztwo techniczne w zakresie inżynierii (<https://new.abb.com/pl>).
- 2) **Elżbieta Ćwiklińska CP Ochrona Katodowa** – projektowanie, ekspertyzy, budowa instalacji i systemów ochrony katodowej konstrukcji podziemnych: rurociągów przesyłowych gazu, paliw, wody, zbiorników, instalacji oraz innych konstrukcji i infrastruktury podziemnej (www.korchem.com.pl).
- 3) **EXITO BROKER sp. z o.o.** – usługi doradztwa i pośrednictwa ubezpieczeniowego. Jako broker ubezpieczeniowy firma dostarcza klientom kompetentną i wiarygodną ochronę ubezpieczeniową ich aktywów i interesów oraz zabezpiecza realizację kontraktów w zakresie gwarancji i ryzyk budowy, (www.exitobroker.pl).
- 4) **GAZOSYSTEM sp. z o.o.** – projektowanie i budowa przyłączy oraz sieci gazowych
- 5) **NEW AGE WELDING sp. z o.o. sp. k.** – doradztwo i sprzedaż w zakresie sprzętu i materiałów spawalniczych, narzędzia do obróbki mechanicznej rur, automatyzacja, mechanizacja spawania, serwis gwarancyjny i pogwarancyjny oferowanych urządzeń (www.nawelding.com.pl).
- 6) **PPHU FRANEX Franciszek Bukowski** – firma zajmuje się produkcją narzędzi do prac na czynnym przyłączy gazowym, m.in. Gasblocker (przyrząd do wymiany zaworu kulowego) oraz kolumny upustowo-kontrolnej (www.franex.biz).
- 7) **PPI CHROBOK S.A.** – geoinżynieria i inżynieria bezwypokopowa (ścianki szczelne, pale fundamentowe, iniekcje, wzmocnienia gruntu, przewiertki: *direct pipe*, HDD, mikrotunel, przewiertki poziome, przeciski) (www.chrobok.com.pl).
- 8) **RS Energy sp. z o.o.** – działalność w sektorze rynku energii na terenie Polski i Europy. Doradztwo w zakresie przygotowania i realizacji projektów. Działalność w zakresie inżynierii i związane z nią doradztwo techniczne (www.rsenergy.pl).

W biznesie rośnie świadomość atutów LNG

Rozmowa
z **Tymoteuszem Pruchnikiem**,
prezesem zarządu
Gas-Trading S.A.



Rosnący udział skroplonego gazu ziemnego w ofercie rynkowej GK PGNiG SA jest bez wątpienia wyzwaniem biznesowym, a liderem logistycznym dla tego nowego segmentu łańcucha dostaw gazu w oczywisty sposób staje się Gas-Trading S.A., spółka z Grupy Kapitałowej, wyspecjalizowana w dostawach gazu płynnego.

To będzie trudne zadanie. Tak naprawdę już takie jest, bo musimy szybko dogonić funkcjonujący rynek małego LNG, zagospodarowany przez liczne spółki prywatne, często z kapitałem rosyjskim, oferujące ten typ paliwa zarówno ze Wschodu, jak i z terminali w Belgii czy Holandii. Jednakże terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu otwiera nowe możliwości przed polskim gazownictwem i jest impulsem do budowania rynku LNG w znacznie większej skali. Obecnie Gas-Trading S.A. dysponuje dziewięcioma specjalistycznymi cysternami do przewozu LNG. I już uzyskujemy przewagę konkurencyjną, ponieważ są one wyposażone w pompy i przepływomierze, dzięki czemu możemy dokładnie wyliczyć, ile zatankowano gazu, a ile rozładowano u klienta, bez potrzeby korzystania z wag samochodowych, oraz przyspieszyć ich rozładunek. To bardzo istotne z punktu widzenia logistyki dostaw. Obecnie operujemy w segmencie transportu kołowego, ale myślimy o zakupie izokontenerów, aby wzbogacić naszą ofertę o transport kolejowy, co pozwoli na dynamiczne rozwinięcie logistyki dostaw. Kolejnym obszarem jest bunkrowanie statków, które teraz odbywa się w portach Gdańska i Gdyni. Jeśli chodzi o usługi w obszarze LNG, oferujemy także wynajem specjalistycznego urządzenia – mobilnej parownicy. Jest to rozwiązanie wykorzystywane wtedy, gdy klient czeka na podłączenie do gazociągu lub wybudowania stacji regazyfikacyjnej, a potrzebuje szybkiego dostępu do pali-

wa gazowego, a także w przypadku np. awarii gazociągu. Pracujemy też nad systemem magazynowania gazu w różnych częściach kraju po to, aby trasa i czas dostawy były jak najkrótsze, bo to z kolei pozwoli obniżyć koszty. A właśnie czas w dystrybucji LNG ma ogromne znaczenie. Nowych obszarów naszej aktywności jest bardzo dużo, rynek dopiero się kształtuje i bardzo istotne jest jego ciągle monitorowanie i szybkie reagowanie. Naszym atutem jest zespół młodych i zdolnych pracowników oraz osób współpracujących z nami, mających duże doświadczenie na tym rynku. Oczywiście, dużym wzmocnieniem naszej pozycji jest możliwość oferowania pełnej gamy usług we współpracy z naszymi partnerskimi spółkami Grupy Kapitałowej PGNiG.

– Wskazał pan terminal w Świnoujściu jako fundament dla rozwoju rynku. A jaki wpływ na rynek będzie miała jego rozbudowa?

– To będzie najskuteczniejsza odpowiedź na olbrzymie zapotrzebowanie rynku. Planowane nowe funkcjonalności gazoportu usprawnią jego działanie, a nam pozwolą rozbudować ofertę. Liczymy przede wszystkim na transport kolejowy. Planowana bocznica z trzynastoma nalewkami znacznie skróci czas załadunku i pozwoli na dostawy kolejowe do dużych odbiorców. Już rozmawiamy z firmami zajmującymi się logistyką kolejową i chcemy jak najszybciej być przygotowani do wykorzystania nowych funkcjonalności gazoportu. Czekamy także na nowe stanowiska do załadunku izokontenerów.

– Zarysował pan realia rynku LNG dzisiaj i kierunki budowania strategii rozwoju. Jakie dostrzega pan bariery jego rozwoju?

– Boom na rynku LNG w skali światowej sprawia, że największą przeszkodą w jego szybkim rozwoju jest problem z dostawami sprzętu. Rośnie zapotrzebowanie na cysterny kriogeniczne, różnego rodzaju i typu zbiorniki, a także wszelkiego rodzaju mniejsze części – specjalistyczne zawory, liczniki, węże itd. Czas oczekiwania na dostawę jest bardzo długi i z miesiąca na miesiąc się wydłuża. Producentów dobrych jakościowo, sprawdzonych urządzeń i elementów instalacji można policzyć na palcach jednej ręki. Szkoda, że krajowi przedsiębiorcy nie dostrzegają rosnącej luki w produkcji i dostawach zbiorników na LNG i nie podjęli próby budowania ich w kraju. Produkcja i dostępność pozostałych elementów, jak zawory czy rury, obecnie w naszym kraju działa dość dobrze, ale kluczowy element, czyli zbiornik kriogeniczny, musi być sprowadzany z zagranicy.

Pojawia się również drugi problem dla tego rynku – duże rozdrobnienie odbiorców gazu, co oznacza, że zbiorniki, które muszą być zatankowane, znajdują się w różnych częściach kraju. Te z kolei są różnej wielkości, więc zaplanowanie odpowiedniej liczby dostaw i dostarczenie gazu na czas do klienta jest dla nas wielkim wyzwaniem. Tak więc, terminowa i precyzyjnie zaplanowana dostawa ma kluczowe znaczenie. Właśnie w dobrze zaplanowanej logistyce upatrujemy klucz do sukcesu dla naszej spółki. Wspieramy się nowoczesnymi rozwiązaniami IT, aby sprostać wszystkim wymagom rynku, bo to decyduje o przewadze konkurencyjnej.

– Na takie rozdrobnienie rynku lekarstwem może być jakiś model jego regionalizacji?

– Jeśli popatrzymy na gazową mapę Polski, dostrzeżemy „białe plamy” i łatwo wskazać, gdzie takie regionalne miejsca dystrybucji powinny powstać. W tym zakresie blisko współpracujemy ze spółkami z naszej grupy kapitałowej – PGNiG OD i PSG oraz Centralą PGNiG. Wspólnie planujemy rozwiązania, które pomogą nam sprostać tym wyzwaniom. Jako Gas-Trading włączyliśmy się w program gazyfikacji wyspowej kraju. W naszej ofercie mamy już mikroinstalacje, czyli małe stacje regazyfikacji o zróżnicowanej pojemności zbiorników (6, 10 i 20 m³), transport gazu, a PGNiG OD oferuje swoim klientom gaz. Nasza oferta jest kompleksowa – odbiorca dostaje towar zawsze na czas. Będziemy się starali, aby nasz klient miał ułatwiony dostęp do gazu LNG w każdym zakątku Polski.

– Analizując potrzeby rynku na dostawy LNG, w jakich obszarach widzi pan największe zainteresowanie tym paliwem?

Rozwój LNG zmierza także w innym kierunku – rośnie zapotrzebowanie na stacje tankowania dla autobusów i ciężkiego transportu samochodowego. I my także tym potrzebom rynku musimy sprostać. Robiliśmy już próbne tankowanie autobusu podczas ubiegłorocznego szczytu klimatycznego COP24 w Katowicach, powtórzyliśmy te próby z ciągnikami siodłowymi z naszym klientem w Czechach. Wszystkie zakończyły się sukcesem. Jesteśmy więc gotowi na takie potrzeby rynku. Ponadto, w maju w warszawskiej zajezdni autobusowej przy ul. Ostrobramskiej uruchomiliśmy dostawy skroplonego gazu ziemnego LNG do 35 gazowych solbusów, które użytkują Miejskie Zakłady Autobusowe. Niebawem uruchomimy dostawy gazu do drugiej warszawskiej zajezdni, przy ul. Kleszczowej. Zbieramy doświadczenie w dostawach LNG i CNG, bo ten właśnie gaz ziemny już od ja-

kiegoś czasu zdobywa rynek komunikacji publicznej w Polsce i na świecie, jako skuteczna metoda ograniczania smogu.

Przyszłych klientów spotykam wszędzie tam, gdzie instalujemy nasze mikroinstalacje oraz w miejscach, do których dostarczamy gaz. Nasi przyszli klienci to, oczywiście, transport publiczny, pojawia się coraz więcej zapytań z sektora spedycji, a także z innych obszarów biznesu, takich jak branża mleczarska, mięsna czy rolno-spożywcza. Nawet branża hotelarska zgłasza zapotrzebowanie na LNG dla swoich systemów ogrzewania. Obserwujemy też duże zainteresowanie sektora ciepłowniczego stosowanymi przez nas rozwiązaniami. Nasze usługi i produkty mogą być stosowane również przez wspólnoty mieszkańców i spółdzielnie mieszkaniowe, które chcą zlikwidować niską emisję poprzez zmianę paliwa grzewczego w swoich ciepłowniach. Odnoszę jednak wrażenie, że wszyscy potencjalni odbiorcy czekają na dodatkowe mechanizmy wsparcia ze strony administracji publicznej, aby podejmować tak ważne i kosztowne decyzje inwestycyjne.

Dochodzą do nas jeszcze inne, płynące z rynku sygnały. Jako firma wyspecjalizowana w logistyce transportu gazu, nie tylko CNG/LNG, ale także helu czy LPG (którym zajmuje się nasza spółka Gas-Trading Podkarpacie w Dębicy), obserwujemy nowe zjawisko – pojawiają się zapytania o warunki i możliwości zamiany LPG na LNG.

– Może fakt, że LNG stał się „modny” zachęca do takich planów?

– W jakimś zakresie na pewno tak, ale w biznesie rośnie świadomość atutów LNG. Jest jednym z najczystszych paliw używanych do napędu jednostek lądowych i wodnych. Emisja substancji szkodliwych do atmosfery jest także zdecydowanie niższa. W przypadku wycieku i kontaktu z powietrzem gaz szybko odparowuje, minimalizując prawdopodobieństwo wybuchu, a w przypadku jednostek wodnych nie istnieje niebezpieczeństwo zanieczyszczenia wód. Elastyczność i dostępność dostaw pozwala na pokrywanie krótkoterminowych szczytowych zapotrzebowań. W przypadku małych i średnich miejscowości paliwo jest dostarczane z tzw. satelitarnych instalacji LNG, co czyni je łatwo dostępnym bez względu na lokalizację odbiorcy. No i jest atrakcyjne cenowo.

– A odbiorcy indywidualni też doceniają walory LNG?

– Rośnie zainteresowanie LNG, szczególnie na obszarach tzw. białych plam. Nowa technologia wydaje się jednak dla wielu jeszcze bardzo tajemnicza. LNG jest nowością i nie wszyscy słyszeli o jego zaletach. Jak z każdym nowym produktem, potrzeba trochę czasu, wielu spotkań, nowych akcji edukacyjnych i dobrze przekazanych informacji, aby dotrzeć do wszystkich zainteresowanych. Mamy podstawy sądzić, że LNG w małej skali to przyszłość gazyfikacji w Polsce. Co oznacza, że także tempo gazyfikacji będzie rosło, niezależnie od tego, jak szybko będą budowane sieci przesyłowe i dystrybucyjne gazu ziemnego, bowiem uwarunkowania formalnoprawne skutecznie hamują tempo ich rozwoju. W przypadku naszych mikroinstalacji jest trochę łatwiej, jednak one także obciążone są dość skomplikowanymi procedurami administracyjnymi i urzędowymi. Miejmy nadzieję, że to tylko początki są trudne i mimo to tempo rozwoju rynku małego LNG w Polsce będzie stale rosło.

Rozmawiał **Adam Cymer**

Planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego

Wojciech Grzędziński

Dystrybucyjna sieć gazowa – jej rozwój i w konsekwencji zwiększenie do niej dostępu społeczeństwa – jest instrumentem rozwoju regionalnego i polityki energetyczno-środowiskowej w mieście i gminie. Artykuł zawiera szersze spojrzenie na zagadnienia planowania rozwoju systemu gazowego oraz powiązań z polityką przestrzenną i energetyczno-środowiskową miast i gmin. Powiązania te są fundamentami racjonalnego użytkowania paliw i energii oraz zrównoważonego rozwoju systemów energetycznych w obszarach urbanistycznych.

Rozwój gospodarczy wraz ze wzrostem poziomu życia społecznego w miastach i gminach powoduje zwiększenie zapotrzebowania na energię. Dostęp do sieci i użytkowanie paliw i energii determinują jego funkcjonowanie, rozwój i zachowanie bezpieczeństwa energetycznego. Bardzo istotną staje się kwestia świadomego wdrażania regionalnej polityki przestrzennej, energetycznej i środowiskowej. W myśl ustawy „Prawo energetyczne” [11], użytkowanie energii powinno odbywać się w sposób racjonalny i oszczędny, spełniając równocześnie rosnące wymagania dotyczące ochrony środowiska naturalnego. Gaz ziemny, oprócz węgla i oleju opałowego, jest jednym z trzech powszechnie używanych nieodnawialnych paliw kopalnych, a także nośnikiem energii relatywnie najbardziej przyjaznym środowisku.

Lokalne planowanie energetyczne to istotne narzędzie realizacji gospodarki energetycznej w miastach i gminach, co jest spójne z zadaniami własnymi gmin, ujętymi w art. 7.1. 3) ustawy o samorządzie gminnym [12]. Racjonalne planowanie i gospodarowanie paliwami i energią może być podejmowane obszarowo:

- w skali globalnej (krajowej lub większej),
- makroregionalnej (województwa bądź gminy) lub
- mikroregionalnej (części miejscowości, osiedla itp.).

Skala globalna czy makroregionalna dotyczy przede wszystkim funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą na rynku w ramach określonych przez przepisy prawa. Natomiast akty prawne regulujące funkcjonowanie sektora energetycznego czy politykę przestrzenną i środowiskową stanowią przedmiot działalności administracji rządowej. Gospodarka energetyczna w skali makroregionalnej to przede wszystkim przestrzeń funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych i jednostek samorządów terytorialnych. W skali mikroregionalnej rozwój systemów energetycznych związany jest z decyzjami istotnymi z punktu widzenia pokrycia potrzeb energetycznych pojedynczych budynków lub zespołów budynków. I tu decydem w procesie planistycznym staje się również odbiorca końcowy.

Sieć gazowa oraz energetyczne wykorzystanie gazu ziemnego mają wpływ na stabilność funkcjonowania gospodarki i bezpie-

czeństwo energetyczne [5], [6], [10], [11]. Ten aspekt jest również kluczowy dla rozwoju regionalnego i polityki energetyczno-środowiskowej w mieście i gminie. Wobec powyższego zasadniczym zagadnieniem jest pytanie: jak w odniesieniu do sektora energetycznego można włączyć elementy zrównoważonego rozwoju? Po raz pierwszy zwrot „zrównoważony rozwój”¹ został określony w Raporcie Brundtland Nasza Wspólna Przyszłość oraz w Agendzie 21, gdzie identyfikowano go z prawem do zaspokojenia oczekiwań rozwojowych obecnego społeczeństwa, bez ograniczania praw przyszłych pokoleń do zaspokojenia ich potrzeb. Definicja ta jednoznacznie wskazuje, że rozwój gospodarczy i cywilizacyjny obecnego pokolenia nie może odbywać się kosztem wyczerpywania zasobów nieodnawialnych i kosztem środowiska.

Innymi słowy, planowanie energetyczne na szczeblu miasta i gminy służy realizacji zrównoważonego rozwoju, ponieważ pozwala równoważyć wymiar społeczny i środowiskowy z lokalną polityką gospodarczą i infrastrukturalną. Powiązane jest ono z zagospodarowaniem przestrzennym, strategią rozwoju, wydaniem decyzji lokalizacyjnych i środowiskowych oraz pozwoleń. W książce [3] jako planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego zaproponowano definicję uwzględniającą równowagę pomiędzy:

- a) techniczną stroną funkcjonowania systemu gazowego,
- b) ekonomiczną stroną funkcjonowania systemu gazowego oraz
- c) wpływem systemu gazowego na społeczeństwo i środowisko w celu wyboru kompromisowego scenariusza rozwoju, pozwalającego zaspokoić potrzeby energetyczne zarówno obecnych, jak i przyszłych odbiorców na rynku gazu.

Lokalny rynek gazu – strona popytu i podaży

Rynek gazu wpływa na gospodarkę, region, społeczeństwo i środowisko. Energetyczne wykorzystanie właściwości fizykochemicznych gazu ziemnego służy zaspokojeniu potrzeb energetycznych ludności, wytwarzaniu dóbr i świadczeniu usług w gospodarstwach domowych, przemyśle i usługach, rolnictwie czy transporcie, niezależnie od tego, czy odnoszone jest ono do

gospodarki regionalnej, narodowej czy światowej. Rynek gazu ma swoistą strukturę – dochodzi na nim do wymiany usług i dóbr pomiędzy podmiotami świadczącymi swoje usługi w celu zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na gaz ziemny bądź energię społeczeństwa lub regionu. Po stronie podaży rynku gazu funkcjonują podmioty „łańcucha dostaw gazu ziemnego”, podmioty świadczące usługi np. obrotu gazem, przesyłania bądź dystrybucji gazu ziemnego odbiorcom końcowym itp. Charakterystycznym elementem struktury rynku gazu jest podobieństwo i relacje powiązań sieci gazowych, które w zależności od skali rozpatrywania mogą być reprezentatywne zarówno w ujęciu globalnym (krajowym), jak i makro- i mikroregionalnym rynku gazu. Na przykład mikroregionalnie ujmowana strona popytu i podaży rynku gazu, reprezentatywna dla części miejscowości bądź gminy, stanowi element całości rynku gazu w ujęciu makroregionalnym. Analogicznie, makroregionalny rynek gazu, wraz z jego stroną

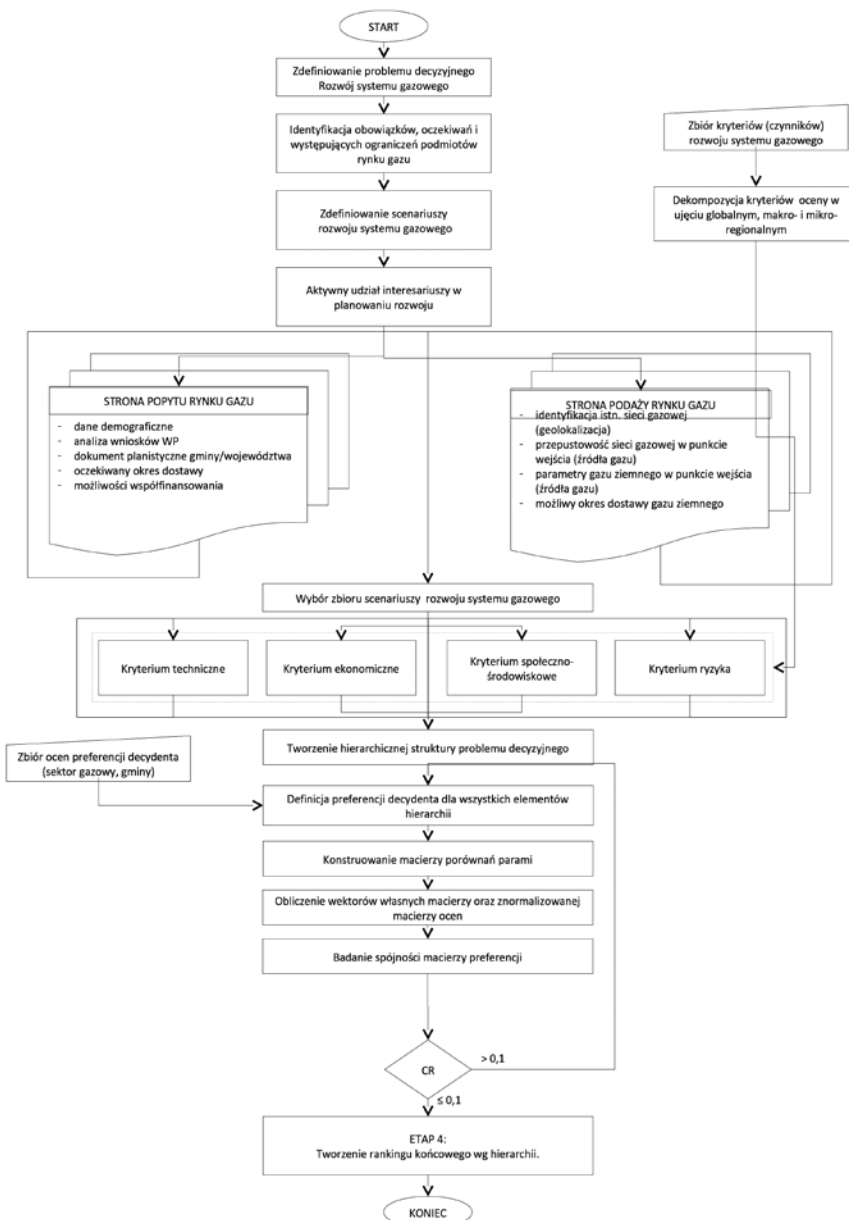
popytu i podaży, stanowi element całości globalnego (krajowego) rynku gazu.

Po stronie podaży rynku gazu wyróżnić można sieć gazową, tzn. gazociągi, stacje gazowe, magazyny i tłocznie gazu. Wymienione elementy sieci gazowej mogą wchodzić w skład gazowej sieci przesyłowej, dystrybucyjnej bądź kopalnianej. Dostarczanie gazu ziemnego odbiorcom końcowym może być realizowane poprzez różne wariacje połączeń sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, które jednocześnie prawidłowo spełniają swoje funkcje na rynku. Zasadność rozbudowy przesyłowego i dystrybucyjnego systemu gazowego oraz połączeń międzysystemowych opisano w pracy [13]. Zrównoważony *energy mix* wymaga wykreowania segmentu energetyki opartego na gazie ziemnym. Gazowe urządzenia kogeneracyjne w układzie rozproszonym oraz gazowe źródła szczytowe są ważnym elementem w realizacji celu „3x20”, a energetyczne wykorzystanie gazu ziemnego, głównie w procesach skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i chłodu, stanowić może etap pośredni pomiędzy przejściem z technologii węglowych do odnawialnych źródeł energii [8]. Strona podaży rynku gazu, analizowana pod kątem zwiększenia stopnia gazyfikacji gmin czy bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego, stanowi istotny czynnik rozwoju gospodarki kraju, regionu czy gminy, co wynika z prac [9], [14]. Stopień gazyfikacji obszaru informuje w sposób ogólny o poziomie dostępu do sieci gazowej. Zróżnicowanie stopnia gazyfikacji zależy m.in. od geolokalizacji gazowej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej oraz lokalnych warunków związanych z intensywnością zabudowy na terenie gmin [1], [2].

Natomiast jest jeszcze strona popytowa rynku gazu, którego główną cechą jest obecne i przyszłe zapotrzebowanie na energię i paliwo gazowe odbiorców końcowych. Profile zapotrzebowania są różne dla różnych grup odbiorców i wynikają m.in. z postępu technologicznego, sposobu zaspokajania potrzeb energetycznych odbiorców indywidualnych w gospodarstwach domowych w budownictwie jednorodzinny lub wielorodzinny oraz zaspokajania potrzeb energetycznych odbiorców w przemyśle, usługach i transporcie.

Mając na uwadze złożoność funkcjonowania popytu i podaży rynku gazu, wymagane jest nowe, odmienne podejście przy jego analizie. W zależności od skali analiz wykorzystywane powinny być różne kryteria i zbiory danych identyfikujące poszczególne czynniki rozwoju. Konieczność uwzględniania wielu czynników, często wykluczających się, wymaga natomiast zastosowania wielokryterialnych metod wspomaganiania podejmowania decyzji.

Rys. 1. Proponowany ogólny algorytm planowania zrównoważonego rozwoju systemu gazowego



Planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego

Metodyka wielokryterialnego wspomaganie planowania zrównoważonego rozwoju systemu gazowego oparta jest na ogólnym algorytmie, uwzględniającym analizę strony podaży i popytu rynku gazu ziemnego. U podstaw metodyki leży identyfikacja kryteriów oceny, uwzględniających czynniki:

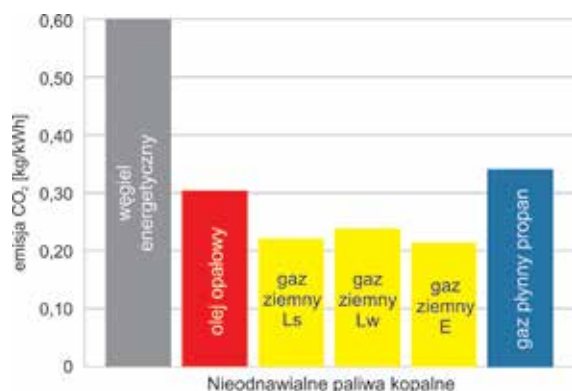
- techniczne,
- ekonomiczne,
- społeczno-środowiskowe,
- ryzyka oraz budowę modelu preferencji decydenta. Proponowany ogólny algorytm planowania zrównoważonego rozwoju systemu gazowego przedstawia rysunek 1.

Algorytm uwzględnia jednoczesną analizę strony podaży i popytu rynku gazu ziemnego oraz w bloku decyzyjnym analizę hierarchiczną (AHP²) jako narzędzie wielokryterialnego wspomaganie podejmowania decyzji. Metoda AHP wspomaga decydenta w wyborze scenariusza kompromisowego. Pomimo ograniczeń i uproszczeń tej metody, jej wykorzystanie przy planowaniu rozwoju systemu gazowego jest możliwe i zasadne z uwagi na łatwość dokonywania ocen parami, określania dominacji przez decydentów oraz możliwość prowadzenia analiz rozwoju sieci gazowych w różnej skali. Metoda ta jest coraz szerzej stosowana w różnych sektorach, m.in. w administracji publicznej, sektorze lotniczym, samochodowym, informatycznym oraz wojskowym i politycznym [7].

Podkryterium redukcji emisji CO₂ do środowiska naturalnego

Jakość powietrza w miastach i gminach determinowana jest czynnikami naturalnymi i antropogenicznymi, np. poprzez spalanie paliw w źródłach ciepła. Zastąpienie obecnie stosowanych nieodnawialnych paliw kopalnych, tj. węgla, oleju opałowego lekkiego i gazu płynnego propanu, zasilających lokalne źródła ciepła oraz wykorzystywanych w procesach technologicznych, gazem ziemnym sprzyja ochronie środowiska naturalnego, a zwłaszcza ochronie powietrza. W efekcie spalania gazu ziemnego emisja dwutlenku węgla do atmosfery jest najmniejsza w odniesieniu do spalania innych, wspomnianych powyżej nośników energetycznych (rysunek 2).

Rys. 2. Porównanie emisji CO₂ ze spalania nieodnawialnych paliw kopalnych [1]



Emisja CO₂ ze spalania węgla jest około 2,7 razy wyższa niż emisja ze spalania gazów ziemnych. W odniesieniu do spalania oleju opałowego czy gazu płynnego propanu różnica wynosi około 1,4 na korzyść gazów ziemnych. Ten aspekt środowiskowy wraz z techniczną i ekonomiczną stroną rozbudowy sieci gazowej może stanowić zbiór kryteriów oceny danej gazyfikacji. W pracy „Planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego” [3] przedstawiono zbiór kryteriów głównych i podkryteriów oceny scenariuszy rozwoju sieci gazowej, w tym podkryterium redukcji emisji CO₂ do środowiska naturalnego. Efektem ekologicznym ww. podkryterium $k_{CO_2}^{SS}$ jest suma różnicy emisji CO₂ z obecnie stosowanego paliwa do emisji CO₂ przy wykorzystaniu gazu ziemnego na skutek realizacji gazyfikacji danego obszaru miasta i gminy – równanie (1):

$$k_{CO_2}^{SS} = \sum_{i=1}^n Q_{zap} (E_{CO_2}^p - E_{CO_2}^g) \quad (1)$$

gdzie:

$E_{CO_2}^p$ – wskaźnik emisji CO₂ przy spalaniu paliw (węgiel, olej opałowy lekki), kg CO₂/GJ, kg CO₂/kWh,

$E_{CO_2}^g$ – wskaźnik emisji CO₂ przy spalaniu gazu ziemnego, kg CO₂/GJ, kg CO₂/kWh,

Q_{zap} – ilość ciepła w ciągu roku wyprodukowana w źródłach ciepła, GJ/rok, kWh/rok,

n – liczba miejscowości objęta zakresem danego scenariusza rozwoju systemu gazowego, w których paliwo zasilające źródła ciepła zostaje zastąpione gazem ziemnym, szt.

Poniższy wzór (2) pozwala wyznaczyć wskaźniki emisji dwutlenku węgla dla produkcji 1 GJ bądź 1 kWh energii użytkowej:

$$E_{CO_2} = c \cdot \frac{M_{CO_2}}{M_c} \cdot \frac{1000}{H \eta_k} \quad (2)$$

gdzie:

M_{CO_2} – masa molowa dwutlenku węgla (44,01 g/mol),

M_c – masa molowa węgla (12,01 g/mol),

C – udział wagowy czystego węgla w paliwie, %,

H – wartość opałowa paliwa, MJ/kg, MJ/Nm³,

η_k – całkowita sprawność układu wytwarzania energii użytkowej z paliwa, %.

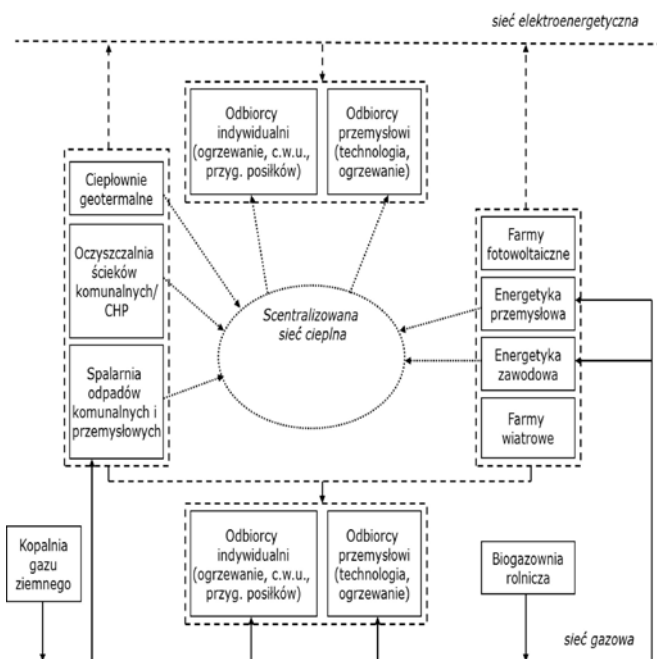
Podkryterium redukcji emisji dwutlenku węgla CO₂ to podkryterium o preferencji rosnącej, czyli im wyższa redukcja emisji CO₂, tym lepsza ocena scenariusza rozwoju systemu gazowego.

Przedmiotowe rozważania wpisują się w trwającą w kraju „walkę ze smogiem” oraz likwidację niskiej emisji w miastach. Struktura scentralizowanych sieci ciepłowniczych, wraz ze źródłem ciepła zlokalizowanym poza granicą aglomeracji miejskiej, umożliwia ograniczenie niskiej emisji w mieście. Modernizacja scentralizowanych i rozproszonych źródeł ciepła oraz ich przyłączenie do sieci gazowej stanowić może znaczący element ograniczenia niskiej emisji. Racjonalność funkcjonowania sieci ciepłowniczych i gazowych uzależniona jest od podziału przestrzeni miejskiej na obszary, w których uprzywilejowane jest użytkowanie ciepła sieciowego lub gazu ziemnego. Tym samym, aby zachować racjonalność użytkowania oraz dystrybucji paliw i energii w ramach planowania przestrzennego miast, nie powinno dopuszczać się do występowania obszarów z jednoczesnym dostarczaniem ciepła sieciowego i gazu ziemnego.

Możliwości wdrożenia zrównoważonego planowania energetycznego

Uwzględniając obecne realia i uwarunkowania, kluczowym elementem stwarzającym możliwości planowania zrównoważonego rozwoju systemu gazowego jest współpraca i czynny udział operatorów systemu gazowego z jednostkami samorządów terytorialnych miast i gmin w przedsięwzięciach związanych z roz-

Rysunek 3. Schemat ideowy realizacji połączenia systemu gazowego, elektroenergetycznego i scentralizowanej sieci ciepłej typu smart grid [3]



wojem systemu gazowego, a szerzej – w określaniu i wdrażaniu świadomej gospodarki energetycznej. Zachowanie spójności planistycznej przedsiębiorstw energetycznych i jednostek samorządu terytorialnego to kolejny element zrównoważonego planowania energetycznego. Konieczne jest również, aby akty regulujące rynek gazu i wynikający z nich podział funkcjonalny systemu gazowego umożliwiły zmianę podejścia przy określaniu kierunków rozbudowy systemów energetycznych, w tym sieci gazowej i ciepłowniczej. Nowe podejście przy określaniu rozwoju systemów powinno obejmować wykorzystanie obecnych zasobów i majątku sieciowego z uwzględnieniem korzyści wynikających z danej rozbudowy. Rozwój infrastruktury energetycznej uwzględniać powinien korzyści wszystkich podmiotów uczestniczących w łańcuchu dostaw do odbiorców końcowych, a nie ograniczać się do rozłącznego analizowania poszczególnych projektów inwestycyjnych. To powinno stworzyć warunki dla racjonalnego zarządzania systemami energetycznymi i dla ich dalszego rozwoju.

Sporządzane na szczeblu miast i gmin dokumenty planistyczne energetyczne, przestrzenne, wydawane decyzje lokalizacyjne, środowiskowe i pozwolenia służą realizacji zrównoważonego rozwoju. Pozwala to na równoważenie wymiarów społecznych i środowiskowych z lokalną polityką gospodarczą i infrastrukturalną. Powiązanie polityki infrastrukturalnej, przestrzennej, społecznej, ochrony zdrowia, edukacji i promocji kultury pozwala wypracować racjonalną gospodarkę posiadanymi lokalnie zasobami

o oraz ograniczyć potrzeby przewozowe ludności i towarów, a umożliwić rozwój przedsiębiorczości i integrację lokalnej społeczności.

Wiele zalet gazu ziemnego przemawia za dalszym rozwojem systemu gazowego. Kluczowym elementem możliwości stworzenia zrównoważonego rozwoju systemu gazowego na szczeblu gminnym jest właśnie prowadzenie racjonalnej polityki przestrzennej, energetycznej, środowiskowej i finansowej.

Na przykład synergia systemu gazowego z systemem elektroenergetycznym oraz ze scentralizowaną siecią ciepłą może stanowić swojego rodzaju *smart grid*. Na rysunku 3 przedstawiono schemat ideowy możliwych synergii tych systemów.

Powyższe od jednostek samorządu terytorialnego wymaga prowadzenia racjonalnej polityki przestrzennej i energetycznej w miastach i gminach. Ma to również odniesienie do polityki finansowej, a zwłaszcza stawek opłat za umieszczenie w pasach drogowych infrastruktury technicznej, stawek opłat za zajęcie pasa drogowego na czas budowy czy stawek podatku od nieruchomości. Kwestia przyjmowania przez rady miast i gmin transparentnych i jednakowych stawek, niezależnie o tego, jaka jest to infrastruktura techniczna, np. wodno-kanalizacyjna, ciepłownicza, gazowa, elektroenergetyczna czy telekomunikacyjna, jest również istotnym elementem wpływającym na możliwość rozwoju miast i gmin oraz rozwoju systemów energetycznych, w tym sieci gazowych.

Wymienione działania jednostek samorządów terytorialnych prowadzić mogą do skutecznego i efektywnego funkcjonowania systemów energetycznych, które zaspokajają potrzeby energetyczne lokalnej społeczności, z jednoczesnym poszanowaniem środowiska naturalnego.

Jednym z istotnych bodźców, mogących w perspektywie najbliższych dziesięciu lat zmienić rozwój lokalnej struktury energetycznej, są skutki wejścia w życie 27 listopada 2017 roku przepisów nowelizacji „Prawo ochrony środowiska”, wdrażających dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z 25 listopada 2015 roku w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (dyrektywa MCP). Źródło MCP to średnie źródło spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej od 1 do 50 MW, natomiast ww. dyrektywa to efekt prac regulacyjnych w ramach programu „Czyste powietrze dla Europy”. Dyrektywa ta określa wymagania dla MCP, w tym obowiązek objęcia tych obiektów pozwoleniami lub rejestracją, dopuszczalne wielkości emisji i wymagania jej monitorowania. Nowe standardy emisyjne (dopuszczalne wielkości emisji) dotyczą:

- nowych MCP – od 20 grudnia 2018 roku,
- istniejących MCP o mocy cieplnej przekraczającej 5 MW i mniejszej niż 50 MW – od 1 stycznia 2025 r. oraz
- istniejących MCP o mocy cieplnej poniżej 5 MW – od 1 stycznia 2030 roku. W krajowej bazie prowadzonej przez KOBiZE w 2015 roku zinventaryzowano ogółem 4812 średnich źródeł spalania paliw, w tym: 3441 obiektów o mocy od 1 do 5 MW, 1259 obiektów o mocy od 5 do 20 MW oraz 112 obiektów o mocy od 20 do 50 MW [4].

Mając powyższe na uwadze, po stronie przedsiębiorstw energetycznych zarządzających ww. obiektami MCP, w najbliższych kilku latach można spodziewać się wielu znaczących działań, zmierzających do sprostania wymaganiom emisyjnym, w tym działań

związanych z modernizacją tych obiektów poprzez zabudowę instalacji oczyszczania gazów wylotowych i spalin do atmosfery bądź zmianę sposobu zasilania tych obiektów na paliwa mniej obciążające środowisko. W tym aspekcie należy spodziewać się wystąpień o określenie warunków przyłączenia do sieci gazowej tych obiektów. Według analiz [1], biorąc pod uwagę jedynie istniejące MCP z ww. bazy KOBIZE, zasilane obecnie węglem, olejem opalowym lekkim i ciężkim oraz gazem płynnym propanem, to potencjalnie dotyczyć to może prawie 2300 obiektów o łącznej mocy 14,4 GW, dla których roczne zapotrzebowanie na gaz ziemny wysokometanowy wynosi ok. 4,5 mld m³. Oczywiście, dane te to tylko szacunki, ale uwzględniając opisane powyżej zmiany regulacyjne dotyczące dopuszczalnej emisji, dają realne przesłanki, że wymagane będą inwestycje zarówno po stronie źródeł energii, jak i w systemach energetycznych, w tym w systemie gazowym.

* * *

Energetyczne wykorzystanie gazu ziemnego daje możliwości rozwoju regionalnego miast i gmin oraz zaspokojenia potrzeb energetycznych lokalnych społeczności. Wzrost dostępu do sieci gazowej umożliwi odbiorcom końcowym użytkownikom gazu ziemnego, jednak konieczne jest powiązanie kierunków rozwoju systemów energetycznych z planowaniem przestrzennym i środowiskowym. Zachowanie spójności dokumentów planistycznych i racjonalnej polityki finansowej jest fundamentem racjonalnego użytkowania paliw i energii oraz zrównoważonego rozwoju systemów energetycznych w obszarach urbanistycznych. Współpraca i czynny współudział podmiotów na lokalnym rynku gazu i jednostek samorządów terytorialnych miast i gmin w przedsięwzięciach związanych z rozwojem systemu gazowego może przełożyć się na poprawę jakości powietrza oraz standard jakości życia w miastach.

Dr inż. Wojciech Grządzielski, kierownik Biura Rozwoju Infrastruktury, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

¹ Ang. *Sustainable development*.

² AHP – ang. *Analytic Hierarchy Process*.

³ Ang. *Medium Combustion Plant*.

Literatura

- [1] Analizy własne oraz prowadzone w ramach pracy w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.
- [2] Górczyca M., *Stan gazownictwa – statystyczne spektrum*, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna” nr 5/2010, maj 2010.
- [3] Grządzielski W., Mróz T. M., *Planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego*, Kaprint 2017, ISBN 978-83-943382-2-0.
- [4] <http://sdr.gdos.gov.pl/Documents/OPIE/Spotkanie%2010.10.2017/Dyrektorywa%20MCP%20-%20transpozycja.pdf?Mobile=1>
- [5] Kaliski M., Janusz P., Szurlej A., *Zadania państwa i firm energetycznych w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju w perspektywie roku 2030*, materiały konferencyjne „Polskie gazownictwo. Perspektywy”, Izba Gospodarcza Gazownictwa, V Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2009, Kielce, 22–23.04.2009 r.
- [6] Obwieszczenie ministra gospodarki z 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P.10.2.11).
- [7] Saaty L.T., *Decision making with the analytic hierarchy process*. International journal of Services Sciences. Vol. 1. No. 1. Interscience Enterprises Ltd. 2008. 83–98.
- [8] Sekret R., *Efekte środowiskowe systemów zaopatrzenia budynków w energię*, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Monografie, nr 237, Częstochowa, 2012.
- [9] Siemek J., Rychlicki S., Kaliski M., Szurlej A., Janusz P., *Rola sektora gazowego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski na tle wybranych państw Unii Europejskiej*, „Rynek Energii” nr 3(88)/2010, kwiecień 2010, 8–13.
- [10] Sienkiewicz M., *Bezpieczeństwo gazowe Polski*, „Wiadomości gazownicze” nr 4(144)/2010, kwiecień 2010, 17–19.
- [11] Ustawa „Prawo energetyczne” z 10 kwietnia 1997 r. (Dz.U. nr 54/1997).
- [12] Ustawa z 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz.U. 1990 nr 16, poz. 95).
- [13] Uwagi Izby Gazowniczej Gazownictwa do projektu „Polityki energetycznej Polski do 2030 r. – wersja 1”, Warszawa, 01.09.2008 r.
- [14] Wasilewski A., *Światowy kryzys ekonomiczny i gaz ziemny*, „Rynek Energii” nr 3(88)/2010, kwiecień 2010, 3–7.

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

W ramach prowadzonej w I kwartale 2019 roku działalności standaryzacyjnej IGG odbyło się wiele spotkań zespołów roboczych opracowujących nowe oraz nowelizujących ustanowione dokumenty standaryzacyjne.

W kwietniu, maju i czerwcu odbyły się spotkania zespołów roboczych pracujących przy KST:

ZR 9 (dwukrotnie), który pracuje nad nowelizacją **ST-IGG-0901:2013** *Gazociągi i instalacje gazowe. Obliczenia wytrzymałościowe*. Kierownikiem zespołu jest Małgorzata Grzewka (GAZ-SYSTEM);

ZR 16 (dwukrotnie), który zajmuje się nowelizacją **ST-IGG-1601:2012** – *Stacje CNG* oraz **ST-IGG-1602** – *Urządzenia do tankowania CNG* – (kierownik – Mariusz Konieczny, PSG);

ZR 37, którego zadaniem jest opracowanie standardu IGG dotyczącego stacji regazyfikacji LNG (kierownik – Marek Elert, GAZ-SYSTEM);

ZR 1, zajmującego się nowelizacją **ST-IGG-0101** *WT-IGG-0101* *Wytyczne wzorcowania gazomierzy przy ciśnieniu p₁ > 4 bar*; (kierownik – Daniel Wysocki GAZ-SYSTEM). Podczas tego spotkania ustalono zakres prac i rozdzielono zadania pomiędzy członków zespołu;

ZR 35, który pracuje nad standardem **ST-IGG-3501** *Biogaz rolniczy wprowadzany do sieci* (kierownik – Paweł Filanowski, PSG).

Rozpoczęto nabór kandydatów do czterech nowych zespołów roboczych, których zadaniem będzie opracowanie:

ZR 36 – dokumentów standaryzacyjnych dotyczących tłokowania gazociągów; przewiduje się opracowanie trzech DS, odrębnie dla a) tłoków pomiarowych, b) czyszczenia gazociągów, w tym typów tłoków czyszczących oraz c) śluz nadawczych i odbiorczych;

ZR 38 – dokumentu standaryzacyjnego dotyczącego kompensacji naprężeń w gazociągach na terenach eksploatacji górniczej, w tym metodyki doboru kompensatorów;

ZR 39 – dokumentu standaryzacyjnego dotyczącego wymagań i zaleceń dla technologii oraz instalacji osuszalni gazu;

ZR 40 – dokumentu standaryzacyjnego dotyczącego balastowania gazociągów układanych w wodzie lub gruncie nawodnionym.

25 kwietnia, podczas II dnia **Targów EXPO-GAS** w Kielcach odbyły się **warsztaty techniczne** z zakresu standaryzacji. Celem warsztatów było przedstawienie nowych oraz znolizowanych DS, jak również zakresu prowadzonych przez KST prac standaryzacyjnych przewidzianych na lata 2019–2020.

Zakres standardu **ST-IGG-0208:2018** *Ocena jakości gazów ziemnych. Część 3 – Chromatografy gazowe do oceny zawartości związków siarki w gazie ziemnym* został przedstawiony przez Grzegorza Rosłonka (PGNiG O/CLPB), który omówił także zmiany wprowadzone do **ST-IGG:2701:2018** *Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii*, znolizowanego w celu ujednoczenia wymagań, wytycznych, zaleceń oraz metod rozliczeń paliw gazowych.

Paweł Filanowski (PSG) przedstawił **ST-IGG-2103:2018** *Gazociągi dystrybucyjne. Warunki techniczne zamykania przepływu w gazociągach z polietylenem metodą zaciskania. Wymagania i zalecenia*. Postanowienia standardu opracowano na podstawie doświadczeń przedsiębiorstw gazowniczych wynikających z budowy i użytkowania gazociągów polietylenowych.

Projekt wytycznych **prWT-IGG-3401** *Wzmocnione rury kompozytowe z materiałów termoplastycznych do transportu węglowodorów* przedstawił Piotr Paszyk (GAZ-SYSTEM). Projekt dotyczy rurociągów z materiałów elastycznych i zawiera między innymi wymagania dla materiałów kompozytowych, zasady ogólne projektowania i budowy rurociągów z materiałów kompozytowych.

Dwa dokumenty standaryzacyjne skierowano do ankiety do firm członkowskich:

Przedstawiany na warsztatach w Kielcach **WT-IGG-3401** *Wzmocnione rury kompozytowe z materiałów termoplastycznych do transportu węglowodorów*, oraz **ST-IGG-2101** *Projektowanie, budowa i użytkowanie gazociągów z PE do 1,0 MPa. Wymagania i zalecenia*.

Należy oczekiwać, że oba dokumenty zostaną skierowane do zatwierdzenia przez KST do końca tego roku.

KST podjął uchwałę w sprawie zatwierdzenia nowego harmonogramu i budżetu dla **ST-IGG-1301** *Rozruch i ruch próbnny. Zakres i wymagania. Część liniowa. Stacje gazowe (zespół gazowy, punkt gazowy)*; prace nad tym dokumentem powinny się zakończyć w I połowie 2020 roku.

sekretariat KST

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

Zgłoszone przez zrzeszone firmy uwagi zostały przekazane do właściwych ministerstw.

W drugim kwartale prace kontynuowały zespoły działające przy IGG. Przygotowany przez **Zespół ds. Zmiany Rozporządzenia** w sprawie Warunków Technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie projekt rozporządzenia został poddany konsultacji firm zrzeszonych w IGG. Zebrane uwagi przekazano zespołowi. W czerwcu przedstawiciele **Zespołu Konsultacyjnego ds. Pozyskania Środków UE** uczestniczyli w spotkaniu zorganizowanym przez Departament Programów Infrastrukturalnych Ministerstwa Inwestycji i Rozwoju w sprawie programowania perspektywy 2021–2027 w ramach celu polityki 2 „Bardziej przyjazna dla środowiska, niskoemisyjna Europa”. Prace z udziałem przedstawicieli IGG

będą prowadzone w tym zakresie w ramach grup roboczych MII. Planowane są kolejne spotkania. Ponadto, Zespół Konsultacyjny ds. Pozyskania Środków UE aktywnie uczestniczył w opiniowaniu i analizach wykorzystania środków unijnych z perspektywy 2014–2020.

Liczenie reprezentowany przez firmy członkowskie oraz zaproszonych ekspertów **Zespół ds. Ustanowienia Kodeksu Dobrych Praktyk w relacjach inwestor–wykonawca** w ostatnim kwartale zintensyfikował pracę. Zaproponowane w kodeksie rozwiązania, po ich przyjęciu, pozwolą poprawić komunikację i współpracę środowiska branżowego, odbudować zaufanie pomiędzy stronami, poprawić efektywność inwestycji, przyczynią się też do wzrostu poziomu technicznego i bezpieczeństwa inwestycji oraz zwiększenia innowacyjności i konkurencyjności, w tym rozwoju kapitału społecznego. Prace będą kontynuowane w celu przygotowania ostatecznego kształtu kodeksu.

Raportowanie schematów podatkowych – MDR

17 maja 2019 roku w Centrum Szkolenia Gazownictwa w Warszawie odbyło się zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa szkolenie podatkowe dla firm zrzeszonych w IGG. Temat szkolenia brzmiał: „Raportowanie schematów podatkowych – MDR (*Mandatory Disclosure Rules*). Szkolenie poprowadzone przez dwóch doradców podatkowych z Instytutu Cen Transferowych sp. z o.o – dr. Jarosława Mikę i Pawła Rosińskiego – miało na celu omówienie wprowadzonego do polskiego porządku prawnego 1 stycznia 2019 roku obowiązku raportowania schematów podatkowych.

Podczas kilkugodzinnego szkolenia omówiono rodzaje schematów podatkowych, tj. schemat podatkowy, schemat podatkowy standaryzowany oraz schemat podatkowy transgraniczny. Wskazano i scharakteryzowano podmioty zobowiązane do przekazywania informacji o schematach podatkowych – promotor, wspomagający i korzystający. Znaczną część spotkania poświęcono na omówienie praktycznych przykładów uzgodnień mogących stanowić schemat podatkowy podlegający obowiązkowi raportowania. Szczegółowej analizie poddano ogólne cechy rozpoznawcze, które wraz z kryterium głównej korzyści powodują, że dane uzgodnienie, rozwiązanie optymalizacyjne, stanowi schemat podatkowy. Scharakteryzowano też cechy rozpoznawcze i inne szczególne cechy. Duży nacisk położono na praktyczną umiejętność identyfikacji cech rozpoznawczych.

Uczestnicy szkolenia zostali zapoznani z zakresem danych i sposobem przekazywania informacji o schemacie podatkowym. Przedstawiono najważniejsze terminy związane z raportowaniem schematów podatkowych, w tym także te, które dotyczą retrospektywnego raportowania. Podczas szkolenia nie zapomniano o tematyce sankcji za nieprawidłowe raportowanie lub jego brak. Ze szczególnie dużym zainteresowaniem uczestników spotkał

się temat wewnętrznej procedury w zakresie przeciwdziałania niewywiązywaniu się z obowiązku przekazywania informacji o schematach podatkowych. W związku z tym warto wskazać, że procedurę wewnętrzną zobowiązane są wprowadzić i stosować osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, które: a) są promotorami, b) zatrudniają promotorów, c) faktycznie wypłacające promotorom wynagrodzenie i jednocześnie których przychody lub koszty w rozumieniu przepisów o rachunkowości, ustalone na podstawie prowadzonych ksiąg rachunkowych, w roku poprzedzającym rok obrotowy przekroczyły równowartość 8 000 000 zł. Tym samym należy zwrócić uwagę na to, że do posiadania procedury wewnętrznej obowiązane są nie tylko spółki doradztwa podatkowego.

Szkolenie zakończyło się omówieniem formularza MDR 1 – informacji o schemacie podatkowym. W tej części spotkania zasygnalizowano również problemy techniczne pojawiające się w elektronicznym procesie przekazywania szefowi Krajowej Administracji Skarbowej informacji o schematach podatkowych. Po zakończonym spotkaniu istniała możliwość indywidualnych konsultacji z prowadzącymi szkolenie.

AR

X Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej

EXPO-GAS 2019

Jubileuszowe, X Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2019 odbyły się w okresie 24-25 kwietnia br., tradycyjnie na terenach wystawowych Targów Kielce SA. Zgromadziły 104 wystawców z Polski i ośmiu innych krajów, w tym z USA. Wystawę odwiedziło niemal 3700 zwiedzających.

Otwierając imprezę, **dr Andrzej Mochoń**, prezes Targów Kielce, zwrócił uwagę, że choć to X edycja targów, to współpraca kieleckich gospodarzy imprezy z Izłą Gospodarczą Gazownictwa rozpoczęła się już 15 lat temu. – *Najpierw organizowaliśmy targi co roku, potem przyjęliśmy formułę imprezy co dwa lata. Taki format okazał się właściwy. Gwarantuje dalszy rozwój naszego wspólnego przedsięwzięcia* – powiedział prezes Mochoń.

Łukasz Kroplewski, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, organizatora targów, podkreślił, że cieszy rosnąca obecność firm zagranicznych. To pokazuje, że Polska jest dziś atrakcyjnym rynkiem, tu warto się pojawić i trzeba być obecnym. Zwrócił uwagę, że motywem przewodnim tegorocznych targów EXPO-GAS nieprzypadkowo stała się efektywność energetyczna w łańcuchu dostaw gazu. – *Taniej, ekologiczniej i sprawniej. Nowe i dobrze przemyślane inwestycje, taniej dla klienta, większe bezpieczeństwo dla nas wszystkich – takie wyzwania stoją dziś przed nami* – mówił prezes Kroplewski.

Oficjalnego otwarcia targów dokonał **Andrzej Dera**, sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta RP. – *Dla prezydenta Dudy tematyka gazowa jest niezwykle ważna od początku jego prezydentury. Zobaczmy, jak wiele dziś się dzieje. Świnoujście, Baltic Pipe – to nasza odpowiedź na budowę Nord Stream 2. Przemysł gazowy to przyszłość polskiej energetyki. A gaz, w odróżnieniu od węgla, ma przed sobą wielką przyszłość* – zwracał uwagę minister Dera, życząc zarówno Grupie Kapitałowej PGNiG, jak i mniejszym i najmniejszym podmiotom rynkowym, by determinujące rozwój rynku gazowego „decyzje na górze” były jak najlepsze.

Tradycyjnie, targom EXPO-GAS towarzyszyła konferencja problemowa. W trakcie jubileuszowej, X ich edycji, konferencja odbyła się pod hasłem „Efektywność energetyczna w łańcuchu dostaw gazu”. W konferencji wzięło udział ponad 100 ekspertów, reprezentantów instytucji i uczelni wyższych oraz branży gazowej, zrzeszonych w IGG. Na sali obecny był **Adam Gawęda**, senator RP, znawca polskiej energetyki, który z zainteresowaniem przysłuchiwał się dyskusji. – *Jesteśmy świadkami ważnych wydarzeń. Zapadły decyzje o rozbudowie gazoportu w Świnoujściu, podpisana jest umowa dająca podstawy dla rozpoczęcia inwestycji Baltic Pipe. Tym większą rolę odgrywają kieleckie targi EXPO-GAS i konferencja zorganizowana przez IGG* – powiedział do zgromadzonych.

W sesji otwierającej konferencję jako pierwszy głos zabrał **dr inż. Sebastian Gurgacz** z Krajowej Agencji Poszanowania Energii SA. W swojej prezentacji skoncentrował się na tematyce systemowych rozwiązań efektywnościowych w trzech obszarach: oszczędności surowców energetycznych, ochrony środowiska i oszczędności pieniędzy. – *Trzeba sobie uświadomić, że na rynku energii taniej już było. Teraz należy skoncentrować się na podnoszeniu efektywności energetycznej, nie tylko przedsiębiorstw gazowych*. Omówił stan regulacji prawnych opisujących działania na rzecz podnoszenia efektywności energetycznej – w tym przeprowadzania audytów efektywności energetycznej, a także nowe propozycje związane z rządowym programem Energia Plus.

Kolejne prezentacje dotyczyły tematyki odzysku chłodu i ciepła w instalacjach gazowniczych. **Prof. Mariusz Łaciak** z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie przedstawił obecny stan wiedzy, istniejące rozwiązania oraz główne dylematy dotyczące odzysku chłodu w instalacjach regazyfikacji LNG. Doświadczenia światowe pokazują, że około 20 proc. energii potrzebnej do zmiany stanu skupienia LNG pozyskuje się z chłodu. Zwrócił uwagę, że najwyższy wskaźnik, sięgający 60 proc., notuje Japonia, mająca ogromne doświadczenia na tym polu, bo całość wykorzystywanego przez nią surowca to gaz skroplony. Mówca zwrócił także uwagę na to, że globalne zapotrzebowanie na chłodzenie (klimatyzatory, przemysł spożywczy) gwałtownie rośnie. Obecnie procesy chłodzenia pochłaniają już 17 proc. światowej produkcji energii, a prognozy na rok 2100 mówią o 33-krotnym wzroście zużycia energii przez klimatyzatory. Wykorzystanie energii chłodu znacznie zmniejszyłoby to zapotrzebowanie. Właściwym pomysłem byłoby także budowanie chłodni spożywczych w bezpośrednim sąsiedztwie lądowych instalacji LNG.

W kolejnej części konferencji głos zabrał **prof. Maciej Chaczykowski** z Politechniki Warszawskiej. Mówiąc o istniejących systemach przesyłu gazu, zwrócił uwagę, że w dwóch wariantach: z chłodzeniem gazu na wyjściu tłoczni i bez chłodzenia gazu na wyjściu tłoczni aż 70 proc. strat energii wynika z pracy turbin gazowych w układach prostych. Oznacza to, że do 40 proc. energii chemicznej paliwa, dostarczanej w postaci gazu paliwowego na tłoczni jest zamieniane na pracę napędową do sprężarek, a niestety ponad 60 proc. energii jest rozpraszane w postaci ciepła odpadowego wyprowadzanego do atmosfery. W drugiej części wystąpienia przedstawił rys historyczny oraz obecnie istniejące



przykłady instalacji odzysku ciepła na świecie, w tym siłowni ORC (*Organic Rankine Cycle* – obieg ORC jest układem Rankine'a siłowni parowej, w której czynnikiem roboczym jest płyn niskowrzący) w Hiszpanii (jeden przykład w Europie), Stanach Zjednoczonych i Kanadzie.

Kolejny mówca, dyrektor **Krzysztof Pająk** z EuRoPol GAZ s.a., podkreślił, że reprezentowana przez niego firma szczególnie naciska kładzie na problematykę ochrony środowiska – a jedną z takich kwestii jest właśnie odzysk ciepła na tłoczniach gazu. Mamy zainstalowanych 16 turbin gazowych SGT600 Siemens, o mocy mechanicznej 25 MW i sprawności około 35 proc. każda. Strumień ciepła odprowadzany do otoczenia przez turbinę gazową pracującą w warunkach nominalnych wynosi około 45 MW (przy założeniu, że spaliny zostaną schłodzone do temperatury 15°C). Jest to powód, dla którego interesujemy się tematyką odzysku ciepła. Efektywnie wykorzystujemy 1/3 energii zawartej w paliwie, resztę bezpowrotnie tracimy. Podsumowując, potwierdził, że SGT posiada możliwości techniczne zainstalowania systemów odzysku ciepła w tłoczniach gazu, ale przeprowadzone dotychczas prace nie wykazały zasadności ekonomicznej rozważanych inwestycji. Jednakże dodał, że taka analiza, przeprowadzona w przyszłości, może przynieść zupełnie inne wyniki.

Po pierwszej serii prezentacji odbyła się dyskusja panelowa, którą poprowadził prof. Andrzej Osiadacz z Politechniki Warszawskiej, a do udziału w niej zostali zaproszeni: **dr inż. Sebastian Gurgacz**, **prof. Mariusz Łaciak**, **Henryk Mucha**, prezes PGNiG Obrót Detaliczny, **Grzegorz Wielgus**, dyrektor ds. strategii w Polskiej Spółce Gazownictwa, **prof. Waldemar Kamrat** z Politechniki Gdańskiej, dyrektor **Aneta Korda-Burza** z **GAZ-SYSTEM S.A.** oraz **Marek Czaja**, reprezentujący PGNiG SA (fot 1).

– *Dbalność o poprawę efektywności energetycznej przekłada się na wykonywanie audytów energetycznych, przeprowadzonych w obiektach należących do PGNiG* – powiedział Marek Czaja. Począwszy od 2013 roku spółka aktywnie pozyskuje świadectwa efektywności energetycznej. W 2017 roku zleciła przeprowadzenie kompleksowego audytu energetycznego przedsiębiorstwa trzem wyspecjalizowanym firmom doradczym, które pomogły zidentyfikować kilkadziesiąt istotnych z punktu widzenia oszczędności energii przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną. Ich realizacja doprowadzi do istotnego ograniczenia zużycia energii w spółce. Poza tym firma rozpoczęła wdrażanie Systemu Zarządzania Energią.

Dyrektor **Grzegorz Wielgus** zwrócił uwagę, że firmy dystrybucyjne – z uwagi na obsługiwane elementy sieci gazowej – nie obsługują tak energochłonnych urządzeń jak np. tłocznie gazu, funkcjonujące w systemie przesyłowym. Spektrum zwiącze-

nia efektywności energetycznej w dystrybucji jest ograniczone. Główny obszar racjonalizacji stanowią stacje redukcyjno-pomiarowe, w których około 1/10 proc. przesyłanego gazu jest obecnie zużywana na podgrzew. Dyrektor zwrócił uwagę, że niekiedy stacje działają już od ponad 20 lat, a to oznacza, że były konstruowane na zupełnie innych technologiach wykorzystujących ciepło do podgrzewu niż dziś stosowane. PSG wkłada wiele wysiłku w ograniczenie strat gazu na sieci dystrybucyjnej. Wdrożony jest system dotyczący oceny niezawodności gazociągów, wskazujący elementy sieci wymagające modernizacji. Coraz większą rolę pełnią działania z obszaru B+R+I, w tym kontrola sieci gazowej z powietrza (drony) oraz kontrola akustyczna stanu technicznego gazociągów.

Prezes **Henryk Mucha** zwrócił uwagę na wolno rosnący poziom świadomości odbiorców gazu w sferze troski o efektywność energetyczną. Sytuacja jednak wyraźnie się zmienia, rok 2018 dla wielu klientów był pierwszym, w którym mocno fluktuujące ceny nośników energii skłoniły ich do szerszego spojrzenia na kwestie kosztów energii. Z uczestnikami konferencji podzielił się wynikami badania ankietowego, które PGNiG OD przeprowadziło na grupie 200 swoich odbiorców kluczowych i strategicznych. Z badania wynika, że prawie 50 proc. respondentów wyraziło natychmiastowe zainteresowanie przeprowadzeniem u nich audytów efektywności energetycznej. Spółka PGNiG OD przeprowadziła już pierwsze audyty, zlecone jej przez odbiorców z ośmiu lokalizacji reprezentujących branżę hotelarską i huty szkła. Wyniki audytów pokazały konkretne obszary optymalizacji. To dla nas bardzo ważny etap – z prostego dostawcy gazu stajemy się partnerem klientów końcowych – powiedział prezes Mucha.

Dyrektor **Aneta Korda-Burza** przedstawiła wyniki analiz dotyczących potencjalnego zastosowania turboekspanderów na stacjach gazowych wysokiego ciśnienia. Przeprowadzone analizy ekonomiczne nie dawały podstaw do realizacji inwestycji. Obecnie wykonywane są analizy dla nowych założeń, co może doprowadzić do podjęcia decyzji o uruchomieniu projektu pilotażowego. Jej zdaniem, w najbliższych dwóch latach GAZ-SYSTEM także będzie mógł przedstawić wyniki pierwszego pilotażu dotyczącego odzysku ciepła z tłoczni gazu. Zwróciła jednak uwagę na ograniczenia regulacyjne stojące przed jej firmą, jako operatora systemu przesyłowego, który nie ma prawa wykonywać działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej, co zdecydowanie wpływa na efektywne zagospodarowanie energii odpadowej na obiektach sieci przesyłowej gazu ziemnego.

Dr inż. Sebastian Gurgacz w trakcie panelu pytany był o charakterystykę działań podejmowanych przez KAPE na rzecz wspie-

dookończenie na str. 32



Medaliści EXPO-GAS 2019



W konkursie o medale i wyróżnienia Targów Kielce przyznano Medale Targów Kielce za produkty. Prezentujemy zdobywców medali X edycji międzynarodowych targów techniki gazowniczej.

W kolejnych numerach „Przeglądu Gazowniczego” zaprezentujemy zdobywców wyróżnień za produkty, a także zdobywców medali za nowatorską, elegancką i kompleksową prezentację targową oraz zdobywców wyróżnień za atrakcyjny i nowoczesny styl wystąpienia targowego.

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



Apator Metrix S.A. (Tczew)

– Gazomierz iSMART

Michał Sokołowski, Metrix: – Do konkursu zgłosiliśmy nasz nowy gazomierz inteligentny z modułem GSM. Urządzenie działa na dwóch bateriach, jedna zasila moduł, druga samo liczydło. Użytkownik może dokonywać zdalnych odczytów przez GSM – jeśli zajdzie taka potrzeba, może także zdalnie zamknąć zawór. Urządzenie jest zgodne ze standardem SMART GAS wydanym przez PSG.



Atagor sp. z o.o. (Trzebinia)

– Taśma petrolatum T-Wax wraz z masą profilującą Aero Wax

Krzysztof Szałkowski i Ewa Broda, Atagor: – To jest produkt w klasie izolacji A30, oparty na bazie taśmy petrolatum wraz z masą profilującą, służący do wyprofilowania powierzchni, na których nie można aplikować normalnej taśmy nawojowej. Na taśmę profilującą nakłada się taśmę antykorozyjną, a następnie taśmę chroniącą przed uszkodzeniami mechanicznymi. Innowacyjność tego rozwiązania polega na wypełnieniu taśmy kuleczkami polistyrenu – dzięki temu taśma jest bardziej ekonomiczna w użyciu i ma wagę mniejszą nawet o połowę. To instalatorom znacząco ułatwia pracę. Produkt jest certyfikowany przez Instytut Nafty i Gazu.



P.P.H.U. „Franex”

Franciszek Bukowski (Radom) – GAZBLOKER
– Przyrząd do wymiany zaworu kulkowego na czynnym przyłączy gazowym.

Franciszek Bukowski, prezes firmy: – Jest to urządzenie pozwalające na bardzo szybką i bezpieczną wymianę zaworu, bez wypływu gazu. Wcześniej wymiana zaworu wiązała się z czasochłonną i kosztowną koniecznością odkopywania rur. Dzięki naszemu przyrządowi zawór można wymienić w 10 minut. Pracowaliśmy nad tym urządzeniem przez ostatnie 2–3 lata. Urządzenie zostało certyfikowane w Kopalni Doświadczalnej Barbara przez Główny Instytut Górnictwa.

X Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej

EXPO-GAS 2019

dokończenie ze str. 29

rania działań proefektywnościowych u klientów. Dla klientów będących jednostkami samorządu terytorialnego kluczowe znaczenie ma efektywność energetyczna budynków, źródeł oświetlenia i źródeł ciepła. Szybko rośnie świadomość władz spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, które decydują się na przejście z paliw stałych węglowych na paliwa gazowe, lub, w razie dostępności, przyłączanie się do miejskich sieci ciepłowniczych. Kolejną grupą kliencką, na którą zwrócił uwagę przedstawiciel KAPE, są firmy ciepłownicze o mocach do 50 MW, opierające działalność na paliwach węglowych. Przedsiębiorstwa te wkrótce będą zobowiązane do spełnienia wymagań emisyjnych zawartych w dyrektywie MCP oraz dostosowania źródła do statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. W tym przypadku doradzamy klientom oparcie produkcji na kogeneracji gazowej – rachunek ekonomiczny wskazuje, że są to obecnie działania najtańsze.

Kolejny mówca, **prof. Waldemar Kamrat** z Politechniki Gdańskiej, poruszył temat dostosowania projektów gazowych już na etapie projektowym do realnych potrzeb i możliwości. Zdaniem profesora, w Polsce nadal zbyt rzadko przeprowadzana jest dogłębna analiza efektywności projektowanych instalacji gazowych. Efektywność to relacja między nakładami a uzyskanymi korzyściami. Niektóre gazociągi w Polsce ewidentnie są niedowymiarowane, zaś inne są przewymiarowane. Powinniśmy zmienić lub zmodyfikować zasady projektowania w każdej fazie. Źle zaprojektowana infrastruktura, źle dobrane średnice i ciśnienia podnoszą koszty eksploatacji o dziesiątki miliardów złotych.

Podsumowując pierwszą dyskusję panelową, **prof. Andrzej Osiadacz** z Politechniki Warszawskiej stwierdził, że racjonalna budowa czy rozbudowa sieci nie jest możliwa bez dostępności dobrych jakościowo prognoz zużycia gazu. A takich prognoz nadal w Polsce brakuje, zarówno w wymiarze krótko-, średnio- jak i długookresowym.

W drugiej sesji konferencji jako pierwsza wystąpiła **Alina Malinowska** z Biura Centrum Badań i Rozwoju Polskiej Spółki Gazownictwa. Mówczyni przedstawiła pierwsze doświadczenia związane z wykorzystaniem energii odpadowej w stacjach gazowych. Odwołała się do analiz dr inż. Małgorzaty Kwęstarcz z Politechniki Warszawskiej, które znalazły się w artykule opublikowanym

w „Przeglądzie Gazowniczym” nr 1/2019. Powiedziała, że schematy te analizowali w celu sprawdzenia możliwości ich wykorzystania w PSG. Przedstawiła zakres działań podejmowanych w PSG w celu modernizacji stacji redukcyjnych w efekcie przeprowadzonych audytów efektywności energetycznej, w tym m.in. zmianę izolacji termicznej, optymalizację pracy kotła gazowego, modernizację kotłowni. Do końca 2021 roku PSG zmodernizuje prawie 600 posiadanych stacji. Innym działaniem podjętym przez spółkę w ostatnim czasie jest wybudowanie i uruchomienie w kwietniu 2019 roku nowoczesnej stacji badawczej w Bielanach Wrocławskich, pierwszej tego typu stacji na czynnej sieci dystrybucyjnej. Stacja badawcza umożliwia testowanie urządzeń do redukcji ciśnienia, pomiarów, telemetrii, automatyki i sterowania podczas przepływu gazu pod normalnym roboczym ciśnieniem. Pozwala to PSG na uzyskanie dokładnych danych pomiarowych oraz na wdrażanie innowacyjnych, przetestowanych w warunkach roboczych rozwiązań technologicznych. Stacja umożliwi również bieżące szkolenie kadry technicznej PSG. Ponadto, planowane jest komercyjne udostępnienie stacji podmiotom, które będą zainteresowane sprawdzeniem sprawności swoich urządzeń lub prowadzeniem prac badawczych na czynnej sieci dystrybucyjnej.

Kolejny mówca, **prof. Andrzej Osiadacz**, w obszernej prezentacji przedstawił szerokie spektrum tematów związanych z efektywnością transportu gazu. Żeby system eksploatować efektywnie, trzeba go odpowiednio zaprojektować i poprawnie zbudować. Jeśli buduje się tanio, to przekłada się to potem na wysokie koszty eksploatacji. Według analiz American Gas Association, aż 50 proc. kosztów eksploatacyjnych operatora systemów przesyłowych to koszty paliwa. Dlatego obecnie priorytetem jest budowanie w taki sposób, aby potem można było możliwie tanio eksploatować. Buduje się dwa–trzy lata, a eksploatuje 50. Teraz coraz częściej buduje się także z myślą o kosztach eksploatacji. Odpowiedni dobór stacji przetłoczeniowych, ich lokalizacja, dobór średnic gazociągów, stosowanie powłok wewnętrznych, diagnostyka tłokowa to są czynniki w zasadniczy sposób wpływające na koszty eksploatacji systemu przesyłowego. Wyliczył, że gazociągi pokryte powłokami wewnętrznymi mają o około 20 proc. wyższą przepustowość niż gazociągi surowe. Jeśli chodzi o dobór średnic, to – jak zawsze uważał i uważa profesor – powinniśmy w Polsce budować gazociągi z rozsądnym zapasem przepustowości. Musimy mieć możliwość dołączania nowych odbiorców. Do tego potrzeba wiarygodnych prognoz na lat kilkanaście, ale też odwagi w podejmowaniu decyzji.

Prof. Osiadacz poprowadził następnie drugi panel dyskusyjny, w którym udział wzięli: **prof. Waldemar Kamrat, Ireneusz Krupa,**



2



3

wiceprezes Polskiej Spółki Gazownictwa, **Paweł Stańczak**, wiceprezes UKRTRANS GAS, **prof. Maciej Chaczykowski** oraz **dr. inż. Małgorzata Kwestarz** z Politechniki Warszawskiej (fot. 2).

Tematem wiodącym dyskusji była minimalizacja kosztów transportu gazu. Pierwszy mówca, **Paweł Stańczak**, członek zarządu UKRTRANS GAS odpowiedzialny za wydzielenie operatora przesyłowego, przedstawił aktualny stan i zachodzące zmiany oraz niektóre projekty optymalizacyjne w ukraińskim systemie gazowniczym, na którego kondycję mają dynamiczne zmiany realiów prowadzonego biznesu (stopniowe ograniczanie tranzytu gazu rosyjskiego w ukraińskim systemie przesyłowym, potencjalny start gazociągu Nord-Stream 2). System ma możliwości tranzytowe około 140 mld m³ rocznie, w 2018 roku przetransportowano 87 mld m³. Trzeba sobie szczerze powiedzieć, że dziś trudno znaleźć chętnych do inwestowania w ukraińską infrastrukturę. Nie wiadomo bowiem, jak długo i na jakim poziomie utrzyma się tranzyt gazu. Obecnie w systemie działa 70 tłoczni, ale część z nich od lat nie pracuje i nie ma jasności co do ich przyszłości.

Ireneusz Krupa, członek zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, w swoim wystąpieniu przedstawił kluczowe zagadnienia dotyczące ograniczenia kosztów transportu gazu przez jego firmę. PSG nie dysponuje własnymi tłoczniami gazu, toteż pojęcie optymalizacji dotyczy głównie kosztów podgrzewu na stacjach redukcyjno-pomiarowych – planowana jest modernizacja około 60 stacji w kilku najbliższych latach. Po drugie, istotny obszar optymalizacji kosztowej dotyczy planowania nowych sieci. PSG powołała w ramach Departamentu Transportu Gazu własną sekcję analiz, z myślą m.in. o optymalizacji średnic rurociągów dystrybucyjnych.

Dr. inż. Małgorzata Kwestarz została poproszona o zabranie głosu na temat innowacyjności stacji redukcyjnych. Powiedziała, że niezależnie od ciśnienia gazu w polskim systemie gazowniczym temperatura gazu powinna kształtować się na poziomie około +5°C. Podczas redukcji ciśnienia gazu mamy do czynienia z obniżeniem jego temperatury. Zazwyczaj przed procesem redukcji gaz jest podgrzewany w wymienniku wodnym współpracującym z kotłem gazowym. Jeśli pominiemy ten wymiennik, to będziemy mieli do czynienia z tzw. zimną redukcją. W polskim systemie gazowniczym nie mamy stacji redukcyjnych zaprojektowanych z założeniem zimnej redukcji. W części stacji prowadzony jest proces z pominięciem podgrzewania gazu. Umożliwia to wysoki stopień suchości gazu, ale prowadzi do oszronienia bądź oblodzenia części gazociągu opuszczającego stację redukcyjną. Obecnie nie mamy zatem co marzyć o wykorzystaniu zimnej redukcji, czyli konieczne jest podgrzewanie gazu. Najprostszym rozwiązaniem jest wykorzystanie kotłów gazowych.

W istniejących stacjach stare kotły zastępowane są nowoczesnymi, sterowanymi automatycznie, wyposażonymi w palniki sferyczne pozwalające na zachowanie wysokiej sprawności w szerokim zakresie obciążenia kotła. Wpisując się w politykę

klimatyczno-energetyczną UE i Polski, proponujemy zastąpienie dotychczas wykorzystywanego gazu ziemnego odnawialnymi źródłami energii. Dostępna paleta rozwiązań technicznych urządzeń umożliwia wykorzystanie na stacjach redukcyjnych kolektorów cieczowych słonecznych, pomp ciepła z wymiennikiem gruntowym bądź czerpiących ciepło z powietrza zewnętrznego, współpracujących z akumulatorem ciepła. Interesującym rozwiązaniem są absorpcyjne pompy ciepła zasilane ciepłem z palnika gazowego lub sprężarkowe pompy ciepła napędzane mikrosilnikiem gazowym. Zmiana technologii w kotłowni współpracującej ze stacją redukcyjną pozwoli na znaczące obniżenie lub całkowite wyeliminowanie emisji CO₂ i pozostałych zanieczyszczeń, dając efekt środowiskowy i podnoszący efektywność energetyczną procesu redukcji ciśnienia gazu.

Zdaniem **prof. Waldemara Kamrata**, działania zmierzające do optymalizacji kosztów transportu gazu stanowią niezwykle istotny element procesu modernizacji polskiego gazownictwa. Dlaczego jest to tak istotne? Polska energetyka stoi przed zmianami przełomowymi, głównie z powodu malejącej roli węgla. Profesor nie jest optymistą, jeśli chodzi o plany wykorzystania w Polsce energetyki jądrowej. Nie wierzy także w możliwości znaczącego zwiększenia roli OZE. Tym bardziej zgadza się z prognozami mówiącymi, że roczne zużycie gazu w Polsce w najbliższych latach może wzrosnąć nawet o 5 mld m³ z racji rosnącego wykorzystania gazu do generacji energii elektrycznej. Niepokoi to, że w projekcie rządowej „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku” gazownictwu poświęcone niewiele uwagi. A tymczasem gaz staje się naszym kluczowym surowcem energetycznym. – *Polskiemu gazownictwu trzeba dać szanse rozwojowe!* – apelował prof. Kamrat.

W drugim dniu targów EXPO-GAS 2019 – zgodnie z tradycją – odbyły się **warsztaty techniczne z zakresu standaryzacji** (fot. 3). Celem przeprowadzonych warsztatów było przedstawienie uczestnikom nowych, a także znowelizowanych standardów technicznych, jak również zakresu prowadzonych przez KST prac standaryzacyjnych na lata 2019–2020 oraz pozostałych informacji formalnoorganizacyjnych dotyczących procesu prowadzonej przez IGG standaryzacji.

Podczas pierwszej części warsztatów kierownicy zespołów roboczych przedstawili dwa nowe standardy i jeden znowelizowany, które zostały ostatnio opublikowane, oraz projekt wytycznych technicznych, który w najbliższych dniach zostanie skierowany do ankietyzacji.

Zakres standardu **ST-IGG-0208:2018 Ocena jakości gazów ziemnych. Część 3 – Chromatografy gazowe do oceny zawartości związków siarki w gazie ziemnym** przedstawił Grzegorz Rosłonek (PGNiG O/CLPB). Standard opracowano w celu usystematyzowania i ujednolicenia wymagań, wytycznych, zaleceń oraz metod oznaczania zawartości związków siarki, które mogą występować w gazach ziemnych i innych paliwach gazowych. Standard

określa zakres stosowania metod, szczegółowe aplikacje, wymagania dla prawidłowego poboru próbek do analiz laboratoryjnych oraz zasady doboru miejsc instalacji analizatorów procesowych do analiz związków siarki występujących w paliwach gazowych w sieciach gazowych.

Jednocześnie G. Rostonek omówił zmiany wprowadzone do **ST-IGG:2701:2018 Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii**, który znowelizowano w celu ujednoczenia wymagań, wytycznych, zaleceń oraz metod rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii. W standardzie uwzględniono wymagania zawarte w aktualnych normach wyrobu i aktualnych regulacjach krajowych i międzynarodowych.

Następnie Paweł Filanowski (PSG) przedstawił **ST-IGG-2103:2018 Gazociągi dystrybucyjne. Warunki techniczne zamykania przepływu w gazociągach z polietylenu metodą zaciskania. Wymagania i zalecenia**. W standardzie przedstawiono wytyczne i procedury dotyczące postępowania podczas prac eksploatacyjnych na czynnych gazociągach wykonanych z polietylenu w zakresie zamykania przepływu gazu ziemnego metodą zaciskania. Postanowienia standardu opracowano na podstawie doświadczeń przedsiębiorstw gazowniczych wynikających z budowy i użytkowania gazociągów polietylenowych.

Projekt wytycznych **prWT-IGG-3401 Wzmocnione rury kompozytowe z materiałów termoplastycznych do transportu węglowodorów** przedstawił Piotr Paszyk (GAZ-SYSTEM). Projekt dotyczy rurociągów z materiałów elastycznych i zawiera między innymi wymagania dla materiałów kompozytowych, zasady ogólne projektowania i budowy rurociągów z materiałów kompozytowych, dla maksymalnego ciśnienia roboczego do 6,3 MPa oraz zakresu temperatury użytkowania od -20 do 60 °C. W najbliższych dniach projekt zostanie skierowany do ankiety do wszystkich firm członkowskich.

Kierunki prac Komitetu Standardu Technicznego przestawili kolejno Kazimierz Nowak, przewodniczący KST, oraz Eliza Dyakowska, kierownik sekretariatu KST. Przewodniczący KST przedstawił tematykę dokumentów standaryzacyjnych w trakcie opracowywania i nowelizacji oraz przykładowe nowe tematy, przyjęte wstępnie do opracowania przez KST, a zgłoszone przez firmy członkowskie – ostatnio głównie przez GAZ-SYSTEM. Następnie uczestnikom warsztatów przestawiono informację o sprzedaży dokumentów standaryzacyjnych z ostatniego okresu, dotyczącą składanych zapotrzebowań zakupu w zakresie formy zamawianych standardów (elektroniczna/papierowa) oraz struktury klientów. Następnie przedstawiono skład i zadania KST, tryb postępowania dotyczący zgłaszania i zatwierdzania przez KST nowych tematów oraz tryb opracowywania i ustanawiania dokumentów standaryzacyjnych. Dodatkowo wskazano tryb powoływania zespołów roboczych, ze szczególnym zwróceniem uwagi na sposób, w jaki można zostać członkiem zespołu roboczego.

Podczas prowadzonych warsztatów technicznych uczestnicy zostali poproszeni o wypełnienie stosownej ankiety. Odpowiadając na pytania zawarte w ankiecie, uczestnicy w większości warsztatów ocenili pozytywnie. Odnosząc się do poszczególnych prezentacji, zgłoszono cenne uwagi, które pozwolą na wprowadzenie korekt w celu przygotowania kolejnych warsztatów technicznych dotyczących standaryzacji.

Na zakończenie targów EXPO-GAS 2019 25 kwietnia 2019 roku odbyła się uroczysta gala, podczas której wręczono odzna-

czenia państwowe osobom szczególnie zasłużonym dla rozwoju polskiej energetyki. Odznaczenia wręczył **Andrzej Dera**, sekretarz stanu w Kancelarii Prezydenta RP. Uroczystość odbyła się w Centrum Konferencyjnym Targów Kielce.

Za wzorowe, wyjątkowo sumienne wykonywanie obowiązków wynikających z pracy zawodowej zostali odznaczeni:



4

Złotym Medalem „Za długoletnią służbę” – **Adam Cymer** (fot. 4) i **Ireneusz Walczak** (fot. 5).



5

Srebrnym Medalem „Za długoletnią służbę” – **Janusz Radomski** (fot. 6).



6

– Medal „Za długoletnią służbę” jest szczególnym odznaczeniem. Otrzymują go najlepsi z najlepszych pracowników. Nie tylko za długoletnią pracę, ale też za zbudowany przez te lata autorytet. Taki pracownik to autentyczny skarb dla pracodawcy, a dla współpracowników to skarbnica wiedzy i doświadczenia – wręczając odznaczenia powiedział Andrzej Dera.



7

Następnie minister Dera gronu osób szczególnie zasłużonych dla rozwoju gazownictwa wręczył „Medale stulecia odzyskanej niepodległości” – wzorowane na medalach z okazji 10-lecia odzys-

kania niepodległości z 1928 roku. Ówczesne władze postanowiły uhonorować najbardziej aktywnych obywateli. – *Dziś z podobną ideą nagradzamy po to, aby upamiętnić niedawno obchodzone przez nas wszystkie stulecie odzyskania niepodległości i uhonorować tych spośród nas, którzy przyczyniają się do pięknego rozwoju naszej wolnej i niepodległej ojczyzny* – powiedział Andrzej Dera.

Za zasługi dla niepodległej – „Medalem stulecia odzyskanej niepodległości” zostali wyróżnieni: **Dariusz Brzozowski, Waldemar Kamrat, Teresa Laskowska, Kazimierz Nowak, Andrzej Osia-dacz, Tomasz Wilczak, Piotr Woźniak** i **Artur Zawartko** (fot. 7).

W kolejnej części gali minister Andrzej Dera oraz **Bartłomiej Dorywalski**, wicewojewoda świętokrzyski, wręczyli nagrody i wyróżnienia w imieniu ministra energii.

Awans na stopień generalnego dyrektora górnictwa III stopnia otrzymali: **Magdalena Zegarska, Maciej Woźniak, Łukasz Krolewski, Cezary Mróz** i **Tomasz Blacharski** (fot. 8).



8

Awans na stopień dyrektora górnictwa I stopnia otrzymała **Beta Wittmann** (fot. 9).

Awans na stopień dyrektora górnictwa II stopnia otrzymali: **Ireneusz Krupa, Aneta Wilmańska i Piotr Tutak** (fot. 10).



9

Awans na stopień dyrektora górnictwa III stopnia otrzymali: **Tadeusz Kuczborski, Marcin Dziadowiec, Grzegorz Wielgus i Jacek Ziębacz** (fot. 11).



10

Po odznaczeniach i wyróżnieniach państwowych przyszła kolej na wręczenie wyróżnień i odznak honorowych Izby Gospodarczej Gazownictwa. Wręczyli je **Łukasz Kroplewski**, prezes IGG, oraz **Dariusz Brzozowski**, wiceprezes IGG.



11

Przyznane przez IGG odznaki srebrne otrzymali: **Daniel Gerwatowski, Jarosław Paciukiewicz i Marcin Przywara** (fot. 12).



12

Odznaki brązowe otrzymali: **Andrzej Fedor, Krzysztof Hnatio, Dariusz Kamzol, Ewa Kukułska-Zając, Grzegorz Maciejewski, Krzysztof Pasąg, Artur Szalc i Piotr Wojtasik** (fot. 13).



13

W finałowej części gali nastąpiło wręczenie dyplomów ukończenia studiów „**Master of Business Administration dla firm sektora naftowego i gazowniczego**”, prowadzonych przez Gdańską Fundację Kształcenia Menedżerów, Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Uniwersytet Gdański (we współpracy z IAE Aix-En-Provence Graduate School of Management, jako instytucją walidującą). Dyplomy Executive MBA odebrało kilkunastu absolwentów, za-

W konkursie o medale i wyróżnienia Targów Kielce Komisja Konkursowa w składzie:

- 1) dr Jacek Jaworski (IGG, INiG – PIB)
 - 2) Grzegorz Wielgus (PSG sp. z o.o.)
 - 3) dr Grzegorz Rosłonek (PGNiG SA)
 - 4) Paweł Szufleński (GAZ-SYSTEM S.A.)
 - 5) Piotr Dudziak (EWE energia sp. z o.o.)
 - 6) Paweł Kwiatkowski (ORLEN Upstream)
- przyznała:

Medale Targów Kielce za produkty:

- P.P.H.U. „**Franex**” Franciszek Bukowski – Radom za GAZBLOKER – przyrząd do wymiany zaworu kulowego na czynnym przyłączy gazowym
- **Atagor** sp. z o.o. – Trzebinia za taśmę petrolatum T-Wax wraz z masą profilującą Aero Wax
- **Apator Metrix S.A.** – Tczew za Gazomierz iSMART

Wyróżnienia Targów Kielce za produkty:

- **Integrotech** sp. z o.o. – Łódź za regulator PQReg
- **Dolnośląska Grupa Systemów Inżynierskich** sp. z o.o. – Polkowice za Profil Gaz. Oprogramowanie wspomagające projektowanie sieci gazowych wysokiego ciśnienia
- **BROEN Poland** sp. z o.o. – Dzierżoniów za kurek kulowy skręcany DN200 CL1500
- P.R.U.H. **ARMA-POL** S.Kulka, R. Płotnicki – Brzeszcze za kłapę zwrotną TYPC09.6 20”CLASS600 (DN500)
- **Anticor** sp. z o.o. – Wieliczka za The Cleantech Prepper

Medale za nowatorską, elegancką i kompleksową prezentację targową Targi Kielce przyznały:

- **DPM Industry** sp. z o.o. S.K.A., Bytom
- **GAZ-SYSTEM S.A.** Operator Gazociągów Przesyłowych, Warszawa
- **Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.**, Warszawa

Wyróżnienia za atrakcyjny i nowoczesny styl wystąpienia targowego Targi Kielce przyznały:

- **Apator Metrix S.A.**, Warszawa
- **AUMA Polska** sp. z o.o., Sosnowiec
- **BROEN Poland** sp. z o.o., Dzierżoniów
- **Fiorentini Polska** sp. z o.o., Poznań
- **Gascontrol Polska** sp. z o.o., Suszec
- **Metkom P.W.** sp. z o.o. sp.k., Warszowice
- **Polska Spółka Gazownictwa** sp. z o.o., Tarnów
- **Transtools** sp. z o.o., Lublin

trudnionych w największych polskich firmach sektora gazowniczego.

Oprac. Redakcja



Ponad 26 mld metrów sześciennych gazu w 2040 roku

Marcin Poznań

Podczas tegorocznego Europejskiego Kongresu Gospodarczego w Katowicach Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA, zaapelował o większe wykorzystanie gazu w „Polityce energetycznej Polski 2040”. Przedstawiciele spółki wzięli udział także w panelach dyskusyjnych, w których debatowano o wydobyciu metanu z pokładów węgla oraz o różnych podejściach polskich firm do współpracy ze startupami.

Podczas jednej z debat z udziałem m.in. Krzysztofa Tchórzewskiego, ministra energii, oraz prezesów PGE, PGG, Tauron, Enei i Energii prezes zarządu PGNiG SA zaapelował o to, by w miksie energetycznym, który ma zapewnić Polsce bezpieczeństwo energetyczne, gaz miał większy udział niż wynosi on obecnie. Podkreślił wartość krajowych złóż gazu ziemnego i jednocześnie zaznaczył: – *Polska nie jest samowystarczalna gazowo. Mamy w Polsce 18 miliardów metrów sześciennych popytu na gaz. Produujemy*



z dużym wysiłkiem i nakładem starań około 4 miliardów metrów sześciennych tego surowca. Ponieważ nie jesteśmy samowystarczalni, konieczny jest import. Ale musi on opierać się na wiarygodnych partnerach. Nie możemy być narażeni na ryzyko zerwania dostaw bez podania przyczyny, tak jak się to wielokrotnie działo z gazem

i ostatnio z ropą – powiedział **Piotr Woźniak**, nawiązując m.in. do problemów z rosyjskim dostawcą gazu ziemnego – Gazpromem.

Prezes PGNiG zwrócił uwagę, że w prognozach na 2040 rok zapotrzebowanie w Polsce na gaz ziemny szacuje się na ponad 27 mld m sześć. – *Daleko nam więc jeszcze do średniej europejskiej, która wynosi miliard metrów sześciennych na milion osób, ale popyt na gaz będzie wzrastał* – dodał podczas dyskusji.

Wspomniał też o wpływie na popyt na gaz ziemny ze strony sektora elektroenergetycznego w związku z realizowanymi inwestycjami w postaci nowych

bloków gazowo-parowych. Według Piotra Woźniaka, elektroenergetyka coraz częściej sięga po gaz z uzasadnionych powodów, ale dotychczas ryzyko dostaw gazu ze Wschodu było skrajnie wysokie, dlatego ryzykowne też było opieranie segmentu wytwarzania na gazie. Jednak w sytuacji, kiedy PGNiG ma wiarygodnych partnerów jako dostawców, sytuacja ulega całkowitej zmianie. Zwłaszcza po wygaśnięciu w 2022 roku kontraktu z Gazpromem, który prezes PGNiG określił jako „wysoko ryzykowny”.

GAZ JAKO UNIWERSALNE PALIWO PIERWSZEGO WYBORU

Podczas dyskusji o tym, co Polskę czeka po ustaleniu szczytu COP24 prezes PGNiG mówił o zaletach gazu ziemnego, który powinien być „uniwersalnym paliwem pierwszego wyboru”. W debacie z udziałem m.in. Jerzego Buzka i Henryka Kowalczyka, ministra środowiska, podkreślił, że powszechne zastosowanie gazu ziemnego w energetyce jest sposobem na zmniejszenie emisji dwutlenku węgla przez Polskę.

– *Gaz ziemny jest nośnikiem niskoemisyjnym. Co prawda, jest paliwem kopalnym, więc nie można mówić o braku emisji dwutlenku węgla, niemniej jednak emituje go o połowę mniej niż wszystkie rodzaje węgla – kamienny brunatny. Poza tym podczas spalania nie emituje żadnych cząstek stałych, tak jak na przykład ropa naftowa. Powinien być paliwem pierwszego wyboru, jeśli ktoś rozważa inwestycje w generację prądu czy ciepła* – powiedział Piotr Woźniak.

Prezes PGNiG skomentował też pomysły związane z wytwarzaniem syntetycznego gazu ziemnego w procesie gazowania węgla, którą zastosowano

na przykład w Chinach. – *Technologia wydawała się obiecująca, jeśli chodzi o pozyskiwanie gazu. Ale badania ujawniły, że w trakcie gazowania węgla emisja dwutlenku węgla jest o 20–40 proc. wyższa niż ze spalania takiej samej ilości węgla kamiennego. Trzeba więc ostrożnie podchodzić do pewnych propozycji* – powiedział. Z kolei w przypadku technologii CCS nie ma rozsądnych pomysłów na chemiczne wykorzystanie CO₂.

POTENCJAŁ METANU W POKŁADACH WĘGLA



Podczas kongresu w Katowicach wiele miejsca tematowi wydobywania metanu z pokładów węgla i programowi Geo-Metan poświęcono w ramach dyskusji o nowych zastosowaniach węgla. W tej debacie udział wzięli m.in. **Lukasz Kroplewski**, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju, oraz **dr Janusz Jureczka**, dyrektor Górnośląskiego Oddziału

Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego. PGNiG oraz PIG-PIB ściśle współpracują przy realizacji programu Geo-Metan.

Lukasz Kroplewski opowiadał w tym wątku o dotychczasowej realizacji projektu badawczego, etapie testów w Gilowicach i związanych z tym osiągnięciach – o dopływach gazu na poziomie porównywalnym z tym ze złóż konwencjonalnych, o wysokiej zawartości metanu w wydobywanym z pokładów węgla gazie, a także o dalszych planach, w tym przede wszystkim o realizacji wierceń na terenach kopalni Polskiej Grupy Górniczej.

– *Zanim górnicy zaczną fedrować węgiel, na kilka lat przed tym my wydobędziemy gaz* – wyjaśnił krótko założenia programu. – *Najważniejsze jest bezpieczeństwo górników, bo ten gaz jest dla nich potencjalnym zagrożeniem. Drugą kwestią jest ochrona środowiska. Rocznie do atmosfery emitowany jest prawie miliard m sześć. metanu. Po trzecie chodzi o korzyści biznesowe. Dla PGNiG oznacza to dodatkowe 1–1,5 mld m sześć. gazu do koszyka, który obecnie bilansujemy na poziomie 4 mld m sześć. rocznie* – powiedział.

Zasobność złóż konwencjonalnych gazu ziemnego w Polsce to około 100 mld m sześć. Z kolei potencjał wydobywalnych zasobów metanu w pokładach węgla PIG szacuje na 170 mld m sześć. To bardzo ważne zasoby. Zdaniem dyrektora Janusza Jureczki, priorytetem powinno być ujęcie metanu z tych pokładów węgla, które będą przedmiotem planowanej eksploatacji. Według niego, złoża krajowe metanu są ważne także ze względu na ich dostępność i możliwość pełnego kontrolowania wydobywania – nie ma na nie wpływu sytuacja międzynarodowa.

W debacie pt. „Wciąż w smogu” udział wzięli **Henryk Mucha**, prezes PGNiG Obrót Detaliczny. Uczestniczyli

w mniej m.in. przedstawiciele zarządu województwa śląskiego, Ministerstwa Środowiska i **Piotr Woźny**, pełnomocnik prezesa Rady Ministrów ds. programu „Czyste powietrze”.

O RÓŻNYCH SZKOŁACH WSPÓŁPRACY ZE STARTUPAMI

Europejskiemu Kongresowi Gospodarcemu co roku towarzyszą European Startup Days, ale tematyka innowacji i współpracy ze startupami pojawiała się także w dyskusjach podczas samego kongresu. **Joanna Podgórska**, dyrektor Departamentu Innowacji i Rozwoju Biznesu w PGNiG SA, wzięła udział w dyskusji pt. „Polska scena startupowa”, w której uczestniczyli także przedstawiciele m.in. Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, Polskiej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości oraz PKN Orlen i Google for Startups.



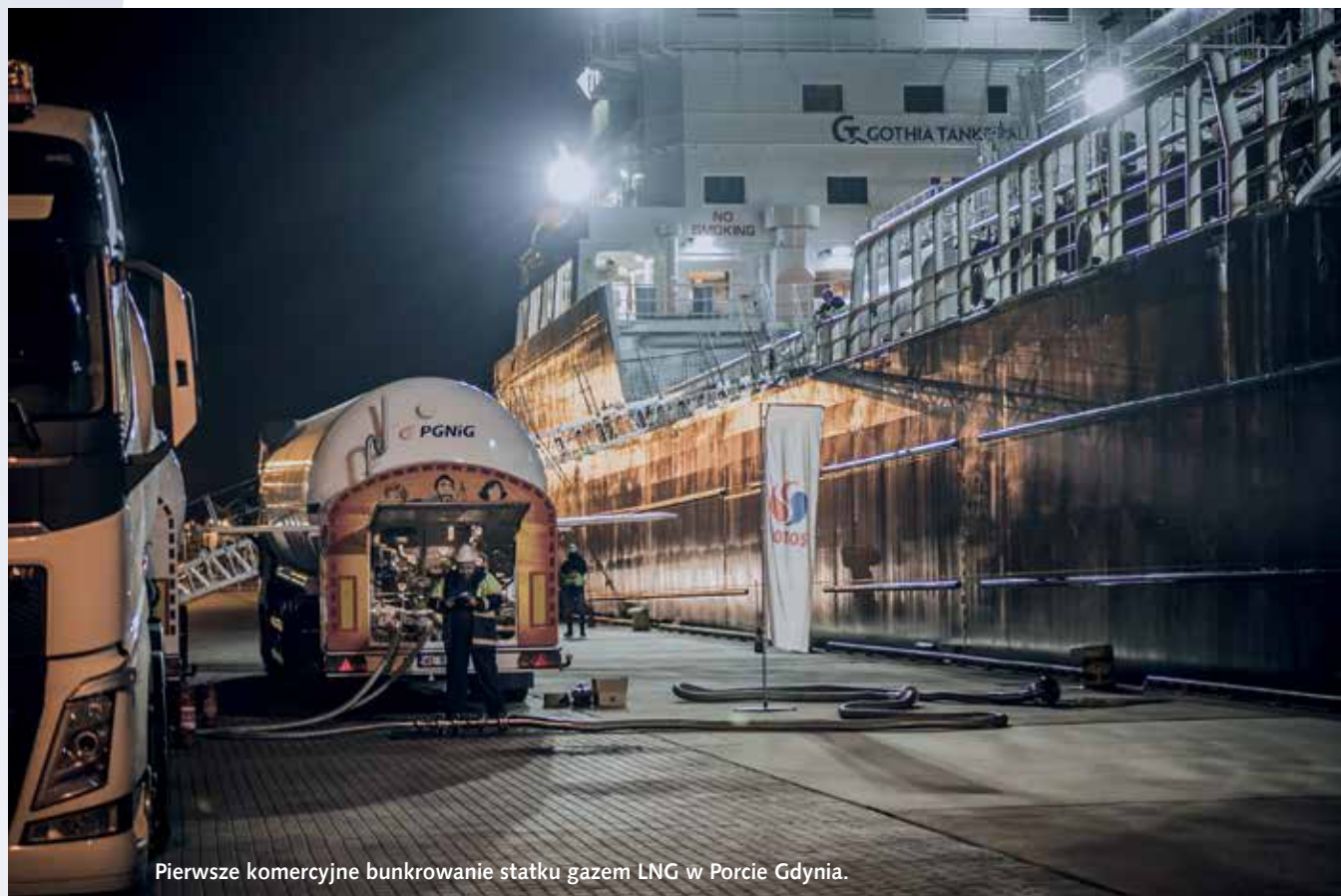
– *Młode firmy zainteresowane są współpracą z naszą grupą kapitałową, bo dajemy im dostęp do specjalistycznej wiedzy i infrastruktury. Wejście z nami w kooperację pozwala startupom sprawdzić w praktyce nietuzinkowe rozwiązania i to w wyjątkowym miejscu – firmie strategicznej dla polskiej gospodarki. My z kolei dzięki współpracy ze startupami zmieniamy myślenie o innowacjach i częściej sięgamy po zewnętrzne rozwiązania, działając w formule open innovation. Dzięki temu PGNiG jest bardziej innowacyjne i kreatywne* – podczas panelu powiedziała Joanna Podgórska. Tylko w ubiegłym roku w GK PGNiG prowadzono 15 projektów biznesowych wspólnie ze startupami.

Dyrektor Podgórska zapewniła także, że PGNiG nadal zamierza rozwijać swoje centrum startupowe Innvento, ale liczy na kolejne ciekawe oferty ze strony NCBR i PARP, które wpłyną na atrakcyjność całego ekosystemu startupowego w Polsce i będą angażowały duże firmy. – *Jak widać po pierwszych efektach programu ScaleUp – wszyscy skorzystali na włączeniu korporacji do programu – zauważyła. – Również pierwsze efekty programu Poland Prize są obiecujące. W kolejnych rundach kwalifikacyjnych pojawiają się interesujące projekty startupowe – atrakcyjne również dla branży oil&gas.*

Według Joanny Podgórskiej, PGNiG koncentruje się na wyborze projektów, których realizacja da spółce efekt synergii. To racjonalne, biznesowe podejście: – *Jesteśmy zainteresowani rozwojem produktów i usług wspólnie ze startupami. Z kolei współpraca ze zweryfikowanymi przez PARP akceleratorami jest formą outsourcingu, dzięki któremu do rozwoju każdego ciekawego pomysłu nie trzeba budować osobnego zespołu w firmie* – podkreśliła.

PGNiG SA była partnerem głównym XI Europejskiego Kongresu Gospodarczego.

Zdjęcia z archiwum PGNiG



Pierwsze komercyjne bunkrowanie statku gazem LNG w Porcie Gdynia.

LNG napędzi transport w Polsce

Rafał Pazura

Dzięki uruchomieniu Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu Polska zyskała szeroki dostęp do ekologicznego i uniwersalnego paliwa, jakim jest skroplony gaz ziemny LNG. Ze względu na swoje walory gaz sprowadzany między innymi z Kataru, Norwegii czy Stanów Zjednoczonych staje się w naszym kraju coraz bardziej popularny. Paliwo LNG znajduje coraz szersze zastosowanie w przemyśle, transporcie drogowym, a nawet w żegludze.

Gaz dostarczany do gazoportu w większości trafia do sieci gazowniczej, która obejmuje około 60% powierzchni naszego kraju. Jednak mimo intensywnej rozbudowy sieci w Polsce nadal są miejsca, do których gaz ten musi być dostarczany w inny sposób – na przykład za pośrednictwem cystern. I tu ujawniają się zalety skroplonego gazu LNG.

LNG to gaz ziemny, który podczas transportu w kriogenicznych zbiornikach i cysternach jest utrzymywany

w ciekłym stanie skupienia. Uzyskuje się go dzięki oczyszczeniu gazu ziemnego z występujących w nim naturalnie substancji chemicznych oraz schłodzeniu do temperatury około -162°C . Podczas skraplania gaz ziemny zmniejsza swoją objętość ponad 600 razy, co poprawia efektywność kosztową transportu.

Po dotarciu na miejsce dostawy skroplony gaz ziemny LNG trafia do stacji regazyfikacji, która umożliwia zmianę stanu skupienia z ciekłego na gazowy. Dzięki temu

otrzymujemy gaz ziemny o najwyższej zawartości metanu, który w procesie spalania zapewnia najniższą emisję dwutlenku węgla spośród paliw przemysłowych, a także śladowe emisje pyłów, tlenków azotu i siarki. To jedno najczystszych dostępnych na rynku paliw.

Skroplony gaz ziemny może być wykorzystywany również do napędzania pojazdów. Dotyczy to jednak przede wszystkim komunikacji miejskiej i ciężkiego transportu kołowego. LNG stanowi najlepszą, ekologiczną alternatywę dla dominującego w transporcie oleju napędowego, ponieważ oznacza między innymi 10-krotnie mniejszą emisję cząstek stałych niż w przypadku ON. Do tego typu napędu coraz częściej przekonują się zarówno samorządy, jak i spółki świadczące usługi komunikacyjne i transportowe. W maju 2019 roku pierwsze dostawy skroplonego gazu ziemnego LNG trafiły do warszawskiej Zajezdni Ostrobramska. To efekt umowy na dostawy tego paliwa do 35 ekologicznych autobusów gazowych, którą zawarły PGNiG Obrót Detaliczny z Miejskimi Zakładami Autobusowymi w Warszawie.

– *Cieszymy się, że Warszawa odważnie i konsekwentnie stawia na niskoemisyjny transport publiczny, oparty na wykorzystaniu ekologicznych autobusów gazowych. Nasza umowa jest kolejnym elementem udanej współpracy z MZA. W tym roku uruchomimy również stację tankowania autobusów w zajezdni przy ulicy Kleszczowej, która docelowo będzie służyła do tankowania 110 nowych pojazdów* – powiedział Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.

– *Transport publiczny w polskich miastach przeżywa prawdziwą ekologiczną rewolucję. Tylko w tym roku na wykorzystanie gazu do zasilania autobusów zdecydowały się Łomża, Suwałki i Bielsko-Biała, które dołączyły do takich miast jak Kielce czy Warszawa. Tendencja jest ro-*

snąca – teraz po Polsce jeździ około 400 autobusów na gaz ziemny, a do końca 2019 roku będzie ich już 600. Autobusy gazowe bez wątpienia mogą stanowić jeden z filarów transportu niskoemisyjnego w Polsce – dodał Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny.

Ponadto, LNG może służyć do bunkrowania, czyli tankowania statków. Na początku marca 2019 roku dyrektor Urzędu Morskiego w Gdyni zatwierdził złożoną przez PGNiG Obrót Detaliczny instrukcję technologiczną bunkrowania statków gazem LNG. Dzięki temu PGNiG, we współpracy z firmą Lotos, mogło wprowadzić do oferty komercyjną usługę bunkrowania w obszarach portów morskich w Gdańsku i Gdyni.

Możliwość bunkrowania statków LNG nie tylko zwiększy konkurencyjność polskich portów, ale przyczyni się również do rozwoju ekologicznej żeglugi w basenie Morza Bałtyckiego. Gaz skroplony, jako alternatywne paliwo, to jedyne dojrzałe rozwiązanie, mogące spełnić zarówno obecne, jak i przyszłe normy emisyjne, przy jednoczesnej opłacalności ekonomicznej.

W nadchodzących latach LNG będzie zyskiwać na popularności, ponieważ Komisja Europejska planuje aktywnie eliminować emisje pochodzące z transportu morskiego. Dla Europy Środkowo-Wschodniej oznacza to normy emisyjne jeszcze bardziej restrykcyjne niż w innych częściach świata. Dobrym przykładem jest tzw. dyrektywa siarkowa, nakładająca na armatorów obowiązek wykorzystywania paliw o zawartości siarki nieprzekraczającej 0,1%. Jednym ze sposobów sprostania tym wymogom jest wybór jednostek o napędzie LNG w miejsce konwencjonalnych paliw ropopochodnych.

Rafał Pazura, rzecznik prasowy, Departament Komunikacji PGNiG OD



Zajezdnia autobusowa MZA w Warszawie przy ul. Ostrobramskiej.

PSG uruchomiła nową stację LNG na Pomorzu

Artur Michniewicz

Kępicze w województwie pomorskim to kolejna miejscowość, w której Polska Spółka Gazownictwa z Grupy Kapitałowej PGNiG uruchomiła stację regazyfikacji skroplonego gazu (LNG). Dzięki inwestycji dostęp do błękitnego paliwa uzyska miejscowy przemysł i odbiorcy indywidualni.

Oficjalne otwarcie stacji w Kępicach nastąpiło 13 maja. Obiekt składa się z dwóch zbiorników kriogenicznych, z których każdy może pomieścić 65 tysięcy metrów sześciennych gazu po regazyfikacji, dwóch parownic, stacji redukcyjno-pomiarowej oraz aparatury kontrolno-pomiarowej.

Obecna podczas konferencji poseł Anna Fotyga stwierdziła, że budowa stacji LNG w Kępicach, a tym samym dostęp do gazu dla mieszkańców gminy, to spełnienie ich wieloletnich marzeń. Dodała też, że gazyfikacja Polski to ważny element rządowego programu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Mariusz Łuczyk, wicewojewoda pomorski, podziękował PSG za realizację tej inwestycji, bowiem – jak powiedział – województwo pomorskie ma jeszcze wiele białych plam do zgazyfikowania, a dostęp do gazu ziemnego to szansa na rozwój regionu i przyciąganie inwestorów.

Znaczenie gazyfikacji gmin podkreślił Robert Perkowski, wiceprezes PGNiG ds. operacyjnych. – *Jednym z celów Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa jest zapewnienie społeczeństwu jak najszerszego dostępu do gazu ziemnego. Chcemy firmom stworzyć bardziej korzystne warunki do rozwoju i inwestycji, a polskim rodzinom podnieść komfort życia m.in. poprzez działania na rzecz poprawy jakości powietrza. Gaz ziemny – jako konkurencyjne cenowo i ekologiczne paliwo – jest odpowiedzią na te potrzeby* – powiedział.

Prezentujący inwestycję Ireneusz Krupa, członek zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, poinformował, że budowa stacji regazyfikacji skroplonego gazu LNG to jeden z elementów realizacji Programu Przyspieszenia Inwestycji w Sieć Gazową Polski, będącego największym przedsięwzięciem w zakresie rozbudowy infrastruktury gazowej od czasów przedwojennego Centralnego Okręgu Przemysłowego. Po zakończeniu tych działań, w 2022 roku, 90 proc. mieszkańców Polski będzie żyło w gminach z dostępem do sieci gazowej, a stopień gazyfikacji kraju wzrośnie z obecnych 60 do ponad 72%. Budowane przez PSG stacje LNG umożliwią szybsze dostarczenie gazu ziemnego do miejsc,



w których budowa tradycyjnych gazociągów byłaby niemożliwa lub znacznie utrudniona i czasochłonna.

Prace w Kępicach podzielono na dwa etapy. Samą stację LNG wraz z infrastrukturą ukończono w styczniu, natomiast pod koniec ubiegłego miesiąca sfinalizowano budowę około dwóch kilometrów gazociągu, przebiegającego przez ulice Składową, Pomorską, Niepodległości i Sikorskiego. Koszt przedsięwzięcia wyniósł prawie 3,2 miliona złotych.

PSG planuje już jej kontynuację. Pod koniec przyszłego roku ma się zakończyć rozbudowa sieci we wschodniej części miejscowości, przy ulicach Kopernika i 11 Listopada, gdzie powstanie około 1,5 km gazociągu. Z kolei na przełomie lat 2020/2021 ma być gotowe kolejne 2,5 kilometra sieci dystrybucyjnej w północno-zachodniej i południowej części miejscowości – przy ulicach: Podgórznej, Zacisznej, Sosnowej, Konopnickiej, Jancy, Wojska Polskiego, Kościelnej, Kwiatowej oraz przy placu Wolności. Umożliwi to zwiększenie wolumenu dystrybuowanego gazu oraz przyłączenie nowych odbiorców.

Stacja w Kępicach jest jedną z kilku inwestycji Polskiej Spółki Gazownictwa na Pomorzu Środkowym. Do końca 2022 roku powstanie tutaj kolejna stacja regazyfikacji wraz z siecią gazową średniego ciśnienia o długości 9 km, zlokalizowana w Tychowie. Ogółem w ramach Programu Przyspieszenia Inwestycji w Sieć Gazową Polski do końca 2022 roku PSG wybuduje w całym kraju 77 stacji LNG i zgazyfikuje 300 nowych gmin, w tym 30 w województwie pomorskim.

Polska Spółka Gazownictwa to największa spółka w Grupie Kapitałowej PGNiG. Jest Narodowym Operatorem Systemu Dystrybucyjnego Gazu w Polsce i europejskim liderem branży dystrybucji paliwa gazowego. Za trudnia 11,5 tys. osób i zarządza 187 tys. km gazociągów, które dostarczają rocznie ponad 11,6 mld m³ gazu.

Artur Michniewicz, rzecznik prasowy, Departament Komunikacji PSG sp. z o.o.

Kolejna gmina na Kujawach i Pomorzu **z dostępem do gazu**

Artur Michniewicz

20 maja br. Polska Spółka Gazownictwa z Grupy Kapitałowej PGNiG oficjalnie uruchomiła dostawę gazu ziemnego do Lisewa w województwie kujawsko-pomorskim. To kolejna inwestycja zrealizowana w ramach Programu Przyspieszenia Inwestycji w Sieć Gazową Polski.

Wniespełna rok PSG, kosztem 1,3 miliona złotych, zbudowała prawie 4,5 km gazociągu wraz z przyłączami. Obecnie z gazu ziemnego w Lisewie korzysta już 16 dużych odbiorców, w tym Urząd Gminy i Zespół Szkolno-Przedszkolny. Oddział Zakład Gazowniczy PSG w Bydgoszczy podpisał także umowy przyłączeniowe z sześćdziesięcioma odbiorcami indywidualnymi, a procedowanych jest kolejne 60 wniosków o wydanie warunków przyłączeniowych.

Obecny na konferencji prasowej Jan Krzysztof Ardanowski, minister rolnictwa, podkreślił, że inwestycja to istotny element rozwoju zarówno województwa kujawsko-pomorskiego, jak i terenów wiejskich. Dodał, że to także realna walka ze smogiem, który wbrew pozorom problemem jest nie tylko w dużych miastach, a zadaniem rządu i samorządu jest zachęcanie do przechodzenia na ekologiczne źródła energii, w tym na gaz ziemny.

Mikołaj Bogdanowicz, wojewoda kujawsko-pomorski, podziękował PSG za realizację inwestycji i dodał, że to bardzo ważny dzień dla mieszkańców Lisewa, którzy wiele lat czekali na możliwość korzystania z gazu ziemnego.

– Rozpoczęty w ubiegłym roku przez Grupę Kapitałową PGNiG Program Przyspieszenia Inwestycji w Sieć Gazową Polski nabiera tempa. Dziś uroczymie inaugurujemy dostawę gazu do kolejnej gminy. Zgodnie z naszymi założeniami, do 2022 roku ich liczba wzrośnie do prawie 1800. To oznacza, że prawie 90 proc. rodzin i firm w Polsce będzie mogło skorzystać z błękitnego paliwa, czyli stabilnego, konkurencyjnego cenowo i przyja-

znego środowisku źródła energii – powiedział **Łukasz Kropiewski, wiceprezes PGNiG ds. rozwoju.**

Marian Żołyński, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa, poinformował, że firma realizuje obecnie jeden z najbardziej ambitnych od lat planów rozbudowy infrastruktury dystrybucyjnej w Polsce. Po jego zakończeniu 90 proc. mieszkańców Polski będzie żyło w gminach z dostępem do sieci gazowej, a stopień gazyfikacji kraju wzrośnie z obecnych 60 do ponad 72%. Jak dodał, PSG – zgodnie ze swoją strategią – likwiduje konsekwentnie tzw. białe plamy na gazowej mapie kraju, wspierając rozwój gospodarczy gmin i podnosząc jakość powietrza, a tym samym komfort życia mieszkańców.

Województwo kujawsko-pomorskie jest obecnie zgazyfikowane w 47%. Spośród 144 gmin na jego terenie aż 76 jest pozbawionych dostępu do gazu ziemnego. W ramach Programu Przyspieszonych Inwestycji w Sieć Gazową Polski, do końca 2022 roku PSG planuje zgazyfikować w regionie przynajmniej 16 nowych gmin. Część zadań zostanie zrealizowana poprzez tzw. gazyfikację wyspowa, czyli budowę stacji regazyfikacji gazu LNG (m.in. w miejscowościach Więcbork, Kowal i Janowiec Wielkopolski). Inne duże inwestycje obejmą gazyfikację powiatów bydgoskiego i nakielskiego, w których PSG wybuduje 90 kilometrów gazociągów i 10 kilometrów



przyłączy o łącznej wartości 22,5 miliona złotych, a także budowę 69 kilometrów gazociągu Dworzysko–Chojnice, o wartości prawie 160 milionów złotych. Dostęp do gazu ziemnego uzyskają także mieszkańcy gmin m.in. Sadki, Stolno, Białe Błota i Dragacz, Serock, Dolna Grupa, Górna Grupa, Stare i Nowe Marzy, Tuczo oraz osiedle Mątwy w Inowrocławiu i Jar w Toruniu.

Ogółem w ramach Programu Przyspieszenia Inwestycji w Sieć Gazową Polski PSG w całym kraju wybuduje 77 stacji LNG i zgazyfikuje 300 nowych gmin, w tym co najmniej 16 w Kujawsko-Pomorskiem.

Na Podkarpaciu powstała **nowa** gazownia PSG

Artur Michniewicz

10 czerwca Polska Spółka Gazownictwa, należąca do Grupy Kapitałowej PGNiG, otworzyła oficjalnie kolejną gazownię w województwie podkarpackim. Uruchomiono ją w Lubaczowie w wyniku rozbudowy dotychczasowej placówki gazowniczej. Celem inwestycji jest przede wszystkim zapewnienie klientom jak najwyższych standardów obsługi.

Gazownia obejmie zasięgiem 56 tysięcy osób w 89 miejscowościach w powiecie lubaczowskim. Jej pracownicy będą obsługiwać niemal 570 km sieci, w tym stalowe gazociągi średniego ciśnienia, a także 15 stacji gazowych. Jednostka poprawi bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców i skróci czas usuwania ewentualnych awarii. Dotychczas rejon Lubaczowa obsługiwali pracownicy pogotowia gazowego z oddalonego o ponad 40 km Jarosławia.

Obecna podczas otwarcia poseł Anna Szmidt-Rodziejewicz podziękowała Polskiej Spółce Gazownictwa za utworzenie gazowni i dodała, że dzięki temu mieszkańcy Lubaczowa i całego powiatu będą mogli liczyć na profesjonalną obsługę i sprawniej załatwiać wszystkie sprawy. Powiedziała również, że otwarcie gazowni to element realizacji rządowej polityki zrównoważonego rozwoju.

Zenon Swatek, starosta lubaczowski, również podziękował za utworzenie nowej gazowni i dodał, że dla Lubaczowa jest to niezwykle istotne wydarzenie, pokazując bowiem, że również w takich jak to miastach warto inwestować.



– Mieszkańcy do ogrzewania domów i przygotowywania posiłków coraz chętniej wybierają gaz ziemny. Cieszy nas ta rosnąca tendencja, gdyż jest to paliwo konkurencyjne cenowo i przyjazne środowisku, którego zastosowanie przyczynia się do poprawy jakości powietrza. Naszym klientom chcemy zagwarantować jak najlepszą jakość

obsługi. Jestem przekonany, że nowa gazownia będzie państwu dobrze służyła – powiedział Robert Perkowski, wiceprezes PGNiG SA.

Otwierający nową gazownię Marian Żołyniak, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, stwierdził, że jest to kolejny element realizowanej przez PSG strategii rozwoju infrastruktury dystrybucyjnej, zakładającej poprawę bezpieczeństwa dostaw i systematyczną modernizację sieci. Tworzenie nowych placówek PSG przyczynia się do likwidacji tzw. białych plam na gazowej mapie kraju, wspiera lokalny rozwój gospodarczy i powstawanie nowych miejsc pracy. Jak podkreślił, obecnie spółka realizuje



jeden z najambitniejszych od lat programów rozbudowy infrastruktury.

Po jego zakończeniu w 2022 r., 90 proc. mieszkańców Polski będzie miała zapewniony dostęp do sieci gazowej, a stopień gazyfikacji kraju wzrośnie z obecnych 60% do ponad 72%. Ogółem w ramach Programu Przyspieszenia Inwestycji w Sieć Gazową Polski, PSG zamierza zgazyfikować 300 nowych gmin i wybudować 77 stacji regazyfikacji LNG.

Podkarpacie, na terenie którego leży Lubaczów, stanowi najlepiej zgazyfikowany region kraju. Dostępu do gazu ziemnego nie ma jedynie 10 ze 160 gmin w województwie. Program Przyspieszenia Inwestycji w Sieć Gazową Polski przewiduje gazyfikację przez PSG 4 nowych gmin: Adamówki, Jarocina, Komańczy i Krempnej. Inwestycje obejmą ponadto rozbudowę sieci gazowej w Mielcu i rejonie Specjalnej Strefy Ekonomicznej w Jasionce, gazyfikację miejscowości Harasiuki, w której powstanie łącznie ponad 8 kilometrów gazociągów, przebudowę gazociągów Strachocina–Zablotce, Łańcut–Husów i modernizację gazociągu wysokiego ciśnienia Targowiska– Miejsce Piastowe–Iwonicz.

Kolejna miejscowość na Podlasiu z dostępem do gazu ziemnego

Artur Michniewicz

Dziesięcioletnie Mońki w województwie podlaskim to kolejna miejscowość, która dzięki Polskiej Spółce Gazownictwa z Grupy Kapitałowej PGNiG uzyskała dostęp do gazu ziemnego. Na terenie gminy spółka wybudowała stację regazyfikacji skroplonego gazu LNG.

Dzięki inwestycji możliwe będzie przyłączenie do sieci gazowej dużych odbiorców, w tym Monieckiej Spółdzielni Mleczarskiej i Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej. Obecnie firmy te korzystają z węgla jako źródła energii. Inwestycja umożliwi także przyłączenie indywidualnych odbiorców – oprócz stacji regazyfikacji Polska Spółka Gazownictwa wybudowała ponad 5 km sieci gazowej w ulicach: Mickiewicza, Leśnej, Strażackiej, Dworcowej, Szkolnej, Kościelnej i Kilińskiego.

15 kwietnia podczas konferencji prasowej poseł Karol Karski odczytał list od premiera Mateusza Morawieckiego, w którym premier podkreślił, że budowa stacji w Mońkach to wyjście naprzeciw oczekiwaniom mieszkańców gminy, a sprawnie działające gazownictwo jest jednym z elementów zapewniających Polakom bezpieczeństwo energetyczne. Ważną rolę w tym procesie pełni Polska Spółka Gazownictwa, rozwijająca infrastrukturę w całym kraju.

Poseł Krzysztof Jurgiel podkreślił, że jednym z najważniejszych elementów rozwoju kraju jest gazyfikacja obszarów wiejskich, a dzięki programowi realizowanemu przez Polską Spółkę Gazownictwa do 2022 roku na terenie Podlasia zostanie zgazyfikowanych 26 nowych gmin.

Jarosław Zieliński, wiceminister spraw wewnętrznych i administracji, powiedział, że województwo podlaskie ma ogromne zapóźnienia w porównaniu z innymi regionami kraju, jest zgazyfikowane zaledwie w 20%, więc te liczby pokazują, jak wiele jeszcze jest do zrobienia. Dostęp do gazu to nie tylko rozwój gospodarczy, ale również podniesienie jakości życia mieszkańców.

Podczas konferencji prasowej Krzysztof Tchórzewski, minister energii, powiedział: – *Jestem zadowolony, że program przyspieszenia gazyfikacji realizowany jest zgodnie z założeniami. Jest on jednym z elementów realizacji Planu na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, przygotowanego przez rząd. Podjęliśmy ważne wyzwanie, jakim jest szeroka gazyfikacja, a program ten wpłynie na poprawę życia mieszkańców. Te działania przyczynią się również do pobudzenia koniunktury i wyrównania różnic rozwojowych w przypadku obszarów*

słabiej rozwiniętych gospodarczo. Takie impulsy są ważne dla gospodarki. Powstanie nowoczesnej infrastruktury zapewni mieszkańcom gminy możliwość wyboru gazu ziemnego, będącego tanim i ekologicznym paliwem.

– *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podejmuje wiele inicjatyw, których celem jest upowszechnienie wykorzystania gazu ziemnego w Polsce jako paliwa przyjaznego środowisku. Dbamy o bezpieczeństwo energetyczne kraju, tak aby zapewnić nieprzerwane dostawy tego surowca zarówno do małych gospodarstw domowych, jak i dużych zakładów produkcyjnych. Konsekwentnie rozszerzamy listę dostawców – w ubiegłym roku podpisaliśmy cztery umowy z amerykańskimi partnerami na dostawy skroplonego gazu ziemnego (LNG) – wszystkie po konkurencyjnych cenach. Nasza strategia jest prosta – chcemy, by jak największa część polskiego społeczeństwa*

korzystała z błękitnego paliwa i czerpała z tego korzyści ekologiczne i ekonomiczne – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa.

Marian Żołyniak, prezes PSG, podkreślił, że województwo podlaskie jest najslabiej zgazyfikowanym województwem w Polsce – wskaźnik gazyfikacji wynosi zaledwie ok. 20 proc. Inwestycja w Mońkach przyczyniła się do likwidacji jednej z tzw. białych plam na mapie gazyfikacji Polski. Dodał, że Polska Spółka Gazownictwa realizuje obecnie jeden z najambitniejszych od lat planów rozbudowy

infrastruktury dystrybucji gazu w Polsce.

– *Stacja regazyfikacji skroplonego gazu LNG w Mońkach składa się z dwóch zbiorników kriogenicznych, mogących pomieścić łącznie około 65 000 metrów sześciennych gazu po regazyfikacji, dwóch parownic, stacji redukcyjno-pomiarowej oraz infrastruktury towarzyszącej. Koszt budowy wyniósł około 4 milionów złotych. Skroplony gaz ziemny LNG m.in. z Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu do stacji regazyfikacyjnej w Mońkach dostarczać będzie m.in. spółka PGNiG Obrót Detaliczny. Do tego celu wykorzystywane będą drogowe cysterny kriogeniczne, które zapewni spółka GasTrading z Grupy PGNiG – powiedział Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG OD.*

Gazyfikacja gminy Mońki pozwoli PSG na zwiększenie wolumenu dystrybuowanego gazu i dalszą rozbudowę sieci gazowej. W sumie, w ramach Programu Przyspieszenia Inwestycji w Sieć Gazową Polski, zainaugurowanego w październiku ubiegłego roku w Halinowie pod Warszawą, Polska Spółka Gazownictwa do końca 2022 roku planuje gazyfikację 26 podlaskich gmin.





BALTIC PIPE PROJECT

Nowe źródło dostaw gazu do Polski

Projekt Baltic Pipe to strategiczny projekt infrastrukturalny mający na celu utworzenie nowego korytarza dostaw gazu ziemnego z Norwegii na rynki duński i polski, a także do użytkowników końcowych w sąsiednich krajach. Równocześnie Baltic Pipe pozwoli na przesył gazu z Polski do Danii.

Gazociąg podmorski Baltic Pipe będzie transportować 10 mld m³ gazu ziemnego rocznie do Polski oraz 3 mld m³ gazu ziemnego z Polski do Danii. Budowa gazociągu rozpocznie się w 2020 roku. Uruchomienie przesyłu gazu planowane jest na jesień 2022 roku.

Projekt jest realizowany w ścisłej współpracy pomiędzy polskim operatorem systemu przesyłowego gazu GAZ-SYSTEM a duńskim operatorem systemu przesyłowego gazu i energii Energinet. W 2017 roku premierzy Polski i Danii podpisali memorandum o współpracy przy realizacji projektu Baltic Pipe, a w listopadzie 2018 roku obaj operatorzy podjęli pozytywne decyzje inwestycyjne.

HARMONOGRAM INWESTYCJI



W PIERWSZYM KWARTALE 2019 ROKU W DANII, SZWECJI I POLSCE ZŁOŻONO RAPORTY O ODDZIAŁYWANIU INWESTYCJI NA ŚRODOWISKO. W SZWECJI I DANII DOKUMENTY SĄ CZĘŚCIĄ WNIOSKÓW O WYDANIE POZWOLEŃ NA BUDOWĘ GAZOCIĄGU NA DNIIE MORZA BAŁTYCKIEGO.

NAJWAŻNIEJSZE LICZBY PROJEKT BALTIC PIPE



1 dwukierunkowe połączenie
Norwegia–Dania–Polska



2 promotorów projektu
GAZ-SYSTEM i Energinet



10 mld m³
przepustowość gazociągu podmorskiego



2022 rok
uruchomienie przesyłu gazu



266,8 mln EUR
wsparcie unijne



900 km
szacowana łączna długość gazociągów

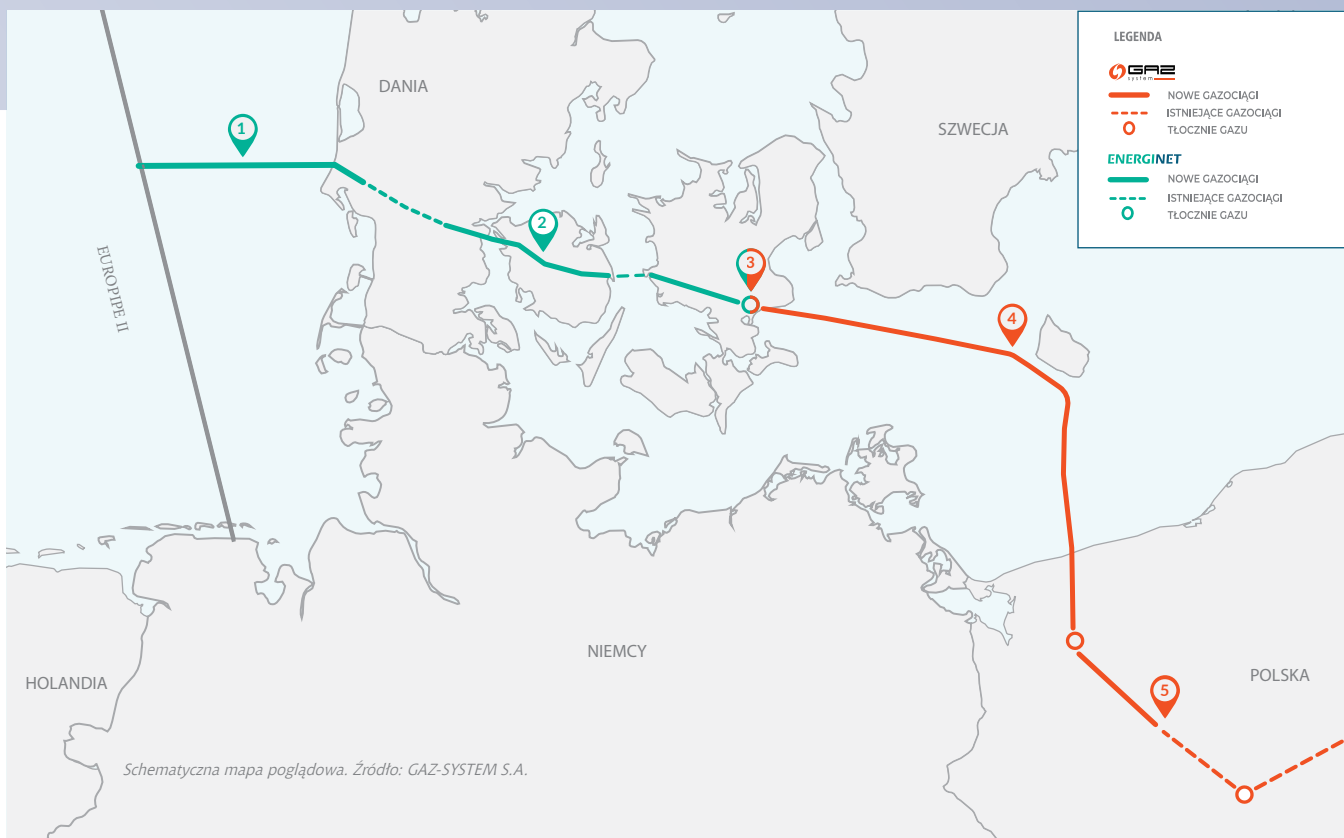


4
liczba tłoczni



2 lata
czas trwania prac budowlanych





OPIS INWESTYCJI

Projekt Baltic Pipe składa się z pięciu głównych komponentów:

1 GAZOCIĄG NA DNIEM MORZA PÓŁNOCNEGO

Realizacja podmorskiego gazociągu, o planowanej długości około 120 km, łączącego norweski system gazowy na Morzu Północnym z duńskim systemem przesyłowym na lądzie. Gazociąg zostanie połączony z istniejącą infrastrukturą przesyłową – rurociągiem Europipe II – na Morzu Północnym, zapewniając tym samym dostęp do gazu ze złóż norweskich.

2 ROZBUDOWA DUŃSKIEGO SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

Budowa terminalu odbiorczego w Nybro oraz wybudowanie około 220 km gazociągów przesyłowych na terenie Danii.

3 TŁOCZNIA GAZU W DANII

Budowa nowej tłoczni gazu w południowo-wschodniej części Zelandii. Główną funkcją tłoczni będzie sprężanie gazu ziemnego, co umożliwi jego transport. Tłocznia zapewni dwukierunkowy przepływ gazu zarówno z Danii do Polski, jak i z Polski do Danii.

4 GAZOCIĄG NA DNIEM MORZA BAŁTYCKIEGO

Budowa podmorskiego gazociągu, o długości około 275 km, łączącego Danię z Polską. Gazociąg będzie przebiegał przez duńskie, polskie i szwedzkie obszary morskie.

5 ROZBUDOWA POLSKIEGO SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

Rozbudowa polskiej infrastruktury przesyłowej o około 230–280 km. Zostanie też zbudowana nowa tłocznia, a dwie kolejne będą rozbudowane.

ROZBUDOWA POLSKIEGO SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

GAZ-SYSTEM będzie właścicielem wybudowanej infrastruktury, odpowiedzialnym za jej projektowanie, budowę, a następnie eksploatację.

Planowane projekty w Polsce to:

1 BUDOWA GAZOCIĄGU ŁĄCZĄCEGO GAZOCIĄG PODMORSKI Z KRAJOWYM SYSTEMEM PRZESYŁOWYM

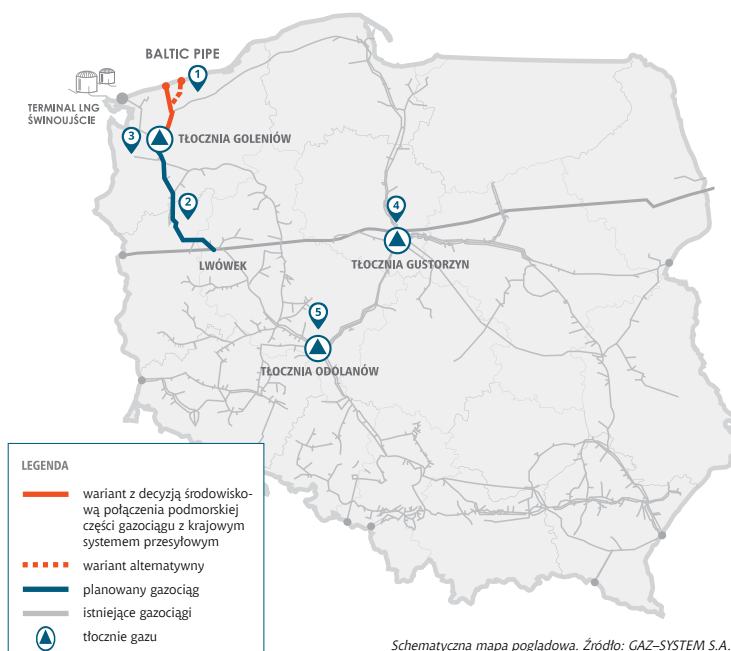
2 BUDOWA GAZOCIĄGU RELACJI GOLENIÓW-LWÓWEK

3 ROZBUDOWA TŁOCZNI GAZU GOLENIÓW

4 BUDOWA TŁOCZNI GAZU GUSTORZYN

5 ROZBUDOWA TŁOCZNI GAZU ODOLANÓW

MAPA INWESTYCJI



Zrównoważone podziemne bezzbiornikowe magazynowanie gazu w KPMG Kosakowo



Anna Jendrasiak, Paweł Wilkosz

Czy odpowiedzialny społecznie, zrównoważony biznes jest możliwy? Takim przykładem jest Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu „Kosakowo” (KPMG Kosakowo), łączący potrzeby inwestorskie z wymaganiami ochrony środowiska naturalnego.

Obiekt został uznany za szczególnie ważny dla bezpieczeństwa i obronności państwa i jako element systemu bezpieczeństwa energetycznego Polski został umieszczony w prowadzonej przez wojewodę pomorskiego ewidencji obszarów, obiektów i urządzeń podlegających obowiązkowej ochronie przez specjalistyczne uzbrojone formacje ochronne.

KPMG Kosakowo zalicza się również do przedsięwzięć towarzyszących inwestycjom w zakresie terminalu, zgodnie z ustawą z 24 kwietnia 2009 roku o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu.

Pomimo uprzywilejowanej z mocy ww. dokumentów pozycji, w okresie ponad dziesięciu już lat funkcjonowania i rozbudowy KPMG, Gas Storage Poland sp. z o.o., odpowiedzialna za realizację inwestycji, systematycznie rozwija podejście proekologiczne. Taką postawę wymuszają nie tylko obowiązujące przepisy, ale też położenie inwestycji w rejonie Zatoki Puckiej, stanowiącej cenny w skali kraju zasób przyrodniczy i – równolegle – odbiornik solanki powstającej w procesie budowy komór magazynowych poprzez ługowanie soli kamiennej.

Minimalizacji negatywnego oddziaływania solanki na środowisko naturalne wód Zatoki Puckiej służą innowacyjne rozwiązania techniczne i technologiczne, zapewniające minimalną ingerencję

w środowisko, a także stały nadzór nad pracą instalacji. Przykłady ww. rozwiązań to.:

- wykorzystywanie do ługowania oczyszczonych ścieków, pobieranych z oczyszczalni ścieków w Dębogórze, co pozwala na ochronę zasobów wód podziemnych,
- zastosowanie azotu zamiast oleju ekranizującego do izolacji stropów komór w procesie ługowania,
- wybudowanie instalacji dyfuzorowej, służącej do wprowadzania solanki do wód zatoki Puckiej,
- posadzenie urządzeń typu agregaty sprężające – kompresory, na specjalnie zaprojektowanych i wykonanych fundamentach, na podłożu wzmocnionym palami, w liczbie i gabarytach (w tym także masie) zapewniających jego wystarczającą sztywność dynamiczną, wymaganą dla masy każdego agregatu, zapewniających brak oddziaływania zakładu w zakresie wibroakustycznym, co potwierdzają wyniki okresowo wykonywanych pomiarów drgań.

Obecnie (czerwiec 2019 rok) realizowana jest budowa dwóch ostatnich z dziesięciu komór magazynowych, planowanych do oddania do końca 2021 roku. Jednocześnie kontynuowane są stałe obserwacje warunków przyrodniczych oraz wybranych parametrów technologicznych, mające na celu śledzenie potencjalnych

zmian zachodzących w środowisku Zatoki Puckiej, związanych ze zrzutem solanki oraz eksploatacją części lądowej inwestycji. Badania te prowadzone są od 2009 roku i do 2018 roku obejmowały:

- w ramach monitoringu lądowego monitoring:
 - przemieszczeń pionowych powierzchni terenu,
 - gleb,
 - wód podziemnych i powierzchniowych,
 - szczelności magazynu,
 - emisji spalin z urządzeń technologicznych oraz emisji gazów cieplarnianych,
 - hałasu i wibracji.
- w ramach monitoringu morskiego monitoring:
 - stanu technicznego oraz prawidłowej pracy instalacji zrzutowej solanki,
 - dna morskiego w rejonie ww. instalacji,
 - parametrów biologicznych: makrofitów, makrozoobentosu oraz ichtiofauny w cyklach 3-letnich,
 - parametrów hydrologicznych: temperatury, zasolenia, przezroczystości i natlenienia wody w strefie naddennej wód Zatoki Puckiej,
 - efektywności rozcieńczania solanki w polu bliskim i dalekim zrzutu solanki,
 - parametrów fizykochemicznych solanki w zakresie: nasycenia, pH, zawartości NaCl, wapnia, magnezu, siarczanów, potasu – wykonywany raz w tygodniu.

Badania i pomiary wykonują jednostki naukowo-badawcze, takie jak Instytut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku, Instytut Morski w Gdańsku, Instytut Oceanologii PAN w Sopocie, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie oraz akredytowane laboratoria w Gdańsku i Gdyni.

W 2018 roku Gas Storage Poland podjęła decyzję o rozszerzeniu stałych obserwacji o nowe elementy, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom organizacji społecznych i lokalnej administracji. Wspólnie z Instytutem Morskim Zakład Ochrony Środowiska od czerwca 2018 roku rozpoczęto badania **zawartości metali ciężkich w zrzucanej solance**. Wyniki systematycznych, comiesięcznych badań, wskazujące na bardzo niski stopień zanieczyszczenia solanki metalami (As, Cr, Cu, Ni, Pb, Zn, Cd, Hg) pozwoliły na zmniejszenie częstotliwości obserwacji do pomiarów w 2019 roku wykonywanych co kwartał.

W 2018 roku na terenie KPMG Kosakowo zainstalowano również 4 sondy **stałego monitoringu szczelności magazynu**. Oznaczenia wskaźnikowe składu gazu [obecność metanu i kolejnych homologów (etan, propan, i-butan, n-butan, neo-pentan, i-pentan, n-pentan), gazowych alkenów (etylen, propylen, 1-buten), helu, wodoru, tlenu, azotu oraz dwutlenku węgla] z częstotliwością raz na miesiąc (od października 2018 roku) wykonują służby KPMG Kosakowo za pomocą aparatury pomiarowej.

Osiem kolejnych nowych reperów, zainstalowanych w 2018 roku, pozwoliło na zagęszczenie istniejących linii obserwacyjnych sieci monitoringu **przemieszczeń pionowych** powierzchni terenu oraz wykonanie pierwszego cyklu pomiarowego całej sieci. Pomiary okresowe przemieszczeń pionowych na liniach N-S i W-E będą prowadzone metodą niwelacji geometrycznej co pięć lat.

W 2018 roku Gas Storage Poland rozpoczęła także współpracę z IBW PAN w Gdańsku w zakresie pilotażowego programu **obserwacji prądów morskich** w rejonie zrzutu solanki. Badania pozwolą na szersze rozpoznanie warunków hydrologicznych Zatoki

Puckiej oraz ich korelację z pozyskiwanymi wynikami monitoringu. Projekt jest w trakcie realizacji.

Warto pokreślić, że są to kolejne badania wykraczające poza zakres „Programu monitoringu kontrolnego – podstawowego i awaryjnego KPMG Kosakowo”, który został zaakceptowany przez Urząd Morski w Gdyni. Nadal trwają badania środowiskowe na zrehabilitowanym wyrobisku Władysławowo w Zatoce Puckiej, realizowane z Instytutem Morskim w Gdańsku, Zakład Ekologii Wód.

W 2018 roku zakończyły się prace towarzyszące (naukowe) badaniom podstawowym „Programu monitoringu”, prowadzone przez Stację Morską Instytutu Oceanografii Uniwersytetu Gdańskiego na Helu. Obejmowały one:

- badanie przestrzennego i sezonowego rozmieszczenia nakładu połowowego sieciami skrzelowymi w Zatoce Puckiej,
- badanie rozmieszczenia i sezonowości występowania morświnów w rejonie Zatoki Puckiej,
- działania informacyjno-edukacyjne w celu zwiększenia świadomości społecznej.

W okresie rejestracji danych akustycznych (od października 2017 do września 2018 roku) morświny były obecne w Zatoce Puckiej w każdym miesiącu objętym badaniami, przy czym największą aktywność wykazywały w marcu 2018 roku, a najmniej dni z detekcją odnotowano w październiku 2017 i wrześniu 2018 roku.

Istotnym aspektem funkcjonowania zarówno KMPG Kosakowo, jak i całej spółki Gas Storage Poland sp. z o.o., jest wdrożenie w 2018 roku **Zintegrowanego Systemu Zarządzania (ZSZ)** jakością, środowiskiem oraz bezpieczeństwem i higieną pracy, zgodnego z wymaganiami norm ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 oraz OHSAS 18001:2007. ZSZ został wdrożony w celu:

- lepszego zaspokajania potrzeb klientów i stron zainteresowanych,
- stałej poprawy jakości świadczonych usług,
- minimalizowania i nadzorowania wpływu działalności spółki na otaczające środowisko,
- zapewnienia bezpiecznych i higienicznych warunków pracy dla pracowników, podwykonawców i gości.

Polityka ZSZ zapewnia stałe identyfikowanie aspektów środowiskowych i nadzorowanie ich wpływu na środowisko, jak również optymalne wykorzystanie zasobów naturalnych.

Przełożenie powadzonych działań prośrodowiskowych m.in. w KPMG Kosakowo dało podstawy do stworzenia wdrożonych w całej spółce procedur, takich jak:

- nadzór nad transportem technologicznym solanki do wód Zatoki Puckiej,
- postępowanie z odpadami,
- gotowość i reagowanie na awarie środowiskowe.

Wyniki prowadzonego monitoringu oraz wdrożenie ZSZ pozwalają na skuteczne kontrolowanie stanu środowiska oraz potwierdzają zarówno efektywność podjętych działań przy realizacji budowy i eksploatacji KPMG Kosakowo, jak i możliwość prowadzenia zrównoważonej działalności gospodarczej na obszarach o wysokich walorach przyrodniczych.

Anna Jendrasiak, główny specjalista ds. ochrony środowiska
Paweł Wilkosz, kierownik Działu Geologii i Ochrony Środowiska



Budowa nowego bloku w EC Żerań na półmetku

Mariusz Orzełowski

Realizując cele strategiczne, PGNiG TERMIKA koncentruje się na budowie wysokosprawnych i niskoemisyjnych źródeł wytwórczych, opartych na paliwie gazowym i technologii kogeneracyjnej. Nowoczesny blok gazowo-parowy, który powstaje w Elektrociepłowni Żerań, już w przyszłym roku ogrzeje mieszkańców Warszawy. Krzysztof Tchórzewski, minister energii, 17 kwietnia odwiedził EC Żerań, aby razem z zaproszonymi gośćmi i dziennikarzami obejrzeć postępy prac.

– Chciałbym podkreślić, że budowa bloku gazowo-parowego i nowej kotłowni w wymierny sposób przyczyni się do poprawy jakości życia mieszkańców Warszawy i okolic. Inwestycja sprawi, że wyeksploatowane kotły węglowe zostaną wycofane z użycia, a nowa jednostka będzie spełniać rygorystyczne standardy środowiskowe. Tym samym realizujemy unijne wytyczne i modernizujemy naszą gospodarkę – powiedział Krzysztof Tchórzewski.

– To jedna z najważniejszych prowadzonych obecnie inwestycji w Grupie Kapitałowej PGNiG. Nowy blok będzie zużywał około 0,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Dzięki blokom gazowo-parowym, opalanym gazem ziemnym, które budujemy i uruchamiamy również w innych elektrociepłowniach w Polsce, zmniejszamy emisję zanieczyszczeń powietrza, czyli tzw. smog –

powiedział Piotr Woźniak, prezes PGNiG SA, i dodał: – Cieszy nas, że zapotrzebowanie na gaz w kraju systematycznie się zwiększa. Dlatego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podejmuje liczne inwestycje po to, żeby polskie społeczeństwo miało możliwość korzystania z błękitnego paliwa, które jest skutecznym narzędziem ograniczania smogu.

– Historia budowy inwestycji na Żeraniu od pomysłu do stanu dzisiejszego ma już 10 lat. Przyspieszenie realizacji nastąpiło w ostatnich dwóch latach. Warto przypomnieć, że od wmurowania kamienia węgielnego upłynęło półtora roku, zaś od wejścia wykonawców na budowę 16 miesięcy. Inwestycja oznacza dla Warszawy czystsze powietrze – powiedział Jarosław Głowacki, prezes PGNiG TERMIKA SA.

Blok będzie wyposażony w turbinę gazową klasy F z kotłem odzysknicowym oraz turbinę parową. Jednostka o mocy elektrycznej 496 MW i ciepłej 326 MW będzie zużywała rocznie około 550 mln m³ gazu ziemnego, co stanowi około 4 proc. krajowego zużycia tego paliwa. Przekazanie do eksploatacji nowego bloku w Elektrociepłowni Żerań planowane jest na IV kwartał 2020 roku. Po zakończeniu budowy i wyeksploatowane kotły węglowe zostaną wycofane z użytku. Nowa jednostka wytwórcza umożliwi produkcję energii elektrycznej w elektrociepłowni w ilości 3,0 TWh i 1,9 TWh energii ciepłej. Inwestycja spełnia najstrzejsze europejskie kryteria ochrony środowiska, tj. wy-

maganie dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (IED) oraz wymogi BAT.

Wykonawcami inwestycji są konsorcjum Mitsubishi Hitachi i Polimex-Mostostal. Jej wartość to 1,3 mld zł netto (1,6 mld zł brutto).

Parametry bloku	
Moc elektryczna	496 MW
Moc ciepła	326 MW
Produkcja energii elektrycznej	3,0 TWh
Produkcja ciepła	1,9 TWh

PGNiG TERMIKA SA zainwestuje w rozwój nowoczesnego systemu ciepłowniczego w Przemysłu

Mariusz Orzełowski

Porozumienie w tej sprawie 8 maja 2019 roku podpisali Jarosław Głowacki i Dawid Jaworski, przedstawiciele Zarządu PGNiG TERMIKA, Wojciech Bakun, prezydent Przemysłu, oraz Kazimierz Stec i Maciej Patoczka, przedstawiciele Zarządu MPEC.

Celem porozumienia jest podjęcie wspólnych działań w zakresie poprawy bezpieczeństwa energetycznego Przemysłu, w tym produkcji energii elektrycznej oraz ciepła w wysokosprawnej kogeneracji na potrzeby miejskiej sieci ciepłowniczej. Realizacja inwestycji przyczyni się także do poprawy jakości powietrza w mieście. W ramach przedsięwzięcia PGNiG TERMIKA przede wszystkim dokona modernizacji istniejącego źródła ciepła – Ciepłowni Zasanie oraz wybuduje nową jednostkę wytwórczą – elektrociepłownię gazową o mocy ~5 MWe/10 MWt.

Pod koniec 2018 roku PGNiG TERMIKA zawarła z Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej umowę o dofinansowanie inwestycji w Przemysłu. Projekt pn. „Budowa gazowego układu kogeneracyjnego EC Przemysł” powstanie z wykorzystaniem środków przyznanych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020, Działanie 1.6. Promowanie



Konferencja prasowa i podpisanie porozumienia, Urząd Miasta w Przemysłu.

wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej na podstawie zapotrzebowania na ciepło użytkowe.

Współpraca w zakresie wdrożenia programu modernizacyjno-inwestycyjnego w Ciepłowni Zasanie w Przemysłu ma na celu dostosowanie ciepłowni do restrykcyjnych wymogów Unii Europejskiej w zakresie emisji zanieczyszczeń do powietrza (dyrektywa MCP). W porozumieniu zawarto również zapis o szczególnym zwróceniu uwagi przy podejmowanych decyzjach inwestycyjnych na aspekt końcowej, konkurencyjnej ceny ciepła dla jego odbiorców. Celem PGNiG TERMIKA jest zapewnienie dostępu do ciepła systemowego jak największej grupie mieszkańców Przemysłu.

– Podpisane porozumienie jest kolejnym, po Dęblinie, przedsięwzięciem tego typu, realizowanym w Polsce przez GK PGNiG TERMIKA. Dzięki inwestycjom PGNiG TERMIKA, finansowanym w 100 proc. ze środków własnych, samorządy mogą wykazać się konkretnymi działaniami dotyczącymi likwidacji niskiej emisji, bez ponoszenia kosztów związanych z modernizacją własnych zakładów wytwórczych i sieci ciepłowniczych – podkreślił Jarosław Głowacki, prezes PGNiG TERMIKA SA.

– Współpraca z PGNiG TERMIKA to kolejny bardzo ważny krok w rozwoju naszego miasta. Mieszkańcy chcą oddychać coraz lepszym powietrzem i mieć możliwość korzystania z mniej uciążliwych źródeł ciepła, a to zapewnia nam podpisane dzisiaj porozumienie. Dzięki temu projektowi i pracy wielu osób w ostatnich latach finalizujemy dzisiaj pomysł gwarantujący bezpieczeństwo energetyczne Przemysłu na długi czas. To pozwala z optymizmem patrzeć w przyszłość – zaznaczył Wojciech Bakun, prezydent Przemysłu.

Mariusz Orzełowski, kierownik Biura Komunikacji, rzecznik prasowy, PGNiG TERMIKA SA

ZMIANY W GAZOWNICTWIE W OKRESIE TRZYDZIESTU LAT

Ewolucja systemów łączności w EuRoPol GAZ s.a.

Ryszard Ceglarek, Artur Kościński, Krzysztof Wolski

Nawiązując do artykułu „Zmiany w gazownictwie w okresie trzydziestu lat”, zamieszczonym w poprzednim wydaniu „Przeglądu Gazowniczego”, chcemy przedstawić zmiany, które nastąpiły w systemach łączności wykorzystywanych przez EuRoPol GAZ s.a.

Współczesne gazownictwo i rozwój sieci gazowych to nie tylko kilometry zakopanych pod ziemią rur, ale również rozbudowana infrastruktura informatyczna. Począwszy od różnego rodzaju urządzeń wykonawczych, przetworników, przeliczników, sterowników PLC (ang. *Programmable Logic Controller*), a skończywszy na systemach łączności i SCADA (ang. *Supervisory Control And Data Acquisition*), umożliwiających efektywne zarządzanie sieciami gazowniczymi.

Szybko rozwijające się w latach 80. i 90. technologie cyfrowej transmisji danych oraz komputerowe systemy informatyczne od początku umożliwiły EuRoPol GAZ s.a. budowę zaawansowanej infrastruktury służącej do kontroli działania polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. Wszelkie założenia techniczno-ekonomiczne dla tej inwestycji, opracowywane w połowie lat 90., przewidywały wykorzystanie własnej infrastruktury łączności, wdrożenie systemu SCADA i wykorzystanie sterowników PLC.

Najważniejszym zagadnieniem, umożliwiającym dokonywanie zdalnych pomiarów lub wydawanie rozkazów sterujących na odległość, jest możliwość zapewnienia środków technicznych do przesyłania takich informacji na duże odległości. Podstawowe znaczenie dla zapewnienia możliwości działania zdalnych środków kontroli i sterowania mają decyzje podejmowane na etapie przygotowania inwestycji. W przypadku EuRoPol GAZ s.a. była to decyzja o budowie linii światłowodowej wzdłuż gazociągu. Instalacja ta, praktycznie w niezmienionym kształcie, jest wykorzystywana do dziś. Posiadanie włókien optycznych łączących wszystkie obiekty na trasie gazociągu umożliwiło uruchomienie systemów transmisji informacji stanowiących podstawę do działania:

- sieci połączonych ze sobą central telefonicznych PABX (ang. *Private Automatic Branch Exchange*), umożliwiających komunikację głosową zarówno między wszystkimi obiektami wewnątrz spółki, jak i poprzez sieć publiczną z instytucjami zewnętrznymi,
- systemu SCADA, wykorzystywanego do kontroli procesu transportu gazu, kontroli stanu technicznego urządzeń i sterowania obiektami wchodzącymi w skład gazociągu tranzytowego,
- lokalnych systemów łączności radiotelefonicznej i telefonii mobilnej,

- systemów informatycznych wykorzystywanych w codziennej działalności firmy, takich jak poczta elektroniczna lub inne systemy *back office*, określane jako systemy IT.

O ile sama linia światłowodowa jest wykorzystywana w niezmienionym kształcie, to pozostałe elementy podlegały istotnym zmianom, na co miały wpływ:

- wiek urządzeń i stopień ich zużycia technicznego,
- tak zwane zużycie moralne stosowanych rozwiązań technicznych, polegające na braku możliwości zaspokojenia nowych potrzeb użytkowników, przy równoczesnym pojawianiu się nowych technologii oferujących nowe możliwości,
- zmieniające się otoczenie działania spółki i dostępność usług telekomunikacyjnych zarówno w zakresie dostępu do zewnętrznej infrastruktury technicznej, jak i kosztów jej wykorzystania.



Węzeł łączności SDH w tłoczni gazu.
Fot. archiwum EuRoPol GAZ s.a.

W latach 90., w EuRoPol GAZ s.a. podjęto decyzję o zorganizowaniu systemu transmisji danych z wykorzystaniem technologii SDH (ang. *Synchronous Digital Hierarchy*). W urządzenia teletransmisyjne pracujące w tej technologii została wyposażona zarówno linia światłowodowa, jak i równoległe działająca radiolinia, która stanowiła połączenie rezerwowe. Planowano również uruchomienie podobnych urządzeń w celu połączenia siedziby spółki z obiektami na trasie gazociągu. Rozwiązanie to, mimo iż w tamtym okresie było zaawansowane technicznie, miało wady. Podstawowym problemem była bardzo rozbudowana architektura, wynikająca z potrzeby wydzielania kanałów o różnej przepustowości i o różnym przeznaczeniu oraz budowy węzłów do przełączania transmisji między traktem radioliniowym a światłowodowym. Pojedynczy węzeł składał się z 4 ADM (ang. *add-drop multiplexer*) umożliwiających wydzielenie połączeń 2 Mbit/s i dwóch lub trzech urządzeń umożliwiających wydzielenie kanałów 64 kbit/s.

Dodatkowym problemem była konieczność utrzymywania urządzeń radioliniowych, na których działanie wpływ miały warunki pogodowe oraz które wymagały dodatkowej infrastruktury budowlanej w postaci wież o wysokości od ok. 40 do 115 m n.p.t. Stan ten skutkowało dużym zakresem czynności utrzymaniowych i generowało wysokie koszty eksploatacji, wynikające nie tylko z zakresu prac, ale również z opłat za przydziały częstotliwości radiowych.

Podjęte decyzje o budowie własnych systemów łączności wynikały nie tylko ze skali przedsięwzięcia, ale również z charakteru projektu, jakim była budowa gazociągu tranzytowego w terenie niezurbanizowanym z ograniczonym dostępem do usług telekomunikacyjnych – była to w tamtym czasie inwestycja typu *greenfield*.

Ze względu na szybki rozwój infrastruktury i usług firm telekomunikacyjnych, który nastąpił w następnym dziesięcioleciu, także wraz z rozwojem technologii informatycznych i możliwości ich wykorzystania w zastosowaniach przemysłowych – OT (ang. *Operational Technology*), dość szybko podjęto decyzje o modernizacji sieci transmisji danych.

W latach 2011–2012 zrealizowano projekt zastąpienia systemów SDH urządzeniami wykorzystującymi technologię IP/MPLS (ang. *Internet Protocol/Multiprotocol Label Switching*) oraz zastąpienia połączeń radioliniowych usługami transmisji danych kupowanymi od operatorów telekomunikacyjnych. Działanie to zdecydowanie uprościło architekturę systemu i obniżyło koszty jego utrzymania. Dodatkową, bardzo istotną korzyścią było uzyskanie elastyczności w przydziale zasobów dla potrzeb różnych usług oraz możliwość ich udostępnienia również dla potrzeb świata IT. W przypadku spółki sieć transmisji danych wybudowana dla potrzeb przemysłowych została udostępniona również dla potrzeb *back office*. Efektem ubocznym zrealizowanego projektu była możliwość rezygnacji z wież łączności radioliniowej.

* * *

Istotną cechą projektów modernizacyjnych realizowanych przez EuRoPol GAZ s.a. w obszarze OT jest to, że odbywają się one z dużym udziałem i zaangażowaniem pracowników spółki. Zarówno w opisanym przypadku modernizacji sieci transmisji danych, jak i w innych projektach modernizacyjnych koncepcje



Demontaż wieży w ZZU Radojewice
Fot. archiwum EuRoPol GAZ s.a.

ich realizacji oraz opracowanie specyfikacji zamówień zawsze wykonywali pracownicy spółki. Reguła ta dotyczy także innych zadań, takich jak wymiana układów zasilania bezprzewodowego w energię elektryczną, wymiana układów sterowania zespołami zaporowo-upustowymi czy wymiana platformy systemu SCADA. We wszystkich przypadkach także część prac związanych z realizacją projektów wykonywali bezpośrednio specjaliści EuRoPol GAZ s.a.

W ocenie autorów niniejszej publikacji, taki sposób działania umożliwia optymalne dopasowanie rozwiązań technicznych do potrzeb oraz wpływa na znaczne obniżenie nakładów finansowych. Jest to możliwe dzięki stabilnej sytuacji kadrowej, pozwalającej na zgromadzenie wiedzy i doświadczenia zawodowego, począwszy od udziału w budowie systemów łączności i sterowania zakupionych na etapie budowy gazociągu tranzytowego, na przełomie lat dziewięćdziesiątych i dwutysięcznych.

Wraz z rozwojem współczesnych systemów automatyki i sterowania pojawiły się też nowe zagrożenia. Paradoksalnie, marzenie o automatycznej i zdalnej kontroli obiektów gazowniczych zrodziło nowe problemy. Wiele pracy trzeba włożyć w zapewnienie niezawodności pracy współczesnych systemów SCADA, a coraz bardziej realnym faktem stało się zagrożenie ze strony cyberataków. Jednak miejmy nadzieję, że dzięki pracy ludzi związanych z wydobyciem gazu, utrzymaniem gazociągów i infrastruktury elektronicznej, nigdy nie zabraknie gazu zarówno w domowych kuchenkach, jak i w przemyśle.

Ryszard Ceglarek (w latach 1989–1999 WOZG w Poznaniu, 2000–2004 w ATREM S.A., od 2004 r. w EuRoPol GAZ s.a.),
Artur Kościński (od 1995 w EuRoPol GAZ s.a.),
Krzysztof Wolski (w latach 1990–1999 WOZG w Poznaniu, 2000–2004 ROP w Poznaniu, od 2004 r. w EuRoPol GAZ s.a.).

W eksploatacji **nie ma miejsca na rutynę**

Trudno zapewne w krajowej branży gazowniczej znaleźć drugą osobę, która by zawiadywała tak dużą liczbą tłoczni gazu, nadzorowała lub uczestniczyła w budowie tak wielu obiektów, a potem miała związek z ich eksploatacją. **Zbigniew Bobiński** może powiedzieć, że osobiście uczestniczył w ogromnym rozwoju systemu przesyłowego w Polsce w ostatnich latach.



Pracę w gazownictwie rozpoczął w 1991 roku, w największej tłoczni gazu pod względem mocy zainstalowanej – w Hołowczycach. Trafił tam przez przypadek. Pochodzi z Podlasia, w Białymstoku ukończył technikum elektroniczne, a następnie studia na politechnice na wydziale elektrycznym. Na drugim roku, odbywając praktykę zawodową w firmie Elbud Warszawa, na terenie, na którym trwała budowa tłoczni w Hołowczycach, przypadkiem spotkał kierownika tego obiektu i w rozmowie z nim wyraził zainteresowanie pracą. Dostał kontakt do Bogumiły Nawrockiej-Fuchs, ówczesnej dyrektor naczelnej MOZG. Spotkali się i pani dyrektor bardzo ucieszyła się z jego zainteresowania pracą, bo potrzebowała wielu młodych inżynierów. Zaproponowała nawet podpisanie umowy na stypendium fundowane. I tak się stało. Korzystał z niego przez trzy lata i po obronie pracy magisterskiej, jako jedyny spośród kilku osób, które takie stypendia miały, dostał pracę. Był wówczas trzecim inżynierem w zespole. I tak związał się z przesyłem gazu. – *Wyrosłem na tłoczniach i to procentuje do dzisiaj, bo w gazownictwie najbardziej skomplikowana technika, na najwyższym poziomie, jest na tłoczniach. W związku z tym, że mam wykształcenie elektroniczne i elektryczne, a w latach 90. ukończyłem podyplomowe studia gazownicze, wiele branżowych kursów i szkoleń, nabyłem wiedzę, która na obiektach gazowniczych jest konieczna i wymagana* – mówi Zbigniew Bobiński.

Na tłoczni w Hołowczycach pracował 12 lat: na stanowisku kierownika działu automatyki, potem działu utrzymania

ruchu, a następnie kierownika tłoczni gazu i wreszcie kierownika terenowej jednostki eksploatacji. W 2003 roku przeniósł się do Rembelszczyzny, gdzie kierował działem eksploatacji obiektów, zawiadując tłoczniami Hołowczyce, Rembelszczyzna i Wronów jako Regionalny Oddział Przesyłu. W 2004 roku powstał PGNiG Przesył, który potem przekształcił się w GAZ-SYSTEM i w 2005 roku weszły do niego wszystkie oddziały, które wcześniej były regionalnymi oddziałami przesyłu. Potem do działu obiektów dołączono stacje gazowe jako obiekty kubaturowe. W 2010 roku trafił do centrali GAZ-SYSTEMU na stanowisko zastępcy dyrektora pionu eksploatacji i jednocześnie pełnił funkcję głównego inżyniera. I tak jest do dzisiaj. W marcu 2016 roku został powołany na stanowisko dyrektora pionu eksploatacji na terminalu w Świnoujściu, gdzie miał zorganizować system jego eksploatacji, na trzy miesiące przed końcem budowy. Od 1 czerwca 2016 roku przejął odpowiedzialność operacyjną za działalność terminalu. – *Pracując na licznych tłoczniach gazu, udzielałem się w obszarach przesyłu gazu ziemnego w okresie budowy i rozruchu, a potem w fazie eksploatacyjnej, w największych przedsięwzięciach inwestycyjnych. Brałem udział w rozruchu pierwszej tłoczni gazu na gazociągu tranzytowym – tłoczni Kondratki. Na Dolnym Śląsku – w przygotowaniu i zorganizowaniu eksploatacji w tłoczniach Krzywa i Jeleniów, a były to pierwsze tłocznie w systemie przesyłowym sterowane zdalnie. Jestem współautorem tego pionierskiego rozwiązania – bezzałogowych tłoczni, nieposiadających obsługi w ruchu cią-*

głym. Jest tylko obsługa dzienna – mistrz i trzech operatorów branżowych. To się sprawdziło, podobne rozwiązanie zostało zastosowane w kolejnym obiekcie. Potem jeszcze uczestniczyłem w powstawaniu tłoczni w Goleniowie, tłoczni Jarosław 2. Oczywiście, byłem odpowiedzialny za koordynację cyklicznych remontów i modernizacji na tłoczniach. Wszystkie moje zawodowe wyzwania rodziły się w imponujących projektach, nowatorskich inwestycyjnie, ale powołanie na stanowisko organizatora eksploatacji terminalu LNG było wyzwaniem wyjątkowym. Tłocznie to był „chleb powszedni”, nawet magazyn kawernowy był mi dobrze znany, ale terminal? Musiałem zacząć od nauki – przede wszystkim kriogenika, ale także przepisy morskie, obsługa rozładunku statku, obsługa lądowa. Na tak nietypowym obiekcie musiałem również poznać wyjątkowo szczegółowe i rygorystyczne procedury – zarówno eksploatacyjne, jak i bezpieczeństwa. Moja misja powiodła się, terminal rozpoczął funkcjonowanie bez zakłóceń i jestem dumny, że mogłem odgrywać tak ważną rolę na tak nietypowym obiekcie – ze wzruszeniem mówi Zbigniew Bobiński.

Temu wzruszeniu towarzyszy jednak refleksja. – Moim mottem zawodowym jest powiedzenie, że w eksploatacji nie ma miejsca na rutynę – podkreśla. – Przez prawie trzydzieści lat zawodowych doświadczeń na swojej drodze spotykałem dziesiątki osób – zarówno podległych mi, jak i moich współpracowników i obserwowałem różne podejście pracowników do wykonywanych obowiązków. Starałem się, jak tylko umiałem, wpajać wszystkim, że praca w eksploatacji to przede wszystkim odpowiedzialność za bezpieczeństwo, eksploatacja wiąże się wprost z bezpieczeństwem. W eksploatacji najgorszy jest grzech zaniechania. Staram się uświadamiać wszystkim, jak wielkie to może stwarzać zagrożenie. Jeśli pracownik wykonujący swoje obowiązki według procedur i instrukcji, wykonujący czynności kontrolne, konserwacyjne czy przeglądowe stwierdzi, że istnieje podejrzenie stanu przedawaryjnego i nic z tym podejrzeniem nie robi – popełni grzech zaniechania. Pamiętam, że we wcześniejszych strukturach systemu przesyłowego, jak były samodzielne oddziały czy okręgi, podobne były wymagania techniczne, w podobny sposób realizowane, ale w szczegółach każdy pewne rzeczy robił trochę inaczej. W strukturach GAZ–SYSTEMU największym wyzwaniem było ujednoczenie eksploatacji, czyli stworzenie procedur i instrukcji systemu eksploatacji sieci przesyłowej – SESP. Przez te lata pracy współtworzyłem nowy system eksploatacji sieci przesyłowej. Jest to system, który tworzą kluczowi pracownicy zespołu eksploatacji, ze wszystkich jednostek eksploatacyjnych, kierownicy kluczowych działów, koordynatorzy ds. systemu eksploatacji oraz pracownicy pionu eksploatacji. Dzięki doświadczeniu tych zespołów pracowniczych udało się stworzyć dobrze funkcjonujący system procedur i instrukcji wewnętrznych, według których we wszystkich oddziałach te same czynności wykonuje się według tych samych standardów. Co ważne – każda czynność musi być wykonana rzetelnie, ale również udokumentowana, aby powołane do tego organy czy instytucje mogły w każdej sytuacji potwierdzić realizację konkretnej czynności. Oczywiście, system ten jest stale monitorowany i doskonalony.

W oczywisty sposób tak wysoko ustawione poprzeczki wymagań wobec pracowników rzutują na system rekruta-

*cji. Szczegółowo opisane są techniki weryfikowania aplikacji, sprawdzane kompetencje, doświadczenie i posiadane uprawnienia. Aplikacja nie wszystko mówi o pracowniku, więc często włączany jest mechanizm *assessment center*, w ramach którego stosuje się wiele zadań indywidualnych i grupowych, odkrywając bardziej szczegółowo predyspozycje kandydata, takie jak odporność na stres, kreatywność, umiejętność pracy w grupie, komunikatywność. – Przez kilka lat prowadziłem wykłady na politechnikach na studiach podyplomowych – wspomina Zbigniew Bobiński. – Obecnie nadmiar obowiązków nie pozwala mi na ich kontynuowanie, ale doświadczenia z kontaktu z młodymi ludźmi zostały. Odnoszę wrażenie, że młode pokolenia nie podchodzą już tak emocjonalnie do pracy, jak kiedyś moje. Ale mimo to można wśród nich odnaleźć talenty. Spotkałem pasjonatów, z których niektórzy już pracują w naszej organizacji. I od nas, pracodawców, zależy, czy będą się rozwijać i czy włączą się w naszą wspólnotę.*

Wyzwaniem w gazownictwie są wszelkiego rodzaju awarie na sieci przesyłowej, na części liniowej czy na obiektach kubaturowych, a także na terminalu, takie jak Janków Przygodzki, Dormowo, Murowana Goślina czy terminal, gdzie suwnica spadła z dachu zbiornika podczas szalejącego orkanu. – Były to zdarzenia tragiczne i dramatyczne, zdaję sobie z tego sprawę – mówi Zbigniew Bobiński. – We wszystkich tych wydarzeniach uczestniczyłem jako wsparcie dla oddziału, na terenie którego się zdarzały, bo to oddział – zgodnie z procedurą – w takich sytuacjach pełni wiodącą rolę, a my, jako pion eksploatacji, musimy zapewnić wszelkie możliwe wsparcie. Każde z tych zdarzeń miało inny charakter. Z orzeczeń komisji, badania i analizy ustaleń ich przyczyn wynika, że zawsze powodem było działanie stron czy czynników trzecich. Nigdy nie zdarzyło się, żeby powodem były jakieś zaniedbania ze strony służb eksploatacyjnych. Z tych dramatycznych wydarzeń wynosimy bolesne doświadczenia, ale cenne, bo takich nie nabędzie się na żadnych studiach czy szkoleniach. Z każdego tak niebezpiecznego zdarzenia wyciągamy wnioski i analizujemy, co jeszcze można poprawić w naszych procedurach, instrukcjach i regulacjach wewnętrznych, żeby takich zdarzeń uniknąć w przyszłości. I co jest najważniejsze – szczegółowe dyskusje w gronie służb eksploatacyjnych. Każda rozmowa w tym gronie – od montera, operatora, po kierowników i dyrektorów – to budowanie wspólnej świadomości, jak odpowiedzialna jest nasza praca i jak wielką odpowiedzialność ponosimy za jej bezpieczeństwo. Zawsze podkreślałem – za dużo widziałem, za dużo przeżyłem, żeby do spraw związanych z bezpieczeństwem eksploatacji podchodzić bez emocji.

Taki sposób myślenia zdaje się fundamentem zawodowych dokonań, wypełnionych z powodzeniem misji, usprawiedliwieniem lat spędzonych na walizkach. – Choć nie ukrywam – mówi Zbigniew Bobiński – że mam satysfakcję, gdy spoglądając na mapę gazową Polski, odnajduję wiele punktów, gdzie zostawiłem część mojego życia. A bywam w tych miejscach, doświadczam miłych spotkań z ludźmi, z którymi pracowałem, a same obiekty funkcjonują sprawnie i robią wrażenie.

Adam Cymer

Zmiany w dyrektywie 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej

Tomasz Brzeziński, Adam Wawrzynowicz, Dagmara Dragan

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z 11 grudnia 2018 roku, zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dalej: dyrektywa nowelizująca) jest elementem pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. Pakietu Zimowego). Ma ona na celu wprowadzenie zmian w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej (dalej: dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej).

Zmiany wprowadzone dyrektywą nowelizującą, po ich implementacji do polskiego porządku prawnego, rozszerzą zakres obowiązków związanych z uzyskiwaniem przez podmioty zobowiązane oszczędności końcowego zużycia energii oraz obowiązków dotyczących zapewnienia odbiorcom końcowym wiarygodnych i aktualnych informacji dotyczących zużycia przez nich energii.

Cel unijny i cele krajowe

Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej z 2012 roku ustaliła jako minimalny cel unijny osiągnięcie 20-procentowej oszczędności energii w stosunku do prognozowanego zużycia do 2020 roku. Każdy kraj członkowski na podstawie tej dyrektywy miał przyjąć własne cele w tym zakresie oraz środki ich osiągnięcia. Komisja Europejska przeprowadzała systematyczny przegląd efektów tych działań, a jego wyniki publikowała w cyklicznych raportach¹. Z ostatniego raportu, opublikowanego w 2017 roku, wynika, że po okresie stopniowego zmniejszania zużycia energii w latach 2007–2014, w 2015 roku nastąpił wzrost spowodowany po części chłodniejszym sezonem zimowym i niższymi cenami paliw².

Jak wskazano w powołanym powyżej raporcie, zużycie energii końcowej w UE spadło o 9,1% (z 1192 Mtoe w 2005 roku do 1084 Mtoe w 2015 roku), a więc poniżej docelowej wartości zużycia energii końcowej na rok 2020, wynoszącej 1086 Mtoe. W latach 2005–2015 obniżało się średnio o 0,9% rocznie, choć tendencja spadkowa została przerwana w 2015 roku, kiedy to zużycie energii końcowej wzrosło o 2,1% w porównaniu z rokiem poprzednim. W sumie już w 2015 roku zużycie energii końcowej w 18 państwach członkowskich było niższe od ich orientacyjnych wartości docelowych na rok 2020.

Cele w zakresie efektywności energetycznej, do których dążyć ma Unia Europejska, są coraz bardziej ambitne. Na podstawie dokonywanych przez Komisję Europejską przeglądów, już w październiku 2014 roku Rada Europejska poparła zaproponowany cel na 2030 rok, wynoszący 27% oszczędności energii w stosunku do szacowanego zużycia w tym roku. Zaledwie rok później, bo w grudniu 2015 roku, Parlament Europejski wezwał KE do oceny możliwości osiągnięcia celu wynoszącego aż 40% w tej samej perspektywie czasowej³. W pierwotnie zaproponowanym tekście dyrektywy nowelizującej znalazł się jednak cel wynoszący 30% oszczędności energii

w 2030 roku. Cel ten został jednak ponownie zrewidowany i podwyższony.

Ostatecznie dyrektywa nowelizująca zakłada osiągnięcie celu w zakresie efektywności energetycznej w 2030 roku na poziomie 32,5%. Jak zaznaczono w preambule dyrektywy nowelizującej, prognozy opracowane w 2007 roku przewidywały zużycie w 2030 roku w wysokości 1887 Mtoe energii pierwotnej i 1416 Mtoe energii końcowej, zaś przyjęcie wskazanego celu pozwoli na obniżenie tych wartości odpowiednio do 1273 Mtoe i 956 Mtoe. Ponadto, zgodnie z przepisami art. 3 ust. 6 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, w brzmieniu nadanym przepisami dyrektywy nowelizującej, cel ten ma zostać oceniony przez KE w celu jego podniesienia do 2023 r., w przypadku znacznego zmniejszenia kosztów, wynikającego z rozwoju sytuacji gospodarczej lub rozwoju technologii, w razie konieczności, w celu wypełnienia międzynarodowych zobowiązań UE w zakresie obniżenia emisyjności. Powyżej opisany cel jest celem ogólnym, wyznaczonym dla całej Unii Europejskiej.

Ponadto, dyrektywa nowelizująca określa i podwyższa cele w zakresie poziomu oszczędności końcowego zużycia energii, które mają zostać osiągnięte przez poszczególne państwa członkowskie. Minimalne zobowiązania dla każdego z państw członkowskich wyznaczone zostały w znowelizowanym art. 7 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej. Zgodnie z tym przepisem, państwa członkowskie muszą osiągnąć łączne oszczędności końcowego zużycia energii równoważne co najmniej:

- nowym oszczędnościom w każdym roku od 1 stycznia 2014 roku do 31 grudnia 2020 roku w wysokości 1,5% rocznej wartości wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym, uśrednionej dla ostatnich trzech lat przed 1 stycznia 2013 roku;
- nowym oszczędnościom w każdym roku od 1 stycznia 2021 roku do 31 grudnia 2030 roku w wysokości 0,8% rocznego zużycia energii końcowej, uśrednionego dla ostatnich trzech lat przed 1 stycznia 2019 roku (niższy poziom oszczędności przyjęto dla Cypru i Malty).

Co istotne, państwa członkowskie będą zobowiązane do realizowania nowych rocznych oszczędności, o których mowa powyżej w lit. b) (w wysokości 0,8% rocznego zużycia energii końcowej) również dla dziesięcioletnich okresów przypadających po 2030 roku, chyba że z przeglądu KE, przeprowadzonego do 2027 roku, a na-

stępnie co 10 lat, wynikać będzie, że nie jest to konieczne do realizacji długoterminowych unijnych celów w zakresie energii i klimatu na 2050 rok.

Środki realizacji celu w zakresie efektywności energetycznej

Dyrektywa nowelizująca wprowadziła nowe brzmienie przepisów dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, regulujących treść i sposoby osiągania wymaganych oszczędności energii na poziomie poszczególnych państw członkowskich, przy czym zasadniczo w zmienionym art. 7 ust. 10 tej dyrektywy potwierdzono obecnie obowiązujący model, pozwalający państwu członkowskiemu na wypełnienie ich zobowiązań z zakresu efektywności energetycznej poprzez ustanowienie systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej albo poprzez przyjęcie alternatywnych środków z dziedziny polityki.

Systemy zobowiązujące do efektywności energetycznej uregulowano w nowym art. 7a dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej. Zgodnie z tym artykułem, system zobowiązujący do efektywności energetycznej polega na zobowiązaniu przez państwo członkowskie dystrybutorów energii, przedsiębiorstw prowadzących detaliczną sprzedaż energii oraz przedsiębiorstw prowadzących dystrybucję i sprzedaż detaliczną paliw transportowych do osiągnięcia odpowiednich oszczędności w zakresie zużycia energii. System zobowiązujący do efektywności energetycznej został uregulowany w przepisach ustawy z 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej⁴ (dalej: ustawa o efektywności energetycznej), szczególnie w jej rozdziale 4, a obowiązek uzyskania oszczędności energii finalnej wyrażony jest w jej art. 14.

Dyrektywa nowelizująca przewiduje mechanizm pozwalający podmiotom zobowiązanym na zaliczenie oszczędności osiągniętych w danym roku jako oszczędności osiągniętych w latach poprzedzających lub następujących – pozwoli to tym podmiotom na rozłożenie efektu przeprowadzonych działań wspierających efektywność energetyczną i umożliwi wykazywanie podzielonego efektu tych działań w ramach realizacji obowiązku przez kilka lat.

Jeśli chodzi o alternatywne środki z zakresu polityki, regulacje w tym zakresie znalazły się w nowym art. 7b dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej. Zgodnie z tym przepisem, w przypadku gdy państwa członkowskie postanawiają wypełnić swoje obowiązki w zakresie realizacji oszczędności za pomocą alternatywnych środków z dziedziny polityki, zapewniają one osiągnięcie oszczędności energii wymaganych na podstawie art. 7 ust. 1 u odbiorców końcowych.

Warto zauważyć, że zmianie uległ załącznik V do dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, który określa metody obliczania oszczędności energii i wskazuje środki, które mogą być brane pod uwagę w tych obliczeniach. Dyrektywa nowelizująca wprowadziła w tym przypadku nowe środki, które mają być uwzględniane. Przede wszystkim w ramach osiągania celu oszczędności energii uwzględniane mają być środki propagujące instalację małoskalowych technologii OZE na budynkach lub w budynkach, a także polityki, które przyspieszają upowszechnianie się bardziej efektywnych energetycznie produktów i pojazdów.

W ramach nowelizacji nie uległ zmianie art. 20 ust. 6 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, który przewiduje, iż państwa członkowskie mogą postanowić, że strony zobowiązane mogą wypełniać swoje obowiązki w zakresie uzyskania oszczędności końcowego

zużycia energii, o których mowa w ust. 7 ust. 1, przekazując roczne składki na rzecz krajowego funduszu efektywności energetycznej w wysokości równej wartości inwestycji, które są wymagane, by wypełnić te obowiązki.

Opomiarowanie i rozliczenia zużycia energii w budynkach

Dyrektywa nowelizująca wprowadza wiele zmian w zakresie opomiarowania, skupiając się jednak zwłaszcza na opomiarowaniu ogrzewania, chłodzenia i ciepłej wody użytkowej oraz informowaniu odbiorców o rozliczeniach w zakresie zużycia energii. Zmiany te przewidziane zostały w art. 1 pkt. 5–10 dyrektywy nowelizującej.

Jak wskazano w motywie 26 preambuły dyrektywy nowelizującej, zwiększanie świadomości wśród wszystkich obywateli UE na temat korzyści z większej efektywności energetycznej i przekazywanie im dokładnych informacji na temat sposobów jej osiągnięcia ma kluczowe znaczenie. Konieczne jest wzmocnienie praw odbiorców do dokładnych, wiarygodnych, jasnych i aktualnych informacji o ich zużyciu energii. Zmiany przewidziane w dyrektywie nowelizującej mają na celu zapewnienie częstych i obszerniejszych informacji zwrotnych dotyczących zużycia energii. W związku z tym państwa członkowskie zostały zobowiązane do zapewnienia, że odbiorcy końcowi będą mieli możliwość nabycia po konkurencyjnych cenach indywidualnych liczników, które dokładnie oddawać będą rzeczywiste zużycie energii.

Dodatkowo, dyrektywa nowelizująca precyzuje zasady rozliczeń i opomiarowania w przypadku budynków wielomieszkaniowych i wielofunkcyjnych. W takich budynkach w przypadku dostarczania ciepła, chłodu lub ciepłej wody użytkowej z centralnego źródła licznik musi być zamontowany na wymienniku ciepła lub na granicy dostawy, zaś w przypadku budynków z własnym źródłem centralnego ogrzewania instalowane powinny być indywidualne liczniki. Jeżeli zastosowanie indywidualnych liczników będzie technicznie niewykonalne lub nieopłacalne, zastosowane mają być indywidualne podzielniki kosztów ciepła na każdym grzejniku. Co więcej, liczniki i podzielniki kosztów ogrzewania zamontowane po 25 października 2020 roku muszą być urządzeniami umożliwiającymi zdalny odczyt, zaś zamontowane wcześniej i nieposiadające takiej funkcji muszą zostać w nią wyposażone lub wymienione do 1 stycznia 2027 roku.

Termin wejścia w życie i implementacji

Dyrektywa nowelizująca weszła w życie w 24 grudnia 2018 roku, natomiast implementacja przepisów tej dyrektywy do krajowych porządków prawnych nastąpić ma w najszerszym zakresie do 25 czerwca 2020 roku, a w przypadku zasad dotyczących opomiarowania i informowania o zużyciu energii – do 25 października 2020 roku.

¹ Raporty z lat 2015-2017 dostępne na stronie: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency>

² Ocena z 2017 roku postępów poczynionych przez państwa członkowskie w osiąganiu krajowych wartości docelowych na 2020 rok w zakresie efektywności energetycznej oraz we wdrażaniu dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, dokonana zgodnie z art. 24 ust. 3 dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, Bruksela 23.11.2017 r., dostępna online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017DC0687&from=EN>.

³ Rezolucja Parlamentu Europejskiego z 15 grudnia 2015 roku [2015/2113(INI)] „W kierunku europejskiej unii energetycznej”.

⁴ Dz.U. z 2016 roku, poz. 831 ze zm.

Przegląd wspólnotowych i krajowych zobowiązań w zakresie poprawy efektywności energetycznej

Marek Czaja, Paweł Płachecki

Racjonalny odbiorca energii nie może sobie pozwolić na marnowanie energii, wprost przeciwnie, powinien podejmować działania służące racjonalnemu jej wykorzystaniu. Już od dłuższego czasu poprawa efektywności energetycznej stanowi jeden z celów unijnych, co wielokrotnie podkreślali zarówno szefowie państw i rządów krajów członkowskich Unii Europejskiej, jak i jej władze.

Przełomowym momentem dla wspólnotowej polityki w zakresie energii i zmiany klimatu było przyjęcie w 2007 roku przez Radę Europejską ambitnych celów na rok 2020. Dotyczyły one: ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o 20%, zwiększenia udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii do 20% oraz osiągnięcia poprawy efektywności energetycznej na poziomie 20% (tzw. pakiet „3x20” lub „20-20-20”). Według ówczesnych prognoz, przygotowanych na podstawie danych z lat 2000–2005 i modelu PRIMES – Baseline 2007, zużycie energii pierwotnej w 2020 roku w krajach UE oszacowano na poziomie 1842 Mtoe¹ przy założeniu scenariusza niepodjęcia działań promujących oszczędność energii. Zatem poprawa efektywności energetycznej o 20% wskazywała na założenie szacunkowego zużycia energii pierwotnej w wysokości 1474 Mtoe w 2020 roku, tym samym ustanawiając wspólnotowy cel w zakresie efektywności energetycznej w wartości bezwzględnej na poziomie 368 Mtoe energii pierwotnej.

Podkreślić jednak należy, że w przeciwieństwie do celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia udziału energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii, cel poprawy efektywności energetycznej nie został zapisany w prawnie wiążącym instrumencie. W dalszym etapie weryfikacja podejmowanych działań oraz prognozy z 2010 roku („Ocena skutków planu na rzecz efektywności energetycznej SEC/2011/277”) wykazały, że UE nie osiągnie założonego celu w zakresie efektywności energetycznej, wyznaczonego na 2020 rok, bez wprowadzenia nowych środków na poziomie europejskim i krajowym.

W tym kontekście konieczna okazała się aktualizacja unijnych ram prawnych w obszarze efektywności energetycznej za pomocą dyrektywy, która służyłaby zarówno osiągnięciu ogólnego celu w zakresie efektywności energetycznej, zakładającego obniżenie o 20% zużycia energii pierwotnej w UE do 2020 roku, jak i dalszemu zwiększeniu efektywności energetycznej po roku 2020. W związku z tym podjęto stosowne prace, których efektem była dyrektywa 2012/27/UE² (dalej dyrektywa EED – z ang. *Energy Efficiency Directive*).

Zgodnie z wartościami odniesienia dla Polski, zawartymi w prognozie wykonanej dla Komisji Europejskiej PRIMES – Baseline 2007, bazowe zużycie energii pierwotnej w 2020 roku prognozowano na poziomie 110 Mtoe. Uwzględniając natomiast

zmniejszenie zużycia energii o 13,6 Mtoe, jako szacunkowe zużycie przez Polskę energii pierwotnej w 2020 roku założono 96,4 Mtoe. Przedstawione dane znajdują odzwierciedlenie w przyjętych przez Radę Ministrów i przekazanych Komisji Europejskiej dokumentach – „Krajowych planach działań dotyczących efektywności energetycznej z 2014 i 2017 roku” (dalej: KPD EE 2017).

W wytycznych dyrektywy EED³ wyjaśniono, w jaki sposób należy obliczyć łączny cel w zakresie skumulowanych i nowych oszczędności energii finalnej, które mają zostać osiągnięte w ramach obowiązku obejmującego lata 2014–2020. Wskazano jednocześnie, że wielkość celu może zostać zmniejszona przez państwa członkowskie nawet o 25% w wyniku zastosowania któregoś z czterech możliwych odliczeń, określonych w art. 7 ust. 2 lit. a-d dyrektywy EED. Jak wskazano w KPD 2017, dokonując przeglądu dotychczas podjętych działań w zakresie poprawy efektywności energetycznej, oszacowano uzyskanie oszczędności do 2016 roku w wysokości 6,46 Mtoe energii pierwotnej, co odpowiada 4,10 Mtoe energii finalnej. Natomiast prognozowane oszczędności energii na koniec 2020 roku założono na poziomie 11,97 Mtoe energii pierwotnej, co odpowiada 7,51 Mtoe oszczędności energii finalnej.

Pod koniec 2016 roku Komisja Europejska przedstawiła zbiór dokumentów zatytuowany: „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, zwany także Pakietem Zimowym (od okresu prezentacji dokumentu). Pojawiła się w nim między innymi propozycja nowelizacji dyrektywy EED, której zamierzeniem było wyznaczenie ram prawnych dla procesu zwiększenia efektywności energetycznej także po 2020 roku. Zwieńczeniem prac nad kontynuacją polityki poprawy efektywności energetycznej było przyjęcie w styczniu 2019 roku przez Parlament Europejski wiążącego celu UE w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 roku w wysokości co najmniej 35%. Cel ten ma być rozpatrywany na podstawie prognozowanego zużycia energii w 2030 roku według modelu PRIMES (symulującego zużycie energii i system dostaw energii w UE, a więc analogicznie jak w przypadku celu określonego do 2020 roku).

W przededniu ww. wydarzenia Ministerstwo Energii przedstawiło do konsultacji projekt dokumentu „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030” (KPEiK) – opracowanie,

które zostanie przedłożone Komisji Europejskiej⁴, przedstawiające założenia i cele oraz polityki i działania na rzecz realizacji pięciu wymiarów unii energetycznej, którymi są: bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, efektywność energetyczna, obniżenie emisyjności oraz badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

Zgodnie z projektem KPEiK, Polska w swojej polityce energetycznej będzie kontynuować działania przyczyniające się do wzrostu efektywności energetycznej, deklarując krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 roku na poziomie 23% w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej, określonego według prognozy PRIMES 2007. Zaproponowaną w KPEiK wielkość krajowego celu oszacowano na podstawie analizy efektów i wpływu na PKB oraz potencjału możliwych do uzyskania oszczędności energii.

Ministerstwo Energii w projekcie KPEiK, przekładając krajowy cel na wartość bezwzględną, przy uwzględnieniu mechanizmu odliczenia w postaci efektów działań podjętych do 2020 roku, oszacowało całkowitą oszczędność zużycia energii finalnej w okresie 2021–2030 na poziomie około 20 ktoe, co wydaje się wielkością znacząco zaniżoną, a wynikać może z pomyłki pisarskiej. Zapewne zamierzeniem autorów opracowania była wartość 20 Mtoe.

Reasumując, przed wszystkimi krajami wspólnoty postawiono ambitny cel. Krajom członkowskim nie pozostaje nic innego, jak tylko aktywne wspieranie działań służących poprawie efektywności energetycznej. W przeciwnym razie nie uda się osiągnąć am-

bitnych poziomów oszczędności energii, założonych do uzyskania w okresie zbliżającej się dekady 2020–2030.

Marek Czaja, kierownik Działu Efektywności Energetycznej, Paweł Plachecki, starszy specjalista ds. efektywności energetycznej, Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA.

¹ Mtoe – jednostka energii będąca pochodną toe – tony oleju ekwiwalentnego, wartość 1 Mtoe odpowiada ilości energii równej 11,63 TWh lub 46,868 PJ.

² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE (w sprawie ogólnych zasad ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią) i 2010/30/UE (w sprawie etykietowania oraz standardowych informacji o produkcie) oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE (w sprawie wspierania kogeneracji) i 2006/32/WE (w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych) (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012, str. 1, z późn. zm.).

³ Dokument Roboczy Służb Komisji – wytyczne dotyczące dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE – Artykuł 7: Systemy zobowiązujące do efektywności energetycznej, SWD(2013) 451 FINAL.

⁴ Obowiązek sporządzenia dokumentu nałożony na państwa członkowskie UE rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany dyrektywy 94/22/WE, dyrektywy 98/70/WE, dyrektywy 2009/31/WE, rozporządzenia (WE) nr 663/2009, rozporządzenia (WE) nr 715/2009, dyrektywy 2009/73/WE, dyrektywy 2009/119/WE, dyrektywy 2010/31/UE, dyrektywy 2012/27/UE, dyrektywy 2013/30/UE i dyrektywy 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia (UE) nr 525/2013.

Audyt energetyczny przedsiębiorstwa w PGNiG SA

Marek Czaja, Sebastian Szymczuk

Jednym z kilku tysięcy podmiotów zobowiązanych do cyklicznego sporządzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Spółka, prowadząc działalność gospodarczą między innymi w obszarze poszukiwania, wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej oraz przetwarzania węglowodorów, zużywa znaczące ilości energii, co również wskazuje na zasadność przeprowadzenia audytu energetycznego przedsiębiorstwa.

Ustawa o efektywności energetycznej z 20 maja 2016 roku (Dz.U. z 11 czerwca 2016 roku, poz. 831, z późn. zm. – dalej ustawa), stanowiąca implementację na warunki polskie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25 października 2012 roku w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE, nakłada na przedsiębiorstwa, które nie są mikro-, małymi i średnimi przedsiębiorstwami, obowiązek przeprowadzania co 4 lata audytu energetycznego przedsiębiorstwa (art. 36 ust.1 ustawy). Audyt energetyczny jest procedurą mającą na celu przeprowadzenie

szczegółowych i potwierdzonych obliczeń dotyczących proponowanych przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz dostarczenie informacji o potencjalnych oszczędnościach energii. Zgodnie z wytycznymi zawartymi w ustawie, audyt powinien zawierać szczegółowy przegląd zużycia energii w budynkach lub zespołach budynków, w instalacjach przemysłowych oraz w transporcie, odpowiadających łącznie za co najmniej 90% całkowitego zużycia energii przez to przedsiębiorstwo.

Przedsiębiorca zobowiązany do przeprowadzenia audytu informuje prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) o jego realizacji, dołączając do stosownego zawiadomienia informację

o możliwych do uzyskania oszczędnościach energii. Pierwszy audyt należało wykonać przed 1 października 2017 roku, co wynikało z ustawowego obowiązku zawiadomienia prezesa URE w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie ustawy.

Nieprzeprowadzenie audytu stanowi podstawę dla prezesa URE do nałożenia obowiązkowej kary w wysokości do 5% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym (art. 39 i 40 ustawy).

Aby zrealizować obowiązek określony w rozdziale 5 ustawy, w PGNiG SA w 2017 roku uruchomiono projekt pod nazwą Audyt Energetyczny Przedsiębiorstwa, którego głównym celem operacyjnym było wykonanie audytu energetycznego przedsiębiorstwa wraz z raportem z jego przeprowadzenia, gwarantującym wypełnienie obowiązku wynikającego z ustawy.

Ze względu na znaczną liczbę obiektów spółki, podlegających audytowi energetycznemu przedsiębiorstwa, w ramach całego objętego audytem obszaru wydzielono cztery pakiety, które obejmowały:

- pakiet nr 1 – obiekty na terenie Oddziału w Zielonej Górze,
- pakiet nr 2 – obiekty na terenie Oddziału w Sanoku,
- pakiet nr 3 – obiekty Oddziału Odolanów (KPMG Mogilno, KPMG Kosakowo, stacje LNG, stacje CNG),
- pakiet nr 4 – obiekty kubaturowe/transport.

Składające się z czterech części opracowanie wykonały trzy profesjonalne firmy audytorskie, wyłonione w ogłoszonym przez PGNiG SA postępowaniu zakupowym.

Audyt energetyczny przedsiębiorstwa przeprowadzono na podstawie normy PN-EN 16247 *Audyty energetyczne* (części: 1) wymagania ogólne, 2) budynki, 3) procesy, 4) transport) oraz normy PN-EN ISO 50001 *Systemy zarządzania energią*.

Raport z przeprowadzonego audytu energetycznego przedsiębiorstwa zawierał:

- 1) streszczenie wykonawcze zawierające zestawienie możliwości poprawy efektywności energetycznej oraz proponowany program wdrożenia,
- 2) tło audytu, w którym audytorzy zamieścili ogólne informacje o organizacji audytowanej, audytorze energetycznym i metodologii audytu energetycznego, kontekście audytu energetycznego, opisie obiektów audytowanych oraz istotne normy i regulacje,
- 3) opis audytu energetycznego, zakres, jego cel i szczegółowość, ramy czasowe i granice, informacje dotyczące zbierania danych oraz zestawienie wykorzystanych danych, analizę zużycia energii oraz kryteria zestawienia środków poprawy efektywności energetycznej,
- 4) możliwości poprawy efektywności energetycznej, w tym proponowane działania, zalecenia, plan i harmonogram wdrożenia, założenia przyjęte do obliczania oszczędności i wynikająca z nich trafność zaleceń, informacje na temat dostępnych subwencji i dotacji, stosowne analizy ekonomiczne, możliwe interakcje z innymi proponowanymi zaleceniami, metody pomiarów i weryfikacji, mające zastosowanie przy porealizacyjnej ocenie zalecanych możliwości,
- 5) wnioski z przeprowadzonego audytu.

Efektem projektu Audyt Energetyczny Przedsiębiorstwa oprócz przeprowadzonego audytu energetycznego było również wykonanie „swoistej fotografii” energetycznej przedsiębiorstwa, polegającej na wykonaniu analiz (rekomendacji) stanowią-

cych podstawę do globalnej oceny zużycia energii w obiektach PGNiG SA. Na podstawie wizji lokalnych, rozmów z obsługą techniczną obiektów oraz analizą danych charakteryzujących procesy technologiczne, audytorzy opracowali wstępne koncepcje poprawy efektywności energetycznej poszczególnych obiektów, urządzeń i instalacji.

Dla zaproponowanych w opracowaniu działań służących poprawie efektywności energetycznej przygotowano wyliczenia ekonomiczne, uwzględniające wariantowość realizacji poszczególnych przedsięwzięć. Łącznie dla miejsc, w których zidentyfikowano możliwość poprawy efektywności energetycznej, wykonano 89 analiz ekonomicznych.

PGNiG SA po zrealizowaniu projektu Audyt Energetyczny Przedsiębiorstwa dysponuje wiedzą w zakresie możliwości poprawy efektywności energetycznej w obiektach należących do spółki. Przygotowane analizy ekonomiczne zgrupowano w ramach 29 działań, których realizacja pozwoliłaby uzyskać oszczędności w wysokości 1 489,584 toe (17 324 MWh) energii finalnej. Zakładając zasadność realizacji wyłącznie przedsięwzięć, dla których zdyskontowany czas zwrotu jest krótszy niż 12 lat, ich liczba zmniejsza się do 22 działań, dla których oszacowano łączną oszczędność w wysokości 1 336,249 toe (15 541 MWh).

Przedstawione w opracowaniu rekomendacje okazują się pomocne także przy planowaniu działań inwestycyjnych, mających na celu racjonalną optymalizację gospodarowania energią w PGNiG SA. Działania takie wpisują się w obowiązki nałożone przez ustawę na podmioty energetyczne (w tym również PGNiG SA), które zobowiązane są do realizacji przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną u klientów końcowych lub uzyskiwania i umarzania świadectw efektywności energetycznej. Podmioty zobowiązane zostały w ustawie do wykazywania w każdym roku oszczędności finalnej w wysokości 1,5% ilości energii elektrycznej, gazu i ciepła, wyrażonej w toe, sprzedanych w danym roku odbiorcom końcowym. Co prawda, obowiązek ustawowy może być wypełniany poprzez uiszczenie opłaty zastępczej, jednakże przy spełnieniu warunków określonych w ustawie, co tym samym wymaga od podmiotów zobowiązanych jeszcze większego niż dotychczas zaangażowania w proces rozliczenia ustawowych powinności oraz poprawy efektywności energetycznej.

Z zadowoleniem można przyjąć wyniki przeprowadzonego audytu, bowiem – jak stwierdzili autorzy – większość obiektów należących do spółki eksploatowana jest w sposób umożliwiający najbardziej optymalną gospodarkę energetyczną, a ich stan techniczny jest zadowalający.

Wskazane przez audytorów w raportach przedsięwzięcia poprawiające efektywność energetyczną zostaną dodatkowo wykorzystane przy wdrożeniu Systemu Zarządzania Energią w PGNiG SA oraz będą stanowić element uzasadniający przyjęcie do planu inwestycyjnego zidentyfikowanych przedsięwzięć poprawiających efektywność energetyczną.

Marek Czaja, kierownik Działu Efektywności Energetycznej, Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA.
Sebastian Szymczuk, starszy specjalista ds. efektywności energetycznej, Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA.

BYĆ jak IGNACY

Być Jak Ignacy to wyjątkowy program edukacyjny stworzony przez Fundację PGNiG. Skierowany jest do dzieci i młodzieży – twórców przyszłości Polski i polskiej myśli technicznej. Jego celem jest promowanie zdobywania wiedzy poprzez doświadczanie oraz popularyzacja osiągnięć polskich naukowców i wynalazców.

Zapraszamy do udziału w IV edycji. Startujemy po wakacjach!!

Szczegółowe informacje na temat programu:
www.bycjakignacy.pl [www.fb.com/bycjakignacy](https://www.facebook.com/bycjakignacy)

Tak wyglądało zakończenie III edycji



W III edycji ogólnopolskiego programu edukacyjnego „Być jak Ignacy”, wzięło udział ponad 20 000 uczniów z prawie 1300 szkół. Tytuł Szkoły Roku otrzymała Szkoła Podstawowa nr 2 im. Królowej Jadwigi z Czechowic-Dziedzic. Tegoroczna edycja programu odbyła się pod hasłem „Zostań bohaterem nauki”.



TERAZ POLSKA

PGNiG z godłem „Teraz Polska”

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

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

Realizacja tego przedsięwzięcia to:

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