

marzec 2018

Przegląd Gazowniczy

nr 1 (57)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

XV lat
Izby Gospodarczej Gazownictwa
na tle rozwoju polskiego rynku gazu



Rynek gazu ziemnego w Polsce – kierunki rozwoju

5 kwietnia 2018 r.

16.00–17.30	Otwarcie Kongresu: <ul style="list-style-type: none"> • Wystąpienie Prezesa IGG i wystąpienie gości honorowych • Wręczenie odznaczeń państwowych oraz dyplomów absolwentom studiów MBA
17.30–18.30	Jubileusz 15-lecia Izby Gospodarczej Gazownictwa
19.00	Gala Kongresu

6 kwietnia 2018 r.

9.00–09.10	Powołanie Komisji Uchwał VI KPPG
9.10–11.30	Sesja I <ul style="list-style-type: none"> • Referat wprowadzający: Kierunki rozwoju rynku gazu w Polsce, prof. Andrzej Osiadacz (PW) Panel dyskusyjny
11.30–13.30	Sesja II <ul style="list-style-type: none"> • Referat wprowadzający: Bezpieczeństwo techniczne. Rynek usług, producentów i odbiorców, dr. Andrzej Ziółkowski (Urząd Dozoru Technicznego) Panel dyskusyjny
14.30–16.00	Sesja III <ul style="list-style-type: none"> • Referat wprowadzający: Regulacje prawne w branży gazowniczej, prof. Waldemar Kamrat (PGd) Panel dyskusyjny
16.30–17.00	Podsumowanie Kongresu. Przyjęcie Uchwały VI KPPG
19.00	Spotkania kulturalne

7 kwietnia 2018 r. - wykwaterowanie

PATRONAT HONOROWY



Urząd Regulacji Energetyki



GŁÓWNI PARTNERZY KONGRESU



PARTNERZY KONGRESU



Szanowni Państwo,

oddajemy w ręce Czytelników kolejny numer „Przeglądu Gazowniczego” w szczególnym momencie. W tym miesiącu bowiem Izba Gospodarcza Gazownictwa rozpoczyna świętowanie 15-lecia działalności. Ten znaczący jubileusz uświetni najbliższy, VI Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego w Łodzi.

W związku z tym jest mi niezmiernie miło, że mogę osobiście na łamach kwartalnika podsumować rolę i znaczenie Izby Gospodarczej Gazownictwa dla rozwoju polskiego gazownictwa.

W bogatej historii działalności IGG dostrzegamy wiele istotnych dla polskiej branży gazownicznej inicjatyw – organizację licznych kongresów i targów, stworzenie instytucji edukacyjnych, doradczych i technicznych. Wszystkie te przedsięwzięcia podporządkowane są jednemu, najważniejszemu celowi, jakim jest służebna rola IGG wobec firm w niej zrzeszonych. Mam tu na myśli zarówno największe korporacje branży gazowej, jak i ponad sto spółek pracujących na rzecz tego sektora.

Ta służebność wyraźnie widoczna jest w sferze jakości stanowionego prawa, w której IGG jest wymagającym partnerem ustawodawcy, z którym konsultuje branżowe prawo w imieniu zrzeszonych w niej firm. W obszarze budowania potencjału rozwojowego firm IGG bazuje na kapitale intelektualnym i innowacyjnym wszystkich jej członków. Poprzez szkolenia, seminaria i spotkania konsultacyjne pomaga budować dobre relacje biznesowe pomiędzy korporacjami a małymi i średnimi firmami, podnosząc jednocześnie kulturę i jakość działalności gospodarczej w naszej branży. W ten sposób małe i średnie przedsiębiorstwa włączane są w korporacyjne strategie rozwoju swoich większych partnerów biznesowych. We wszystkich tych obszarach IGG odgrywa kluczową rolę. W ten sposób realizuje swoją najważniejszą misję, jaką jest kreowanie wspólnoty firm członkowskich dla rozwoju polskiego sektora gazowniczego.

Przypominając 15-lecie działalności IGG, nie możemy pominąć środowiska, w którym funkcjonuje. Piętnaście lat to okres kolosalnego rozwoju sektora gazowniczego w Polsce we wszystkich jego segmentach – od poszukiwania i wydobycia poprzez infrastrukturę dystrybucyjną aż po magazynowanie. Piętnaście lat to czas ogromnego skoku technologicznego i rosnącej presji na innowacyjność.

To okres skutecznego budowania bezpiecznego rynku gazu, co stanowi dziś fundament jego coraz silniejszej pozycji w polskiej gospodarce.

Wszystkie te procesy sprawiają, że rośnie pozycja polskiego gazownictwa na europejskim rynku. Co więcej, jest ona na arenie europejskiej zauważana i ceniona. Potwierdzenie tego znajdziemy w publikowanej w tym numerze rozmowie z Klausem Dieterem Borchardtem, dyrektorem ds. wewnętrznego rynku energii w Komisji Europejskiej. Odnosząc się do polskich projektów dywersyfikacji dostaw i rozbudowy połączeń międzysystemowych, mówi: – *Wszystkie te projekty mają kluczowe znaczenie. Wzmocnią one poziom integracji rynku gazowego i zwiększą poziom bezpieczeństwa dostaw gazu w Polsce i w całej centralnej części Europy południowo-wschodniej, a także we wschodnim regionie Morza Bałtyckiego. Komisja Europejska wspiera ich rozwój, przeznaczając na nie wysokie granty w ramach instrumentu „Łącząc Europę”.*

Jesteśmy w przededniu VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego. W szerokim gronie jego uczestników, przedstawicieli firm członkowskich Izby Gospodarczej Gazownictwa, polityków, naukowców, a także przedstawicieli samorządów gospodarczych innych branż, podsumujemy działalność IGG. Co ważniejsze jednak, podczas sesji plenarnych i paneli dyskusyjnych będziemy mieli okazję zaznaczyć i przedyskutować wyzwania, przed którymi stoi polski rynek gazu. Nasze doświadczenie wskazuje, że możemy skutecznie przyczynić się do jego dalszego rozwoju.

Serdecznie zapraszam do wspólnego świętowania jubileuszu 15-lecia Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Łukasz Kroplewski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa



RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Teresa Laskowska, Izba Gospodarcza Gazownictwa

Zbigniew Kajdanowski, PGNiG SA

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.

Edward Słoma, PGNiG Termika SA

Anna Trojanowska, PGNiG 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

00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26

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 **XV lat Izby Gospodarczej Gazownictwa**
- 15 **15 lat segmentu poszukiwawczo-wydobywczego w PGNiG SA.** Mariusz Słyś, Anna Jurska, Jakub Siewko, Anna Folcik i Dorota Mundry podsumowują 15 lat upstream w PGNiG SA
- 19 **PMG w Polsce na tle europejskiego rynku gazu.** Prof. dr inż. Jerzy Stopa i dr inż. Piotr Kosowski z AGH analizują rynek podziemnych magazynów gazu
- 23 **Transformacja rynku dystrybucji gazu w okresie piętnastu lat.** Wojciech Grządzielski i Marcin Dziadowiec z PSG opisują zmiany w systemie dystrybucji
- 28 **Rozwój systemu przesyłowego.** Edyta Struk i Ireneusz Krupa z GAZ–SYSTEM S.A. prezentują zmiany systemu przesyłowego w ostatnich piętnastu latach
- 31 **Strategiczne zmiany na polskim rynku gazu.** Bartłomiej Korzeniewski z OOH PGNiG SA analizuje europeizację polskiego rynku gazu
- 32 **XV-lecie Izby Gospodarczej Gazownictwa**
- 35 **Rola i znaczenie giełdy dla polskiego rynku gazu ziemnego.** Marcin Sienkiewicz z TGE SA wskazuje na dorobek giełdy gazu

NASZ WYWIAD

- 39 **Rośnie pozycja Polski na europejskim rynku gazu.** Rozmowa z Klausem-Dieterem Borchardtem, dyrektorem ds. wewnętrznego rynku energii w Komisji Europejskiej
- 42 **20 lat regulacji rynku gazu w Polsce.** Prezentacja historii regulacji opracowanej przez URE
- 44 **Przybędzie gazu w bilansie energetycznym.** Omówienie sympozjum IGG w Zakopanem

PGNiG SA

- 46 **PNiG przyłączyło się do walki o czyste powietrze**
- 47 **Program INGA**

PGNiG SA OBRÓT DETALICZNY

- 48 **Gazomobilność szansą na efektywną walkę ze smogiem**
- 49 **Nowi klienci, bogatsza oferta**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 50 **Przyłącz się – liczy się każdy oddech.** PSG oraz Fundacja PGNiG im. I. Łukasiewicza przekazują urządzenia do pomiaru jakości powietrza
- 51 **PSG na Europejskim Forum Rolniczym**

GAZ–SYSTEM S.A.

- 52 **Nowy plan rozwoju systemu przesyłowego.** Edyta Struk przedstawia najważniejsze zamierzenia inwestycyjne spółki GAZ–SYSTEM w latach 2018–2027

GAS STORAGE POLAND

- 54 **Budowa KPMG Kosakowo a środowisko naturalne Zatoki Puckiej**

PGNiG TERMIKA SA

- 56 **Modernizacja kotłowni osiedlowych na przykładzie Ciepłowni REGATY**

EuRoPol GAZ s.a.

- 58 **Wyrok TK otwiera drogę do odzyskania nadpłaconego podatku od nieruchomości**

TRANSITION TECHNOLOGIES SA

- 62 **Augmented Reality (Rzeczywistość Rozszerzona) szybko opanowuje przemysł...**

BADANIA I ROZWÓJ

- 64 **Doktoraty wdrożeniowe w PGNiG SA.** Piotr Bednarek pisze o nowej formule łączenia nauki z działalnością sektora przemysłowego
- 66 **Miks informacji na temat innowacji.** Maciej Szota z PGNiG SA pisze o procesie przekształcania PGNiG w świadomą organizację zarządzającą badaniami, rozwojem i innowacjami

SPORT

- 67 **XVIII Mistrzostwa Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim o Puchar Prezesa PGNiG**

Zdjęcie na okładce: archiwum GAZ–SYSTEM S.A.



39



62

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Rok 2018 jest dla Izby Gospodarczej Gazownictwa rokiem jubileuszowym, ponieważ IGG obchodzi XV-lecie działalności. Podobnie jak w minionych latach rok rozpoczął się pracowicie.

W styczniu tradycyjnie odbyło się **symposium w Zakopanem**, tym razem pod hasłem: „Rynek gazu w Polsce w roku 2018 – kierunki rozwoju i wyzwania”. W trakcie spotkania poruszono przede wszystkim dwie kluczowe kwestie: polityki energetycznej Polski, ze szczególnym uwzględnieniem rynku gazu, oraz efektywnej dywersyfikacji kierunków importu gazu. W spotkaniu uczestniczyli: Witold Słowik, podsekretarz stanu w Ministerstwie Inwestycji i Rozwoju, Elżbieta Piskorz, dyrektor departamentu ropy i gazu w Ministerstwie Energii, Piotr Sprzączak, naczelnik wydziału w tym departamencie, a także eksperci i praktycy branży gazowniczej. Więcej na str. 44.

Trwają przygotowania do VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego. W okresie 5–7 kwietnia w Łodzi będziemy obradować na temat: „Rynek gazu ziemnego w Polsce – kierunki rozwoju”. Przewidziane są trzy sesje tematyczne poświęcone: kierunkom rozwoju rynku gazu w Polsce, regulacjom prawnym w branży gazowniczej oraz bezpieczeństwu technicznemu w kontekście rynku usług, producentów i odbiorców. Podczas uroczystości uczymy również 15-lecie działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa.

22 stycznia 2018 roku wystartował program INGA – INnowacyjne GAZownictwo, realizowany wspólnie przez PGNiG SA, GAZ-SYSTEM S.A. oraz NCBiR w celu zwiększenia konkurencyjności polskiego sektora gazowniczego. Dzień otwarty programu INGA, zorganizowany przy wsparciu IGG, przerósł wszelkie oczekiwania organizatorów, gromadząc prawie 400 uczestników. Potencjalnych uczestników konkursu poinformowano o kwestiach związanych z organizacją, harmonogramem i celami konkursu, odbyły się również bezpośrednie spotkania ekspertów PGNiG SA i GAZ-SYSTEM S.A. z przedstawicielami zainteresowanych firm. 2 marca br. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju zorganizowało spotkanie informacyjne dotyczące I konkursu w ramach Wspólnego Przedsięwzięcia INGA w obszarze sektora gazowniczego. Zainteresowanym przedstawiono podstawowe warunki realizacji projektów w ramach konkursu. Wszystkie prezentacje z tego spotkania można znaleźć na stronie NCBiR w zakładce materiały ze spotkań.

Za nami dwie konferencje, które IGG wspierała, udzielając patronatu i biorąc w nich udział:

- styczniowa Konferencja Naukowo-Techniczna FORGAZ 2018 w Muszynie pt. „Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania, eksploatacja”, której inicjatorem i organizatorem był Instytut Nafty i Gazu-PIB,
- trzecia edycja Konferencji Techniczno-Naukowej Energas 2018 pt. „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej, zorganizowana w Wiśle przez Politechnikę Śląską w Gliwicach oraz Gascontrol Polska (więcej str. 60).

W lutym br. Zarząd IGG powołał zespół problemowy ds. zmiany rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie. W skład zespołu weszło 36 osób. Spotkanie inauguracyjne odbyło się 13 marca br., podczas którego ustalono, że w celu usprawnienia prac będą się one odbywały w podzespołach do spraw: gazociągów, stacji oraz wydobycia. Celem prac zespołu problemowego będzie opracowanie spełniających oczekiwania branży zapisów projektu rozporządzenia, które będą następnie przedmiotem uzgodnień z właściwym ministerstwem.

Od początku roku Biuro IGG przekazało do opiniowania przez zrzeszone w IGG firmy członkowskie sześć aktów prawnych:

- otrzymany z Ministerstwa Energii projekt podstawy programowej kształcenia w zawodzie technik gazownictwa,
 - przekazany przez Ministerstwo Energii projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z uproszczeniem procesu inwestycyjno-budowlanego wraz z załączonym do niego projektem rozporządzenia w sprawie zbiorów danych przestrzennych aktów planowania przestrzennego oraz metadanych zagospodarowania przestrzennego,
 - projekt rozporządzenia ministra środowiska w sprawie określenia taryf, wzoru wniosku o zatwierdzenie taryf oraz warunków rozliczeń za zbiorowe zaopatrzenie w wodę i zbiorowe odprowadzanie ścieków,
 - rewizję dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 roku, dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE,
 - propozycję zmian kryteriów wyboru projektów w sektorze środowiska w działaniach: 2.1 Adaptacja do zmian klimatu wraz z zabezpieczeniem i zwiększeniem odporności na klęski żywiołowe, zwłaszcza katastrofy naturalne oraz monitoring środowiska, 2.4 Ochrona przyrody i edukacja ekologiczna oraz 2.5 Poprawa jakości środowiska miejskiego,
 - otrzymany z Ministerstwa Inwestycji i Rozwoju projekt ustawy o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji mieszkaniowych oraz inwestycji towarzyszących.
- IGG zwróciła się również z prośbą do wszystkich firm członkowskich o zgłaszanie uwag i propozycji zmian do dokumentów prawnych (np. prawo budowlane, gospodarka nieruchomościami, ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i inne) regulujących realizację zadań inwestycyjnych w celu przekazania stanowiska branży gazowniczej do Ministerstwa Energii oraz Ministerstwa Inwestycji i Rozwoju.

W pierwszym kwartale odbyły się dwa posiedzenia Zarządu IGG, podczas których omawiano sprawy związane m.in. z pracami Komitetu Standardu Technicznego, działalnością Ośrodka Mediacji Gospodarczej oraz z „Przeglądem Gazowniczym”.

Wszystkich przedstawicieli firm członkowskich już teraz zapraszamy na Walne Zgromadzenie Członków IGG, które zwołane zostało na 5 czerwca br. Walne Zgromadzenie Członków IGG przyjmie sprawozdanie finansowe i z działalności IGG za rok 2017. Zostanie również wybrany nowy Zarząd IGG oraz wyznaczone zostaną podstawowe kierunki działalności w 2018 roku.



Agnieszka Luty

Zapraszamy do udziału w 27. edycji organizowanej co trzy lata **Światowej Konferencji Gazowej**, która odbędzie się w Waszyngtonie w okresie 25–29 czerwca 2018 roku. To branżowe wydarzenie o zasięgu ogólnoswiatowym stanowi doskonałe miejsce do nawiązania nowych relacji biznesowych i handlowych, rozmów z wybitnymi światowymi ekspertami i praktykami branży gazowniczej oraz zapoznania się z najbardziej innowacyjnymi rozwiązaniami techniczno-technologicznymi w branży. Izba, wzorem lat ubiegłych, organizuje wyjazd na to międzynarodowe wydarzenie. Zainteresowanych zapraszamy po szczegóły na naszą stronę internetową www.igg.pl lub do kontaktu z Biurem IGG.

● **23 marca br.** Jak wynika z opublikowanego raportu „Paliwa alternatywne w komunikacji miejskiej”, opracowanego przez Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych (PSPA), w dużych polskich miastach około 420 autobusów napędzanych CNG jest eksploatowanych bądź zostanie włączonych do eksploatacji w najbliższym czasie. Będą one stanowić 3,5% wszystkich zarejestrowanych w Polsce autobusów komunikacji miejskiej. W najbliższych dziesięciu latach na ulicach polskich miast pojawi się 3,5 tysiąca autobusów zasilanych paliwami alternatywnymi. Obecnie najpopularniejszy jest sprężony gaz ziemny CNG. Zasilane nim autobusy są tańsze od elektrycznych i mają większy zasięg. – *Samorządy kupują coraz więcej autobusów gazowych. Plany na najbliższe lata pokazują, że ten trend będzie wzrastał, co nas bardzo cieszy. Oferujemy samorządom pełen pakiet, którego elementem jest dobra cena, partnerstwo biznesowe i doradztwo. Trzecim elementem pakietu jest współpraca w obszarze infrastruktury. Tutaj mamy pewne kompetencje, które chcemy wykorzystywać. Wreszcie, będąc spółką Skarbu Państwa, angażujemy się w proces, którego elementem będzie zniesienie akcyzy na gaz CNG przez Ministerstwo Finansów. Mam nadzieję, że to nastąpi w tym roku* – powiedział Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.

● **23 marca br.** Urząd Regulacji Energetyki (URE) oraz jego duński odpowiednik Energitilsynet (DERA) podjęły skoordynowane decyzje w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu Baltic Pipe.

Decyzja została wydana na podstawie wspólnego wniosku w sprawie inwestycji, który został złożony przez GAZ–SYSTEM wraz z duńskim operatorem systemu przesyłowego, spółką Energinet na podstawie art. 12 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 z 17 kwietnia 2013 roku w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej. Zgodnie ze wspomnianym rozporządzeniem, niezwłocznie po osiągnięciu odpowiedniego stopnia zaawansowania przez projekt jego promotorzy przedkładają wniosek

w sprawie inwestycji wraz z propozycją transgranicznej alokacji kosztów do wszystkich krajowych urzędów regulacji energetyki w państwach członkowskich, w których projekt przynosi znaczące pozytywne skutki netto. W przypadku projektu Baltic Pipe, który generuje pozytywne skutki netto w obydwu krajach, w których ma być zlokalizowany, tj. w Polsce oraz w Danii, wniosek w sprawie inwestycji został złożony wspólnie przez GAZ–SYSTEM oraz Energinet odpowiednio do URE oraz DERA.

● **14 marca br.** Zysk netto Grupy Kapitałowej PGNiG w 2017 roku zwiększył się o 24 proc. i wyniósł 2,92 mld zł. Wynik EBITDA jest o 10 proc. lepszy niż rok wcześniej. EBIT wzrósł o 16 proc., do 3,91 mld zł. Przychody Grupy Kapitałowej wzrosły rok do roku o 8 proc., do poziomu 35,86 mld zł.

● **12 marca br.** WZA spółki Polskie LNG powołało prezesa zarządu spółki. Funkcję tę będzie pełnił Paweł Jakubowski, który dotychczas pełnił funkcję dyrektora zarządzającego Polskiego LNG. Od 13 marca br. Zarząd Polskiego LNG działa w składzie dwuosobowym. Na stanowisku wiceprezesa pozostaje Bartłomiej Słoma.

● **9 marca** w Warszowicach już po raz piąty odbyło się spotkanie śląskich firm gazowniczych, w którym wzięli udział przedstawiciele 23 firm oraz Politechniki Śląskiej. Marcin Przywara, prezes Gascontrol, członek zarządu IGG, organizator spotkania, przedstawił najważniejsze tematy, którymi IGG zajmowała się w ostatnim czasie. Przedstawiciel PSG omówił plany remontów, modernizacji i inwestycji na rok 2018. Poruszono także kwestię problemów na linii inwestor–wykonawca. Przedstawiono szczegóły programu INGA, przekazano też informacje dotyczące zbliżającego się VI Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego.

● **7 marca br.** PGNiG Termika SA, władze miasta i Zespół Szkół Ponadgimnazjalnych nr 1 w Siedlcach podpisali list intencyjny, który jest deklaracją objęcia patronatem przez PGNiG Termika SA Zespołu Szkół Ponadgimnazjalnych nr 1. W ramach patronatu zostaną utworzone klasy w zawodzie technik ener-

Łukasz Kroplewski pokieruje pracami ekspertów ds. gazu w UNECE

23 marca br. podczas V Sesji Grupy Ekspertów ds. Gazu UNECE (United Nations Economic Commission for Europe – Europejska Komisja Gospodarcza ONZ) w Genewie Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju, został wybrany na wiceprzewodniczącego Prezydium Grupy. Wspólnie z przedstawicielami z Azerbejdżanu, USA, Hiszpanii, Chorwacji, Niemiec, Rosji i Norwegii przez najbliższe dwa lata będzie kierował pracami ekspertów.

Poza akceptacją członków Grupy, Łukasz Kroplewski uzyskał także formalną akceptację Ministerstwa Energii i UNECE. Grupa Ekspertów ds. Gazu UNECE skupia międzynarodowych specjalistów z sektora publicznego, prywatnego i pozarządowego zajmujących się tematyką gazu ziemnego.

– *Cieszę się, że dzięki aktywności PGNiG pozycja Polski w Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ została wzmocniona. Poprzez swoją aktywność UNECE jest ważnym ośrodkiem skupiającym przedstawicieli nie tylko z Europy, ale także z innych*

kontynentów. Nasza dotychczasowa dwuletnia praca została doceniona przez władze Komisji – powiedział Łukasz Kroplewski.

– *Praca, jaką wykonujemy w obszarze gazu, to niezbędny element realizacji celów Agendy 2030. Jesteśmy bardzo zadowoleni, że PGNiG, jako jedna z czołowych firm sektora gazowniczego wspiera naszą pracę i z radością przyjmujemy wybór Łukasza Kroplewskiego do Biura Grupy Ekspertów ds. Gazu UNECE – dodał Scott Foster, dyrektor Dywizji Zrównoważonej Energii UNECE.*

W pracach Grupy Ekspertów ds. Gazu biorą udział także dr Janusz Jureczka (PIG-PIB) oraz Maciej Szota, p.o. dyrektora Departamentu Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA.



getyk oraz odbędą się praktyki zawodowe w zakładach PGNiG Termika. Jednym z punktów porozumienia jest również realizacja programu nauczania, który ma na celu przekazanie uczniom wiedzy z zakresu edukacji energetycznej oraz pomocy w obszarze dydaktyczno-wychowawczym oraz metodyczno-organizacyjnym. To już kolejna szkoła ponadgimnazjalna w Polsce, którą wspierać będzie sektor gazownictwa.

● **2 marca br.** GAZ–SYSTEM podsumował dane za ubiegły rok. W 2017 roku przesłano najwięcej gazu w historii – 19,7 mld m³. Stanowi to wzrost w porównaniu z 2016 rokiem aż o prawie 9 proc. – *Te informacje potwierdzają wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w Polsce. Sądzymy, że wybudowanie gazociągu Baltic Pipe wzmocni jeszcze bardziej ten trend – dzięki zwiększeniu stabilności i bezpieczeństwa dostaw. Potencjał rozwoju rynku gazu ziemnego w Polsce jest bardzo duży* – powiedział Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ–SYSTEM.

● **7 lutego br.** Komisja Europejska zaakceptowała zaproponowane przez Polskę rozwiązanie, mimo że w Parlamencie Europejskim trwają jeszcze negocjacje w sprawie ostatecznego kształtu rozporządzenia na temat wspólnego rynku energii. Poza Polską jeszcze 5 innych krajów otrzymało zgodę na różne formy mechanizmów mocowych. Jednak w przypadku Polski przebieg negocjacji w parlamencie jest szczególnie istotny, bo rozporządzenie zawiera newralgiczną kwestię limitu emisji CO₂ oraz kwestię, jak długo i w jakiej formie będzie można wspierać węgiel jako paliwo w elektrowniach. Parlament Europejski zawsze przykładał większą wagę do kwestii środowiskowych, więc można spodziewać się zaostrzenia tych norm. Decyzję KE można uznać za przykład pragmatycznego kompromisu. Polski rząd przyjął większość sugestii KE dotyczących kształtu mechanizmu mocy. Komisja Europejska ustąpiła i bezprecedensowo przyspieszyła notyfikację, nie czekając na zakończenie prac w Parlamencie Europejskim.

● **5 lutego br.** Dzięki innowacyjnym metodom badawczym i wiertniczym PGNiG odkryło nowy horyzont gazowy w eksploatowanym od 60 lat złożu Przemysł. Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG zakończył próby na odwiercie eksploatacyjnym Przemysł-290, położonym w okolicy Ujkowic na północ od Przemysła. W teście uzyskano wydatek absolutny gazu w ilości około 150 m³/min. Wykonany na przełomie 2017 i 2018 roku odwiert o głębokości 2030 m jest już czwartym w tym rejonie, z którego uzyskano przypiły gazu w ilościach przemysłowych.

● **31 stycznia br.** Uzyskanie pozytywnego wyniku testu ekonomicznego, wraz ze spełnieniem pozostałych warunków wynikających z regulaminu Open Season 2017 pozwoliły operatorom systemów przesyłowych, tj. GAZ–SYSTEM oraz Energinet na zawarcie umów przesyłowych z uczestnikami rynku, którym przydzielona została przepustowość projektu Baltic Pipe. Należy podkreślić, że 10 proc. planowanej przepustowości technicznej zostało zarezerwowane dla produktów krótkoterminowych. Oczekuje się, że pozostała techniczna przepustowość dla wyżej wymienionych punktów będzie oferowana w ramach zwykłych aukcji prowadzonych przez Energinet oraz GAZ–SYSTEM zgodnie z rozporządzeniem NC CAM.

● **29 stycznia br.** Projekt Baltic Pipe otrzymał dofinansowanie w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (*Connecting Europe Facility* – CEF). Propozycję Komisji Europejskiej o przyznaniu pomocy finansowej państwa członkowskie UE zaakceptowały

25 stycznia 2018 roku. W ramach ogłoszonego w 2017 roku przez Komisję Europejską konkursu grantowego CEF Energy przyznano wsparcie na działanie pod nazwą „Prace przygotowawcze do Projektu Baltic Pipe aż do uzyskania niezbędnych pozwoleń na budowę w Polsce oraz w Danii”. Maksymalna wysokość przyznanego wsparcia finansowego UE dla proponowanego działania wynosi 33,1 mln euro.

● **Grudzień 2017 r.** Polska w opinii zdecydowanej większości Polaków powinna jak najszybciej zdywersyfikować źródła dostaw gazu. Ich zdaniem zerwanie zależności od jednego dostawcy znacząco poprawi nasze bezpieczeństwo i umożliwi obniżenie cen surowca. To najważniejsze wnioski z badania GfK Polonia „Bezpieczeństwo energetyczne Polski 2017 – rynek gazu”. Aż 93% respondentów jest zdania, że Polska powinna sprowadzać gaz z różnych kierunków i źródeł, a więc uniezależnić się od jednego dostawcy. Obecnie około 70% importowanego gazu trafia do Polski z Rosji, co – według większości badanych (75%) – nie jest korzystne dla naszego kraju. Stąd duże poparcie dla budowy gazociągu Baltic Pipe, który ma umożliwić przesyłanie do Polski surowca wydobywanego w Norwegii. O tym, że jest to inwestycja, która poprawi bezpieczeństwo energetyczne, przekonanych jest 90% respondentów. – *Cieszy nas bardzo duże poparcie dla budowy gazociągu, który pozwoli sprowadzać do Polski gaz wydobywany przez PGNiG w Norwegii. Aż 90% ankietowanych uważa, że realizacja projektu pozytywnie wpłynie na bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju. Planowana produkcja gazu ziemnego w Norwegii przez PGNiG w 2022 roku ma osiągnąć 2,5 mld m³ rocznie. Własny gaz zawsze będzie najtańszy i konkurencyjny cenowo* – wskazuje Piotr Woźniak.

Paweł Pikus w Radzie Administracyjnej ACER



10 stycznia br. podczas posiedzenia Komitetu Stałych Przedstawicieli UE (COREPER) odbyły się wybory do Rady Administracyjnej ACER. Decyzją państw członkowskich Unii Europejskiej Paweł Pikus, zastępca dyrektora w Departamencie Ropy i Gazu Ministerstwa Energii, będzie uczestniczył w jej pracach w następnej czteroletniej kadencji.

Paweł Pikus jest najmłodszym uczestnikiem osiemnastoosobowego składu Rady Administracyjnej ACER. Uznanie partnerów unijnych zdobył dzięki swojej wiedzy i doświadczeniu, zaprezentowanym m.in. podczas prac Komitetu Gazowego i Regulacyjnego Europejskiego Forum Madryckiego, jak również dzięki doświadczeniu w zakresie implementacji prawa energetycznego Unii Europejskiej do krajowego porządku prawnego, zwłaszcza w zakresie sektora gazu ziemnego i ropy naftowej oraz w zakresie prac nad kluczowymi krajowymi projektami dywersyfikacyjnymi, leżącymi w obszarze szczególnego zainteresowania Unii Europejskiej (PCI).

Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) to unijna agencja wyspecjalizowana, której celem jest koordynacja i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych z państw członkowskich Unii Europejskiej. Rada Administracyjna, wspólnie z Radą Regulatorów i dyrektorem stanowią fundament organizacji. Odpowiada za zarządzanie agencją, a jej członkowie podejmują decyzje strategiczne związane z jej funkcjonowaniem.

XV lat Izby Gospodarczej Gazownictwa

W 2002 roku zawiązała się grupa inicjatywna pod przewodnictwem Grzegorza Romanowskiego, w tamtym czasie prezesa firmy GAZOMET Rawicz, która postawiła sobie za zadanie powołanie Izby Gospodarczej Gazownictwa. 23 stycznia 2003 roku odbyło się Walne Zebranie Założycieli, które przyjęło statut i wybrało władze statutowe IGG. 11 marca 2003 roku IGG została wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego i otrzymała numer REGON, a w kwietniu przyznano jej numer NIP. 15 kwietnia 2003 roku uruchomiono działalność Biura IGG, rozpoczynając tym samym działalność statutową. W momencie rejestracji IGG zrzeszała 104 firmy (założycielskie).

I Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa: Marek Grunt, przewodniczący Rady IGG, Adrian Dudek, Piotr Haładus, Przemysław Kwapiszewski, Cezary Mróz, Grzegorz Romanowski, Jarosław Stasiak, Maciej Szumski, Konrad Śniatała, Anatol Tkacz, Lech Wall.

Obecnie do IGG należy 140 firm operujących na rynku gazu ziemnego, o bardzo zróżnicowanym profilu działalności, obejmującym m.in. wydobywanie, obrót, magazynowanie i sprzedaż gazu, prace projektowe, inżynierskie, konstrukcyjne, dystrybucję oraz firmy oferujące sprzedaż produktów i usług wykorzystywanych w przemyśle gazowniczym i energetycznym.

Władzami statutowymi Izby Gospodarczej Gazownictwa są: Walne Zgromadzenie oraz jedenastoosobowy Zarząd IGG, powoływany na trzy lata. Spośród jego członków wybierane jest trzyosobowe Prezydium Zarządu IGG. Za kontrolę nad całokształtem działalności IGG, ze szczególnym uwzględnieniem gospodarki finansowej, odpowiada Komisja Rewizyjna. Bieżącymi sprawami operacyjnymi zajmuje się Biuro IGG.

Misja – kreowanie wspólnoty firm członkowskich

Zgodnie ze statutem IGG podejmuje działania na rzecz integrowania środowiska osób fizycznych i prawnych związanych z gazownictwem, reprezentuje interesy gospodarcze zrzeszonych w niej firm zarówno wobec organów państwowych, samorządowych, społecznych, międzynarodowych (w tym Unii Europejskiej), jak i instytucji naukowych. Izba promuje gaz ziemny jako paliwo ekologiczne i lobbuje na rzecz coraz większego jego wykorzystywania w gospodarce narodowej. Organizuje warsztaty szkoleniowe i aranżuje konsultacje firm członkowskich w zakresie zarządzania, budowania strategii rozwoju oraz uczestnictwa w postępie technologicznym. Izba podejmuje

Obecny Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa: Prezydium: Łukasz Kroplewski, prezes, Dariusz Brzozowski, wiceprezes, Artur Zawartko, wiceprezes. Członkowie: Adrian Dudek, dr inż. Jacek Jaworski, Cezary Mróz, Marcin Przywara, Jarosław Stasiak, Konrad Śniatała, Marcin Tadeusiak.

działania na rzecz dialogu firm członkowskich w sprawie ucywilizowania praktyk na rynku inwestorskim i wypracowania skutecznych formuł budowania relacji inwestor–wykonawca. Aktywnie działa w zakresie pobudzania innowacyjności w sektorze gazowniczym. Promuje inicjatywy skierowane przede wszystkim do małych i średnich firm i buduje porozumienie z wiodącymi firmami sektora gazowniczego, aby innowacyjne rozwiązania, powstające w MSP, były wykorzystywane.

■ W roku 2004 IGG, wspólnie ze spółkami dystrybucyjnymi, podjęła działania na rzecz opracowania „Kodeksu sieci dystrybucyjnej – Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej”, będącego podstawowym dokumentem definiującym relacje pomiędzy wydziałanymi od 1 lipca 2004 roku operatorami systemu dystrybucyjnego a użytkownikami systemu.

KONGRESY POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO



- ❑ **Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski**
Ossa, 25–27 października 2016 r.
- ❑ **10 lat w Unii Europejskiej. Kolejne wyzwania dla gazownictwa**
Ossa, 23–25 kwietnia 2014 r.
- ❑ **Gaz ziemny w energetyce**
Ossa, 18–20 kwietnia 2012 r.
- ❑ **Gaz ziemny paliwem XXI wieku z uwzględnieniem: „Rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej – kierunki ewolucji i nowe wyzwania”**
Wisła, 26–28 października 2010 r.
- ❑ **Kierunki rozwoju przemysłu gazowniczego w Polsce**
Wisła, 16–18 kwietnia 2008 r.

■ W okresie dialogu z UDT w sprawie nowelizacji rozporządzenia o warunkach technicznych sieci gazowych w latach 2007–2008 IGG była współorganizatorem sześciu terenowych spotkań informacyjno-wyjaśniających dla przedstawicieli firm sektora gazowniczego, oddziałów UDT i państwowych inspektoratów nadzoru budowlanego oraz firm

TARGI TECHNIKI GAZOWNICZEJ EXPO-GAS



- ❑ Odbywają się w Kielcach co dwa lata,
- ❑ Dotychczas odbyło się IX edycji
- ❑ Targom Techniki Gazowniczej EXPO-GAS zawsze towarzyszy:
 - ❑ Konferencja problemowa
 - ❑ Warsztaty z zakresu standaryzacji technicznej
 - ❑ Targi EXPO-GAS odgrywają kluczową rolę w rozwoju polskiego rynku gazu ziemnego, promując najnowsze osiągnięcia techniczno - technologiczne polskich firm produkcyjnych całego sektora energetycznego,
 - ❑ Zakres wystawy obejmuje m.in.: sieci i urządzenia gazowe, stacje gazowe, odbiorniki gazu, aparaturę kontrolno-pomiarową, automatykę przemysłową dla gazownictwa, tłocznie gazu, urządzenia, materiały i sprzęt do budowy i wyposażenia wszelkiego rodzaju infrastruktury technicznej,
 - ❑ Najlepsze produkty honorowane są wyróżnieniami Komisji Konkursowej.

wykonawczo-budowlanych i produkcyjnych. Zorganizowana została również wspólnie przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Urząd Dozoru Technicznego Konferencja Techniczna „UDT dla gazownictwa”. W trakcie dwudniowego cyklu spotkań i debat goście konferencji mieli możliwość zapoznania się z tematyką działań nadzoru Urzędu Dozoru Technicznego w zakresie projektowania, nadzoru i eksploatacji gazociągów oraz świadczonych w tym zakresie usług. Wiele lat trwał dialog z UDT dotyczący wypracowania nowego rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe. Dzięki zaangażowaniu IGG w 2013 roku ukazało się znowelizowane rozporządzenie ministra gospodarki w tej sprawie, zgodne z oczekiwaniami branży gazowniczej. Obecnie trwają prace nad kolejną nowelizacją rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakie powinny spełniać rurociągi przesyłowe.

- W listopadzie 2012 roku IGG była organizatorem spotkania przedstawicieli GAZ–SYSTEM S.A. z firmami z branży, świadczącymi na jego rzecz usługi. Spotkanie przybliżyło zebranych nową strategię GAZ–SYSTEM S.A. w zakresie usług eksploatacyjnych i serwisowych.
- W listopadzie 2015 roku w Ożarowie Mazowieckim odbyła się, zorganizowana wspólnie przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o., konferencja (centralna) pt. „Zamówienia i przetargi w obszarze PSG sp. z o.o.”. Jej celem było przeprowadzenie dyskusji i wyjaśnienie niejasności zgłaszanych przez firmy wykonawcze uczestniczące w procesach inwestycyjno-budowlanych i zakupach organizowanych przez PSG sp. z o.o. Efektem tej konferencji były m.in. zmiany w procedurach przetargowych obowiązujących w PSG sp. z o.o. oraz przygotowanie do cyklu sześciu regionalnych spotkań. W cyklu sześciu konferencji, które odbyły się na przełomie lat 2015 i 2016, udział wzięły firmy członkowskie IGG oraz firmy wykonawcze współpracujące bądź pragnące nawiązać współpracę z Polską Spółką Gazownictwa sp. z o.o.

- Mając na względzie pilne postulaty firm członkowskich IGG, w maju 2016 roku w Ożarowie Mazowieckim odbyła się, zorganizowana wspólnie przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, PGNiG SA, PSG sp. z o.o. i GAZ–SYSTEM S.A. konferencja pt. „Inwestycje w branży gazowniczej”. W trakcie spotkania poruszone zostały kwestie dotyczące m.in. planów inwestycyjnych strategicznych firm członkowskich IGG oraz modelu zakupowego w PSG sp. z o.o. W związku z inicjatywami IGG, mającymi na celu wspieranie relacji inwestorskich, Izba Gospodarcza Gazownictwa złożyła na ręce prezesa PSG oraz prezesa GAZ–SYSTEM S.A. dokumenty dotyczące wybranych problemów postępowań przetargowych (niepublicznych), realizowanych przez PSG, w zakresie projektów i prac wykonawczych, z prośbą o podjęcie działań umożliwiających zmianę relacji inwestor–wykonawca.
- 16 października 2017 roku Izba Gospodarcza Gazownictwa zorganizowała warsztaty szkoleniowe dotyczące zagadnień z zakresu aktualnej i przyszłej standaryzacji prowadzonej przez Komitet Standardów Technicznych IGG. Prezentacje poruszały zagadnienia z zakresu ochrony katodowej, biogazu i jego jakości oraz książki obiektu budowlanego.
- W listopadzie 2017 roku odbyła się konferencja pt. „Krajowe rozwiązania w zakresie bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej”. Podczas spotkania omówiono kwestie związane z szeroko rozumianym bezpieczeństwem infrastruktury energetycznej, w tym dotyczące cyberbezpieczeństwa instalacji energetycznych, a także najnowocześniejszych możliwości technicznych w zakresie diagnostyki i monitoringu sieci gazowych. Omówiono również możliwości dofinansowania inwestycji infrastrukturalnych w energetyce, w tym w ramach projektów realizowanych we współpracy z Agencją Rozwoju Przemysłu S.A. i Narodowym Centrum Badań i Rozwoju.

Wspieranie inwestycji i innowacji

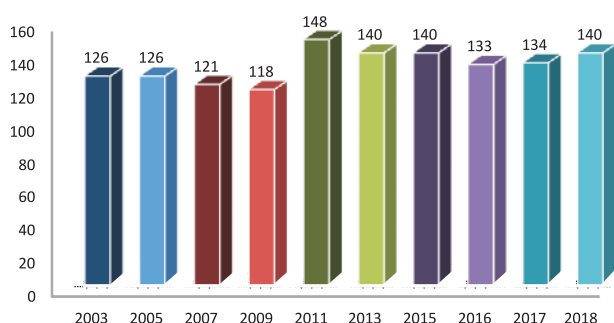
- W 2006 roku powołany został Zespół Konsultacyjny ds. Pozyskiwania i Wykorzystywania Środków Unijnych. Jego zadaniem była współpraca z rządowym Komitetem Monitorującym Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2007–2013, działania informacyjne dotyczące możliwości pozyskania funduszy unijnych, opiniowanie i konsultowanie dokumentów z zakresu pozyskiwania i wdrażania środków dla gazownictwa oraz proponowanie zarządowi IGG oraz zarządom zainteresowanych firm gazowniczych rozwiązań umożliwiających dofinansowanie ze środków unijnych. W kolejnej perspektywie budżetowej Unii Europejskiej – na lata 2014–2020 – Izba Gospodarcza Gazownictwa, wspólnie z kluczowymi firmami gazowniczymi, przygotowała zestawienie potencjalnych inwestycji strategicznych z zakresu budowy i przebudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych gazu ziemnego oraz PMG, które branża zaplanowała do finansowania ze środków unijnych. Wnioski IGG uzyskały wysokie notowania wśród właściwych organów rządowych, a przedstawiciele branży zostali zaproszeni do zespołów roboczych pracujących nad programami operacyjnymi i regionalnymi. W ramach działającego przy IGG Zespołu ds. Pozyskania Funduszy Unijnych, IGG podjęła działania mające na celu wsparcie polskiego rządu w europejskiej debacie dotyczącej przyszłego budżetu unijnego (w lipcu 2017 roku Komitet do

spraw Europejskich przyjął wstępne stanowisko rządu RP w sprawie polityki spójności Unii Europejskiej po 2020 roku). W ramach powyższego IGG skierowała do firm członkowskich ankietę branżową w celu zbadania potencjału inwestycyjnego przedsiębiorstw w zakresie kluczowych inwestycji infrastruktury energetycznej, o których współfinansowanie ze środków polityki spójności po 2020 roku polski rząd podejmie starania. Pod kierunkiem IGG trwają robocze uzgodnienia zakresu i formy wypracowania kolejnego dokumentu.

Jednym ze statutowych celów IGG jest propagowanie nowoczesnej wiedzy techniczno-ekonomicznej oraz współdziałanie w ustalaniu programów rozwoju branży gazowniczej m.in. poprzez wspieranie i promowanie działalności innowacyjnej oraz wynalazczości.

- IGG – we współpracy z PGNiG SA oraz Agencją Rozwoju Przemysłu SA – zainicjowała w kwietniu 2016 roku projekt Warsztaty Innowacyjnych Pomysłów, które są zaproszeniem dla firm, by zgłaszały propozycje innowacyjnych rozwiązań technologicznych, najlepiej odpowiadających na wyzwania technologiczne i biznesowe branży gazowniczej. Odbyły się już trzy edycje.
- W czerwcu 2017 roku w Katowicach odbyła się uroczystość otwarcia powołanego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa pierwszego w Polsce Międzynarodowego Centrum Doskonałości do spraw Metanu z Kopalń Węgla (ICE-CMM). Centrum zostało utworzone i działa pod auspicjami i w ścisłej współpracy z Europejską Komisją Gospodarczą Narodów Zjednoczonych (UNECE) oraz jej Grupą Ekspertów ds. Metanu z Kopalń. Polskimi założycielami powstałego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa ICE-CMM są: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG), Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB), Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (INiG-PIB) oraz Główny Instytut Górnictwa (GIG). Centrum skupia ekspertów pracujących nad nowymi metodami odzyskiwania i wykorzystywania metanu z kopalń. W październiku ubiegłego roku w siedzibie ONZ – Palais des Nations w Genewie odbyło się XII spotkanie Grupy Ekspertów do spraw Metanu z Kopalń Węgla. Tematyka sesji skupiła się między innymi na problemie opuszczonych wyrobisk węgla kamiennego, z których nadal wydostaje się duża ilość metanu, a który mógłby zostać wykorzystany do wytwarzania energii. Jednym z punktów obrad były prezentacje dwóch nowo powstałych w Polsce i Chinach Międzynarodowych Centrów Doskonałości do spraw Metanu z Pokładów Węgla (ICE-CMM).

Liczba firma członkowskich w latach 2003–2018



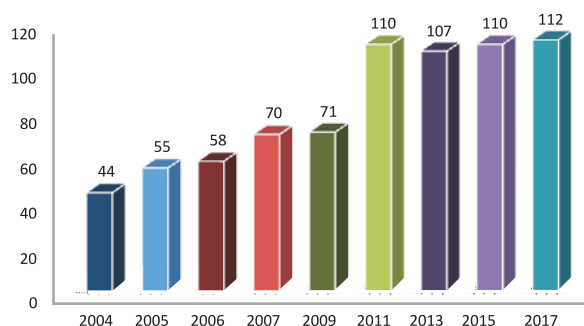
- W czerwcu 2017 roku IGG podpisała „Porozumienie o partnerstwie w programie InnVento”. Celem programu Inkubatora Innowacyjności PGNiG SA dla start-upów InnVento jest zapewnienie wsparcia przy wdrażaniu projektów innowacyjnych, a także poszukiwanie technologicznych rozwiązań dla najpilniejszych wyzwań stojących przed branżą energetyczną poprzez połączenie doświadczenia korporacji funkcjonującej na międzynarodowym rynku z innowacyjnym podejściem młodych przedsiębiorców i naukowców. InnVento to pierwsza tego typu inicjatywa w sektorze naftowo-gazowniczym w Polsce. Izba – poprzez skierowanych do oceny projektów ekspertów – ocenia merytoryczną stronę innowacyjnych rozwiązań.
- W listopadzie 2017 roku PGNiG SA, GAZ-SYSTEM S.A. i NCBiR podpisały umowę na realizację programu INGA Innowacyjne Gazownictwo, w formule tzw. Wspólnego Przedsięwzięcia. IGG wspólnie z partnerami programu INGA – PGNiG SA i GAZ-SYSTEM S.A. zorganizowała „Dzień otwarty programu INGA”, podczas którego, w formule warsztatowej, eksperci i partnerzy przedsięwzięcia wyjaśniali kwestie merytoryczne związane zarówno z zagadnieniami merytorycznymi, jak i formalnymi aspektami udziału w programie. Koordynację działań w ramach Wspólnego Przedsięwzięcia będzie prowadził złożony z siedmiu osób Komitet Sterujący NCBiR programu INGA, na którego wiceprzewodniczącą powołana została Teresa Laskowska, dyrektor IGG. Firmy członkowskie IGG są na bieżąco informowane o realizacji tego projektu.
- W sierpniu 2017 roku IGG powołała zespół ekspertów, składający się z naukowców i praktyków w wielu dyscyplinach związanych z gazownictwem, który będzie pracował nad kierunkami rozwoju branży i wspierał firmy członkowskie w budowaniu ich strategii rozwoju.

Kreowanie wspólnoty firm członkowskich IGG to również budowanie przy izbie specjalistycznych instytucji, które w określonych dziedzinach oferują konkretne usługi i produkty.

- W 2003 roku IGG – we współpracy z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów – uruchomiła **Podyplomowe Studium Menedżerskie Europejski Model Zarządzania**. Studium miało trzy edycje, cieszące się dużym zainteresowaniem.
- Od 2004 roku IGG jest wydawcą kwartalnika „**Przegląd Gazowniczy**”, ukazującego się w nakładzie około 12 000 egzemplarzy rocznie, poświęconego szeroko rozumianemu rynkowi gazu w Polsce i na świecie. W publikowanych na łamach wydawnictwa raportach i analizach poruszane są najbardziej aktualne dla branży gazowniczej tematy.
- Oczekiwania rynku były impulsem, aby w 2006 roku przy IGG uruchomić, we współpracy z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów oraz Institut d’Administration des Entreprises Aix-en-Provence Marsylia, **studia Master of Business Administration** dla firm branży naftowej, gazowniczej, energetycznej i ciepłowniczej. Obecnie trwa XIII edycja. Do tej pory uznawane na całym świecie dyplomy zdobyło ponad 300 osób. Większość z nich zajmuje wysokie stanowiska w spółkach branży energetycznej.

- Członkowie IGG mogą liczyć również na pomoc prawną. Od 2009 roku działa przy Izbie **Sąd Arbitrażowy**, który stanowi alternatywę dla kosztownego i czasochłonnego sądownictwa powszechnego. Wśród zaproponowanych przez firmy członkowskie arbitrów znajdują się zarówno znani i cenieni radcy prawni jak i eksperci i praktycy szeroko pojętej branży gazowniczej.
- W 2014 roku w ramach współpracy z Wirtualną Internetową Akademią Biznesu, IGG powołała **Internetową Akademię Gazownictwa**. W ramach tej współpracy prowadzone są szkolenia dla branży gazowniczej z zakresu standaryzacji technicznej z wykorzystaniem najnowszej generacji platformy szkoleń *e-learning*.

Liczba wystawców – targi EXPO-GAS w latach 2003–2018



- W 2017 roku powołany został **Ośrodek Mediacji Gospodarczej**, w skład którego wchodzi 14 wysokiej klasy prawników, o szerokim spektrum specjalizacji. Przewagą konkurencyjną Ośrodka Mediacji Gospodarczej stanowi możliwość zatwierdzenia ugody przez Sąd Arbitrażowy IGG.

Współpraca zagraniczna

Izba od początku swojej działalności uznała, że przystąpienie Polski do UE w 2004 roku oznacza konieczność włączenia się w sprawy europejskie, bo to naturalny mechanizm uczestnictwa.

- W 2004 roku IGG nawiązała współpracę z wiodącymi organizacjami gazowniczymi: DVGW i FIGAWA w Niemczech oraz czeskim GAS s.r.o. W ramach współpracy IGG uczestniczyła w II Europejskim Forum Gazu, które odbyło się w październiku 2004 roku w Pradze. Kongres organizowany był przez GAS s.r.o. z Pragi, niemieckie DVGW oraz zrzeszenia branżowe z Niemiec, Szwajcarii, Austrii, Słowacji, Polski, Węgier, Bośni i Hercegowiny, Serbii oraz Chorwacji. Forum stworzyło instytucjom branży gazowniczej zarówno „starej” UE, jak i nowo przyjętych krajów, możliwość nawiązania kontaktów i dialogu na temat funkcjonowania sektora gazowniczego w UE. Izba Gospodarcza Gazownictwa, jako reprezentant polskiego sektora gazowniczego, zorganizowała z sukcesem III edycję forum. Kongres odbył się we wrześniu 2005 roku w Warszawie.
- W maju 2005 roku IGG, jako reprezentant jednego z trzech sektorów energetycznych, współuczestniczyła w organizacji Polskiego Dnia Energii (*Polish Energy Day*) w Brukseli. Celem tej inicjatywy było nawiązanie kontaktu z europarlamentarzystami, a zwłaszcza z członkami Europejskiej Komisji Ener-

getyki, oraz przybliżenie im informacji o polskim sektorze paliwowo-energetyczno-gazowym.

- W listopadzie 2009 roku IGG aktywnie uczestniczyła w odbywającej się w Bratysławie konferencji pt. „Bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego do krajów Europy Środkowej”. Wcześniej – w czerwcu 2009 roku – przedstawiciele IGG omówili w Bratysławie wspólne dla tzw. państw Grupy Wyszehradzkiej niezbędne działania na forum Komisji i Parlamentu UE.
- Aktywność IGG na forum krajów Grupy Wyszehradzkiej zaowocowała tym, że w 2010 roku została organizatorem 3th *Central European Gas Congress*, który odbył się w październiku 2010 roku w Wiśle i towarzyszył obradom II Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Kongres został zorganizowany we współpracy ze Slovak Gas and Oil Association, Hungarian Gas Association i Czech Gas Union i wzięło w nim udział około 500 uczestników. Liczna grupa przedstawicieli firm zrzeszonych w IGG wzięła udział w kolejnych corocznych edycjach *Central European Gas Congress* do roku 2016, gdy organizacja tych kongresów została zawieszona.
- Wychodząc naprzeciw potrzebom polskich firm branży gazowniczej, zainteresowanych rozszerzeniem swojej działalności w kierunku wschodnim, w roku 2005 IGG była inicjatorem i współorganizatorem dofinansowywanej przez MGIP misji gospodarczej na Ukrainę.
- Od 2006 roku IGG regularnie co trzy lata organizuje wyjazdy techniczne dla przedstawicieli polskiego gazownictwa na światowe kongresy gazownicze. W spotkaniach biorą udział znani i cenieni eksperci branży, w tym przedstawiciele wyższych uczelni technicznych. Najbliższy wyjazd – do Waszyngtonu – planowany jest na czerwiec.
- Coraz wyraźniejszy charakter międzynarodowy mają nie tylko Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS w Kielcach, ale także organizowane przez IGG seminaria i konferencje. W związku rosnącą rolą Polski na europejskim rynku gazu rośnie liczba gości zagranicznych na dorocznych sympozjach w Zakopanem i konferencjach problemowych, co sprawia, że wszystkie te spotkania mają wielojęzyczne sesje plenarne i wymagają zapewnienia profesjonalnych tłumaczeń symulacyjnych.

Społeczna konsultacja procesu legislacyjnego

IGG aktywnie uczestniczy w tworzeniu i nowelizacji wszystkich istotnych dla branży gazowniczej aktów prawnych, w tym dokumentów normalizacyjnych oraz programów dotyczących rozwoju branży gazowniczej.

Zakres legislacji podlegającej zainteresowaniom IGG jest bardzo rozległy i w większości dotyczy potrzeby dostosowania prawa polskiego do prawa europejskiego oraz zmieniającego się rynku w związku z jego rosnącymi potrzebami (inwestycje infrastrukturalne), a także postępowaniem technologicznym (systemy informatyczne i pomiarowe). Obszar zainteresowań IGG to nie tylko rozwiązania ustawowe, ale także rozporządzenia wykonawcze im towarzyszące.

Zgodnie z ustawą o izbach gospodarczych, podstawowym celem izb (w tym IGG) jest reprezentowanie interesów zrzeszonych we właściwej izbie przedsiębiorców, w zakresie ich

działalności, wobec krajowych organów państwowych i samorządowych. Powyższe IGG realizuje, opiniując akty prawne i ich nowelizacje. Przeprowadzane wśród firm członkowskich konsultacje i stwarzane na ich podstawie opinie przekazywane są do właściwych instytucji rządowych. W wielu przypadkach konsultacjom stanowionego prawa towarzyszą seminary i warsztaty organizowane przez IGG, z udziałem przedstawicieli firm członkowskich, poszerzające możliwość wnikliwej oceny proponowanych rozwiązań. Przedstawiciele IGG uczestniczą również w pracach odpowiednich komisji sejmowych i senackich, prezentując swoje stanowisko w kwestiach szczegółowych.

mieć oddzielne przepisy. W październiku 2012 roku ministerstwo przedstawiło nowe projekty prawa gazowego i prawa energetycznego, do których Izba Gospodarcza Gazownictwa zgłosiła uwagi ogólne i szczegółowe. Zaznaczono w nich, iż znaczna część zapisanych w projekcie rozwiązań budzi zastrzeżenia branży, jako rodzące dalsze obciążenia natury regulacyjno-administracyjnej, a co za tym idzie – kolejne koszty dla przedsiębiorstw gazowniczych, mogące negatywnie wpłynąć na stabilność funkcjonowania sektora gazowego. Podkreślono również, iż wiele uwag proponowanych przez IGG w ramach konsultacji społecznych nie zostało w nowym



Siedziba Izby Gospodarczej Gazownictwa

W minionych latach przedmiotem opinii IGG były między innymi:

- wszystkie projekty prawne reformujące rynek gazu ziemnego, zarówno te, które tworzyły reguły rynku, jak i budujące instytucje rynku,
- wszystkie nowelizacje prawa energetycznego. W roku 2009 przy IGG powstał Zespół ds. Prawa Energetycznego. Doświadczenia z prac tego zespołu zrodziły w IGG inicjatywę przygotowania odrębnej ustawy „Prawo gazowe”. Powyższe zostało zapisane w uchwale I Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego z 18 kwietnia 2008 roku. Do realizacji tego projektu powołany został w 2009 roku przy IGG Zespół ds. Prawa Gazowego, który nadzorował prace nad tym dokumentem oraz uczestniczył w kontaktach z Ministerstwem Gospodarki. Zespół zyskał wsparcie prawne jednej z najbardziej renomowanych kancelarii, powstawanie projektu konsultowane było z ministerstwem. Ministerstwo Gospodarki w grudniu 2011 roku ogłosiło projekt ustawy „Prawo gazowe”, która wyodrębniła ten sektor z wcześniejszego, zbyt ogólnego prawa energetycznego. Ustawodawcy tym samym uznali, że rynek gazowy powinien

- projekcie uwzględnionych, mimo iż były wypracowane na podstawie obowiązujących przepisów unijnych. Prace nad ustawą „Prawo gazowe” zostały „zamrożone”, a w archiwalnym wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów w 2013 roku zapisano, że projekt został wycofany,
- IGG konsultowała również ustawodawstwo dotyczące prawa zamówień publicznych (wielokrotnie), prawa budowlanego, prawa planowania przestrzennego i środowiska,
- IGG zdecydowanie występowała o utrzymanie zerowej stawki podatku akcyzowego na CNG,
- IGG wielokrotnie występowała do URE w sprawie przygotowanej „mapy drogowej” uwolnienia cen gazu,
- IGG podejmowała działania na rzecz uznania przez Ministerstwo Gospodarki konieczności przygotowania przez Główny Urząd Miar analiz niezbędnych do podjęcia decyzji o zmianie prawa w zakresie prawnej kontroli metrologicznej gazomierzy miechowych. Izba podtrzymała tym samym wcześniejszy wniosek o konieczności ustalenia (przywrócenia) okresu ważności dowodu legalizacji pierwotnej i ponownej na 15 lat. Dodatkowo, w piśmie do dyrektora Biura Metrologii Prawnej GUM IGG zwraca się z prośbą o ponowne rozpa-

trzenie: objęcia prawną kontrolą metrologiczną chromatografów gazowych, objęcia prawną kontrolą metrologiczną gazomierzy będących dotychczas poza tym zakresem oraz w kwestii legalizacji przeliczników do gazomierzy. Ministerstwo Rozwoju przygotowało nowelizację rozporządzenia, w maju 2016 roku IGG zgłosiła cztery uwagi do projektowanej nowelizacji i została poinformowana, że wszystkie uwagi zostały przyjęte. Rozporządzenie zostało podpisane 2 czerwca 2016 roku,

- w efekcie działania IGG w ostatecznej wersji znowelizowanego prawa energetycznego poziomy obliga zostały złagodzone,
- w prowadzonych w latach 2008–2013 pracach rządowo-parlamentarnych nad nowelizacją ustawy o akcyzie na gaz ziemny, IGG udało się uzyskać wiele korzystnych zapisów, przede wszystkim dla gospodarstw domowych, z których – gdyby to się nie udało – znaczna część odczułaby skutki nieuzasadnionego wzrostu cen. Dzięki tym staraniom zwolnieniu z akcyzy podlegają wyroby gazowe przeznaczone do produkcji energii elektrycznej i wykorzystywane przez zakłady energochłonne,
- IGG złożyła do Ministerstwa Energii uwagi do projektu „Krajowych ram polityki rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych”, zaznaczając, iż jest to dokument dobry i oczekiwany przez podmioty zainteresowane rozwojem rynku CNG/LNG, zwracając uwagę, że „Krajowe ramy...” zbyt marginalnie wskazują na możliwości szerokiego zastosowania LNG w żegludzie śródlądowej (przeanalizowano jedynie potencjał obszaru żeglugi morskiej).

Izba aktywnie współpracuje również z pokrewnymi organizacjami samorządu gospodarczego w zakresie inicjowania procesów legislacyjnych. W 2008 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, PSE – Operator SA i Towarzystwo Rozwoju Infrastruktury ProLinea zawarły porozumienie, którego celem było doprowadzenie do przyjęcia przez polski parlament nowych rozwiązań ustawowych sprzyjających prowadzeniu inwestycji infrastrukturalnych i porządkujących jednoznacznie stan prawny istniejącej i budowanej infrastruktury sieciowej. Efektem działalności komitetu był „Raport o wpływie uregulowań prawnych na warunki eksploatacji i rozwoju infrastruktury technicznej liniowej sektora paliwowo-energetycznego, decydujących o bezpieczeństwie energetycznym kraju”. Problem uregulowania prawnego warunków realizacji inwestycji celu publicznego od lat był stawiany przez sektory: energetyczny, gazowniczy i ciepłowniczy. Inicjatywa ta doprowadziła do uruchomienia prac nad ustawą o korytarzach przesyłowych, której projekt został opublikowany w październiku 2010 roku. Prace nad projektem ustawy trwały aż do 2015 roku, gdy ministerstwo zarekomendowało rządowi zastąpienie przygotowywanej od pięciu lat ustawy o korytarzach przesyłowych nowym dokumentem – projektem ustawy o strategicznych inwestycjach celu publicznego. Ostatecznie w lipcu 2015 roku Sejm przyjął przygotowaną przez nadzwyczajną sejmową Komisję ds. Energetyki ustawę o szczególnych zasadach przygotowania i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych. Tym samym, po wcześniejszej specustawie

o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, swoją specustawę otrzymała elektroenergetyka. Temat ustawy korytarzowej został zamknięty.

- Po raz drugi IGG stworzyła koalicję w sprawie prawnego uregulowania systemu wsparcia dla kogeneracji. W Polsce od 2007 roku funkcjonował mechanizm wsparcia, wygaszony w 2012 roku i ponownie uruchomiony w roku 2014 z okresem obowiązywania do 2018 roku. Oczywiście, doświadczenia z taką ustawową niepewnością regulacyjną nie pozwalały na rozwój instalacji kogeneracyjnych, tym samym blokowały inwestycje i rodziły niepokój. W związku z tym, iż w poprzednich latach działania zarówno IGG, jak i innych zainteresowanych stowarzyszeń i izb gospodarczych nie były skuteczne, za szczególnie ważne uznano zbudowanie szerokiej koalicji interesariuszy dla konkretnych propozycji legislacyjnych. 3 października 2014 roku Izba Gospodarcza Gazownictwa podpisała z Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, Izłą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie i Izłą Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii „Porozumienie o współpracy w zakresie wsparcia dla kogeneracji”. Porozumienie miało na celu wypracowanie i wdrożenie modelu wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu dla istniejących i projektowanych instalacji kogeneracyjnych po 2018 roku. W ramach porozumienia nawiązana została współpraca z renomowaną firmą doradcą specjalizującą się w zakresie rynku energii i gazu, w celu opracowania wnikliwych analiz szeroko rozumianego programu rozwoju kogeneracji w Polsce. W lutym 2016 roku IGG, wraz z Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, Izłą Gospodar-

Komitet Standardu Technicznego

Jednym z najważniejszych zadań IGG jest działanie w zakresie bezpieczeństwa technicznego i bezpieczeństwa pracy. W tym celu w 2007 roku powołany został Komitet Standardu Technicznego (KST). Standaryzacja techniczna IGG prowadzona jest w celu ujednoczenia wymagań działalności technicznej i usług w branży gazowniczej poprzez stosowanie uznanych reguł technicznych lub rozwiązań organizacyjnych. Standardy techniczne zastępują normy zakładowe oraz wykorzystywane są w normach polskich i ogólnie obowiązujących przepisach technicznych. W ramach działań KST wydawane są: „Wytyczne Techniczne”, a także „Biuletyn Techniczny”, który cyklicznie prezentuje szeroki i uaktualniony zakres przepisów technicznych. Wydano 10 numerów. Działalność standaryzacyjna IGG jest unikalną w Polsce inicjatywą samorządu gospodarczego.

W okresie funkcjonowania KST:

- działały 33 zespoły robocze,
- opracowano 38 standardów i wytycznych technicznych,
- po kilku latach funkcjonowania znowelizowano 12 standardów,
- zespoły robocze przygotowują kolejnych 15 standardów i 7 nowelizacji.

czą Ciepłownictwo Polskie oraz Izbą Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii, wystąpiła do Ministerstwa Energii w sprawie roli kogeneracji w gospodarce energetycznej Polski. W piśmie wyrażona została gotowość przedłożenia ministrowi przygotowanego przez wszystkie organizacje zestawu opracowań merytorycznych i analiz, wraz z propozycjami rozwiązań szczegółowych, wskazujących na konieczność zaangażowania się rządu w stworzenie mechanizmów umożliwiających zarówno utrzymanie, jak i rozwój kogeneracji w Polsce. We wrześniu 2016 roku w imieniu czterech organizacji (IGG, PTEZ, IGCP oraz IEPiOE) wystosowane zostało pismo do wicepremiera Mateusza Morawieckiego, zawierające postulat, aby w „Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju” obszar energii został uzupełniony poprzez wprowadzenie kolejnego projektu strategicznego: „Opracowanie i wdrożenie nowego systemu wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej produkowanej w wysokosprawnej kogeneracji i określenie optymalnego zestawu mechanizmów z punktu widzenia gospodarki kraju”. W kolejnych miesiącach odbywały się spotkania uczestników porozumienia z firmą doradczą, toczyły się także rozmowy z Ministerstwem Energii. W grudniu 2017 roku na ręce ministra energii organizacje przekazały „Koncepcję systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w Polsce”. W materiale zaprezentowana została szczegółowa koncepcja systemu wsparcia dla

produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, obejmująca wszystkich producentów energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w tym autoproducentów, tj. jednostki wytwórcze, które są jednocześnie producentem i odbiorcą wyprodukowanej energii elektrycznej. Ustawa o nowym systemie wsparcia dla kogeneracji może w pierwszym kwartale trafić do Sejmu – w lutym br. ocenił Krzysztof Tchórzewski, minister energii.

- Niezależnie od prac nad systemem wsparcia dla kogeneracji, IGG w październiku 2016 roku skierowała swoje uwagi do „Strategii odpowiedzialnego rozwoju”, ogłoszonej przez Ministerstwo Rozwoju. Izba wносиła o uzupełnienie projektów strategicznych o zapisy dotyczące uchwalenia nowych, odrębnych ustaw: „Prawo energetyczne” i „Prawo gazowe”, a także w sprawie *Smart Power Grid* – przygotowanie i wdrożenie warunków do powstania krajowych sieci elektroenergetycznych i gazowniczych spełniających wymagania inteligentnych sieci energetycznych.

Prezentowane tutaj opracowanie historyczne jest oczywiście materiałem przeglądowym. Piętnaście lat to okres zbyt długi, by udało się w nim zaprezentować wszystkie działania Izby Gospodarczej Gazownictwa. Ich opis można jednak znaleźć w 14 rocznikach „Przeglądu Gazowniczego”.

Oprac. AC

rok założenia: 1979

RADIATYM[®]

ul. Przewozowa 20
44-100 Gliwice
www.radiatym.com.pl

tel. 32/ 238 83 21
fax 32/ 231 05 15
biuro@radiatym.com.pl

Producent

- monobloków izolacyjnych do sieci przesyłowych i rozdzielczych mediów płynnych i gazowych zakres wykonania DN15 do DN3000/ 50 MPa / 25kV
- kompensatorów liniowych Typ KLR zakres wykonania DN100 do DN1000 / 10MPa
- izolujących połączeń kołnierzykowych IPK zakres wykonania DN10 do DN1400 / 25MPa
- zbiorników ciśnieniowych oraz separatorów filtracyjnych zakres wykonania do DN3000 / 50MPa
- śluz nadawczo odbiorczych tłoka z szybkozamknięciem zakres wykonania do DN1000 / 10MPa
- połączeń Pa/Stal do gazu i wody zakres wykonania DN15 do DN1200/ 1MPa
- przyłączy domowych do gazu zakres wykonania DN20 do DN150/ 1MPa



15 lat segmentu poszukiwawczo-wydobywczego w PGNiG SA

Mariusz Słyś, Anna Jurska, Jakub Siewko, Anna Folcik, Dorota Mundry

Od lat podstawą działalności Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA jest poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego. Krajowa produkcja gazu ziemnego zapewnia między jedną czwartą a jedną trzecią krajowego zapotrzebowania na gaz ziemny. Jednym z kluczowych elementów aktualnej strategii PGNiG SA jest utrzymanie wydobycia z krajowych zasobów na co najmniej dotychczasowym poziomie.

Ma temu służyć intensyfikacja wydobycia z już eksploatowanych złóż, stale prowadzone prace poszukiwawcze i rozpoznawcze, a także stały rozwój całego segmentu poszukiwawczo-wydobywczego. W okresie kilkudziesięciu lat działalności firmy wykształciły się dwa główne ośrodki: Zielona Góra, działająca na terenie pięciu województw zachodniej i północnej Polski, oraz Sanok, obejmujący swoim zasięgiem południe i południowo-wschodnie rejony Polski, czyli historyczną kolebkę przemysłu naftowego.

Wielkość zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego w ostatnich piętnastu latach działalności poszukiwawczo-wydobywczej PGNiG przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Pierwotne zasoby wydobywalne, udokumentowane w poszczególnych latach

Rok	tys. boe
2003	82 658,99
2004	4 237,16
2005	32 506,57
2006	24 266,12
2007	30 560,26
2008	10 519,90
2009	8 969,23
2010	13 709,76
2011	8 219,64
2012	2 767,94
2013	0,00
2014	1 977,58
2015	26 748,75
2016	13 258,73
2017*	69 342,62

* W 2017 roku zasoby odkryte, w trakcie dokumentowania.

W okresie ostatnich piętnastu lat w południowej części Polski PGNiG SA nieprzerwanie prowadzi prace poszukiwawczo-rozpoznawcze ropy naftowej i gazu ziemnego. W okresie tym prace

prowadzono głównie w utworach miocenu zapadliska przedkarpackiego i jego podłoża. Jednocześnie sporą część prac wykonano w obszarze Karpat fliszowych. Obecnie na obszarze Polski południowo-wschodniej PGNiG SA Oddział w Sanoku prowadzi działalność związaną z wydobyciem gazu ziemnego i ropy naftowej ze 123 złóż. Eksploatacja prowadzona jest poprzez 36 kopalń: 18 gazowych, 13 ropno-gazowych i 5 ropy naftowej. W ostatnich piętnastu latach w ramach zagospodarowywania nowych odwiertów eksploatacyjnych wybudowano i oddano do ruchu 26 ośrodków zbioru gazu. Dodatkowo zrealizowano wiele zadań inwestycyjnych związanych z zabudową tłoczni gazu, mających na celu utrzymanie wielkości wydobycia.

W opisywanym okresie w obszarze Karpat odwiercono kilka otworów, w tym dwa głębokie, tj. Dukla-1 (5500 m) i Niebieszczy-1 (4219 m), dzięki którym odkryto nowe, głęboko zalegające poziomy ropo- i gazonośne. Natomiast na zdjęciu Dragano-wa-Dukla 3D odwiercono za gazem ziemnym pierwszy w Polsce, w Karpatach, otwór Dukla-3H z odcinkiem poziomym. W bieżącym roku planowane jest w tym odwiercie wykonanie zabiegów szczelinowania, co powinno otworzyć nowy rozdział poszukiwań złóż węglowodorów w Karpatach. Wykonane prace sejsmiczne pozwoliły na wykartowanie nowych obiektów poszukiwawczych oraz zlokalizowanie na nich nowych otworów, których realizację planuje się w najbliższych latach.

Służby geologiczne pracujące w południowej części Polski zajmowały się również poszukiwaniem złóż gazu ziemnego w osadach ordowicko-sylurskich typu *shale gas*. W tych latach wykonano nowe prace sejsmiczne 2D oraz zrealizowano cztery otwory pilotujące Majdan Sopocki-1, Kościaszyn-1, Wojcieszków-1 i Tomaszów Lubelski-1. Celem tych prac miało być pozyskanie informacji geologicznej na temat budowy, wykształcenia i potencjału węglowodorowego łupków sylursko-ordowickich. Wyniki tych prac wykazały obecność węglowodorów, jednak ich ilość nie gwarantowała sukcesu ekonomicznego, co spowodowało zakończenie prac w tym obszarze. Mimo to czas spędzony na poszukiwaniach złóż typu *shale gas* należy uznać za bardzo twórczy i poznawczy. Specjaliści PGNiG SA mogli zapoznać się z najnowszymi technologia-

mi z zakresu poszukiwania, udostępniania i eksploatacji, co przyczyniło się do nowego spojrzenia na potencjał węglowodorowy w innych basenach naftowych w Polsce.

Zdecydowana większość prac w ostatnich piętnastu latach wykonana została w zapadlisku przedkarpackim. Mimo dużej perspektywiczności i poniesionych sporych środków finansowych nie udało się odwrócić negatywnego trendu dla poszukiwań w podłożu. Do największych sukcesów zaliczyć można odkrycie złoża gazu ziemnego Łapanów w węglanowych utworach jury i złoża gazu ziemnego Trzebownisko w utworach węglanowych dewonu.

Najwięcej sukcesów poszukiwawczych na podstawie zrealizowanych prac w ostatnich piętnastu latach odnotowano w utworach miocenu autochtonicznego. Czas ten cechował się wysoką trafnością realizowanych otworów. Niestety, ilość odkrywanych złóż i dokumentowanych zasobów zaczęła maleć, co przełożyło się na spadkowy trend w ilości wydobywanego gazu ziemnego w Oddziale Wydobywczym w Sanoku. Do największych złóż udokumentowanych w tym czasie zaliczyć można wielohoryzontowe złożo gazu ziemnego Jasionka oraz wielohoryzontowe złożo gazu ziemnego Cierpisz.

Wspomniane powyżej doświadczenia z zakresu poszukiwań złóż typu *shale gas* pozwoliły nieco inaczej spojrzeć na możliwości odkrycia i udokumentowania nowych zasobów gazu ziemnego w osadach miocenu autochtonicznego. Od około 2012 roku rozpoczęto nowy etap poszukiwań w utworach miocenu. Obecnie do największych sukcesów należy zaliczyć odkrycie nowych zasobów gazu ziemnego na złożu Przemyśl, które jest do dziś największym pod względem zasobowym złożem gazu ziemnego w Polsce. Szacuje się, że możliwe do odkrycia i udokumentowania jest jeszcze około 20 mld m³ zasobów wydobywalnych. W ostatnim okresie w obszarze tego złoża odwiercono dziewięć gazowych otworów, co świadczy o jego dużym potencjale.

Do dużych sukcesów poszukiwawczych zaliczyć możemy odkrycie i udokumentowanie nowego elementu złożowego w obszarze złoża gazu ziemnego Husów–Albigowa–Krasne. W kilku horyzontach na obiekcie Siedlecza udokumentowano łącznie 1,96 mld m³ zasobów geologicznych, w tym 1,24 mld m³ zasobów wydobywalnych. Obszar ten jest w dalszym ciągu perspektywiczny i w najbliższym czasie planuje się realizację kolejnych otworów.

Warty odnotowania jest także wynik otworu Kramarzędka-1, w którym na południe od złoża Przemyśl odkryto nowe złożo gazu ziemnego Kramarzędka. Pozytywny wynik zabiegu szczelinowania hydraulicznego otworzył nowy etap w poszukiwaniach złóż niekonwencjonalnych w utworach miocenu i był podstawą do wykonania w 2017 roku pierwszego w utworach miocenu otworu Kramarzędka-2H. W bieżącym roku planuje się wykonanie w odcinku poziomym zabiegów szczelinowania hydraulicznego. Pozytywny wynik planowanych prac intensyfikujących w tym otworze może być milowym krokiem w poszukiwaniach złóż gazu ziemnego w utworach miocenu zapadliska przedkarpackiego. Obecnie trwa przetwarzanie i interpretacja zdjęcia sejsmicznego Kramarzędka 3D, które powinno uszczegółowić budowę geologiczną dużego perspektywicznego obszaru. Szacuje się, że do odkrycia i udokumentowania możliwe jest około kilkudziesięciu mld m³ gazu ziemnego.

Równolegle ze wspomnianymi powyżej największymi sukcesami ostatniego piętnastolecia prowadzone były prace wiertnicze, pozwalające na odkrycie oraz udokumentowanie nowych za-

sobów i horyzontów na innych, mniejszych złożach w obszarze zapadliska przedkarpackiego. Do najbardziej spektakularnych sukcesów zaliczyć możemy nowe otwory na złożach Przeworsk, Pruchnik, Pantalowice czy Zagorzycze.

Oddział w Sanoku oprócz podstawowej działalności związanej z eksploatacją złóż gazu ziemnego i ropy naftowej prowadzi także podziemne magazynowanie gazu w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego. W 2007 roku generalną modernizację przeprowadzono na PMG Swarzędów, w 2011 roku otwarty został rozbudowany PMG Strachocina, którego objętość zwiększono ze 150 do 360 mln m³. W 2014 roku zakończono rozbudowę PMG Husów, którego pojemność czynną zwiększono z 350 do 500 mln m³. 2016 rok przyniósł zakończenie kolejnej inwestycji w obszarze magazynowania, a mianowicie rozbudowę PMG Brzędnica z 65 do 100 ml m³.

Obszar południowej Polski uznawany jest za kolebkę polskiej ropy naftowej. To właśnie tutaj prace poszukiwawcze mają najdłuższą, bo prawie 74-letnią historię. Służby geologiczne PGNiG SA wciąż mają nowe koncepcje poszukiwawcze, przyczyniające się do odkrywania i dokumentowania nowych złóż węglowodorów. Ponadto, wprowadzanie nowych technologii w pracach poszukiwawczych w południowej części Polski przyczynia się do ciągłego rozwoju przemysłu naftowego w naszym kraju. Warto podkreślić, że szacowane zasoby prognostyczne węglowodorów zarówno dla utworów miocenu autochtonicznego, jak i Karpat fliszowych dają nadzieję na efektywną i skuteczną kontynuację tradycji naftowej.

PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze działalność wydobywczą prowadzi w instalacjach 18 kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego, do których należą 72 ośrodki centralne, grupowe i produkcyjne. W bieżącym roku oddział będzie obchodził 50-lecie działalności.

Oddział eksploatuje 87 złóż, w tym 5 w teście produkcyjnym/próbnej eksploatacji (Połęczko, Czarna Wieś, Komorzec, Miłosław E, Karmin), jest operatorem trzech podziemnych magazynów gazu, instalacji odazotowania gazu w Grodzisku Wielkopolskim, dwóch kolejowych ekspedytów ropy naftowej.

Rocznie pozyskuje ponad 700 tys. ton ropy naftowej i 3,5 mld m³ gazu ziemnego zaazotowanego. Ostatnie piętnaście lat działalności oddziału związane jest z kilkoma ważnymi dla polskiego górnictwa naftowego odkryciami złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

W latach 2000–2003 odkryto złoża Lubiatów–Międzychód–Grotów na terenie Puszczy Noteckiej (zasoby wydobywalne ropy naftowej – 7,2 mln ton, gazu ziemnego – 7,28 mld m³). Dzięki odkryciu złóż ropno-gazowych Lubiatów i Grotów znacznie wzrosło wydobycie węglowodorów w Polsce. Oba złoża wraz z odkrytym wcześniej złożem gazowym Międzychód dały początek jednej z największych instalacji eksploatujących złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w Polsce – KRNiGZ Lubiatów.

W lipcu 2001 roku ruszyła budowa KGZ Kościan–Brońsko. Zasoby wydobywalne złóż Kościan i Brońsko szacuje się na około 34 mld m³ gazu. Do końca 2017 roku wydobyto go ponad 17 mld m³. W celu racjonalnego wykorzystania zasobów gazu w latach 2016 i 2017 na złożu Brońsko uruchomiono kolejne otwory eksploatacyjne. W roku 2017 rozpoczęto eksploatację nowatorskiej instalacji do odzysku helu ze strumienia gazu ziemnego oddawanego do sieci. Obecnie KGZ Kościan–Brońsko jest największą kopalnią gazu ziemnego w Polsce.

W 2006 roku uruchomiono Ośrodek Grupowy Górzycy, realizując trzeci w kraju projekt zasilania elektrociepłowni gazem zaazotowanym z lokalnych złóż. Po zagospodarowaniu złoża Górzycy i wybudowaniu gazociągów na trasie Górzycy–Zielin–Kostrzyn, oddział rozpoczął dostawy gazu do trzeciej na ziemi lubuskiej elektrociepłowni zasilanej z lokalnych złóż – elektrociepłowni Arctic Paper w Kostrzynie.

W ostatnich latach dokonano nowych odkryć w rejonie poszukiwań eksplorowanym w latach 60. minionego wieku Rybaki/Połęcko. Jesienią 2014 roku rozpoczęto prace budowlano-montażowe na Ośrodku Produkcyjnym Połęcko. Złoże Połęcko znajduje się na głębokości 1650 m w utworach dolomitu głównego; zostało udostępnione dwoma odwiertami eksploatacyjnymi: Połęcko-3K (ropny), Połęcko-4K (gazowy). Ośrodek umiejscowiony jest w gminie Maszewo, na terenie której oddział działa od wielu lat. Właśnie tutaj – w miejscowości Rybaki – w 1961 roku odkryto pierwsze w tej części kraju złoże ropy naftowej. W 2016 roku nastąpiło uroczyste uruchomienie Ośrodka Produkcyjnego Połęcko.

W 2009 roku uruchomiono odazotownię w Grodzisku Wielkopolskim, co pozwoliło wykorzystać duże zasoby gazu zaazotowanego o niskiej kaloryczności, z wykorzystaniem gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Dzięki odazotowni oddział dostarcza do systemu (po przeróbce gazu zaazotowanego) około 300 mln m³ gazu wysokometanowego rocznie.

W tym samym roku rozpoczął pracę Podziemny Magazyn Gazu Daszewo. Jest to pierwszy w Polsce magazyn wykorzystujący pojemność szcherpanego złoża ropno-gazowego. Decyzję o budowie PMG Daszewo w dawnym złożu ropy naftowej podjęto, aby wyrównać niedobory gazu i spadki ciśnienia w gazociągach w rejonie Pasa Nadmorskiego, a także racjonalnie wykorzystywać potencjał lokalnych złóż gazu przez równomierne szcherpywanie zasobów. Pojemność czynna magazynu wynosi 60 mln m³.

Uruchomiono również Kopalnię Gazu Ziemnego Kaleje, która zlokalizowana jest na terenie gminy Zaniemyśl. Złoże Kaleje odkryto w 1974 roku, kopalnia rozpoczęła działalność rok później. W 1996 r. nastąpiło przerwanie eksploatacji ze względu na brak zapotrzebowania ze strony odbiorcy – systemu zasilającego Poznań. W tym samym roku odkryto, otworem Kaleje-14, odrębną strukturę Kaleje-E. W 2004 roku odkryto złoże gazu ziemnego Zaniemyśl. Na miejscu istniejącej infrastruktury wybudowano nowy Ośrodek Centralny, uruchomiony w 2009 roku. Wydobywany gaz ziemny to gaz zaazotowany zaklasyfikowany do podgrupy Lw.

W 2010 roku nastąpiło rozpoczęcie pracy Podziemnego Magazynu Gazu Bonikowo. Pojemność robocza magazynu to 200 mln m³, a jego praca realizowana jest z wykorzystaniem dwóch odwiertów: Bonikowo-1 i Bonikowo-3H (odwiert horyzontalny). Magazyn pozwala na lepsze wykorzystanie zdolności produkcyjnych złóż KGZ Kościan–Brońsko oraz złóż zasilających Mieszalnię i Odazotownię Grodzisk.

Uruchomiona została również Kopalnia Gazu Ziemnego Wielichowo, która powstała w ramach dwóch zadań inwestycyjnych pod nazwą „Zagospodarowanie złóż Wielichowo, Ruhocice, Łęki” oraz „Podłączenie odwiertów Elźbieciny, Jabłonna”. Złoża te odkryto w latach 2000–2005. Zalegają na głębokości około 2500 metrów. Łączne zasoby wydobywalne ze złóż Wielichowo, Ruhocice, Łęki, Elźbieciny, Jabłonna to około 3,7 mld m³ gazu ziemnego.

W 2012 roku rozpoczęto prace rozruchowe na rozbudowanym Podziemnym Magazynie Gazu Wierchowice. Magazyn ten to największy w Polsce obiekt tego typu, wykorzystujący jako pojemność magazynową wyeksploatowane złoże gazu ziemnego. Zlokalizowany jest w województwie dolnośląskim, na terenie gmin Milicz i Krośnice. Głównym zadaniem magazynu jest zatłaczanie i odbiór gazu ziemnego wysokometanowego. Magazyn znajduje się w sąsiedztwie jednego z największych węzłów krajowego systemu gazowniczego w Odolanowie, dzięki czemu możliwe są dostawy gazu z Wierchowic w kierunku Górnego i Dolnego Śląska, Wielkopolski, Pomorza Zachodniego i centralnej Polski. Po rozbudowie obiektu jego pojemność robocza wynosi 1,2 mld m³.

W 2013 roku nastąpił odbiór końcowy inwestycji LMG – Ośrodek Centralny, należącej do KRNiGZ Lubiatów. Zasoby wydobywalne złóż LMG to 7,26 mln ton ropy naftowej i ok. 7,3 mld m³ gazu ziemnego. Dzięki nowej instalacji znacznie wzrosło krajowe wydobycie ropy naftowej. Oprócz tego w kolejnych latach oddział zwiększył również wydobycie gazu ziemnego. W skład kopalni wchodzi także rurociągi kopalniane łączące odwierty z ośrodkami grupowymi lub OC Lubiatów i kolektory zbiorcze łączące ośrodki grupowe z ośrodkiem centralnym o łącznej długości 200 km. Instalacja posiada również własną elektrociepłownię. W tym samym roku uruchomiono też Ośrodek Produkcyjny Winna Góra. Zasoby wydobywalne złoża gazu ziemnego Winna Góra wynoszą 205 mln m³. Złoże leży w obrębie koncesji poszukiwawczej Kórnik–Środa Wlkp.

W 2017 roku zakończono budowę i uruchomiono kopalnię Radoszyn. Zagospodarowanie złoża Radoszyn (o zasobach około 700 tys. ton ropy naftowej i 135 mln m³ gazu ziemnego) i budowa instalacji eksploatującej węglowodory z tego złoża to kolejny projekt zielonogórskiego oddziału, którego realizacja wpłynie na wzrost krajowego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Prognozy zakładają wydobycie na poziomie 55 ton ropy naftowej na dobę oraz 120 tys. m³ gazu ziemnego na dobę.

W samej tylko Wielkopolsce prace poszukiwawcze prowadzone przez PGNiG w utworach czerwonego spągowca w ostatnich latach zaowocowały odkryciami nowych złóż, np. złoża Karmin (2014) na terenie gminy Dobrzyca, złoża Rokietnica (czerwiec 2016 r.) na północny zachód od Poznania czy złoża Miłosław W (maj 2017 r.) między miejscowościami Miłosław i Winna Góra.

We wrześniu 2012 roku w strukturze organizacyjnej PGNiG SA – w celu konsolidacji i optymalizacji procesów poszukiwawczych i eksploatacyjnych w PGNiG SA – wydzielono Oddział Geologii i Eksploatacji. Centralizacja kluczowych funkcji w ramach nowego oddziału doprowadziła do usprawnienia wymiany najlepszych praktyk oraz wsparcia rozwoju kluczowych dla procesów poszukiwawczych i eksploatacyjnych kompetencji z zakresu geologii, miernictwa, wiertnictwa, ochrony środowiska i eksploatacji złóż węglowodorów. Stworzenie jednego wyspecjalizowanego centrum kompetencyjnego pozwoliło na lepsze wykorzystanie zasobów oraz wzrost efektywności działania organizacji. Działalność OGiE obejmuje cały proces poszukiwania oraz wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej ze złóż – od przeprowadzenia analiz geologicznych, badań geofizycznych i wierceń po zagospodarowanie i eksploatację złóż, w tym proces planowania i realizacji inwestycji. Poza siedzibą w Warszawie OGiE posiada biura zamiejscowe w Zielonej Górze, Pile, Poznaniu, Jaśle i Sanoku. Od roku 2012 nowa organizacja służb poszukiwawczo-wydobywczych skon-

centrowanych w Oddziale Geologii i Eksploatacji przyczyniła się do wielu znaczących odkryć, co daje duże perspektywy dla segmentu poszukiwań i wydobywania na najbliższe lata.

PGNiG SA współpracuje z innymi polskimi firmami z branży poszukiwawczo-wydobywczej w zakresie poszukiwań, rozpoznawania i wydobywania węglowodorów. W ramach tzw. umów o wspólnych operacjach (UWO) prowadzone są badania sejsmiczne, odwierty poszukiwawcze, rozpoznawcze i eksploatacyjne oraz zagospodarowanie złóż węglowodorów. Łącznie na obszarze kilkunastu koncesji prace prowadzone są wspólnie z: firmą LOTOS Petrobaltic – w województwach zachodniopomorskim i warmińsko-mazurskim; z firmą FX Energy (Grupa ORLEN) – w Wielkopolsce, a z firmą ORLEN Upstream w Wielkopolsce i w Lubuskiem oraz w południowo-wschodniej Polsce.

Nowe perspektywy dla prac poszukiwawczych. Uwarunkowania geologiczne na obszarze Polski sprawiają, że istnieje konieczność rozwoju poszukiwań węglowodorów w formacjach, które dotychczas nie były eksploatowane na szeroką skalę, głównie ze względu na ograniczenia technologiczne.

W latach 2011–2016 realizowany był projekt „Oszacowanie potencjału pozyskania gazu z formacji łupkowych”. PGNiG prowadziło prace pod kątem poszukiwania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów na 13 koncesjach poszukiwawczych. W sumie odwiercono na nich 18 otworów, wykonano 7 zdjęć sejsmicznych 2D i 3D oraz wiele zdjęć grawimetrycznych i magnetotelurycznych. Mimo braku sukcesu geologicznego w dotychczasowych poszukiwaniach złóż niekonwencjonalnych typu *shale* na obszarze Polski, niewątpliwą korzyścią dla przemysłu wydobywczego w naszym kraju jest zdobycie wiedzy i umiejętności wykorzystania nowych technologii dotyczących wiercenia i udostępniania do eksploatacji formacji uznawanych dotychczas

za nieproduktywne. Stosowane na szeroką skalę wiercenia kierunkowe i horyzontalne, w połączeniu z nowoczesnymi metodami udostępniania stref złożowych, są coraz częściej wykorzystywane i otwierają perspektywy na pozyskanie nowych obszarów do prospekcji naftowej w Polsce.

Wiedza uzyskana w trakcie trwania programu poszukiwania złóż niekonwencjonalnych typu *shale* daje możliwości eksploracji i eksploatacji gazu z formacji typu *tight* (gaz zaciśnięty) oraz z pokładów węgla (CBM). Obecnie prowadzone projekty w Karpatach (np. Siedleczka – *tight gas*) czy na Górnym Śląsku (Gilowice – metan z pokładów węgla) są na to dowodem.

Szacuje się, że na terenie całego Górnośląskiego Okręgu Węglowego w pokładach węgla znajduje się nawet 170 mld m³ metanu (*coal-bed methane*, w skrócie CBM). Trzeba pamiętać, że w ostatnich latach metan z pokładów węgla stał się ważnym źródłem energii m.in. w Stanach Zjednoczonych, Kanadzie czy Australii.

W 2016 roku PGNiG SA zaangażowało się w projekt „Odmetanowanie pokładów węgla”, który może stanowić podstawę do rozpoczęcia w Polsce szerokiego zakresu działań związanych zarówno z przemysłową eksploatacją metanu w obszarach nieobjętych eksploatacją górniczą, jak i przedekspluatacyjnym odmetanowaniem kopalń, a co za tym idzie – z poprawą rentowności kopalń i bezpieczeństwa pracy. Ponadto, może to znacząco wpłynąć na obniżenie emisji metanu z szybów kopalń do atmosfery, co ma istotne znaczenie dla redukcji skutków efektu cieplarnianego.

Mariusz Słyś, Anna Jurska, Jakub Siewko, PGNiG – Oddział Geologii i Eksploatacji; Anna Folcik PGNiG SA – Oddział w Sanoku; Dorota Mundry, PGNiG – Oddział w Zielonej Górze.

W I kwartale 2018 roku do IGG przystąpiły firmy:

- 1. PGNiG Serwis sp. z o.o.** – jest to dynamiczna, rozwijająca się, nowoczesna firma, prowadząca usługi: teleinformatyczne, finansowo-księgowe, kadrowo-płacowe, zarządzanie nieruchomościami oraz usługi zarządzania flotą samochodową. PGNiG Serwis optymalizuje ofertę usług oraz wspólnych przedsięwzięć adresowanych głównie do spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG. www.serwis.pgnig.pl
- 2. IZOSTAL SA** – jest firmą produkcyjno-handlową, działającą na krajowym i zagranicznym rynku dóbr inwestycyjnych od 1993 roku. Jest wiodącym dostawcą rur dla sektora gazowniczego w Polsce i pozostałych krajach Europy Środkowo-Wschodniej. Spółka zajmuje się dystrybucją rur stalowych, wyrobów hutniczych oraz armatury stalowej. Specjalizuje się również w dostawach najbardziej zaawansowanych technologicznie zewnętrznych izolacji antykorozyjnych na rurach stalowych, wykorzystywanych głównie do budowy rurociągów przesyłowych. www.izostal.com.pl
- 3. LOTOS SERWIS sp. z o.o.** – spółka realizuje usługi z zakresu utrzymania ruchu, obsługi urządzeń i instalacji, wykonawstwa remontów oraz diagnostyczno-pomiarowe. Dysponuje szerokimi uprawnieniami: Ex, elektrycznymi, dozorowymi, kolejowymi oraz wieloma certyfikatami. Misją LOTOS Serwis jest dostarczenie klientom najwyższej zaawansowanych usług technicznych, opartych na bardzo wysokich kwalifikacjach profesjonalnych. Podstawowym atutem LOTOS jest ponad 30-letnie doświadczenie

w świadczeniu wysoko kwalifikowanych usług serwisowych. LOTOS Serwis działa w branżach: mechanicznej, elektrycznej oraz automatyki i systemów sterowania. www.lotos.pl

- 4. OBR NEMO sp. z o.o.** – ośrodek Badawczo-Rozwojowy NEMO sp. z o.o. specjalizuje się w pracach badawczych z zakresu odnawialnych źródeł energii. Zadaniem ośrodka jest inspirowanie i stymulowanie postępu technicznego i technologicznego. Ośrodek świadczy usługi w trzech zasadniczych kategoriach: badania, doradztwo i wykonawstwo oraz szkolenia. www.obrmemo.pl
- 5. TGE – Towarowa Giełda Energii S.A.** – jest pionierem wdrażania nowatorskich rozwiązań z zakresu handlu energią. TGE prowadzi rynki, w których uczestniczą największe przedsiębiorstwa z sektora elektroenergetycznego. W 2003 roku TGE uzyskała licencję od Komisji Nadzoru Finansowego na prowadzenie giełdy towarowej. Główny zakres działalności TGE to prowadzenie giełdy towarowej, a także rejestru świadectw pochodzenia dla energii z OZE, z kogeneracji, biogazu rolniczego oraz efektywności energetycznej. www.tge.pl
- 6. Emet-Impex sp. z o.o.** – to sieć handlowa dostarczająca armaturę przemysłową, pompy, automatykę, wymienniki ciepła, hydranty, kształtki rurowe, rury, przyłącza kołnierzone, zawory i zasuwy, przepustnice, kurki kulowe, armaturę kwasoodporną, armaturę kontrolno-pomiarową i osprzęt – czyli pełny asortyment branży pomp i armatury. Oferta zawiera wyroby prawie wszystkich obecnych na polskim rynku producentów i dostawców oraz jest nieustannie uzupełniana wybranymi wyrobami wysokiej jakości. <http://www.emet-impex.com.pl>

PMG w Polsce na tle europejskiego rynku gazu

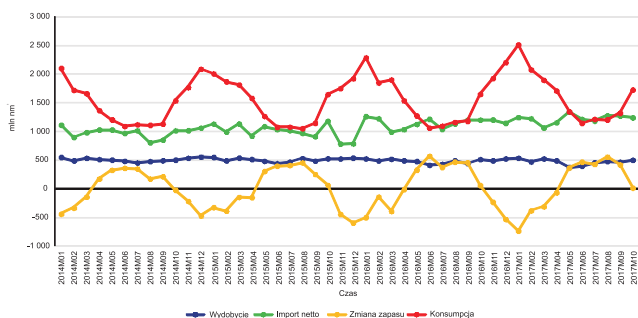
Jerzy Stopa, Piotr Kosowski

Podziemne magazyny gazu (PMG) to niezwykle istotny element systemu gazowego, który wpływa na wszystkie etapy procesu wydobywania, przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego. W fazie wydobywania PMG umożliwiają racjonalną eksploatację złóż gazu ziemnego, która powinna być prowadzona w sposób stabilny, bez gwałtownych zmian poziomu wydobywania. Ponieważ zużycie gazu podlega silnym wahaniom, oznacza to konieczność magazynowania gazu w okresach zmniejszonego popytu. Strategia taka stosowana jest (w miarę możliwości) przez wszystkie firmy wydobywcze na świecie.

Jak już wspomniano, zużycie gazu charakteryzuje się bardzo silną zmiennością w cyklach rocznych, tygodniowych i dobowych. Zmienność ta nie idzie w parze z preferowanym przez operatorów gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych stałym, wysokim stopniem wykorzystania przepustowości instalacji przesyłowych. Gdyby nie wykorzystywano podziemnych magazynów gazu, to zarówno zdolności wydobywcze, jak i przepustowości systemów przesyłowych musiałyby zaspokajać szczytowe zapotrzebowanie na gaz ziemny, a w momentach niskiego zapotrzebowania na gaz ich możliwości wykorzystywane byłyby w niewielkim stopniu. PMG umożliwiają także równoważenie lokalnych ograniczeń w systemach gazowych. Innym ważnym zadaniem PMG jest gromadzenie rezerw strategicznych na wypadek zakłócenia ciągłości dostaw gazu. Wymienione powyżej kwestie obrazuje zestawienie konsumpcji, wydobywania, importu i zmiany stanu zapasów gazu ziemnego w Polsce w latach 2014–2017 (rys. 1.), przy czym należy podkreślić, że sytuacja ta wygląda bardzo podobnie w przypadku zdecydowanej większości państw europejskich. Wydobywanie i import utrzymują się na względnie stałym poziomie, natomiast konsumpcja cechuje się wysoką zmiennością, która jest niwelowana za pomocą PMG.

W ostatnim okresie na rynku gazowym w Europie zachodzą duże zmiany, które znacząco wpływają na funkcjonowanie PMG i wykonywane przez nie zadania. Wymuszone przez Komisję Eu-

Rys. 1. Konsumpcja, wydobywanie, import i zmiana stanu zapasów gazu ziemnego w Polsce w latach 2014–2017



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu (<http://ec.europa.eu/eurostat>).

ropejską (trzeci pakiet liberalizujący) formalne oddzielenie magazynowania od pozostałych elementów łańcucha dostaw gazu spowodowało, że magazynowanie gazu zaczęło być traktowane jako działalność biznesowa, generująca zyski m.in. dzięki sezonowym różnicom cen gazu na rynku. W zamierzeniu miało to stymulować proces tworzenia wolnego, europejskiego rynku gazu, ale w rzeczywistości spowodowało też rozmycie odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw gazu, która została przeniesiona z narodowych firm na wolny rynek. Przy tym nie określono, w jaki sposób wycenić i uwzględnić w rachunku ekonomicznym to bezpieczeństwo ani kto ma je finansować. Problem finansowania magazynów w warunkach rynkowych jest tym poważniejszy, że sezonowe różnice cen gazu są obecnie w Europie niższe od kosztów magazynowania, co oczywiście w każdej chwili może ulec zmianie, np. w efekcie zmian klimatycznych lub sytuacji politycznej. W wyniku zmian organizacyjnych do tradycyjnych funkcji PMG dołączyły nowe, o charakterze biznesowym.

Zestawienie współczesnych funkcji PMG [Stopa J. i in., 2008]

- Strategiczna rezerwa na wypadek przerwania dostaw.
- Sezonowe równoważenie obciążenia w celu zaspokojenia szczytowego popytu (gaz jest zatłaczany do magazynów na wiosnę i w lecie i zwykle odbierany od października do marca).
- Umożliwienie bilansowania dobowego.
- Wspomaganie i optymalizacja wydobywania gazu ze złóż.
- Ogólna optymalizacja funkcjonowania całego systemu, w tym ułatwienia dla transakcji wymiennych gazu typu „swap”.
- Optymalizacja przesyłu poprzez niwelowanie lokalnych ograniczeń przepustowości systemu lub krytycznych dopuszczalnych wielkości ciśnień.
- Arbitraż cen gazu, w tym wykorzystanie spreadów cenowych.
- Instrument bazowy dla pochodnych instrumentów finansowych.

PMG W POLSCE

Pierwszym podziemnym magazynem gazu w Polsce był PMG Roztoki, znajdujący się w częściowo wyeksploatowanym złożu gazu ziemnego koło Jasła, którego eksploatacja rozpoczęła się

Tabela 1. Parametry operacyjne magazynów gazu wysokometanowego w sezonie 2017/2018

Magazyn	Pojemność czynna		Maks. moc załaczania		Maks. moc odbioru	
	mln m ³	GWh	mln m ³ /d	GWh/d	mln m ³ /d	GWh/d
KPMG Mogilno	589,85	6 570,9	9,60	106,9	18,00	200,5
KPMG Kosakowo	145,50	1 622,3	2,40	26,8	9,60	107,0
PMG Husów	500,00	5 625,0	4,15	46,7	5,76	64,6
PMG Strachocina	360,00	4 050,0	2,64	29,7	3,36	37,9
PMG Swarzędów	90,00	1 008,0	1,00	11,2	1,00	11,2
PMG Brzeźnica	100,00	1 125,0	1,44	16,2	1,44	16,1
PMG Wierzchowice	1 200,00	13 200,0	6,00	66,0	9,60	105,6
SUMA	2 985,35	33 201,2	27,23	303,5	48,76	542,9

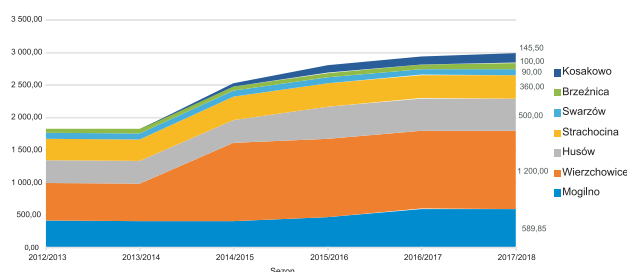
Źródło: Gas Storage Poland (<https://ipi.gasstoragepoland.pl>).

w 1954 roku. Był on jednym z pierwszych PMG w Europie. W 1979 r. rozpoczęto eksploatację PMG Brzeźnica oraz PMG Swarzędów. Następnie do eksploatacji były włączane PMG Strachocina, PMG Husów, PMG Wierzchowice, KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo. Obecnie w Polsce eksploatowanych jest siedem magazynów gazu ziemnego wysokometanowego o łącznej pojemności 2,98 mld m³ oraz dwa (PMG Bonikowo i PMG Daszewo) gazu ziemnego zaazotowanego. Parametry operacyjne magazynów gazu wysokometanowego w sezonie 2017/2018 podano w tabeli 1.

Spśród magazynów gazu wysokometanowego pięć jest zlokalizowanych w wyeksploatowanych złożach, a dwa (KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo) utworzone zostały w kawernach solnych.

W ostatnich latach – w wyniku znacznych inwestycji w budowę i rozbudowę podziemnych magazynów gazu – zanotowano znaczny przyrost pojemności czynnych PMG w Polsce (rys. 2.).

Rys. 2. Pojemność czynna PMG w Polsce (gaz wysokometanowy)

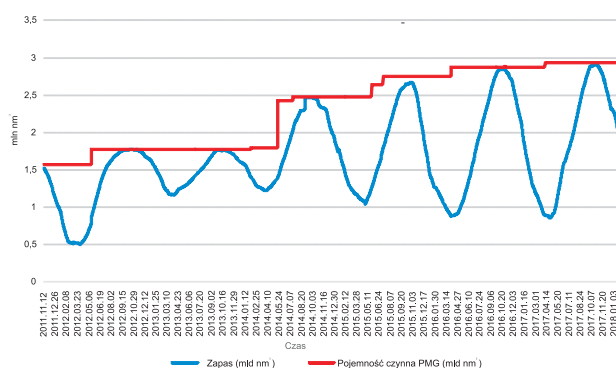


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Gas Storage Poland (www.gasstoragepoland.pl).

Duże zmiany nastąpiły również w kwestii organizacji rynku magazynowania. W celu dostosowania struktury działalności do wymagań określonych w prawie europejskim PGNiG SA w 2010 r. powołał spółkę zależną, która pełni funkcję operatora systemu magazynowania. Od 2016 r. nosi ona nazwę Gas Storage Poland sp. z o.o. (wcześniej Operator Systemu Magazynowania sp. z o.o.).

Na rys. 3. zaprezentowano wykorzystanie pojemności PMG w Polsce w latach 2011–2018. Ma ono głównie charakter sezonowy, widoczne jest też utrzymywanie zapasów obowiązkowych. Pojemność PMG w Polsce wykorzystywana była w tym okresie niemal w całości, mimo stosunkowo ciepłych zim. Istnieje więc ryzyko, iż w przypadku mroźnej i długiej zimy pojemności maga-

Rys. 3. Wykorzystanie PMG w Polsce w latach 2011–2018 (gaz wysokometanowy)



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Gas Infrastructure Europe (<http://www.gie.eu>).

zynowe okażą się zbyt małe i pojawi się konieczność wykorzystania innych, elastycznych źródeł gazu lub, w przypadku ich braku, zapasu strategicznego zgromadzonego w PMG.

PMG W EUROPIE

Rynki gazu ziemnego w poszczególnych państwach europejskich przechodzą obecnie okres szybkich zmian i przekształcają się z modelu zamkniętego w wolnorynkowy. Wciąż istnieje na nich wiele ograniczeń: rynkowych, technicznych i prawnych, ale powstanie wspólnego europejskiego rynku gazowego wydaje się bardzo prawdopodobne. Dodatkowymi czynnikami stymulującymi zmiany są dwie rewolucje, które obecnie mamy okazję obserwować. Pierwsza z nich to przemysłowe wydobycie gazu niekonwencjonalnego, które zmienia światowy układ sił na rynku gazowym (choć próba rozwinięcia wydobycia gazu niekonwencjonalnego w Europie jak dotąd się nie powiodła). Druga to pokonanie jednego z największych, dotychczasowych ograniczeń w swobodnym handlu gazem, czyli możliwości efektywnego długodystansowego transportu inną drogą niż gazociągi. Dzięki rozwojowi technologii LNG możliwe staje się stworzenie globalnego rynku gazu ziemnego, tak jak od dawna dzieje się w przypadku ropy naftowej. Również europejska polityka regulacyjna ukierunkowana jest na stworzenie jednego, europejskiego rynku gazu, chociaż zarzucić jej można niekonsekwentne podejście i brak odpowiedniej reakcji na uprzywilejowaną pozycję rosyjskiego Gazpromu na europejskim rynku, np. w zakresie wyjątków od stosowania trzeciego pakietu liberalizacyjnego.

Czynniki wpływające na zmianę modelu europejskiego rynku gazowego

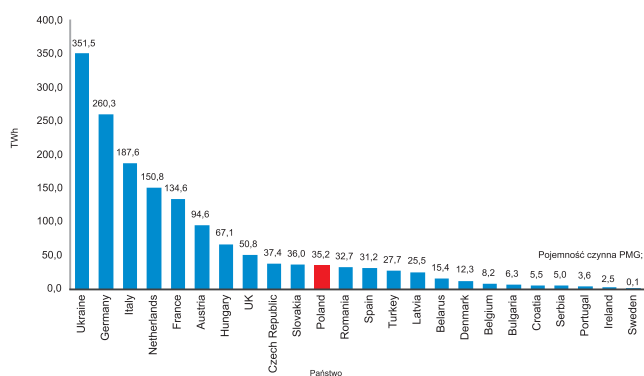
1. Występująca w ostatnich latach nadpodaż na rynku gazu, co doprowadza do spadku cen spotowych względem długoterminowych. W związku z tym wielu odbiorców gazu ziemnego oczekuje zmian w zawartych kontraktach długoterminowych.
2. Zmiany w prawie – trzeci pakiet liberalizujący, mający na celu dalsze uwolnienie europejskiego rynku gazu i energii elektrycznej.
3. Rozwój połączeń międzysystemowych (interkonektory) oraz rozbudowa infrastruktury przesyłowej. Zwiększa to znacznie możliwość przepływu gazu pomiędzy rynkami różnych krajów europejskich, poprawiając bezpieczeństwo energetyczne oraz stymulując rozwój rynków gazowych.
4. Zmiana postaw i strategii uczestników rynku – znaczna część tradycyjnych dostawców gazu jest związana kontraktami długoterminowymi i musi konkurować z nowymi podmiotami, mającymi możliwość kupowania tańszego gazu w cenach spot, co wymusza działania dostosowawcze i zmiany strategii [IGU, 2012].

W Europie zwiększa się również odsetek transakcji dokonywanych na giełdach towarowych i w hubach gazowych. Na przykład w Polsce prawo energetyczne nakłada na przedsiębiorstwo prowadzące obrót gazem obowiązek sprzedaży 55% gazu ziemnego poprzez giełdę (tzw. obligo giełdowe). Wzrost znaczenia hubów gazowych i transakcji typu spot na europejskim rynku pokazuje także gotowość podmiotów i rządów państw do zaakceptowania ryzyka w zamian za dostęp do niższych cen rynkowych. Trzeba jednak pamiętać, że cena spot zależy od relacji między popytem a podażą, co sprawia, że w określonych warunkach rynkowych lub politycznych może oznaczać cenę bardzo wysoką. Wielkość zużycia gazu ziemnego i struktura jego dostaw w poszczególnych krajach UE są zróżnicowane, ale czynnikiem wspólnym dla większości państw jest silne uzależnienie od dostaw z importu (rys. 4.). Tylko Dania i Holandia wydobywają więcej gazu niż zużywają. W Rumunii, Wielkiej Brytanii, Irlandii i Chorwacji odsetek ten jest wyższy niż 50%, w Polsce wynosi ok. 30%, natomiast w pozostałych przypadkach udział własnego wydobycia w konsumpcji jest znikomy.



Dodatkowo, produkcja konwencjonalnego gazu ziemnego w większości omawianych państw przejawia tendencję spadkową, a wydobycie gazu niekonwencjonalnego w Europie wydaje się obecnie w najlepszym wypadku bardzo odległą perspektywą. Dlatego jednym z kluczowych narzędzi, służących do ogra-

Rys. 5. Obecne pojemności czynne PMG w Europie.

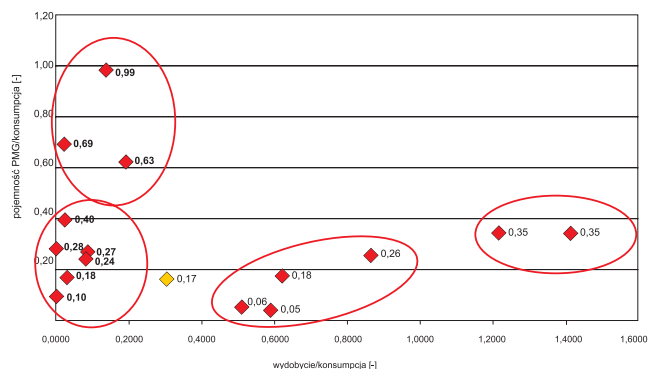


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Gas Infrastructure Europe (<http://www.gie.eu>).

niczania ryzyka energetycznego i zarządzania nim są magazyny gazu. Na rys. 5. przedstawiono pojemności czynne PMG w Europie. Największymi pojemnościami czynnymi dysponuje Ukraina (351,5 TWh; jest poza UE, ale na obecnym szlaku dostaw z Rosji), następnie Niemcy (260,3 TWh), Włochy (187,6 TWh), Holandia (150,8 TWh) i Francja (134,6 TWh).

Na rysunku 6. przedstawiono zależność pomiędzy udziałem pojemności magazynowej w rocznej konsumpcji a udziałem wy-

Rys. 6. Udział pojemności magazynowej w konsumpcji vs. udział wydobycia w konsumpcji w roku 2016.

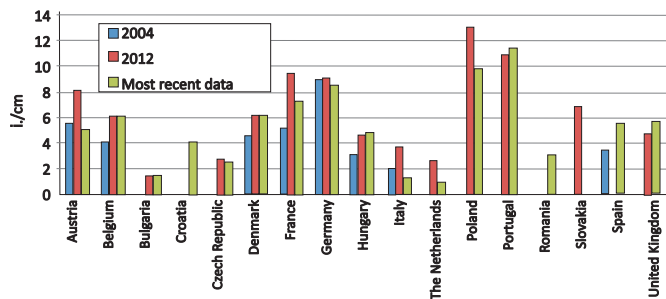


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Gas Infrastructure Europe i Eurostatu.

dobycia w rocznej konsumpcji, co może być lepszą od nominalnej pojemności charakterystyką znaczenia PMG w poszczególnych państwach.

Analizowane państwa możemy podzielić na kilka grup. Do pierwszej należą Holandia i Dania, będące w stanie w całości zaspokoić zapotrzebowanie na gaz ziemny z własnych źródeł i równocześnie posiadają stosunkowo duże pojemności magazynowe. Druga grupa to Wielka Brytania, Chorwacja, Rumunia i Irlandia, którym własne wydobycie pozwala na zaspokojenie ponad 50% popytu i nieposiadające obecnie dużych pojemności magazyno-

Rys. 7. Ceny za magazynowanie w PMG w Europie w roku 2015.

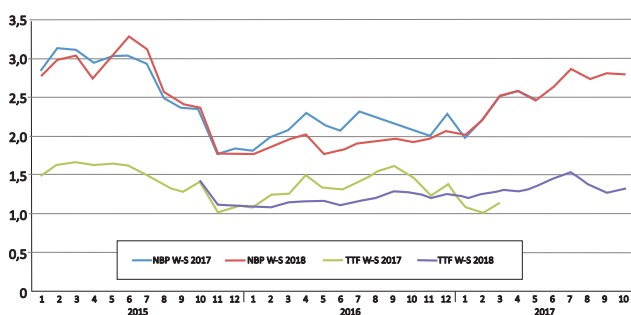


Źródło: The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply, European Commission, 2015.

wych. Trzecia grupa (Czechy, Francja, Niemcy, Włochy, Bułgaria i Hiszpania) to kraje, w których własne wydobycie pokrywa niewielką część zapotrzebowania na gaz ziemny, a pojemności magazynowe w stosunku do konsumpcji są niewielkie. Kraje te mają również duże możliwości dywersyfikacji kierunków dostaw gazu. Co ciekawe, do tej grupy należą państwa, które nominalnie posiadają największe pojemności magazynowe w UE (Niemcy, Włochy i Francja). Kolejna grupa to państwa o niewielkim udziale własnego wydobycia w konsumpcji, ale z bardzo dużymi względem niej pojemnościami magazynów. Są to Austria, Słowacja i Węgry, bliskie sobie również geograficznie. Kraje te ze względu na brak dostępu do morza mają ograniczone możliwości dywersyfikacji dostaw gazu, w Austrii dodatkowo funkcjonuje duży hub gazowy Baumgarten. Polska na tym tle występuje jako osobna, jednoelementowa grupa, z wydobyciem na poziomie ok. 30% konsumpcji (odsetek ten od lat ma podobną wartość) i pojemnościami magazynowymi równymi 17% konsumpcji (w ostatnich latach nastąpił przyrost pojemności czynnych i wzrost tego wskaźnika).

Zmiany na rynku magazynowania spowodowały również stworzenie taryf magazynowych dla uczestników rynku gazowego. Średnie ceny obowiązujące w państwach UE przedstawiono na rys. 7. Rys. 8. przedstawia wysokość różnic w cenach terminowych (spreadów) pomiędzy zimą a latem w latach 2017 i 2018 w brytyjskim (NBP) i holenderskim (TTF) hubie gazowym. W przeliczeniu na jednostki objętości wynoszą one od ok. 1,1 do ok. 3,5 €/m³. W zestawieniu z rys. 7. oznacza to, że spready te są zbyt niskie, aby pokryć nawet same koszty magazynowania gazu w okresie pomiędzy latem a zimą, nie mówiąc już o generowaniu zysków z magazynowania.

Rys. 8. Różnice w cenach terminowych (spready) pomiędzy zimą a latem w brytyjskich (NBP) i holenderskich (TTF) hubach gazowych



Źródło: Quarterly Report on European Gas Markets, 3Q 2017.

Z biznesowego punktu widzenia stawia to pod znakiem zapytania celowość magazynowania gazu, o ile nie uwzględni się kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu. Pojawiają się również głosy, iż podziemne magazynowanie gazu to nierentowny interes, ponieważ w sytuacji nadpodaży gazu spready cenowe są zbyt małe, by uzasadnić komercyjne magazynowanie. W rezultacie sens utrzymywania drogiej PMG podawany jest czasem w wątpliwość. Takie stanowisko świadczy o ignorowaniu znaczenia bezpieczeństwa energetycznego i niezrozumieniu zasad funkcjonowania łańcucha dostaw gazu, którego integralną częścią są magazyny. Z drugiej strony, gdyby nie podziemne magazynowanie gazu, to spready cenowe pomiędzy latem a zimą byłyby zapewne wyższe.

* * *

Rynek PMG w Europie w ostatnich latach był pod wpływem dużych zmian w infrastrukturze przesyłowej, a także uwarunkowań w sferze prawnej, organizacyjnej i ekonomicznej. Wprowadzono wiele nowych przepisów, dostosowano do nich strukturę organizacyjną i stworzono komercyjne usługi magazynowania gazu ziemnego, potencjalnie dostępne dla wszystkich uczestników rynku gazowego. Można jednak odnieść wrażenie, że otoczenie regulacyjne i struktura organizacyjna znacznie wyprzedzają rzeczywistość rynkową, ponieważ większość pojemności magazynowych wciąż wykorzystywanych jest w tradycyjny sposób. Można więc zaryzykować twierdzenie, że chociaż PMG nie funkcjonują na w pełni komercyjnych zasadach (mimo stworzenia pozorów takiej działalności), to właśnie one w dużej mierze odpowiadają za obecny stan i bezpieczeństwo rynku gazowego w Europie.

Nie można jednak zapomnieć, że wrażenie stabilnej sytuacji na europejskim rynku gazowym bardzo szybko może stać się wspomnieniem w wyniku zawirowań politycznych, technicznych czy ekonomicznych, zwłaszcza że wciąż bardzo silny jest wpływ na ten rynek Federacji Rosyjskiej. W sytuacji kryzysowej najważniejszym gwarantem stabilności rynku gazowego będą zapasy zgromadzone w podziemnych magazynach. Dlatego w ocenie ekonomicznej PMG ważne jest uwzględnienie wyceny zapewnianego przez nie bezpieczeństwa energetycznego. Analizując wykorzystanie PMG w Polsce w ostatnich latach, można stwierdzić, że pojemności, którymi obecnie dysponujemy, są zaledwie wystarczające w sytuacji obecnego zużycia gazu, stabilnego importu i wydobycia z własnych złóż oraz łagodnych zim. Zmiana któregokolwiek z wymienionych czynników może spowodować zwiększenie zapotrzebowania na PMG.

Prof. zw. dr hab. inż. Jerzy Stopa, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Naftowej AGH w Krakowie; dr inż. Piotr Kosowski, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Naftowej AGH w Krakowie.

Literatura i źródła danych
 Europejski Urząd Statystyczny Eurostat, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>
 Gas Infrastructure Europe, <http://www.gie.eu.com>
 International Gas Union, Programme Committee C: Gas Markets, 2009–2012 Triennium Work Report, June 2012.
 International Gas Union, Working Committee 2: Underground Gas Storage, 2009–2012 Triennium Work Report, June 2012.
 Quarterly Report on European Gas Markets, Market Observatory for Energy, European Commission, DG Energy, Vol. 10, Issue 3 Q3 2017.
 Stopa Jerzy, Rychlicki Stanisław, Kosowski Piotr, *Rola podziemnego magazynowania gazu w kawernach solnych*, Gospodarka Surowcami, Polska Akademia Nauk. Komitet Zrównoważonej Gospodarki Surowcami Mineralnymi; Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią; ISSN 0860-0953. – 2008 t. 24 z. 3/2.
 The role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply, European Commission, 2015.

Transformacja rynku dystrybucji gazu w okresie piętnastu lat

Wojciech Grzędzielski, Marcin Dziadowiec

W okresie ostatnich piętnastu lat byliśmy i jesteśmy świadkami znaczącej transformacji systemu gazowego w Polsce, zarówno w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej gazu ziemnego, jak i instalacji magazynowych. Zmiany, jakie dokonały się w tym w sektorze dystrybucji paliw gazowych, dotyczyły zarówno strony popytu i podaży rynku gazu, jak i podmiotów funkcjonujących w ramach „łańcucha dostaw paliwa gazowego”. Uwarunkowania formalnoprawne miały w tym aspekcie również istotny wpływ. Niniejszy artykuł ma na celu zwięzłą charakterystykę krajowego rynku dystrybucji gazu ziemnego z identyfikacją kierunków dokonanych zmian.

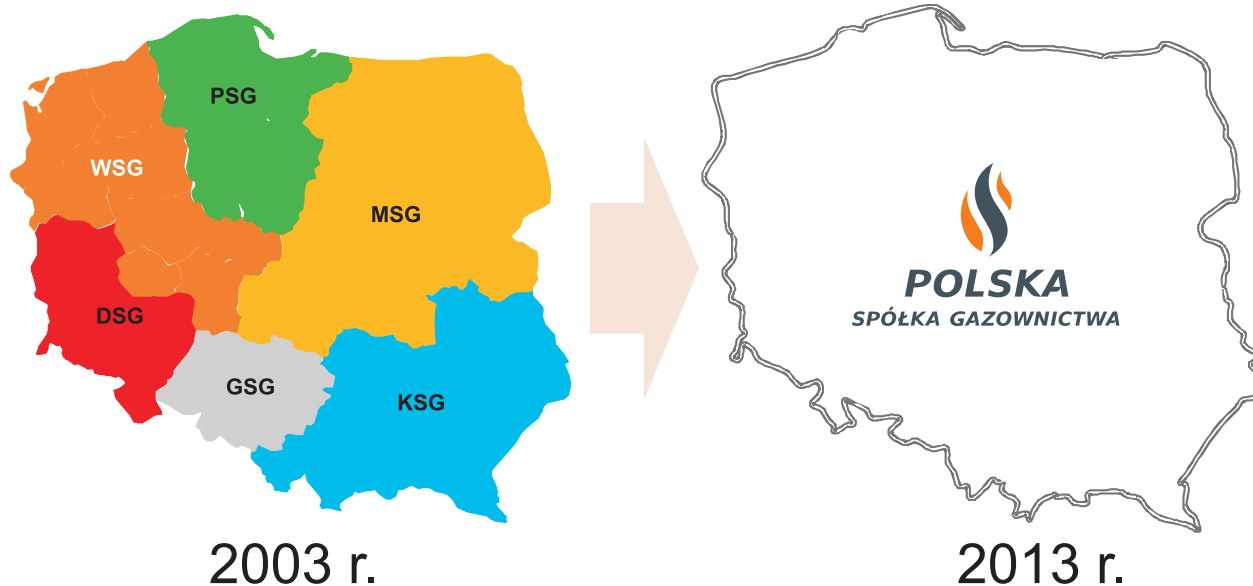
Ramy funkcjonowania sektora gazowego w Polsce określają zapisy krajowych i międzynarodowych aktów prawnych, zapoczątkowanych wytycznymi dyrektywy gazowej UE. W „łańcuchu dostaw paliwa gazowego” do odbiorcy końcowego uczestniczyły, i nadal uczestniczą, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się m.in. wydobyciem, przesyłem, dystrybucją i obrotem paliwami gazowymi. W roku 2003 na terenie Polski działały następujące podmioty:

- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA wraz z regionalnymi oddziałami przesyłu, odpowiedzialne za transport gazu ziemnego siecią przesyłową w Polsce,
- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA wraz z oddziałami górniczymi w Zielonej Górze i Sanoku, odpowiedzialnymi za wydobycie paliw gazowych,

- spółki dystrybucyjne, tj. Dolnośląska, Górniośląska, Karpacka, Mazowiecka, Pomorska i Wielkopolska Spółki Gazownictwa sp. z o.o., odpowiedzialne za transport gazu sieciami dystrybucyjnymi oraz dystrybucję i obrót paliwami gazowymi (100% to własność PGNiG SA),
- spółki handlowo-dystrybucyjne spoza GK PGNiG SA – prywatne, z udziałem kapitału krajowego bądź/i zagranicznego.

W 2003 roku weszła w życie wspomniana powyżej dyrektywa gazowa 2003/55/WE, zastępując ówczesną 98/30/WE, jako reakcja na apel Rady Europejskiej o przyspieszenie prac zmierzających do stworzenia wewnętrznego wspólnego rynku gazu. W następstwie ww. dyrektywy przyjęto w Polsce rozwiązanie, w którym w 2004 roku regionalne oddziały przesyłu przekształciły się w spółkę PGNiG Przesył sp. z o.o., a finalnie w 2006 roku

Rys. 1. Konsolidacja spółek dystrybucyjnych GK PGNiG SA



w spółkę akcyjną pod nazwą Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. i w tym samym roku spółka została wyznaczona na operatora systemu przesyłowego (OSP). Od tego momentu OGP GAZ-SYSTEM S.A. jest spółką w 100% Skarbu Państwa, zgodnie z art. 9k ustawy „Prawo energetyczne”.

Kolejno, od 1 lipca 2007 roku, nastąpiło prawne rozdzielanie działalności dystrybucyjnej i obrotu paliwami gazowymi w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo w celu zapewnienia skutecznego i niedyskryminacyjnego dostępu do sieci oraz skoncentrowanie działalności OSD na kwestiach sieciowych i rozwoju konkurencyjnego rynku paliw gazowych.

W roku 2008 nastąpiła również zmiana wpływająca na funkcjonowanie rynku gazu ziemnego, poprzez wydzielenie organizacyjne z PGNiG SA oddziału zajmującego się działalnością w zakresie magazynowania paliw gazowych. W 2010 roku w celu spełnienia wymogów dyrektywy 2009/73/WE w zakresie prawnego rozdzielania działalności magazynowania paliw gazowych od innych rodzajów działalności, realizowanych przez przedsiębiorstwo gazownicze zintegrowane pionowo, została powołana spółka Operator Systemu Magazynowania sp. z o.o. W 2012 roku OSM został wyznaczony przez prezesa URE na Operatora Systemu Magazynowania paliw gazowych (OSM). Obecnie spółka nosi nazwę Gas Storage Poland sp. z o.o.

Natomiast w segmencie dystrybucji gazu ziemnego ówczesne spółki dystrybucyjne oprócz dystrybucji paliw gazowych odpowiedzialne były również za obrót tymi paliwami. W czerwcu 2007 roku doszło do prawnego wyodrębnienia sześciu spółek dystrybucyjnych, wyznaczonych na operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD), jednakże funkcjonujących w ramach GK PGNiG SA. Nastąpiła wówczas znacząca zmiana, wynikająca z rozdzielania działalności dystrybucyjnej od działalności handlowej. Po 10-letnim okresie funkcjonowania na polskim rynku spółek dystrybucyjnych GK PGNiG, w lipcu 2013 roku nastąpiła konsolidacja tych spółek w jedną, funkcjonującą do dziś pod nazwą Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. (PSG) – rys. 1.

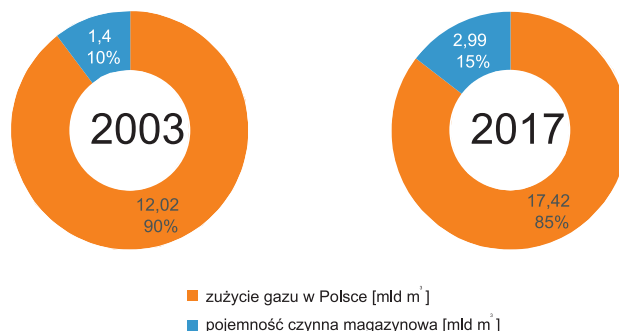
Polski system gazu ziemnego zmieniał się, dostosowując się do uwarunkowań formalnoprawnych, obowiązujących w danym okresie. W ramach systemu gazowego wymienić można:

- sieć gazociągów kopalnianych, która wykorzystywana jest do transportu gazu ziemnego z miejsca jego wydobycia do zakładu oczyszczania i obróbki lub do terminalu albo do transportu gazu ziemnego do końcowego przeładunkowego terminalu przybrzeżnego,
- instalacje magazynowe służące do magazynowania paliw gazowych,
- sieć przesyłową służącą do transportu paliw gazowych pod wysokim ciśnieniem, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich,
- sieć dystrybucyjną do transportu paliw gazowych pod wysokim, średnim podwyższonym, średnim i niskim ciśnieniem, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich.

W okresie ostatnich piętnastu lat w sektorze gazowym dokonała się znacząca transformacja sektora gazowego. Wśród istotnych zmian w systemie przesyłowym wymienić można:

- przekwalifikowanie części odcinków sieci przesyłowej na sieć dystrybucyjną w 2007 roku,
- budowę i otwarcie w 2015 roku Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu,

Rys. 2. Zużycie gazu oraz pojemności magazynowe w Polsce w latach 2003 i 2017



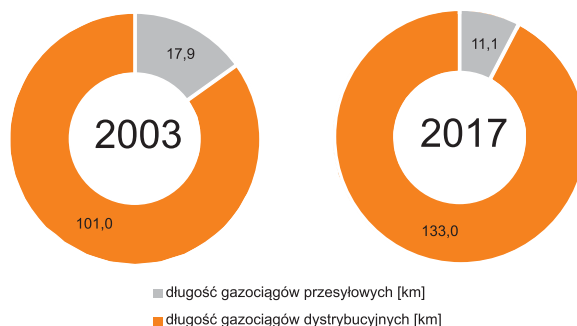
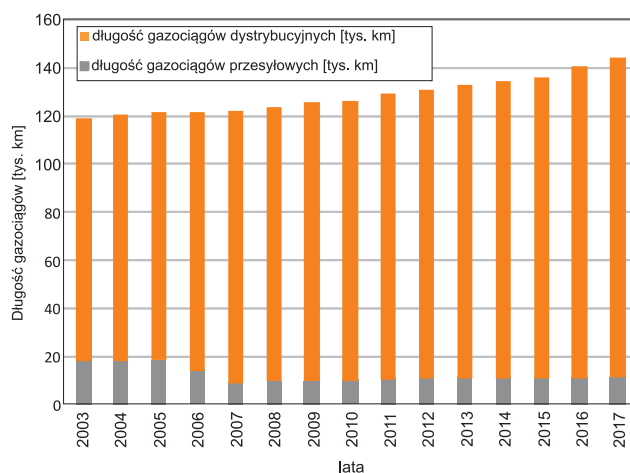
- kluczową rozbudowę krajowego systemu przesyłowego, umożliwiającą zwiększenie zdolności przesyłowej i dywersyfikację dostaw gazu do Polski z kierunku północno-zachodniego.

Pojemności magazynowe w Polsce w analizowanym okresie zwiększyły się o ok. 113%, budując bezpieczeństwo funkcjonowania polskiego systemu gazowego. Poziom krajowego zużycia gazu w odniesieniu do pojemności czynnej magazynów w Polsce w roku 2003 i 2017 przedstawiono na rys. 2.

Powyższe zmiany w sieci przesyłowej oraz w instalacjach magazynowych miały istotny wpływ na funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego i jego transformację. W okresie ostatnich piętnastu lat długość gazociągów dystrybucyjnych zwiększyła się o ok. 32%, a średniorocznie budowanych jest ok. 2,3 tys. km (rys. 3.).

Czy poziom przyrostu dystrybucyjnych gazociągów jest wystarczający? Czy odpowiada na potrzeby rynku? Są to trudne

Rys. 3. Łączna długość dystrybucyjnych gazociągów w Polsce



pytania, na które nie ma jednoznacznej odpowiedzi. Tempo przyrostu wolumenu dystrybucji gazu ziemnego wynosi odpowiednio około 41%, co można tłumaczyć wzrastającą rentownością wykorzystania gazociągów dystrybucyjnych. Natomiast, czy wynik ten w zupełności zaspokaja wielkość popytu rynku – z pewnością nie. W Polsce wciąż jest miejsce dla dalszego rozwoju sektora dystrybucji gazu, o czym stanowi obecne prawie 65-procentowe pokrycie kraju w odniesieniu do gmin, w których świadczona jest dystrybucja gazu do odbiorców gazu w gospodarstwach domowych.

O rozwoju rynku dystrybucji paliw gazowych w okresie piętnastu lat świadczy również wzrost liczby spółek pełniących obowiązki OSD na polskim rynku gazu. W 2003 roku było ich 31, natomiast w sierpniu 2017 r. w Polsce funkcjonowały już 53 OSD. Należy pamiętać, że – zgodnie z obowiązującymi przepisami – spółki te mogą prowadzić działalność operatorską również na tych samych obszarach urbanistycznych. Łącznie w Polsce odbiorców gazu w gospodarstwach domowych jest około 7,46 mln, z czego na przyłączonych do sieci dystrybucyjnej PSG przypada około 6,97 mln.

Największy udział w sektorze dystrybucji paliw gazowych przypada PSG. Stopień gazyfikacji w odniesieniu do liczby gmin, w których świadczona jest usługa dystrybucji odbiorcom w gospodarstwach domowych, wynosi około 60%. Miejsce PSG na rynku gazu określa nie tylko stopień gazyfikacji, ale również inne cechy, przedstawione na rys. 4.

Rys. 4. PSG w sektorze dystrybucji paliw gazowych



Również poziom wolumenu dystrybucji gazu w GK PGNiG SA, odniesiony do łącznego zużycia gazu w kraju, świadczy o dominującej pozycji PSG na rynku dystrybucyjnym. Biorąc pod uwagę ostatnie 15 lat, około 65% łącznego krajowego zużycia gazu ziemnego to wolumen dystrybucji paliw gazowych sieciami PSG (rys. 5.).

Kolejnym wartym uwagi wydarzeniem (w 2003 roku) było złożenie w Urzędzie Regulacji Energetyki pierwszych projektów planów rozwoju na lata 2003–2005 przez nowo powstałych 6 spółek dystrybucyjnych GK PGNiG SA. Zgodnie z art. 16 ust. 4 ustawy „Prawo energetyczne”, sporządzane w cyklu krocącym projekty planów rozwoju w sektorze dystrybucji przekazywane są do URE. W ramach procesu ich uzgadniania podlegają również opiniowaniu przez zarządy województw.

Obecnie PSG ma uzgodniony projekt planu rozwoju na lata 2018–2022, który został złożony w URE w marcu 2017 roku. W okresie styczeń–luty 2017 roku PSG przeprowadziła konsultacje/warsztaty z urzędami marszałkowskimi, na których przedstawiono kierunki rozbudowy systemu dystrybucyjnego wysokiego ciśnienia oraz ponadlokalnej rozbudowy sieci średniego i średniego podwyższonego ciśnienia, ujętych w „Strategii rozwoju sieci dystrybucyjnej na lata 2017–2026”. Konsultacje te miały na celu wyprzedzające uzgodnienie zamierzeń inwestycyjnych ujętych w projekcie planu rozwoju. Dzięki opiniowaniu przez zarządy województw planów rozwoju OSD i badaniu ich zgodności z polityką energetyczną państwa, samorządy województw mają tym samym możliwość aktywnego uczestniczenia w planowaniu energetycznym.

Wspomniana powyżej budowa i otwarcie terminalu skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu oprócz wpływu na dywersyfikację i zmianę kierunku dostaw gazu do Polski wpłynęła również na sektor dystrybucji. Załadunek LNG na autocysterny z ww. terminalu rozwinął stronę podaży rynku gazu LNG w Polsce, który dotychczas opierał się głównie na możliwości załadunku w odazotowni w Odolanowie oraz w Grodzisku Wielkopolskim. Ten aspekt wpłynął na decyzję o rozwoju dystrybucji gazu ziemnego z wykorzystaniem technologii LNG w celu gazyfikacji „wyspowych” stref dystrybucyjnych lub pregazyfikacji obszarów urbanistycznych do momentu wybudowania gazociągów doprowadzających. W „Przeglądzie Gazowniczym” nr 2 (54) z czerwca 2017 roku szerzej opisano przedmiotową tematykę.

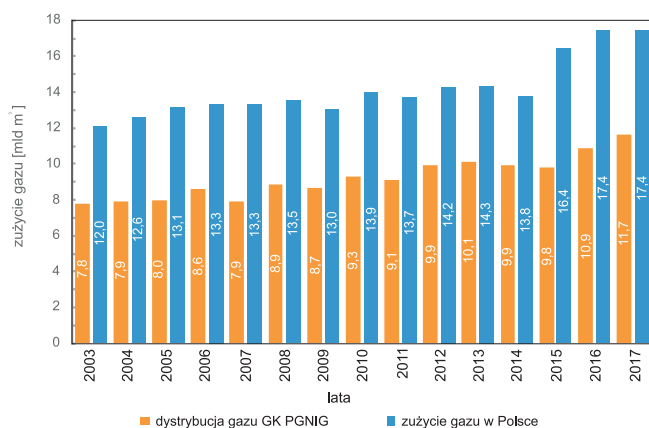
Funkcjonowanie i rozwój sektora dystrybucji oprócz czynników natury technicznej i ekonomicznej determinowany jest również czynnikami natury prawnej (regulacyjnej). W okresie ostatnich piętnastu lat w tym aspekcie również nastąpiły znaczące zmiany, często wynikające z konieczności dostosowania się do nowych reguł ustanowionych dla rynku paliw gazowych na gruncie prawa Unii Europejskiej oraz dążenia do stworzenia konkurencyjnego i transparentnego rynku gazu.

Przede wszystkim do polskiego porządku prawnego nastąpiło wprowadzenie reguł unbundingu (rozdzielenia działalności) w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, stanowiących istotny warunek dla powstania otwartego i konkurencyjnego rynku paliw gazowych w korelacji z normatywną zasadą TPA (*Third Party Access* – TPA), kluczową dla funkcjonowania rynku energetycznego, a zapewniającą równy dostęp osób trzecich do sieci dystrybucyjnych. Powyższe zasady rozdzielenia działalności były następstwem transpozycji do polskiego porządku prawnego dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 26 czerwca 2003 r., dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego, wprowadzającej obowiązek rozdzielenia działalności sieciowej, o charakterystyce monopolistycznej, prowadzonej przez przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, od innych form działalności, prowadzonej przez te przedsiębiorstwa, zwłaszcza takich jak wytwarzanie i obrót. Postanowienia przedmiotowej dyrektywy zostały wdrożone do polskiego prawa w ramach nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne” ustawą z 4 marca 2005 roku o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz ustawy „Prawo ochrony środowiska” (Dz.U.

z 2005 r. Nr 62, poz. 552) i weszły w życie 3 maja 2005 r., przy czym przepisy dotyczące obowiązku uzyskania gwarancji niezależności pod względem formy prawnej operatorów systemów dystrybucyjnych weszły w życie 1 lipca 2007 r. Zmiany te stworzyły podstawę do ukształtowania się na rynku mechanizmów dystrybucji paliw gazowych, zapewniających każdemu podmiotowi zainteresowanemu transportem paliw gazowych transparentnych i równych reguł świadczenia usługi dystrybucji, opartej na gwarancjach prawnych wynikających z reguł niezależności przedsiębiorstw sieciowych, wdrożenia programów zgodności przez ww. podmioty oraz przestrzegania zasad eliminacji subsydiowania skrośnego w prowadzonej działalności. W ślad za powyższymi zmianami nastąpiło prawne uregulowanie działalności dystrybucyjnej na sieciach gazowych poprzez wprowadzenie od 28 sierpnia 2014 roku (wejście w życie) na mocy ustawy z 26 lipca 2013 roku o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2013, poz. 984) art. 4e1 PE, wskazującego na obligatoryjny obowiązek prowadzenia usług dystrybucyjnych przez podmiot będący OSD.

Mając na względzie fakt, że przedsiębiorstwa dystrybucyjne pełnią rolę usługową wobec uczestników rynku, ogromny wpływ na jego ukształtowanie oraz zasady i funkcjonowanie systemu

Rys. 5. Wolumen dystrybucji paliw gazowych oraz krajowe zużycie gazu ziemnego w latach 2003–2017



dystrybucyjnego miały zmiany przepisów dotyczące liberalizacji rynku paliw gazowych. Mianowicie, tzw. małym trójpakietem energetycznym (wskazywana ustawa z 26 lipca 2013 roku o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw) wprowadzone zostało obbligo giełdowe, obowiązujące przedsiębiorstwa obrotu do sprzedaży określonej ilości wprowadzonego do sieci przesyłowej gazu ziemnego na giełdzie towarowej w rozumieniu ustawy z 26 października 2000 roku o giełdach towarowych (tj. Dz.U. 2018, poz. 106, 138). Faktycznie sprzedaż gazem odbywa się w ramach Towarowej Giełdy Energii, na której od grudnia 2012 r. działa giełda gazu. W krótkim czasie zmiana ta zdynamizowała rynek gazu i wpłynęła na wzrost liczby zmian sprzedawcy paliw gazowych oraz na wzrost konkurencyjności ofert w zakresie sprzedaży paliw gazowych. Kolejną ważną zmianą regulacyjną na rynku gazu stało się zniesienie taryfikacji w aspekcie obrotu paliwami gazowymi. Zmiana legislacyjna poddyktowana została koniecznością wdrożenia dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 roku, dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego

go i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE. Tempo wprowadzenia zmian dotyczących uwolnienia cen gazu ziemnego było kością niezgody pomiędzy rządem RP a organami unijnymi. W efekcie Komisja Europejska wszczęła i prowadziła przeciwko Polsce postępowanie, zakończone wyrokiem TSUE z 10 września 2015 roku w sprawie Komisja vs Polska C-36/14. W tym czasie polski rząd podejmował działania zmierzające do liberalizacji rynku gazu i doprowadzenia do zgodności polskiego stanu prawnego z prawem unijnym. Efektem pracy było wypracowanie kluczowego dokumentu – „Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego”, opublikowanej przez prezesa URE 5 lutego 2013 roku, który wyznaczał plan priorytetowych działań stymulujących, nakierowanych na pełną liberalizację cen gazu ziemnego w Polsce. Ostatecznie przepisy ustawy z 30 listopada 2016 roku o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2016, poz. 1986), która weszła w życie w zasadniczej części 1 stycznia 2017 roku, przewidują całkowitą – aczkolwiek rozłożoną w czasie – rezygnację z regulowania cen gazu ziemnego i obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia przez prezesa URE. Zmiany od 1 października 2017 roku objęły przedsiębiorstwa dokonujące sprzedaży paliw gazowych na rynku hurtowym, w punkcie wirtualnym, sprzedających gaz CNG i LNG lub w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych w rozumieniu przepisów o zamówieniach publicznych oraz przedsiębiorstwa obrotu dostarczające gaz do wszystkich odbiorców końcowych, z wyjątkiem odbiorców w gospodarstwach domowych, których detaryfikacja, z uwagi na szczególną odpowiedzialność i funkcję ochronną systemu, nastąpi 1 stycznia 2024 r.

W aspekcie eksploatacyjnym kamieniem milowym i wdrożeniem najlepszych światowych, branżowych praktyk i standardów jest wprowadzenie od 19 maja 2018 roku legalizacji urządzeń pomiarowych metodą statystyczną (w tym gazomierzy i innych przyrządów pomiarowych używanych w gazownictwie) ustawą z 23 marca 2017 roku o zmianie ustawy „Prawo o miarach” oraz ustawy o wojewodzie i administracji rządowej w województwie (Dz.U. 2017, poz. 976). Metoda statystyczna polega na losowym pobraniu z każdej jednorodnej partii przyrządów pomiarowych próbki tych przyrządów i sprawdzeniu każdego egzemplarza przyrządu pomiarowego z pobranej próbki. Jeśli wyselekcjonowane do badania egzemplarze spełniają normatywne wymagania legalizacyjne, uzyskuje się w ten sposób legalizację całej partii przyrządów pomiarowych. Dotychczas w polskim systemie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych legalizacja ponowna przyrządu pomiarowego mogła być wykonana wyłącznie poprzez sprawdzenie każdego egzemplarza przyrządu pomiarowego. Wprowadzenie przedmiotowego rozwiązania pozwala na efektywne zarządzanie i wykorzystanie istotnego majątku sieciowego w powiązaniu z odpowiedzialnością za bezpieczeństwo i rzetelność danych pomiarowych. Jednocześnie zmiana ta stała się szansą na przeznaczenie środków operacyjnych w kierunku rozwoju aktów telemetrycznych i systemowych, kreujących nowoczesny i bilansowany na bieżąco system dystrybucji paliw gazowych.

Na kształt rynku w istotny sposób wpłynęły również zmiany aktów wykonawczych do ustawy „Prawo energetyczne”, mianowicie: rozporządzenie ministra gospodarki z 28 czerwca 2013 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. z 2013 r.,



poz. 820), wdrażające zasady rozliczenia w jednostkach energii w miejsce jednostek objętości, co zmusiło interesariuszy rynku do całkowitej zmiany modelu rozliczeń oraz bilansowania systemu, jak również rozporządzenie ministra energii z 10 stycznia 2017 roku, zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz.U. 2017 r., poz. 150), dokonujące opisu funkcji i ról OSD i OSP w całym systemie gazowym z uwagi na ukształtowany model przyłączeniowy urządzeń i instalacji jedynie do sieci OSD na podstawie prognozy mocy przyłączeniowej 45 000 m³/h.

Należy pamiętać, że działalność operatora systemu dystrybucyjnego jest zdeterminowana przez wiele innych regulacji, stawiających wymagania i obowiązki regulacyjne, pośrednio wpływające na uczestników rynku i odbiorców końcowych, takich jak:

- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z 25 października 2011 roku w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U. UE.L.2011.326.1) – REMIT,
- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 roku, dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz.U. UE.L.2017.280.1) – rozporządzenie SOS,
- ustawa z 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz o zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (t.j. Dz.U.2017, poz. 1210),
- ustawa z 16 lutego 2007 roku o ochronie konkurencji i konsumentów (t.j. Dz.U. 2017, poz. 229).

Wśród wielu istotnych i modelowych zmian na rynku paliw gazowych dokonanych w przepisach prawa powszechnie obowiązującego zabrakło, niestety, przepisów wspierających sektor dystrybucji w kontekście szans rozwoju i realizacji projektów inwestycyjnych. Stworzenie ram prawnych dla szybkiej ścieżki inwestycyjnej projektów liniowych, wraz z regułami pozyskiwania praw do nieruchomości, stanowi kluczowy postulat branży *de lege ferenda*. Objęcie kluczowych projektów sektora dystrybucji

przepisami specustawy lub ułatwieniami sektorowymi w projekcie kodeksu urbanistyczno-budowlanego pozwoli na redukcję najistotniejszych ryzyk inwestycyjnych i biznesowych. Zmiana taka może jednocześnie stanowić istotny faktor dla wzrostu gospodarczego poszczególnych regionów kraju, poprawę komfortu życia obywateli oraz stworzenia realnych szans dla interesariuszy w kierunku zmiany źródła energii na niskoemisyjną.

Reasumując, w okresie ostatnich piętnastu lat nastąpiła znacząca transformacja polskiego systemu gazowego. Świadczy o tym m.in. przyrost majątku sieciowego, zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w gospodarce krajowej oraz sukcesywnie zwiększająca się liczba odbiorców gazu. Rozbudowa sieci dystrybucyjnej, sieci przesyłowej oraz instalacji magazynowych zwiększają stopień dostępu społeczeństwa do sieci oraz bezpieczeństwo energetyczne, zarówno w skali makro-, jak i mikroregionalnej. Ten element natomiast pozytywnie wpływa na rozwój gospodarki. Zauważalny jest również wpływ zmiany uwarunkowań formalnoprawnych na rozwój tego sektora. Należy przypuszczać, że zmiany w sektorze dystrybucji gazu ziemnego w najbliższych latach będą równie dynamiczne, jak doświadczyliśmy w okresie ostatnich piętnastu lat. Kolejna możliwość współfinansowania infrastruktury gazowej ze środków Unii Europejskiej, zmiany w legislacji czy kontekst pozytywnego oddziaływania inwestycji oraz użytkowania gazu ziemnego na środowisko to tylko niektóre czynniki mogące zdynamizować rozwój sektora dystrybucji gazu ziemnego.

Wojciech Grządzielski, kierownik Biura Rozwoju Infrastruktury Departamentu Rozwoju.
Marcin Dziadowiec, zastępca dyrektora Departamentu Organizacji i Obsługi Prawnej.

Źródła:

Informacje i dane publikowane na poniższych stronach internetowych oraz analizy własne.
<https://www.ure.gov.pl/>
<http://stat.gov.pl/>
<http://ec.europa.eu>
<http://pgnig.pl/>
<https://www.psgaz.pl/>

Rozwój systemu przesyłowego

Edyta Struk, Ireneusz Krupa

Rok 2018. Do Polski przyptywają regularnie metanowce z różnych krajów – a tak niedawno, w grudniu 2015 roku, do wybudowanego terminalu w Świnoujściu dotarł pierwszy statek z LNG. Mamy kilka połączeń krajowego systemu przesyłowego z systemami Unii Europejskiej, funkcjonuje platforma obrotu gazem GAZ–SYSTEM Aukcje (GSA) i możliwe jest kontraktowanie w wirtualnym punkcie. W zakresie nabywania przepustowości udostępniamy całą paletę produktów świadczymy usługi eksportu gazu na Ukrainę, GAZ–SYSTEM S.A. jest operatorem na gazociągu jamalskim.

TAK TO SIĘ ZACZEŁO...

1 maja 2004 roku Polska na mocy traktatu akcesyjnego stała się członkiem Unii Europejskiej. Dla branży gazowniczej oznaczało to gruntowną transformację. Rozpoczął się intensywny czas działań zmierzających do wdrożenia dyrektywy gazowej z 2003 roku, polegających na zmianie kształtu rynku gazu w Polsce. Nastąpić miało otwarcie na konkurencyjność wśród dostawców gazu, a Operator Systemu Przesyłowego miał być wydzielony z dotychczasowych struktur i stać się niezależnym podmiotem świadczącym usługi przesyłania na zasadach równego traktowania. I tak, 16 kwietnia 2004 roku powstała spółka PGNiG Przesył sp. z o.o., która w czerwcu tego samego roku uzyskała koncesję na przesyłanie i dystrybucję gazu na lata 2004–2014. Rok później zdecydowano o nazwie – w Krajowym Rejestrze Sądowym zarejestrowano spółkę Operator Systemu Przesyłowego GAZ–SYSTEM sp. z o.o., która na jesieni 2006 roku stała się spółką akcyjną.

Kluczowe zadanie GAZ–SYSTEM S.A. to transport paliw gazowych siecią przesyłową na terenie całego kraju w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych oraz do odbiorców końcowych podłączonych do systemu przesyłowego.

W kolejnych miesiącach odbywały się dalsze formalne działania – do struktur GAZ–SYSTEM S.A. zostały włączone regionalne oddziały przesyłu w Rembelszczyźnie, Poznaniu, Tarnowie, Świerklanach, Gdańsku i we Wrocławiu. Prezes URE przedłużył spółce koncesję na przesyłanie gazu oraz ważność decyzji wyznaczającej GAZ–SYSTEM S.A. na operatora do końca 2030 roku. W 2010 roku GAZ–SYSTEM S.A. i EuRoPol GAZ s.a. podpisały umowę operatorską, dotyczącą powierzenia GAZ–SYSTEM S.A. operatorstwa polskiego odcinka gazociągu jamalskiego na okres do 31 grudnia 2019 r., a następnie prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję w sprawie wyznaczenia GAZ–SYSTEM S.A. na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego na okres do 31 grudnia 2025 r.

W 2014 roku prezes Urzędu Regulacji Energetyki przyznał GAZ–SYSTEM S.A. certyfikat spełnienia kryteriów niezależności

w związku z wykonywaniem funkcji operatora systemu przesyłowego na sieciach własnych. Następnie 19 maja 2015 roku GAZ–SYSTEM S.A. uzyskał certyfikat niezależności w związku z pełnieniem funkcji operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał–Europa Zachodnia, który stanowi własność spółki EuRoPol GAZ s.a., a operatorstwo na Systemie Gazociągów Tranzytowych (SGT) jest wykonywane przez GAZ–SYSTEM S.A. według wytycznych dyrektywy (UE) nr 2009/73/WE w modelu ISO, czyli niezależnego operatora systemu.

Przyznanie certyfikatów niezależności oznacza, że GAZ–SYSTEM S.A. pozostaje – pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji – niezależny od wykonywania innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem paliw gazowych. Zgodnie z przepisami funkcję operatora systemu przesyłowego w Polsce może wykonywać jedynie podmiot, który otrzymał od prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu niezależności.

GAZ–SYSTEM – SYSTEM, KTÓRY ŁĄCZY

GAZ–SYSTEM S.A. swoje działania inwestycyjne opiera na wytycznych wynikających z rządowych dokumentów o charakterze strategicznym. Kierunki rozwoju spółki zostały wyznaczone w „Polityce dla przemysłu gazu ziemnego” z 2007 roku, a następnie w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” z 2009 roku. Wspólnym mianownikiem obu dokumentów było ukierunkowanie na dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu do Polski. Polska miała stać się bezpieczna energetycznie, odporna na kryzysy gazowe, niezależna. Podjęto decyzję o budowie terminalu LNG w Świnoujściu. Pierwsza komercyjna dostawa gazu dotarła do Świnoujścia w 2016 roku – z tą chwilą staliśmy się uczestnikiem globalnego rynku obrotu gazem skroplonym. Przepustowość terminalu, wynosząca 5 mld m³ rocznie, pozwala na zaspokojenie około 1/3 krajowego zapotrzebowania na gaz.

Z budową terminalu LNG w Świnoujściu wiązała się rozbudowa krajowego systemu przesyłowego. W 2009 roku rozpoczęto realizację nowych inwestycji o skali niespotykanej w dotychczasowej historii spółki, służących wyprowadzeniu gazu z terminalu do odbiorców w całym kraju. Część tych inwestycji została oddana do eksploatacji do końca 2012 roku – były to działania związane z rozbudową systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku oraz zakończeniem budowy gazociągu Gustorzyn–Gdańsk. Kolejne inwestycje – ponad 800 kilometrów gazociągów przesyłowych o średnicy co najmniej DN 700 i MOP 8,4 MPa oddawano sukcesywnie do 2016 roku. O wadze i znaczeniu dla polskiej gospodarki zamierzeń inwestycyjnych realizowanych przez Grupę Kapitałową GAZ–SYSTEM S.A. świadczy także uchwalona w roku 2009 „Ustawa o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu”, która jest wyrazem przekonania polskiego rządu o konieczności stworzenia ułatwień inwestycyjnych inwestorowi dla strategicznej spółki GAZ–SYSTEM S.A., realizującej najważniejsze projekty gazowe w kraju. W efekcie powstały setki kilometrów nowych gazociągów przesyłowych o wysokich parametrach przesyłu, zlokalizowanych w północnej i centralnej Polsce. W tym czasie został wybudowany interkonektor z Czechami w Cieszynie o przepustowości 0,5 mld m³ rocznie i rozbudowane połączenie Polska–Niemcy w Lasowie, umożliwiające sprowadzenie z tego kierunku 1,5 mld m³ gazu rocznie. Równocześnie, mając na względzie zabezpieczenie nieprzerwanych dostaw gazu do odbiorców, w 2010 roku zakończono działania związane z przestawieniem aglomeracji poznańskiej z zasilania gazem zaazotowanym grupy Ls na gaz wysokometanowy grupy E.

Równolegle prowadzone były działania zmierzające do stworzenia możliwości fizycznego przesyłu gazu z kierunku Niemiec z wykorzystaniem gazociągu jamalskiego. Jako operator na Systemie Gazociągów Tranzytowych, GAZ–SYSTEM S.A. dokonał uzgodnień z niemieckim operatorem, firmą Gascade, a w konsekwencji w 2015 roku zakończono inwestycję związaną z dostosowaniem funkcjonalności stacji gazowej w Mallnow do fizycznego przesyłu gazu w kierunku Polski. Następnie, w 2016 roku ukończona została jej kolejna rozbudowa, w wyniku której na kierunku Niemcy–Polska możliwy jest przesył gazu w maksymalnej wielkości 700 tys. m³/h. Równolegle GAZ–SYSTEM S.A. prowadził uzgodnienia z EuRoPol GAZ s.a., które doprowadziły do rozbudowy przepustowości fizycznego punktu wyjścia z SGT we Włocławku do 1 mln m³/h.

W tym samym czasie GAZ–SYSTEM S.A. definiuje kolejną ważną inicjatywę – korytarz północ–południe. Początkowo ideą jego realizacji miało być połączenie terminali LNG w Świnoujściu i na chorwackiej wyspie Krk, wpisujące się znakomicie w unijne inicjatywy integracji rynków. W rezultacie rozpoczęto projektowanie najistotniejszej magistrali gazowej w kraju od węzła Lwówek przez Wielkopolskę, Dolny i Górny Śląsk, Opolszczyznę, Podkarpacie, aż po granicę z Ukrainą. Wraz z korytarzem rozpoczęto projektowanie trzech interkonektorów – Polska–Czechy, Polska–Słowacja i Polska–Ukraina. Wszystkie połączenia zaplanowane zostały w sposób zapewniający dwukierunkowy przesył gazu. W ten sposób Polska, jako kraj członkowski Unii Europejskiej, wypełnia obowiązki związane z bezpieczeństwem i solidarnością energetyczną w regionie, zaadresowane do operatorów przesyłowych w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego w sprawie

środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, tzw. SOS. W praktyce oznacza to, że po realizacji inwestycji w sytuacji kryzysowej związanej z „wyłączeniem” największego źródła dostaw gazu, dostawy do odbiorców krajowych będą zabezpieczone.

Spółka nie poprzestaje na tych działaniach. Istotnym zakresem odpowiedzialności GAZ–SYSTEM S.A. jest obowiązek rozwoju systemu przesyłowego. GAZ–SYSTEM S.A. ma na celu zagwarantowanie w perspektywie długoterminowej takiej zdolności systemu gazowego, która pozwoli na zaspokajanie uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania gazu w obrocie krajowym. Jednocześnie, realizując długookresową politykę państwa, GAZ–SYSTEM w sposób skuteczny zapewnia dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu. Przy uwzględnieniu powyższych założeń spółka opracowuje plany rozwojowe. Ostatni, uzgodniony przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, dotyczy perspektywy 2018–2027.

BRAMA PÓŁNOCNA

W 2016 roku została zdefiniowana kolejna inicjatywa rozwojowa, tzw. Brama Północna, zapewniająca przede wszystkim dostęp do norweskich złóż gazu poprzez system duński. Tu najważniejsza jest budowa przez GAZ–SYSTEM S.A. Baltic Pipe – gazociągu położonego na dnie Morza Bałtyckiego, który połączy duński system (początek w rejonie miejscowości Faxe na duńskiej wyspie Zelandia) z polskim systemem (w okolicach Niechorza). Drugim elementem Bramy Północnej jest rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych istniejącego Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. GAZ–SYSTEM S.A. podjął decyzję o zabudowie dwóch regazyfikatorów SCV, a następnie – o budowie trzeciego zbiornika. Założeniem jest, że Brama Północna będzie mogła zacząć działać od 2023 roku. Oznacza to, że najistotniejsze inwestycje rozwojowe, umożliwiające współpracę Bramy Północnej z systemem przesyłowym, będą realizowane przez najbliższe pięć lat. Wyprowadzenie gazu dostarczonego do północno-zachodniej Polski wymagać będzie rozbudowy systemu krajowego poprzez budowę gazociągu łączącego Baltic Pipe z systemem przesyłowym i kolejnego gazociągu, łączącego węzeł w Goleniowie z węzłem we Lwówku. Jednocześnie konieczne będzie wybudowanie kilku tłoczni w Goleniowie, Odolanowie i Gustorzynie w celu ułatwienia przesyłania znacznych strumieni gazu w kierunku południowej i wschodniej Polski.

DOFINANSOWANIE Z UE

Niezwykle istotne dla realizacji zamierzeń inwestycyjnych GAZ–SYSTEM S.A. było zapewnianie finansowania projektów na odpowiednim poziomie. Jednym z najważniejszych działań było pozyskanie dofinansowania inwestycji strategicznych ze środków pomocowych Unii Europejskiej. Skorzystano z kilku funduszy, za pomocą których można było efektywnie wesprzeć finansowanie inwestycji. Podstawowym funduszem wspierającym inwestycje jest Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ). W poprzedniej perspektywie funkcjonowania funduszu – w latach 2007–2013 – udało się pozyskać dofinansowanie w wysokości około 800 mln złotych dla szczególnie istotnych inwestycji w systemie, takich jak gazociąg Świnoujście–Szczecin, łączący terminal LNG z systemem przesyłowym w Goleniowie, gazociągi

DN 700 Szczecin–Gdańsk, Szczecin–Lwówek, Gustorzyn–Odo-
lanów, Rembelszczyzna–Gustorzyn, dokończenie gazociągu
DN 500 Włocławek–Gdynia oraz modernizacja systemu przesył-
owego na Dolnym Śląsku.

W kolejnej perspektywie – na lata 2014–2020 – GAZ-SYSTEM
S.A. przygotowuje do realizacji 25 projektów o łącznej wartości
powyżej 9,8 mld złotych, co pozwoli na wybudowanie w Polsce
ponad 1400 kilometrów nowych gazociągów, budowę podziem-
nego magazynu gazu oraz rozszerzenie przepustowości i funk-
cjonalności terminalu LNG w Świnoujściu. Główne inwestycje to
korytarz północ-południe, składający się z gazociągów DN 1000
Lwówek–Odołanów, Czeszów–Wierzchowice, Czeszów–Kiel-
czów, Zdieszowice–Wrocław, Kędzierzyn–Zdzieszowice, Kędzie-
rzyn–Tworóg, Tworóg–Tworzeń, Pogórska Wola–Tworzeń, Stra-
chocina–Pogórska Wola. Tłocznie Kędzierzyn i Strachocina wraz
z interkonektorami Polska–Czechy, Polska–Słowacja i Polska–Li-
twa. Projekty te są przewidziane do dofinansowania z kolejnego
dużego programu pomocowego, z którego GAZ-SYSTEM S.A.
pozyskuje środki na realizację inwestycji – *Connecting Europe
Facility* (CEF).

USŁUGI – ODPOWIEDŹ NA POTRZEBY RYNKU

Wraz z wydzieleniem operatora systemu przesyłowego,
GAZ-SYSTEM S.A. przystąpił do opracowania tzw. kodeksu sie-
ci, opisującego zasady korzystania z systemu przesyłowego
przez uczestników rynku. Podstawową usługą świadczoną przez
GAZ-SYSTEM S.A. jest świadczenie przesyłu. Stąd „Instrukcja ru-
chu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP), która szczegółowo
opisuje wymagania i procedurę zawierania umów przesyłowych.
Dodatkowo IRiESP określa dokładnie kryteria bezpieczeństwa
funkcjonowania systemu gazowego, które są gwarancją ciągłych
i bezpiecznych dostaw gazu do odbiorców.

Jednocześnie następował proces liberalizacji rynku i kolejne
zmiany w IRiESP. W związku z tym, że to na operatorze spoczy-
wa obowiązek stymulowania liberalizacji rynku, GAZ-SYSTEM
S.A. stworzył przejrzyste narzędzia i mechanizmy działania, po-

wodując tym samym ożywienie i wzrost konkurencyjności na
rynku.

Dość ważnym i przełomowym wydarzeniem w historii polskie-
go gazownictwa było wprowadzenie od stycznia 2013 roku w ko-
lejnej „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” nowych
rozwiązań systemowych, w tym wprowadzenie w systemie gazu
wysokometanowego punktu wirtualnego; stworzenie rynku usług
bilansujących czy zastosowanie mechanizmów aukcyjnego przy-
działu przepustowości.

Kolejnym ważnym elementem rozwoju polskiego rynku gazu
było wprowadzenie przez GAZ-SYSTEM S.A. taryfy Entry-Exit,
przejście na rozliczanie w jednostkach energii oraz rozszerze-
nie wachlarza usług o produkty kwartalne, miesięczne, dobowe
i śróddzienne. Wszystkie działania realizowane przez spółkę były
zgodne z postulatami użytkowników systemu handlujących ga-
zem, aby transakcje handlowe nie były bezpośrednio związane
z fizycznym przepływem gazu.

Tak więc spółka, odpowiadając na potrzeby odbiorców, stwo-
rzyła warunki dla swobodnego handlu gazem ziemnym. Nowe
interkonektory, możliwość rewersu na gazociągu jamalskim czy
oddany do użytku terminal LNG w Świnoujściu spowodowały,
że klienci GAZ-SYSTEM S.A. zyskali swobodę budowania swoich
strategii zakupowych z uwzględnieniem nowych źródeł i kierun-
ków dostaw gazu.

GAZ-SYSTEM S.A. rozwija także rynek LNG o dodatkowe usługi.
W tym celu podjęto decyzję o budowie drugiego nabrzeża w por-
cie w Świnoujściu. Projekt obejmuje rozbudowę terminalu o sta-
nowisko załadunkowo-rozładunkowe oraz stanowisko załadun-
ku bunkierek LNG, tak aby umożliwić wykorzystanie tego paliwa
w żegludzie morskiej. Ponadto, w Świnoujściu rozwijana będzie in-
frastruktura do załadunku LNG na kolej. Dzięki temu możliwy bę-
dzie transport gazu skroplonego w modelu intermodalnym i zaopa-
trywanie odbiorców zasilanych z tzw. wyspowych sieci gazowych.

**Edyta Struk, zastępca dyrektora, Pion Rozwoju Inwencji
GAZ-SYSTEM S.A.**

**Ireneusz Krupa, zastępca dyrektora, Pion Krajowa Dyspozycja
Gazu, GAZ-SYSTEM S.A.**



Strategiczne zmiany na polskim rynku gazu

Bartłomiej Korzeniewski

Ostatnie 15 lat na krajowym rynku gazu odznaczało się wysoką dynamiką zmian dla wszystkich uczestników rynku. W następstwie wdrożenia dyrektyw unijnych z lat 2003 i 2009, określających wspólne zasady rynku wewnętrznego gazu ziemnego, w Polsce uruchomiony został proces zmian regulacyjnych, dążących do pełnej implementacji założeń wskazanych powyżej dyrektywy.

Rozpoczęte zmiany miały na celu zapewnienie możliwości wyboru konsumentom w Unii Europejskiej dostawców gazu ziemnego oraz zwiększenia poziomu handlu transgranicznego. Celem podjętych działań było również zwiększenie efektywności unijnego systemu gazowego, zapewnienie konkurencyjnych cen oraz wzmacnianie bezpieczeństwa i stabilności dostaw. Wskazane cele w dużej mierze zostały zrealizowane przez państwa członkowskie, niemniej jednak Unia Europejska w 2011 roku przyjęła tzw. trzeci pakiet energetyczny, który jest narzędziem realizacji polityki energetycznej UE, w tym przede wszystkim narzędziem służącym do dalszej budowy jednolitego, zliberalizowanego oraz konkurencyjnego rynku energii, zapewniającego wysoki standard usług, opartego na nadrzędnej zasadzie bezpieczeństwa dostaw m.in. gazu. Postanowienia trzeciego pakietu zostały wdrożone w Polsce w postaci tzw. małego trójpakietu energetycznego, czyli nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw.

Jednym z kluczowych elementów wprowadzonych na polskim rynku gazu w wyniku unijnych dyrektyw było rozdzielenie działalności przesyłu i dystrybucji od działalności obrotu. Następną kluczową zmianą było wdrożenie zasady TPA (ang. *third party access*), w wyniku której każdy podmiot otrzymał dostęp do infrastruktury sieciowej na transparentnych i niedyskryminacyjnych zasadach. Dzięki temu odbiorcy otrzymali prawo do wyboru dowolnego sprzedawcy paliwa gazowego. Kilka lat później wdrożono również unbundling prawny i organizacyjny Operatora Systemu Magazynowania, który rozpoczął komercyjne świadczenie usługi magazynowania. Dzięki zrealizowanym działaniom wszyscy uczestnicy rynku mają zagwarantowany swobodny i równy dostęp do odbiorców, sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, a także do usług magazynowania.

Kolejnym krokiem w budowaniu płynnego rynku gazu w Polsce było uruchomienie w 2012 roku rynku gazu na Towarowej Giełdzie Energii. Rozszerzenie oferty TGE powiązane było z wprowadzeniem przez tzw. mały trójpakiet gazowego obliża giełdowego, nałożonego m.in. na PGNiG, tj. obowiązku sprzedaży określonej części wolumenu gazu wysokometanowego, wprowadzanego w danym roku do systemu przesyłowego, na giełdach towarowych. W okresie od 11 września do 31 grudnia 2013 roku obowiązywało obliże giełdowe na poziomie 30%, w 2014 roku na poziomie 40%, a od 1 stycznia 2015 roku na poziomie 55%. Zgodnie z założeniami, rozwój giełdy spowodował

zwiększenie zainteresowania polskich i zagranicznych firm obrotem gazem ziemnym w Polsce.

Konieczność realizacji obliża giełdowego spowodowała wprowadzenie znaczących zmian w strukturze organizacyjnej PGNiG. 1 sierpnia 2014 r. działalność operacyjną rozpoczęła spółka PGNiG Obrót Detaliczny, do której została przeniesiona obsługa handlowa klienta detalicznego i małego biznesu w zakresie sprzedaży gazu ziemnego i energii elektrycznej.

Nieco wcześniej, w 2013 roku, w ramach struktur PGNiG wydzielona została wyspecjalizowana komórka – Oddział Obrotu Hurtowego, który od prawie pięciu lat z sukcesem zarządza hurtowymi zakupami i sprzedażą gazu, w tym zakupami z importu, LNG, sprzedażą giełdową, w tym realizacją obliża. OOH realizuje również sprzedaż gazu do największych odbiorców przemysłowych w Polsce oraz odbiorców handlujących gazem w punkcie wirtualnym OTC. Ponadto, OOH odpowiada za obszar handlu ropą naftową, energią elektryczną, uprawnieniami CO₂ i prawami majątkowymi, a w ostatnim czasie intensywnie rozwija również obszar handlu tzw. małego LNG.

Jedną z ostatnich znaczących zmian na rynku gazu było zniesienie obowiązku akceptacji taryf na sprzedaż gazu przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Do końca 2016 roku ceny na rynku podlegały obowiązkowi taryfikacji i zatwierdzenia przez prezesa URE. Z początkiem 2017 roku obowiązek został zniesiony dla zakupów gazu na rynku hurtowym (w punkcie wirtualnym), a także w rozliczeniach za gaz LNG i CNG oraz w ramach zakupów realizowanych w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych. W kolejnym etapie detaryfikacja objęła odbiorców końcowych niebędących gospodarstwami domowymi, co oznacza że obecnie znacząca część gazu sprzedawanego w naszym kraju nie podlega już obowiązkowemu taryfikowaniu. W ostatnim etapie zniesione zostanie regulowanie cen gazu dla gospodarstw domowych przez Urząd Regulacji Energetyki, co ma nastąpić z końcem 2023 roku. Dzięki detaryfikacji spółki handlujące gazem w Polsce mają obecnie większą swobodę w kształtowaniu cen sprzedawanego gazu, a tym samym na dopasowanie się do potrzeb klientów.

BUDOWA ZINTEGROWANEGO RYNKU ENERGII

W ślad za wyznaczonymi celami budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej,



XV-lecie Izby Gospodarczej Gazownictwa





a

SYMPOZJUM
Rynek gazu w Polsce w roku 2018
- kierunki rozwoju i wyzwania
26-28 stycznia 2018, Zakopane

Przegląd Gazowniczy
Standard Techniczny
ST-IGG-0501:2017
Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie w zakresie projektowania, przekazania do użytku, instalacji, eksploatacji i utrzymania.

Przegląd Gazowniczy
Standard Techniczny
ST-IGG-0503:2017
Stacje gazowe w przesyłce i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie obsługi.
Gas stations in the transmission and distribution for inlet pressures up to 10 MPa. Maintenance requirements.

Przegląd Gazowniczy
Ochrona przed korozją stalowych gazociągów. Wymagania funkcjonalne.
Protection of onshore steel gas pipelines against external corrosion. Functional requirements.

Przegląd Gazowniczy
Rozmowa z Piotrem Asimem, Wiceprezesa Zarządu Izb Gazowniczych.
Rozmowa z Piotrem Asimem, Wiceprezesa Zarządu Izb Gazowniczych.

Przegląd Gazowniczy
Temat wykładu: ZAMÓWIENIA PRZETARGI - PRAWNY MARSZ DONIKAD?
Temat wykładu: ZAMÓWIENIA PRZETARGI - PRAWNY MARSZ DONIKAD?



a także w celu podnoszenia bezpieczeństwa i stopnia dywersyfikacji dostaw gazu do Polski rozbudowywana jest infrastruktura gazowa, w tym zwłaszcza wysoki priorytet ma rozbudowa połączeń pomiędzy systemami gazowymi państw członkowskich Unii Europejskiej.

Jedną z kluczowych inwestycji w ramach połączeń transgranicznych, która w strategiczny sposób zwiększyła bezpieczeństwo gazowe w Polsce, była uruchomiona w 2014 roku możliwość tzw. fizycznego rewersu w punkcie Mallnow. Modernizacja stacji zapewniła techniczną możliwość przesyłu gazu ziemnego gazociągiem jamalskim z kierunku Niemiec do Polski. Do czasu uruchomienia rewersu fizycznego na gazociągu jamalskim działał wyłącznie tzw. wirtualny rewers, dzięki któremu Polska mogła kontraktować zakup gazu na zachodzie Europy, jednakże fizyczna dostawa była realizowana z kierunku wschodniego. Umożliwienie realizacji fizycznych dostaw gazu do Polski z Zachodu realnie wpływa na perspektywę dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski.

Z innych strategicznych inwestycji połączeń transgranicznych, zrealizowanych w ostatnich latach, należy wymienić rozbudowę połączenia w Lasowie, na granicy polsko-niemieckiej, która pozwoliła na zwiększenie importu gazu z kierunku zachodniego, a także na wybudowanie połączenia w okolicy Cieszyna na granicy polsko-czeskiej, umożliwiając przesył surowca z Polski do krajów ościennych.

Rozwój infrastruktury gazowej w Polsce przynosi wymierne efekty w działalności handlowej PGNiG. W połowie 2016 roku spółka rozpoczęła eksport gazu ziemnego w kierunku ukraińskim. W kolejnych siedemnastu miesiącach PGNiG dostarczył na ukraiński rynek łącznie ponad 1 mld m³ gazu ziemnego, stając się w trzecim kwartale 2017 roku – według danych firmy Argus 9 – największym eksporterem gazu na ukraiński rynek oraz największym polskim eksporterem gazu w tym kierunku. Strategia spółki zakłada dalszy rozwój działań handlowych na rynkach europejskich. W 2017 roku PGNiG zawarło również umowę z Ukrtransgaz, umożliwiającą spółce przesył gazu na terytorium Ukrainy oraz o świadczenie usług magazynowania, dzięki czemu PGNiG zyskała nowe możliwości współpracy z zagranicznymi partnerami biznesowymi.

WIELKIE INWESTYCJE ENERGETYCZNE

Poza inwestycjami mającymi na celu zwiększenie możliwości przesyłu gazu między Polską a krajami ościennymi, realizowane są również strategiczne dla całej Europy inwestycje, mające zapewnić stabilność i bezpieczeństwo dostaw gazu.

Pierwszą strategiczną inwestycją dla bezpieczeństwa gazowego Polski i całego regionu CEE, która została oddana do użytku w 2016 roku, jest Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. Dzięki inwestycji Polska uzyskała dostęp do światowego rynku LNG i obecnie może dokonywać zakupu gazu LNG zarówno na podstawie kontraktów długoterminowych, jak i dostaw SPOT.

Obecnie terminal LNG pracuje z przepustowością 5 mld m³ gazu po regazyfikacji rocznie, co odpowiada prawie 1/3 rocznego zapotrzebowania Polski na gaz. W 2017 roku OGP GAZ-SYSTEM podjął decyzję o rozbudowie Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego, w wyniku czego w najbliższych latach planowane

jest zwiększenie maksymalnej rocznej mocy regazyfikacyjnej do 7,5 mld m³. Plan zagospodarowania terminalu umożliwi dalszą rozbudowę zwłaszcza poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika do magazynowania LNG. Realizacja takiej inwestycji umożliwiłaby zwiększenie przepustowości terminalu aż do 10 mld m³ gazu po regazyfikacji.

W 2010 roku PGNiG podpisał umowę na wykorzystywanie mocy terminalu LNG, rezerwując moce odpowiadające 65% jego przepustowości. Ze względu na ambitne cele firmy w zakresie rozwoju handlu gazem ziemnym, w 2017 r. PGNiG podpisała aneks z operatorem terminalu polskim LNG na rezerwację dodatkowych 35% przepustowości. W ten sposób od początku 2018 roku spółka ma techniczną możliwość odbioru z terminalu LNG wolumenu skroplonego gazu ziemnego, który po regazyfikacji będzie odpowiadał około 5 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

Aby w jak najbardziej optymalny sposób zarządzać dostępnymi mocami na terminalu LNG, w 2017 roku PGNiG utworzyło biuro w Londynie, będące centrum kompetencyjnym spółki w obszarze handlu LNG. Wkrótce po uruchomieniu biuro zawarło kontrakt z Cheniere Energy Inc. na pierwszą w historii naszej części Europy dostawę amerykańskiego LNG. Dostawa została zrealizowana na zasadach SPOT. W 2017 roku zawarto jeszcze 2 kontrakty na dostawę SPOT z kierunku katarskiego (Qatargas) oraz norweskiego (Statoil). Podpisany został również pierwszy w historii PGNiG średnioterminowy kontrakt na import do Polski amerykańskiego LNG. Na jego podstawie do Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu zostanie dostarczony do 9 ładunków LNG. Będzie to kolejny krok w dywersyfikacji źródeł dostaw gazu w Polsce.

W sumie, od pierwszej dostawy do terminalu LNG w grudniu 2015 r. dostarczono już ponad 5 mln m³ skroplonego gazu ziemnego. Potencjał wykorzystania terminalu LNG w regionie Europy Środkowo-Wschodniej wpływa również na intensyfikację rozwoju sieci przesyłowych. Terminal LNG w Świnoujściu wpisuje się w ramy tzw. Bramy Północnej, czyli koncepcji budowy infrastruktury umożliwiającej dywersyfikację dostaw gazu do Polski i Europy Środkowo-Wschodniej po 2022 roku. Koncepcja ta oprócz terminalu LNG zakłada wybudowanie infrastruktury łączącej Polskę ze złożami należącymi m.in. do PGNiG, znajdującymi się na szelfie norweskim (tzw. korytarz północny). Jest to kolejna strategiczna inwestycja, której realizacja jest kluczowa dla zapewnienia bezpieczeństwa gazowego Polski i całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Stworzy ona możliwość przesyłu gazu ze złóż norweskich. Częścią budowy korytarza północnego jest projekt budowy gazociągu łączącego Polskę i Danię, czyli Baltic Pipe. Inwestycja w gazociąg o przepustowości do 10 mld m³ rocznie ma zostać zrealizowana najpóźniej do 2022 roku.

W 2017 roku, w ramach projektu Baltic Pipe, została zrealizowana I i II faza procedury Open Season, których celem było zbadanie zapotrzebowania na przepustowość gazociągu wśród podmiotów działających na rynku gazu. W ramach procedury uczestnicy rynku zgłaszali chęć rezerwacji odpowiedniej przepustowości na danym gazociągu. PGNiG wykazał zainteresowanie rezerwacją przepustowości, składając wniosek o zapotrzebowanie na oferowane moce przesyłowe gazociągu łączącego złoża norweskie z Polską. W efekcie, w 2018 roku zawarte zostały przez PGNiG umowy przesyłowe z polskim operatorem OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz z duńskim operatorem przesyłowym –

Energinet. Ostateczna decyzja inwestycyjna zostanie podjęta w 2018 roku.

Zarówno Baltic Pipe, jak i terminal LNG w Świnoujściu są strategicznymi inwestycjami nie tylko dla Polski, ale i dla całej Europy. Poza niezależnością dostaw inwestycje przyczynią się do integracji rynków skandynawskich z rynkiem polskim, a następnie z rynkami ościennymi, takimi jak Czechy, Słowacja i Ukraina, usprawniając przesył gazu między krajami.

CO DALEJ?

Rynek gazu w Polsce jest w trakcie strategicznych zmian, które w perspektywie najbliższych kilku lat mogą całkowicie przeformować strukturę importu gazu ziemnego, jak również zwiększyć jego eksport. Rozbudowa Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu, budowa Baltic Pipe, a w konse-

kwencji pełna realizacja koncepcji Bramy Północnej oraz rozbudowa sieci transgranicznych to strategiczne inwestycje, które zwiększą bezpieczeństwo energetyczne Polski i Europy.

PGNiG, jako największy dostawca gazu ziemnego na polskim rynku, jest aktywnym uczestnikiem zachodzących zmian. Spółka dostosowuje się do zmieniających się warunków na rynku gazu, z jednej strony rozbudowując swoją ofertę o nowe produkty i usługi, zaś z drugiej strony – rozszerzając działalność w zakresie handlu gazem ziemnym na inne rynki zagraniczne. Polska ma możliwość, aby stać się dla Europy Środkowo-Wschodniej hubem gazowym, który dzięki zrealizowanym inwestycjom będzie mógł bez zakłóceń oferować zainteresowanym podmiotom gaz pochodzący z europejskich i światowych źródeł.

Autor jest dyrektorem Oddziału Obrotu Hurtowego PGNiG SA.

Rola i znaczenie giełdy dla polskiego rynku gazu ziemnego

Marcin Sienkiewicz

Polski rynek gazu ziemnego od kilkunastu lat podlega intensywnej ewolucji, polegającej na odejściu od modelu rynku zamkniętego, zmonopolizowanego i uzależnionego od jednego źródła dostaw zewnętrznych w kierunku modelu rynku otwartego, konkurencyjnego i bezpiecznego w zakresie dostaw zewnętrznych. Jest to czasochłonny i złożony proces, wymagający przeprowadzenia wielu działań w obszarach infrastrukturalnym, organizacyjnym, regulacyjnym i handlowym. Istotnym, wręcz przełomowym momentem w historii polskiego rynku gazu było utworzenie przez Towarową Giełdę Energii (TGE) giełdy gazu. 20 grudnia 2017 roku TGE obchodziła jubileusz 5-lecia giełdowego rynku gazu. W okresie pięciu lat działalności łączny wolumen obrotu na prowadzonych przez TGE rynkach osiągnął poziom 471,9 TWh, a łączna liczba transakcji w tym okresie wyniosła 248 803.

GENEZA PROJEKTU

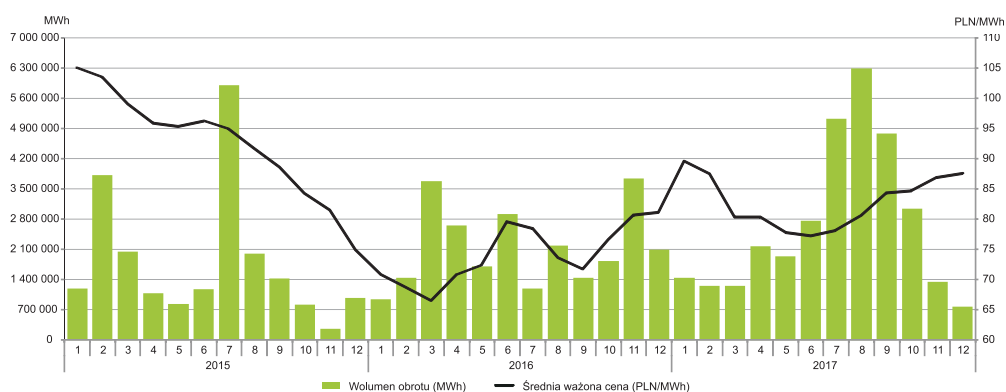
Giełdy gazu na trwałe wpisały swoją obecność na współczesnych rynkach gazu w Europie i Ameryce Północnej, pełniąc rolę instytucji koncentrujących w jednym miejscu rynekową podaż i popyt, jednocześnie umożliwiając kreację ceny rynkowej dla gazu ziemnego. Giełdy gazu mają status giełd towarowych. Handel odbywa się przeważnie za pośrednictwem biur maklerskich. Stanowią one transparentne źródło informacji o warunkach zawieranych transakcji, umożliwiając też dostęp do rynku większej liczby podmiotów. W praktyce giełdy gazu działają w ramach większych podmiotów w postaci giełd towarowych czy wyspecjalizowanych giełd energii. Największe giełdy towarowe, na których handluje się gazem, znajdują się w Stanach Zjednoczonych, w Chicagoo – CME Group z Chicago oraz w Nowym Jorku – New York Mercantile Exchange (NYMEX).

Utworzenie w Polsce giełdy gazu wiązało się z koniecznością wdrożenia unijnych zasad dotyczących funkcjonowania zliberalizowanego rynku gazu ziemnego. Należało stworzyć optymalny mechanizm kreowania ceny na konkurencyjnym rynku hurtowym. Za stronę organizacyjną w całości odpowiedzialne były Towarowa Giełda Energii oraz Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych (IRGiT), wchodzące w skład Grupy Kapitałowej Giełdy Papierów Wartościowych S.A. w Warszawie. O powodzeniu całego przedsięwzięcia decydowało m.in. zaangażowanie Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM, dzięki któremu możliwe stały się fizyczne dostawy gazu ziemnego do odbiorców. Nad formalną prawidłowością procesu czuwała Komisja Nadzoru Finansowego, która we wrześniu 2012 roku zatwierdziła regulamin obrotu gazem na TGE. Pierwsze zlecenia zostały zrealizowane na Rynku Terminowym Towarowym w dniu otwarcia giełdy po kursie

116,57 PLN za 1 MWh. Następnie uruchomiono rynki spotowe gazu: Rynek Dnia Bieżącego i Rynek Dnia Następnego. Obroty w pierwszym kwartale handlu na giełdzie gazu wyniosły łącznie 191 744 MWh, a liczba wszystkich transakcji – 142.

Ważnym momentem dla rozwoju giełdowego rynku gazu w Polsce było wprowadzenie obliża giełdowego. Ostatecznie w 2015 roku wprowadzono obowiązek sprzedaży przez giełdę, który ustalono na poziomie 55% gazu wysokometanowego wprowadzanego do sieci przesyłowej. Dzięki takiemu rozwią-

Gaz ziemny – produkt roczny z dostawą w roku następnym



niu giełdowy rynek gazu zyskał odpowiednią płynność i dynamikę. Stał się atrakcyjnym miejscem realizacji strategii zakupowych i sprzedażowych. Obecnie giełda gazu TGE jest największym zorganizowanym rynkiem hurtowym w Europie Środkowej i Wschodniej.

ROLA GIEŁDY GAZU

Po pięciu latach od powstania giełdy gazu, działająca na TGE, stała się integralną częścią polskiego rynku gazu, pełniąc na nim istotną rolę. Dla wielu podmiotów stworzyła dogodnie możliwości wejścia na rynek, stając się jednocześnie transparentnym źródłem informacji o sytuacji rynkowej.

Zgodnie ze swoją misją giełda gazu przede wszystkim jest koncentratorem rynku. Podstawowym zadaniem giełdy gazu na rynku jest koncentracja podaży i popytu w jednym miejscu. W ten sposób umożliwia ona swobodną grę sił rynkowych. Spełnia rolę płynnego centrum handlu hurtowego w Polsce oraz zapewnia możliwość handlu na jasno określonych warunkach. Dzięki giełdzie gazu stworzone zostały nowe realia na rynku gazu, w ramach których oczekiwania jego uczestników są lepiej realizowane. Od momentu powstania zaufało jej wiele firm działających w polskim sektorze energetycznym.

Giełda pełni także rolę kreatora ceny dla gazu ziemnego będącego jednym z najważniejszych surowców dla gospodarki narodowej. Dzięki koncentracji handlu w jednym miejscu możliwe jest kreowanie wiarygodnej ceny gazu na rynku hurtowym, ustalonej w warunkach pełnej konkurencji. Cena giełdowa jako cena referencyjna stanowi punkt odniesienia dla pozostałych, bilateralnych transakcji zawieranych na rynku gazu. Giełda gwarantuje zatem przejrzysty proces ustalania ceny gazu ziemnego. Dla bezpieczeństwa rynku ważny jest nie tylko niezakłócony bieżący dostęp do surowca, ale także publiczna wycena jego wartości.

Rolę polskiej giełdy gazu należy postrzegać także przez pryzmat bezpieczeństwa rynku, jest ona bowiem gwarantem bezpiecznego handlu. Wprowadzone rozwiązania systemowe i procedury kontrolne skutecznie zabezpieczają uczestników rynku przed zagrożeniami związanymi z manipulacjami i nieuczciwymi praktykami handlowymi. Za jakość i bezpieczeństwo usług rozliczeniowych odpowiada Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych. Oferowane przez IRGiT różne formy zabezpieczeń dają możliwość korzystania z atrakcyjnych warunków obsługi transakcji giełdowych, przy jednoczesnym zachowaniu najwyższych standardów bezpieczeństwa.

Dla uczestników rynku równie ważny jak bezpieczeństwo jest także dostęp do informacji nie tylko o bieżącej cenie, ale także o jej zmienności, dynamice popytu i podaży czy wielości ofert. Giełda gazu, skupiając strumień informacji, pełni więc rolę centrum informacji rynkowej dla wszystkich uczestników rynku gazu, którzy na podstawie publikowanych danych, m.in. o cenach i wolumenach oraz ich zmienności, mogą podejmować właściwe decyzje biznesowe.

ZAKRES DZIAŁALNOŚCI GIEŁDY GAZU TGE

Obecnie TGE prowadzi 3 rynki, na których notowane są instrumenty na gaz:

▣ Rynek Terminowy Towarowy gazu (RTTg) – uruchomiony 20.12.2012 roku.

Na RTTg prowadzony jest obrót kontraktami terminowymi z fizyczną dostawą gazu. Oferowane są tu instrumenty z okresem dostawy: tydzień, miesiąc, kwartał, sezon lub rok. Obrót na RTTg prowadzony jest w systemie notowań ciągłych oraz w systemie aukcyjnym.

▣ Rynek Dnia Następnego gazu (RDNg) – uruchomiony 31.12.2012 roku.

Obrót odbywa się codziennie (7 dni w tygodniu) i prowadzony jest w systemie notowań ciągłych. TGE oferuje na RDNg instrumenty blokowe z dobowym lub weekendowym okresem dostawy.

▣ Rynek Dnia Bieżącego gazu (RDBg) – uruchomiony 30.07.2014 roku.

Obrót prowadzony jest w dniu dostawy w systemie notowań ciągłych. Notowania odbywają się codziennie (7 dni w tygodniu) i prowadzone są na instrumentach godzinowych z okresem dostawy osobno na każdą godzinę doby. Rynek RDBg umożliwia uczestnikom giełdy korygowanie pozycji kontraktowych.

IRGiT – od początku istnienia rynku gazu na TGE – gwarantuje rozliczenie i wykonanie transakcji, niezależnie od sytuacji na rynku, w odniesieniu do poziomu cen, płynności, kondycji finansowej uczestników. Daje gwarancję, że wszystkie zawarte transakcje zostaną rozliczone fizycznie i finansowo na pierwotnie ustalonych warunkach.

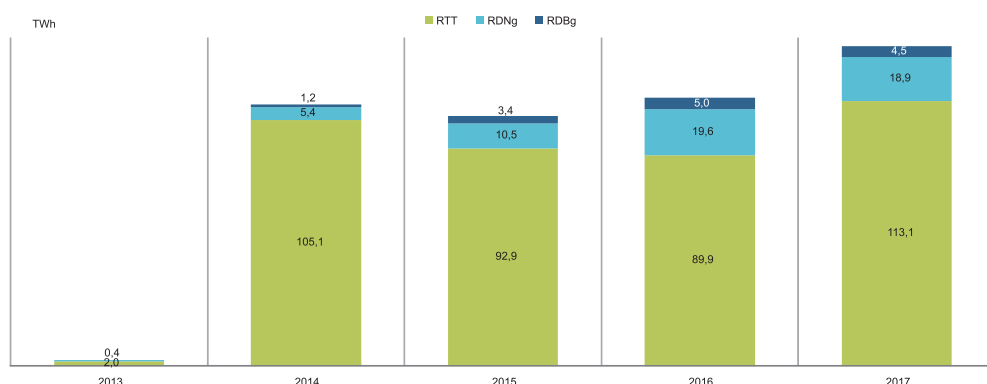
System gwarantowania rozliczeń prowadzony przez IRGiT rozwijał się i ewoluował, tak aby odpowiadać na potrzeby uczestników rynku, nie wpływając jednocześnie na obniżenie poziomu bezpieczeństwa rozliczeń. Do podstawowych elementów tego systemu należą przed wszystkim:

- ❑ wyznaczanie jednego depozytu dla całego portfela transakcji terminowych z uwzględnieniem kompensacji depozytów uzupełniających dla energii i gazu,
- ❑ szeroka gama akceptowalnych zabezpieczeń niepieniężnych,
- ❑ dedykowana oferta dla grup energetycznych, pozwalająca na optymalizację zarządzania zabezpieczeniami,
- ❑ bieżące dostosowywanie podstawowych parametrów modelu wyznaczania depozytów do obserwowanych warunków rynkowych, przede wszystkim do poziomu płynności i zmienności.

INFRASTRUKTURA INFORMATYCZNA GIEŁDY GAZU

TGE dysponuje najnowocześniejszymi systemami – informatycznym X-Stream Trading oraz SAPRI – dostarczonymi przez światowego lidera branży IT – firmę Nasdaq.

Gaz ziemny – wolumen obrotu na 20 grudnia 2017 r.



■ X-Stream Trading

Uruchomiony 31 maja 2017 r. system transakcyjny X-Stream Trading pozwala TGE na kompleksową obsługę wielu rynków, szerokie spektrum obsługiwanych rodzajów zleceń i aktywów, obsługę animatorów rynku, daje możliwość realizacji strategii na rynku instrumentów pochodnych, przetwarzania danych z rynku i zintegrowany kalkulator indeksów oraz kompleksowe zarządzanie ryzykiem i utrzymywanie pozycji w czasie rzeczywistym, a także kontrole i nadzoru nad rynkiem.

Rozwiązania firmy Nasdaq należą do najczęściej używanych na świecie i obsługują zlecenia w tempie 100 000 na sekundę, przy średniej zwłoce wynoszącej niespełna 40 mikrosekund.

Nasdaq jest również partnerem technologicznym Izby

Rozliczeniowej Giełdy Towarowych, która prowadzi rozliczenia z wykorzystaniem systemu X-Stream Clearing od 23 czerwca 2016 roku.

■ SAPRI

15 listopada 2017 r. TGE zastosowała kolejną nową technologię, system informatyczny SAPRI, do obsługi handlu energią na połączeniach międzynarodowych. Dzięki temu TGE znalazła się w nielicznej grupie giełd europejskich, które mają możliwość skutecznego działania i konkutowania na rynku usług giełdowych Rynku Dnia Następnego. System SAPRI dedykowany jest do obsługi handlu energią Rynku Dnia Następnego w standardzie PCR, pozwala usprawnić proces przekazywania zleceń w modelu PCR oraz umożliwia przekazywanie zaawansowanych typów i rodzajów zleceń. SAPRI zapewnia pełne bezpieczeństwo funkcjonowania systemu we współpracy z systemami giełd europejskich.

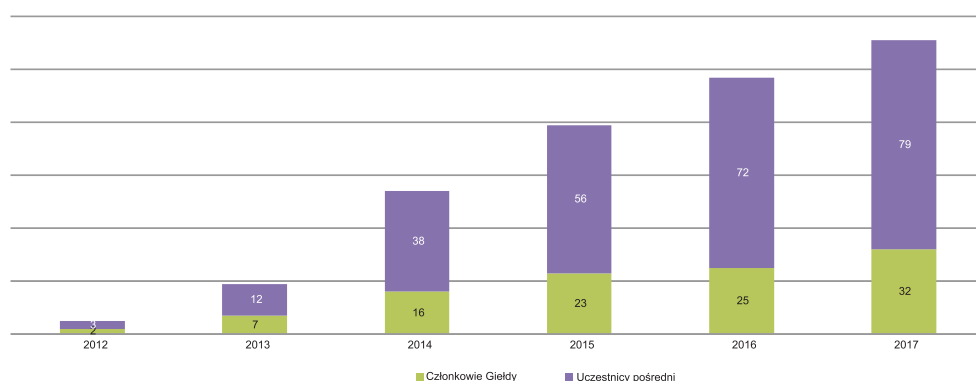
PERSPEKTYWY ROZWOJU

TGE przyszłość giełdy gazu ściśle wiąże z perspektywami dalszego rozwoju polskiego rynku gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę dotychczasową dynamikę polskiego rynku, zachodzące na nim strukturalne i systemowe zmiany oraz strategiczne plany na przyszłość, TGE uznaje giełdę gazu za priorytetową i perspektywiczną linię biznesową. Perspektywy rozwoju giełdowego rynku gazu związane są przede wszystkim z realizacją ważnych projektów infrastrukturalnych oraz promujących współpracę i integrację sąsiadujących z Polską rynków gazu.

■ Brama Północna

To przełomowy projekt dywersyfikacyjny, który stworzy trwałe fundamenty bezpieczeństwa dla polskiego rynku gazu. Rozbudowa zdolności regazyfikacyjnych i funkcjonalności terminalu LNG w Świnoujściu, w połączeniu z budową rurociągu Baltic Pipe, stworzy bowiem nowy, bezpieczny szlak dostaw gazu do Polski.

Liczba uczestników obrotu (20 grudnia 2017 r.)



■ Rynek LNG

Dzięki terminalowi LNG w Świnoujściu Polska zyskała dostęp do dynamicznie rozwijającego się rynku gazu skroplonego na świecie. Z zadowoleniem obserwujemy zwiększającą się liczbę dostaw gazu skroplonego kupowanego w ramach kontraktów długoterminowych oraz spotowych. Przełomowym wydarzeniem jest zawarcie w listopadzie 2017 roku kontraktu średniookresowego na dostawy amerykańskiego gazu dla Polski. Dostęp do nowych źródeł oraz do elastycznych strategii zakupowych dają szansę na atrakcyjną cenę gazu dla Polski.

■ Regionalne centrum obrotu gazem

Regionalne centrum obrotu gazem, czyli projekt hubu gazowego został wpisany do rządowej „Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju”. Inicjatywa ta jest komplementarna z projektem Bramy Północnej. Rolą TGE w projekcie ma być stworzenie giełdowej platformy handlowej dla uczestników rynków oraz dalsza koncentracja podaży i popytu. Utworzenie w Polsce – z wykorzy-

staniem zdywersyfikowanej infrastruktury transportowej – centrum dystrybucji i handlu gazem powinno znacząco poprawić funkcjonalność polskiego rynku gazu oraz przyciągnąć nowych uczestników.

■ Inicjatywa Trójmorza

Regionalna inicjatywa współpracy państw Unii Europejskiej, leżących między morzami: Adriatyckim, Bałtyckim i Czarnym, zakłada wsparcie dla projektów wzmacniających bezpieczeństwo oraz integrację rynków gazu. TGE dostrzega w tej koncepcji szansę na realizację korytarza transportu gazu północ-południe, a w konsekwencji na zwiększenie przepływów gazu między rynkami państw regionu i obrotów handlowych. TGE jako giełda gazu widzi w tym projekcie rolę przyszłego koncentratora handlu oraz kreatora ceny referencyjnej gazu w regionie Trójmorza.

Autor jest zastępcą dyrektora Biura Rozwoju i Analiz Rynku ds. Gazu, Towarowa Giełda Energii S.A.

„Małe” LNG pod nadzorem metrologicznym

Grzegorz Rosłonek

Do czasu oddania do użytku Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego rynek „małego” LNG pozyskiwał skroplony gaz ziemny głównie z Oddziału w Odolanowie (PGNiG). Wraz z rozpoczęciem dostaw do terminalu następuje dynamiczny rozwój tego segmentu energetyki. Zainteresowanie nośnikiem energii w postaci LNG przejawiają coraz mniejsi konsumenci. Powoduje to konieczność dokładnego zmierzenia każdej wyładowanej partii oraz zapewnienia nadzoru metrologicznego nad urządzeniami pomiarowymi.

Specjaliści z Centrum Kompetencji Technicznych LNG (PGNiG Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze – CLPB) trafnie oceniają, iż wejście drobnych odbiorców na rynek „małego” LNG wymaga instalowania układów pomiarowych na cysternach lub w punktach dostaw. Jak każdy rynek, na którym odbywają się rozliczenia, nie powinien on funkcjonować bez nadzoru metrologicznego i odniesienia do krajowych jednostek miar. Specjaliści z CLPB zaprojektowali pierwsze w Polsce mobilne stanowisko do wzorcowania przepływomierzy kriogenicznych. Już w 2017 roku odbyły się pomiary z wykorzystaniem tego stanowiska podczas wyładunku autocysterny LNG oraz legalizacji przepływomierzy wykorzystywanych do innych cieczy kriogenicznych.

Inżynierowie z CLPB, wraz z Głównym Urzędem Miar (GUM), pracują nad stworzeniem krajowego systemu nadzoru metrologicznego nad przepływomierzami do cieczy kriogenicznych. Innowacyjny projekt wykorzystania infrastruktury technicznej Oddziału w Odolanowie i stworzenie stanowiska nadrzędnego

z odniesieniem do krajowej jednostki masy są w toku. Pierwsze – wykonane w lutym br. – badania są obiecujące. Przedstawiciele GUM oraz CLPB są zgodni, że jeszcze w 2018 roku zostanie wykonane wzorcowanie na LNG i ekspertyza mobilnego stanowiska referencyjnego na pierwszym tego typu obiekcie w Polsce i Europie. Dotychczas, ze względu na brak dostępnych stanowisk kriogenicznych do badań mobilnych wzorców, ekspertyzy były wykonywane na stanowiskach wodnych.

Współpraca Głównego Urzędu Miar, PGNiG i przemysłu, innowacyjne podejście do sposobu wykorzystania istniejącej już infrastruktury oraz stworzenie krajowego systemu nadzoru metrologicznego nad przepływomierzami do cieczy kriogenicznych – to bodźce do rozwoju „małego” LNG oraz wejście pomiarów w tym obszarze na wyższy poziom technologiczny.

Dr Grzegorz Rosłonek jest dyrektorem Oddziału Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG SA.

Rośnie pozycja Polski na europejskim rynku gazu

Rozmowa z **Klaussem-Dieterem Borchardtem**, dyrektorem ds. wewnętrznego rynku energii w Komisji Europejskiej



„Przegląd Gazowniczy” jest kwartalnikiem poświęconym zagadnieniom przemysłu gazowniczego, publikowanym w Polsce od piętnastu lat. W związku z obchodzoną przez nas rocznicą chcielibyśmy podsumować wydarzenia, które zaszły w tym czasie na europejskim i polskim rynku gazowniczym. Które decyzje Komisji Europejskiej kształtujące rynek uważa pan za kluczowe?

Unijnej polityce energetycznej przyświecają trzy główne cele: 1) zabezpieczenie zasobów energetycznych w celu zapewnienia rzetelnych dostaw energii na czas; 2) zapewnienie dostawcom energii konkurencyjnego środowiska, gwarantującego rozsądne warunki cenowe w odniesieniu do mieszkań, działalności gospodarczej i przemysłu oraz 3) zapewnienie zrównoważonej konsumpcji energii poprzez obniżenie emisji gazów cieplarnianych, zmniejszenie poziomu zanieczyszczeń oraz stopnia zależności od paliw kopalnych.

Jednym z głównych osiągnięć ostatnich piętnastu lat było zapewne osiągnięcie porozumienia w sprawie ram prawnych unijnego rynku energii elektrycznej i rynku gazowego – tzw. trzeciego pakietu energetycznego. Kluczowe elementy tego pakietu, takie jak przepisy w sprawie zapewniania dostępu osobom trzecim, niezależny nadzór regulacyjny oraz integracja rynku, a także przepisy harmonizacyjne, które ostatecznie ukształtowały unijny rynek energii elektrycznej i gazu, uważane są za punkty odniesienia dla nowoczesnej i zorientowanej na rynek struktury handlu energią. Delegacje z całego świata odwiedzały nasz kraj w celu lepszego zrozumienia naszego systemu.

Niektórzy twierdzą również, że kryzysy w obszarze energetycznym przyczyniły się do powstania zintegrowanej unijnej polityki

energetycznej – jest w tym trochę prawdy. Gaz odgrywa ważną rolę w miksie energetycznym, a jego zdecydowana większość musi być importowana z państw trzecich. Przerwy w dostawach gazu niebawem mogą stać się kwestią bezpieczeństwa państwowego – zwłaszcza w krajach zależnych głównie od jednego dostawcy – jest to kwestia szczególnie bliska Polsce. Rozporządzenie w sprawie bezpieczeństwa dostaw gazu z 2010 roku oraz nowe rozporządzenie z 2017 roku zostały przyjęte jako forma odpowiedzi na kryzysy w dostawach gazu. Zapewniają one efektywne ramy zapobiegające ewentualnym przerwom w dostawach oraz potencjalne środki zaradcze podejmowane w przypadku ich wystąpienia. Warto zwrócić uwagę na to, że po raz pierwszy unijne rozporządzenie wprowadza zasadę solidarności, określającą wzajemną pomoc państw członkowskich w dostarczaniu gazu do gospodarstw domowych oraz innym klientom, którym zagrażają przerwy w dostawach energii w czasie kryzysu.

Zintegrowane rynki energetyczne nie mogą być tworzone bez wymaganej infrastruktury. Komisyjne ramy legislacyjne dotyczące infrastruktury już od 2013 roku pozwalają prowadzić udaną walkę z podziałami w systemach planowania państwowej infrastruktury. Dzięki nim powstały także „projekty będące przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI)” oraz instrument „Łącząc Europę”. PCI mają również na celu pomoc Unii Europejskiej w realizacji jej polityki energetycznej oraz założeń dotyczących klimatu: dostarczania wszystkim obywatelom korzystnej cenowo, bezpiecznej i zrównoważonej energii oraz wdrażania długoterminowego planu dekarbonizacji w obszarze gospodarki w myśl porozumienia paryskiego. Aktualna lista PCI obejmuje 173 projekty. W ramach PCI istnieje również możliwość ubiegania się o fundusze z instrumentu „Łącząc Europę” (CEF). Z budżetem na lata 2014–2020

przekraczającym 5 miliardów euro CEF jest kluczowym instrumentem promocji wzrostu, zatrudnienia i konkurencyjności poprzez ukierunkowane inwestycje w infrastrukturę na poziomie europejskim.

Niemniej jednak ważne jest to, że po przedstawieniu propozycji przez Polskę państwa członkowskie zdecydowały się na poszerzenie zakresu współpracy w ramach polityki energetycznej ponad własne rynki wewnętrzne w celu utworzenia unii energetycznej, która reguluje wszystkie aspekty polityki energetycznej. Głównym krokiem na drodze do jej utworzenia jest bez wątpienia nowa propozycja Komisji Europejskiej pt. „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Ten obszerny pakiet legislacyjny ma na celu umożliwienie Unii Europejskiej realizację zobowiązań zawartych w porozumieniu paryskim z 2015 roku, promowanie solidarności i współpracy na szczeblu regionalnym, a także dostosowanie warunków odpowiednio do systemów energetycznych XXI wieku.

Rok 2017 to rok historycznie istotny ze względu na takie inicjatywy, jak komisyjna analiza „Quo Vadis”, mające na celu zrozumienie przyszłego kształtu rynku gazowego w Europie lub analiza Rady Europejskich Regulatorów Energii, skupiające się na przyszłości roli gazu. Czy możemy już mówić o jakichś wnioskach wynikających z tych badań? Czy zostały ujawnione jakiegokolwiek słabe strony rozporządzeń dotyczących funkcjonowania jednolitego rynku gazu? W przypadku sektora elektrycznego przedstawiony został pakiet legislacyjny „Czysta energia”. A co z gazem? Czy w miksie energetycznym w perspektywie wykraczającej poza rok 2030 jest miejsce na gaz – pomimo celów związanych z klimatem?

Analiza „Quo Vadis” to dobry początek debaty, który również wywołuje reakcje innych stron (obecnie prowadzonych jest kilka badań), jednak nie należy przeceniać jego wkładu w kształtowanie zmian regulacyjnych. Dostarcza ono kilku pomysłów, które należy poddać dalszej analizie. Komisja rozważa następne działania oraz analizę dotyczącą przyszłego, rynkowego pakietu gazowego. Oczywiście jest również to, że rynek gazu musi pozostać nie tylko konkurencyjny, lecz także zrównoważony – w świetle celów klimatycznych określonych w porozumieniu paryskim. Oznacza to, że istnieje szansa, aby gaz pozostał elementem miksu energetycznego po 2030 r., jeżeli dostępne będzie rozwiązanie pozwalające na redukcję emisji CO₂ i metanu.

Uważamy, że gaz ma potencjał, aby stać się ważnym elementem procesu dekarbonizacji. Obecnie jest to idealna zastępcza technologia w produkcji odnawialnej z uwagi na to, że charakteryzuje się ona wysokim stopniem elastyczności w równoważeniu procesu integracji w wytwarzaniu energii z OZE (bardziej elastycznego podejścia w porównaniu z produkcją energii atomowej) oraz najniższym do tej pory wskaźnikiem emisji CO₂ z paliw kopalnych.

Aby gaz ziemny odegrał znaczącą rolę w miksie energetycznym, musi odnieść zwycięstwo ekonomiczne na rynku, zwłaszcza w rywalizacji z węglem, wspieranym przez system handlu uprawnieniami do emisji (ETS). Poczyniono postępy w obszarze ograniczenia nadmiernej liczby wydawanych pozwoleń na emisję dwutlenku węgla w ramach ETS, co powinno pozwolić na osiągnięcie

równowagi na rynku emisji dwutlenku węgla, a dalsze reformy powinny zapewnić lepszy potencjał inwestycyjny źródłom charakteryzującym się niskimi emisjami CO₂.

Zwycięstwo w tym wyścigu również wymaga prawdziwie konkurencyjnego, prawidłowo funkcjonującego rynku gazowego w Unii Europejskiej. Konieczne jest też pełne wdrożenie trzeciego pakietu energetycznego oraz kodeksów sieci gazowej, które skutecznie opracowywaliśmy przez ostatnie sześć lat.

Ponadto, cele postawione w ramach dekarbonizacji również stanowią wyzwanie stojące przed sektorem gazowym w średnio- i długoterminowej perspektywie. Wnoszą one także konieczność wprowadzania innowacji, np. w zakresie wychwytywania i magazynowania CO₂ oraz odnawialnych źródeł gazu.

Niektórzy twierdzą, że „gaz jest paliwem pomostowym”, co oznacza, że może on zniknąć z unijnego miksu energetycznego po okresie 2030/35. Jeżeli okaże się to prawdą, okoliczności te będą wiązały się również z koniecznością zaprzestania inwestycji publicznych zasobów finansowych w infrastrukturę gazową, tworząc ryzyko powstawania aktywów osieroconych.

Uważam jednak, że postrzeganie gazu jako paliwa pomostowego jest podejściem błędnym. O ile może to być prawdą w przypadku gazu ziemnego, o tyle nie jest tak, gdy gaz odgrywa rolę w sferze przechodzenia na czystą energię, szczególnie w przypadku gazów ekologicznych, produkcji gazu z energii (projekty wykorzystujące metan oraz wodór) oraz innych innowacyjnych technologii. Stosowanie nowych technologii stwarza również możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej w przyszłości, w drodze ku zapewnieniu dekarbonizacji w europejskim miksie energetycznym.

Na szczeblu unijnym ramy regulacyjne dotyczące rynku gazowego były tradycyjnie określane w dyrektywach i rozporządzeniach. Jednak w ostatnich latach to określone projekty ustawodawcze i kodeksy sieciowe zaczęły skupiać większą uwagę – bez nich realizacja czynności podlegających regulacjom w sektorze gazu ziemnego już teraz wydaje się niemożliwa nie tylko na poziomie przesyłu, lecz także dostaw, składowania i dystrybucji. Jakie – według pana – jest ich znaczenie?

Kodeksy sieciowe są ważne, ponieważ skupiają się one na technicznych elementach procesu harmonizacji, wdrażając cele uzgodnione przez Parlament i Radę EU w zakresie dyrektyw i rozporządzeń gazowych. Kodeksy wspierają tworzenie rzeczywiście funkcjonalnego, unijnego rynku energetycznego. Przykładem jest kwestia alokacji zdolności przesyłowych, w ramach której należy zapewnić przejrzystość i wyeliminować dyskryminację – nie zostały jednak określone zasady dotyczące trybu alokacji. Doprowadziło to do tego, że powstały różne rozwiązania w zakresie alokacji zdolności przesyłowych w całej Europie, na przykład mechanizmy alokacji oparte na zasadach pierwszeństwa zgłoszeń lub proporcjonalności. Kod sieciowy, stosowany w ramach alokacji zdolności przesyłowych, pozwala obecnie dostawcom na zakup tych zdolności, ograniczając w ten sposób koszty transakcji, co w ostatecznym rozrachunku przynosi korzyści w sferze konkurencyjności, a więc wpływa pozytywnie na uczciwe ceny dla konsumentów.

Inne kodeksy sieciowe skupiają się na poprawie interoperacyjności, wprowadzając struktury zapewniania równowagi i har-

monizacji taryf oparte na zasadach rynkowych. Niemniej jednak, opracowywanie kodów sieciowych stanowi tylko jedną stronę medalu, drugą jest wdrażanie zasad. Nieodzwonne jest więc wdrażanie kodów sieciowych w odpowiedni sposób i w odpowiednim czasie przez wszystkie państwa członkowskie.

Komisja coraz bardziej skupia się na kwestiach nowych technologii na rynkach energii elektrycznej i gazu. Jaka jest pana opinia na temat poziomu i zakresu ich wdrażania oraz które z nich wywierają największy wpływ na rozwój rynku? Czy doszło do jakichkolwiek zmian w sferze wsparcia technologii stosowanych w odniesieniu do paliw mineralnych po roku 2020 z budżetu unijnego, na przykład w ramach 9. Programu Ramowego?

Transformacja energetyczna wywiera wpływ na sieci elektryczne. Wyższy poziom integracji OZE, lepsza struktura wzajemnych połączeń oraz umocnienie pozycji użytkowników końcowych to kwestie stanowiące wyzwanie oraz okazję dla uczestników rynku i operatorów sieci. W ubiegłych dziesięcioleciach nowe technolo-



gie stopniowo wkraczały w sferę sieci elektrycznych, zarówno na szczeblu dystrybucyjnym, jak i przesyłowym. Informatyka stosowana, cyfryzacja oraz automatyzacja to kluczowe elementy inteligentnych sieci; są to również obszary, w których spodziewamy się postępu w następnych latach. Nowe technologie mogą stanowić alternatywę dla nowych inwestycji, a także wsparcie w bardziej efektywnym wykorzystaniu istniejących sieci.

Większość projektów inteligentnych sieci realizowana jest na szczeblu dystrybucyjnym. Przeszkody regulacyjne dotyczące takich przedsięwzięć powinny być ograniczone i uzasadnione. Rozporządzenie w sprawie transeuropejskich sieci energetycznych (TEN-e) określa inteligentne sieci jako obszar tematyczny w przypadku wyboru projektów stanowiących obszar wspólnego zainteresowania, naznaczonych wymogiem znacznego wpływu w skali transgranicznej. Na trzeciej liście unijnej znajdują się cztery sieci realizowane w ramach PCI.

Komisja mocno podkreśla znaczenie inteligentnych sieci, udostępniła też kilka systemów wsparcia. Istnieje szansa, że PCI

otrzymają finanse z CEF. Dostępnych jest także kilka innych, znaczących źródeł finansowania, na przykład europejski fundusz dla inwestycji strategicznych lub fundowanie badań w ramach programu Horyzont 2020. W przypadku projektów o bardziej regionalnym charakterze alternatywę może stanowić europejski fundusz strukturalno-inwestycyjny. Od 2014 do 2016 roku na badania i działania związane z polskimi PCI w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (CEF) przyznano 271 659 694,00 euro.

Od ponad dekady Polska jest uczestnikiem wspólnego rynku energii. Poczyniliśmy znaczne postępy w obszarach rozwoju infrastruktury, opracowaliśmy sieć połączeń z Europą, planujemy duże inwestycje w celu zróżnicowania kierunków dostaw gazu. Jak przestrzega pan pozycję Polski na europejskim rynku gazu?

Polska realizuje obecnie imponujący plan dywersyfikacji swojego rynku gazu, na którym tradycyjnie dominowały dostawy ze wschodu. Od 2009 roku, gdy Polska borykała się z problemami w dostawach gazu, polski rynek gazu stał się rynkiem lepiej połączonym z sąsiadami i rynkiem bardziej odpornym. Terminal LNG w Świnoujściu jest już eksploatowany, a Polska nadal realizuje swoją strategię ulepszania wewnętrznej sieci gazowniczej oraz rozwoju gazowych połączeń międzysystemowych. Obecnie jesteśmy w toku procesu rozwoju gazociągów międzysystemowych, łączących nas z prawie wszystkimi naszymi sąsiadami, wliczając w to Litwę (GILP), Czechy (Stork II), Słowację i Danię (Baltic-Pipe). Po ukończeniu konstrukcji Baltic-Pipe Polska zabezpieczy kanał dostaw bezpośrednich gazu ziemnego z norweskiego szelfu kontynentalnego, co będzie stanowiło kopernikańską zmianę na polskim rynku gazowym, a także w skali regionalnej. Z zadowoleniem zauważam, że wspieramy ten projekt, wykorzystując PCI oraz prowadząc bezpośrednie rozmowy z partnerami

w Norwegii, Danii oraz Polsce.

Wszystkie te projekty mają kluczowe znaczenie. Wzmocnią one poziom integracji rynku gazowego i zwiększą poziom bezpieczeństwa dostaw gazu w Polsce i w całej centralnej części Europy południowo-wschodniej, a także we wschodnim regionie Morza Bałtyckiego. Ze względu na swój ważny charakter regionalny, polskie połączenia międzysystemowe otrzymały status unijnych projektów, będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (PCI), natomiast Komisja Europejska wspiera ich rozwój, przeznaczając na nie wysokie granty w ramach instrumentu „Łącząc Europę”.

Komisja ściśle współpracuje z organami polskimi oraz GAZ-SYSTEM S.A. w celu zapewnienia rozwoju połączeń międzysystemowych w odpowiednich ramach czasowych.

Rozmawiali:

Adam Cymer i Aneta Wilmańska

20 lat regulacji rynku gazu w Polsce

Przed transformacją sektora...

- Przedsiębiorstwa energetyczne były przedsiębiorstwami państwowymi.
- n Obowiązywały ceny urzędowe, ustalone przez właściwe organy administracji państwowej na podstawie analizy makroekonomicznej.
- Taryfy i cenniki dla gospodarki energetycznej ustalał minister finansów na podstawie przepisów ustawy z 26 lutego 1982 r. o cenach.

1997

- Uchwalenie ustawy „Prawo energetyczne” 10 kwietnia oznaczało zmianę sektora energetycznego w kierunku urynkwienia oraz powołanie organu regulacyjnego czyli prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

1998

- Do końca roku ustalanie taryf i cenników na gaz, ciepło i energię elektryczną pozostawało w gestii ministra finansów.
- Weszły rozporządzenia umożliwiające funkcjonowanie URE, m.in. w sprawie opłat koncesyjnych i taryf.
- Rozpoczęcie procesu wydawania koncesji.

1999

- Opublikowano rozporządzenie ministra gospodarki z 6 grudnia w sprawie szczegółowych zasad rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, w tym rozliczeń z indywidualnymi odbiorcami w gospodarstwach domowych.
- Rozpoczął się proces przygotowania do otwarcia rynku obrotu paliwami gazowymi.

2000

- 3 stycznia weszło w życie rozporządzenie taryfowe dla paliw gazowych, umożliwiające ustalanie taryf dla paliw gazowych przez przedsiębiorstwa sektora gazowego.
- 1 marca zatwierdzono pierwsze taryfy dla przedsiębiorstw tego sektora: PGNiG SA oraz Zakładów Koksowniczych „Przyjaźń”.
- Od 1 lipca odbiorcy paliw gazowych wytwarzanych i produkowanych w Polsce, dokonujący rocznych zakupów paliw gazowych w wielkości nie mniejszej niż 25 mln m³, w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy, uzyskali prawo do korzystania z usług przesyłowych.

2001

- Prezes URE przeprowadził kontrole w zakresie przestrzegania warunków prowadzenia działalności objętej obowiązkiem uzyskania koncesji oraz prawidłowości stosowania taryf dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła.

2002

- Nowelizacją ustawy „Prawo energetyczne” dodano nowe, liczne zadania związane z bieżącym funkcjonowaniem sektora gazowego i elektroenergetycznego.

2003

- Działalność rozpoczęła Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu (ERGEG), powołana z inicjatywy Komisji Europejskiej.

2004

- II pakiet energetyczny, w tym dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 55/2003 w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku gazu.
- Prezes URE przystąpił do Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER) oraz do Grupy Europejskich Regulatorów dla Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG).
- Ze struktur PGNiG SA nastąpiło wydzielenie spółki PGNiG – Przesył sp. z o.o. (obecnie Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM sp. z o.o., pełniący funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego).

2005

- Wprowadzono zasady kształtujące regulacyjny model tworzenia rynków paliw i energii.
- OGP GAZ–SYSTEM sp. z o.o. decyzją prezesa URE został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego.

2006

- Nowelizacja prawa energetycznego, związana m.in. ze zmianami, jakie za-

chodziły w organizacji i funkcjonowaniu sektora gazowego oraz wejściem w życie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 1775/2005 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, nałożyła na prezesa URE obowiązek kontrolowania realizacji obowiązków wynikających z tego rozporządzenia.

- Prezes URE zatwierdził pierwsze „Instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych”, opracowane przez operatorów tych systemów.

2007

- Obowiązek uzyskania koncesji objął działalność polegającą na skraplaniu gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.
- Wyznaczano operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych (unbundling OSD).
- 7 kwietnia weszła w życie ustawa o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz o zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, która w sektorze gazownictwa określiła zasady tworzenia, utrzymywania i finansowania zapasów gazu ziemnego oraz zasady postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie gazu ziemnego. Poszerzyła ona zadania prezesa URE o kolejne obowiązki, związane m.in. z weryfikowaniem wielkości obowiązkowych zapasów paliw gazowych oraz zatwierdzaniem planów wprowadzania ograniczeń.
- Od 1 lipca wszyscy odbiorcy mogą korzystać z prawa wyboru sprzedawcy energii elektrycznej lub gazu (tzw. zasada TPA ang. *Third Party Access*).

2008

- Parlament Europejski przyjął „Pakiet klimatyczno-energetyczny”, tzw. Pakiet 3x20%, mający na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, promowanie stosowania energii ze źródeł odnawialnych i podnoszenie sprawności energetycznej Unii Europejskiej.

2009

- Uchwalone zostały: rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego oraz dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 r., dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.

2010

- Rozpoczęto wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji dla jednostek opalanych metanem lub gazem uzyskiwanym z biomasy (tzw. certyfikaty brązowe i fioletowe).
- Prezes URE został upoważniony do opracowywania wytycznych i zaleceń do planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii.
- Doprecyzowano przepisy dotyczące prawa odbiorcy do wyboru sprzedawcy.
- OGP GAZ–SYSTEM S.A., decyzją prezesa URE, został wyznaczony operatorem systemu przesyłowego gazowego w formule ISO, na znajdującym się na terytorium Polski odcinku gazociągu Jamał–Europa Zachodnia.

2011

- Nowelizacja ustawy „Prawo energetyczne” zmodyfikowała przepisy w zakresie m.in. obowiązku utrzymywania zapasów (ograniczając go do przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przywozu gazu ziemnego w celu jego dalszej odsprzedaży odbiorcom) oraz zwolnień z tego obowiązku.
- Wprowadzono możliwość utrzymywania zapasów poza terytorium RP, z zachowaniem określonych warunków.
- Prezes URE zatwierdził „Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRIESP) OGP GAZ–SYSTEM S.A., zakładającą wprowadzenie doby gazowej zgodnej ze standardami CBP EASEE-gas, rozpoczynającej się o godzinie 6.00, wprowadzenie bilansowania i zgłaszania nominacji w jednostkach energii

(kWh), wprowadzenie szczegółowej procedury zmiany sprzedawcy, zgodnie z którą moc umowna na wyjściu sieci przesyłowej podąża za odbiorcą, wprowadzenie świadczenia usług przesyłania zwrotnego, wprowadzenie rynkowych zasad przydzielania zdolności przesyłowych, rozszerzenie obowiązków informacyjnych OSP, a także usprawnienie i uszczegółowienie procedur wymiany i udostępniania danych. Zasady takie warunkowały wprowadzenie obrotu giełdowego gazem ziemnym.

- Wprowadzenie usługi wirtualnego przesyłu zwrotnego (reverse flow) na gazociągu jamalskim w sposób zapewniający niedyskryminacyjny dostęp dla wszystkich potencjalnych użytkowników. Określenie zasad oferowania usług nastąpiło w drodze przyjęcia dokumentów dotyczących pełnienia funkcji operatorskich, współpracy z operatorami systemów sąsiadujących, publikacji danych niezbędnych do uzyskania dostępu do systemu, zasad oferowania i świadczenia usług. Wprowadzone rozwiązanie zapewniło szerszy dostęp do gazu wycenianego na warunkach rynkowych.

n 11 sierpnia weszła w życie ustawa o efektywności energetycznej, która wprowadziła zasady realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii i rozliczania tego obowiązku (białe certyfikaty – świadectwa efektywności energetycznej) – nowe obowiązki prezesa URE; ujmowanie w taryfach dla paliw gazowych kosztów poprawy efektywności energetycznej.

2012

n Wzmoczone prace legislacyjne nad tzw. dużym trójpakietem energetycznym zmierzały do wyłączenia do odrębnych ustaw przepisów dotyczących rynku gazu oraz odnawialnych źródeł energii.

- Prezes URE zatwierdził „Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRIESP), dotyczącą krajowego systemu przesyłowego będącego własnością OGP GAZ–SYSTEM S.A.
- Kontynuowanie prac nad projektem „Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego”. Dokument ten został poddany szerokim konsultacjom, których wyniki zostały uwzględnione w dokumencie.
- Uruchomienie w grudniu giełdy gazu ziemnego na Towarowej Giełdzie Energii.

2013

- Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi otrzymały możliwość, po złożeniu prezesowi URE wniosku, uzyskania zwolnienia z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf na paliwa gazowe w zakresie ich sprzedaży do przedsiębiorstw energetycznych, nabywających je w ramach obrotu paliwami gazowymi.
- Nałożono obowiązek publicznej sprzedaży gazu ziemnego przez największych uczestników rynku gazu za pośrednictwem giełd towarowych, w celu stworzenia transparentnego hurtowego rynku gazu.
- Kontynuowane wdrażanie działań określonych w dokumencie prezesa URE pt. „Mapa drogowa uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce”.
- Obowiązek sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej wynosił 30% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym.
- W drugiej połowie roku wprowadzono przepisy umożliwiające przeprowadzenie procesu przyznawania operatorom systemów przesyłowych certyfikatów niezależności.

2014

- Opracowano w URE „Zbiory praw konsumenta energii elektrycznej i paliw gazowych”, które sprzedawcy są zobowiązani dostarczać do odbiorców w gospodarstwach domowych.
- Wyodrębnienie ze struktury PGNiG SA przedsiębiorstwa PGNiG OD sp. z o.o.
- Obowiązek sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej wynosił 40% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym.
- Certyfikacja operatora systemu przesyłowego OGP GAZ–SYSTEM S.A. (w formule OU) decyzją prezesa URE.
- Zmiana sposobu rozliczania odbiorców, wynikająca z zapisów rozporządzenia ministra gospodarki z 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.
- Od 1 sierpnia wszystkie przedsiębiorstwa energetyczne zostały zobligowane

do prowadzenia rozliczeń z odbiorcami w jednostkach energii (kWh) zamiast w jednostkach objętości (m³).

- Prezes URE wydał pierwszą decyzję w sprawie transgranicznej alokacji kosztów projektu o statusie „Projektu wspólnego zainteresowania” (PCI – Project of Common Interest). Projekt poza samym gazociągiem łączącym systemy przesyłowe Polski i Czech zakłada istotne wzmocnienie sieci wewnętrznych na terenie kraju.

2015

- Certyfikacja OSP OGP GAZ–SYSTEM S.A. (w formule ISO) decyzją prezesa URE.
- Prezes URE zatwierdził zmiany IRIESD, przygotowane przez PSG sp. z o.o.
- Obowiązek sprzedaży gazu ziemnego na giełdzie towarowej wynosił 55% gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym.

2016

- Liberalizacja rynku gazu – rezygnacja z regulowania cen gazu ziemnego według ustalonego ustawą harmonogramu dla poszczególnych grup odbiorców. Nowe rozwiązania stopniowo znoszą obowiązek przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym dotyczący ustalania i przedkładania do zatwierdzenia przez prezesa URE taryf dla gazu.
- Ustawa z 23 września o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich wprowadziła narzędzie dające konsumentom możliwość składania wniosków o rozwiązanie sporów z przedsiębiorcami do podmiotów oferujących bezstronne, przejrzyste, skuteczne i szybkie metody alternatywnego rozwiązywania przed wszczęciem postępowania sądowego. Przy prezese URE powołano koordynatora do spraw negocjacji.
- Prezes URE udzielił koncesji na skraplanie gazu ziemnego i regazyfikację skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego spółce Polskie LNG S.A., będącej właścicielem Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz wyznaczył ją operatorem systemu skraplania gazu ziemnego na ww. terminalu. Ponadto prezes URE zatwierdził pierwszą taryfę dla usług regazyfikacji LNG dla ww. spółki. Pierwszy gazowicz z komercyjnym ładunkiem 210 tys. m³ skroplonego gazu ziemnego (LNG) dotarł do portu w Świnoujściu 17 czerwca 2016 r.

2017

- 1 stycznia weszły w życie przepisy ustawy „Prawo energetyczne”, znoszące z mocy prawa nadzór prezesa URE nad taryfami na sprzedaż gazu do odbiorców hurtowych, sprzedaż gazu LNG i CNG oraz na sprzedaż gazu do odbiorców końcowych, dokonujących zakupu tego paliwa w punkcie wirtualnym lub w trybie przetargów, aukcji lub zamówień publicznych.
- 6 kwietnia weszło w życie rozporządzenie Komisji UE 2017/460 z 16 marca 2017 r., ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. Urz. UE L 72/26 z 17.03.2017), zwane kodeksem taryfowym. Nakłada ono na prezesa URE oraz Operatora Systemu Przesyłowego nowe obowiązki związane z zatwierdzaniem taryf przesyłowych dla gazu, m.in. w zakresie konsultacji z uczestnikami rynku gazu, publikacji wymaganych informacji oraz zatwierdzania metodologii kalkulacji taryf. W grudniu 2017 r. OGP GAZ–SYSTEM S.A. opublikował informacje, o których mowa w art. 30 kodeksu taryfowego.
- Lipcowa zmiana ustawy o zapasach wyeliminowała możliwość uzyskania zwolnienia z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, poszerzyła katalog podmiotów objętych obowiązkiem utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz umożliwiła zlecenie zadań w tym zakresie innemu przedsiębiorstwu poprzez umowę biletową, poszerzając jednocześnie zadania prezesa URE o kolejne obowiązki, m.in. wyrażanie zgody na zawarcie umowy biletowej.
- Od 1 października zniesiony został obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez prezesa URE taryf na sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego i azotanowego odbiorcom końcowym niebędącym gospodarstwami domowymi.
- Nadzór prezesa URE nad taryfami (tj. cenami maksymalnymi) dla gazu sieciowego sprzedawanego do gospodarstw domowych zostaje utrzymany do końca 2023 r.

Departament Komunikacji Społecznej URE

Przybędzie gazu w bilansie energetycznym

W okresie 26–28 stycznia br. odbyło się w Zakopanem cykliczne sympozjum Izby Gospodarczej Gazownictwa pt. „Rynek gazu w Polsce w roku 2018 – kierunki rozwoju i wyzwania”. W ramach sympozjum odbyły się dwie sesje plenarne. Pierwsza, poświęcona „Polityce energetycznej Polski ze szczególnym uwzględnieniem rynku gazu”, a druga „Efektywnej dywersyfikacji kierunków importu gazu”.

Sympozjum otwierało wystąpienie **Witolda Słowika**, podsekretarza stanu w Ministerstwie Inwestycji i Rozwoju, który podsumował ubiegły rok w gazownictwie. Wskazał na konsekwentną realizację programu dywersyfikacji kierunków importu gazu, realizowaną m.in. poprzez gazoport w Świnoujściu, a także zaawansowane prace nad budową gazociągu Baltic Pipe. Podkreślił, że inwestycje w infrastrukturę gazową, przesyłową i dystrybucyjną likwidują coraz więcej „białych plam” na gazowej mapie Polski. Zwrócił uwagę, że pozwoli to coraz intensywniej wykorzystywać błękitne paliwo w krajowym ciepłownictwie i rozwijać kogeneracyjne układy w energetyce, podnosząc znaczenie sektora gazowniczego w gospodarce.

Referat w pierwszej sesji przedstawiła **Elżbieta Piskorz**, dyrektor departamentu ropy i gazu w Ministerstwie Energii. Tematem wiodącym referatu były prace nad nowym dokumentem strategicznym dotyczącym polityki energetycznej Polski do 2035 roku. Zgodnie z założeniami projektowanego dokumentu, bilans energetyczny będzie ewoluował w kierunku ekologicznych nośników energii, choć podstawą nadal pozostanie paliwo węglowe, mimo iż jego udział spadnie do 50 proc. w miksie energetycznym. Polityka energetyczno-klimatyczna UE oraz prognozowany znaczący wzrost cen uprawnień do emisji spowodują zastępowanie jednostek wytwórczych, których emisyjność przekracza normy, nowymi, wysokosprawnymi jednostkami. Dotyczy to jednostek opartych na krajowych zasobach energetycznych, a także na paliwach gazowych. Coraz wyższe bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego, dzięki postępującej dywersyfikacji źródeł, pozwalają podnieść prognozy zapotrzebowania na gaz z 16 mld m³ obecnie do 18 mld m³ do 2035 roku, a w scenariuszu optymistycznym do ponad 21 mld m³. Zgodnie z założeniami Ministerstwa Energii, prognozowany rozwój rynku gazu nastąpi w efekcie większego wykorzystania tego paliwa w energetyce dzięki budowie kolejnych bloków gazowych, a także dzięki szerszemu zastosowaniu technologii wykorzystania CNG/LNG – w transporcie samochodowym i morskim. W związku z postępującą gazyfikacją (wzrost z 58 do 61 proc. obszaru kraju) będzie rosło zapotrzebowanie na gaz w gospodarstwach domowych, co jest ważne dla realizacji strategicznego celu, jakim jest walka ze smogiem. Znaczącym walorem prezentacji było stwierdzenie dyrektor Elżbiety Piskorz, że funkcje regulacyjne ministerstwa będą wsparciem dla sektora gazowniczego, dlatego tak wielką wagę przywiązuje się do współpracy

z sektorem, co daje możliwość szybkiej reakcji na bariery rozwoju.

Po tych prezentacjach odbył się panel dyskusyjny z udziałem naukowców i przedstawicieli firm sektora gazowniczego. **Prof. dr Andrzej Osiadacz** (Politechnika Warszawska), prowadzący panel dyskusyjny, zwrócił uwagę, że struktura polskiego miksu energetycznego znacząco odbiega od sytuacji w krajach UE. U nas gaz ziemny to tylko 10–11 proc. bilansu, a w krajach UE 20–30 proc. Wyraził przekonanie, że te proporcje ulegną zmianie, bo wszystkie prognozy światowe wskazują, iż paliwo gazowe będzie paliwem XXI wieku. Gaz jest bardziej ekologiczny, elektrownie gazowe są tańsze, bardzo elastyczne, o wysokich parametrach sprawnościowych. Dzisiaj problemem nie jest już brak gazu, a nawet jego cena, bo ta maleje, ale stan infrastruktury przesyłowej, który obecnie nie jest w stanie zapewnić dostaw do miejsc, w których lokalizowane są nowe projekty energetyczne. Trzeba system do tego przygotować, bo koszty przesyłu zależą od struktury sieci. Musi być przygotowany dobry program rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. W Wielkiej Brytanii jest 12 tys. km sieci i przesyła się nią 90 mld m³ gazu, a u nas mamy nieco ponad 9 tys. km, a przesyłamy 16 mld m³. Ten system trzeba przebudować. Niskie koszty transportu zależą od dobrze zaprojektowanego systemu.

Prof. dr Władysław Mielczarski (Politechnika Łódzka) również zwrócił uwagę na to, że dla rozwoju energetyki gazowej w Polsce brakuje przepustowości, ale od tego kierunku rozwoju nie ma odwrotu. Wskazał na analizy *Oxford Institute for Energy Studies*, które przewidują, że rosnący potencjał przesyłu gazu na świecie – rurociągi i gazoporty – spowoduje kolosalny wzrost konkurencji, a efektem będzie spadek cen gazu i stanie się on atrakcyjnym paliwem dla elektroenergetyki. Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce do 2030 roku szacuje się na około dwadzieścia procent, bez gazu nie uda się sprostać takiemu zapotrzebowaniu, węgiel tego nie zapewni, a jedyną realną technologią jest energetyka gazowa.

Dobre perspektywy dla energetyki gazowej potwierdzili przedstawiciele sektora gazowniczego. **Tomasz Wilczak**, wiceprezes PGNiG Termika SA, podkreślił, że relacje sektora z Ministerstwem Energii wskazują na rosnące zrozumienie dla energetyki gazowej, zgłaszane postulaty są uwzględniane i wdrażane w nowych przepisach przygotowywanych przez Ministerstwo Energii. Warszaw-



skie elektrociepłownie PGNiG Termika SA strategię rozwoju budującą, opierając się na gazie ziemnym. Zaznaczył również, że decyzja o budowie bloku gazowego na Żeraniu powstała w wyniku analiz ekonomicznych, które potwierdziły celowość budowy. Mimo budowy instalacji zasilanej gazem PGNiG Termika nadal pozostanie znaczącym konsumentem węgla energetycznego.

Dyskutanci z uznaniem podkreślali, że w założeniach do polityki energetycznej pojawił się problem walki ze smogiem. Zwracano uwagę na konieczność kojarzenia gazownictwa z energetyką odnawialną, bo gaz najskuteczniej może ją wspierać. **Grzegorz Wiśniewski**, prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej, stwierdził, że jeśli mamy wypełnić zobowiązania do 20% w OZE i do 2030 roku rozwijać OZE zgodnie z pakietem zimowym UE, to – według analiz IEO – przyrost OZE musi być połączony ze wzrostem udziału gazu ziemnego do 10% w miksie energetycznym. Gaz bowiem wspiera OZE, zwłaszcza w elektroenergetyce. Tak jest w Europie, nie tylko dlatego że energetyka gazowa jest dyspozycyjna, ale też najbardziej elastyczna. Przeciwnieństwem elastycznego i w przyszłości taniego miksu OZE–gaz na bazie węgla w podstawie będzie niezwykle drogi mikś węgiel–atom, który z wielu segmentów energetyki wyklucza energetykę rozproszoną i OZE. Systematycznie i spokojnie rosnące opłaty za emisję CO₂, walka ze smogiem i internalizowane koszty środowiskowe oraz tworzenie lokalnych rynków sprzyjać będą i gazowi, i OZE. Obecnie OZE jest w trudnej sytuacji i przez to trudno będzie wypełnić cele klimatyczne UE. W OZE obserwujemy regres, w 2015 roku doszliśmy do 11,7% i zamiast szybkiego wzrostu, tak jak w UE i na świecie, udział energii z OZE zaczyna w Polsce spadać. Energetyka wiatrowa się „zatrzymała” – sektor jest zablokowany. Cofamy się, nie ma szans na spełnienie celu klimatycznego na poziomie 15%. Co prawda, smog pojawia się po raz pierwszy jako społecznie ważny temat w polityce państwa i polityce energetycznej, ale brakuje stwierdzenia, że to gaz skutecznie zwalcza niską emisję, gdy jest wraz z OZE kompleksowo wprowadzany do systemów ciepłowniczych. Gaz powinien szeroko wejść do ciepłownictwa. Małe silniki gazowe powinny stworzyć rynek detaliczny razem z prosumenckim OZE. W obecnych propozycjach PEP jest zdecydowanie za mało gazu.

Przedstawiciele sektora gazowniczego podkreślili rosnące znaczenie CNG/LNG w gazyfikacji kraju, a także nowe zastosowania paliw alternatywnych w transporcie drogowym i morskim. **Marcin Szczudło**, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny, wskazał na tempo zmian na rynku gazu poprzez realizowany program gazyfikacji z wykorzystaniem technologii LNG. Wyspowa gazyfikacja w re-

gionach, gdzie nie ma sieci, dedykowane firmom, skutkują też dostępem do gazu dla lokalnych mieszkańców. Liczne już umowy podpisane z przedsiębiorstwami komunikacji miejskiej oznaczają czystsze powietrze w miastach, zakładając, że 30 proc. zanieczyszczeń to transport. Gazomobilność to szansa dla gazu.

Ważny aspekt rozwoju rynku gazu poruszył **Piotr Zawistowski**, prezes Towarowej Giełdy Energii SA. Zwrócił uwagę, że dyskutujemy o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw i dobrego systemu infrastruktury, a musimy brać pod uwagę również zmiany zachodzące na rynku, takie jak rynek mocy, energetyka odnawialna oraz energetyka prosumencka. Te nowe zjawiska powodują dużą zmienność funkcjonowania rynku, zmienność dobową i konieczność funkcjonowania mechanizmu odpowiadającego na te problemy. To jest rola giełdy energii i giełdy gazu i ona będzie rosła.

Druga sesja plenarna poświęcona była „Efektywnej dywersyfikacji kierunków importu gazu”. Prezentację przedstawił **Ireneusz Łazor**, dyrektor Biura PGNiG SA w Londynie. Omówił sytuację na rynku gazu LNG na świecie i jej wpływ na polski rynek. Przedstawił mechanizmy działania tego rynku, najważniejszych graczy, potencjał rozwoju. Zwrócił uwagę, że do roku 2020 światowa zdolność eksportowa LNG wzrośnie o ok. 45 proc. Oczekuje się, że podaż LNG przewyższy zapotrzebowanie w okresie 2018–2023/25, co może spowodować znaczący spadek cen na światowym rynku gazu, a tym samym uczynić gaz atrakcyjnym paliwem dla energetyki. Prezentacja podkreślała, że TLNG Świnoujście stanie się kluczowym punktem dostępu do światowych dostaw LNG w regionie Europy Środkowej i Wschodniej. Dostawy LNG mają kluczowe znaczenie w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu na rynek polski. Dostawy LNG wpływają na zwiększenie elastyczności poprzez możliwość zagwarantowania dostaw w przypadku zakłóceń w ramach aktualnych tras dostaw oraz wykorzystanie zarezerwowanych zdolności regazyfikacyjnych.

Dyskusja panelowa po tej prezentacji koncentrowała się na analizie korzyści wynikających z wejścia Polski na rynek LNG i zwracała uwagę, że zmienia to postrzeganie gazu ziemnego i umacnia aspekty rynkowe. **Piotr Sprzączak** z departamentu ropy i gazu w Ministerstwie Energii podkreślił, że skala inwestycji infrastrukturalnych w gazownictwie wynika ze wspólnotowej polityki budowania jednolitego rynku. W tych projektach konsekwentnie i aktywnie uczestniczymy, wykorzystując fundusze europejskie zmieniamy nasz system, odchodząc od osi wschód–zachód na rzecz rozbudowy osi północ–południe. Naszą sytuację radykalnie zmienia terminal LNG, pozwalający przygotować się do prognozowanego okresu spadku cen w latach 2020–2025, by aktywnie kontraktować i korzystnie zabezpieczać nasz portfel. Integracja rynku europejskiego pozwala zmieniać postrzeganie gazu jako medium powiązanego z kwestiami politycznymi na zwykle *commodity*, towar będący przedmiotem popytu, podaży i ceny.

W dyskusji analizowano również potencjał rozwoju rynku gazu w naszym regionie Europy i nasze możliwości bycia liderem tego rynku. Wskazywano na konieczne wyzwania inwestycyjne w zakresie infrastruktury przesyłowej, połączeń międzysystemowych i pojemności magazynowych. Dyskutanci podkreślili, że zmiany na krajowym rynku gazu w ostatnich latach pozwalają na optymistyczne planowanie rozwoju, bo nikt w naszym regionie nie ma takiego potencjału jak terminal LNG w Świnoujściu i giełda gazu w Polsce.

Oprac. A.C.

PGNiG przyłączyło się do walki o czyste powietrze

Marek Jankowski, Rafał Pazura, Adrianna Papke

Konkursy z nagrodami dla szkół i gmin, scenariusze zajęć lekcyjnych z przykładami doświadczeń i eksperymentów naukowych – to elementy edukacyjnej kampanii antysmogowej.

Od 2017 roku poprawa jakości powietrza w Polsce jest częścią strategii Grupy Kapitałowej PGNiG. Celem programu „Rodzice i dzieci, powietrze bez śmieci” jest przede wszystkim edukacja i budowanie świadomości ekologicznej u najmłodszych.

Zanieczyszczenie powietrza jest przyczyną co ósmego zgonu w Polsce (prawie 13% wszystkich zgonów w 2016 roku). Tak wynika z szacunków Europejskiej Agencji Środowiska (EEA), według której 51 tys. Polaków co roku umiera przedwcześnie z powodu zanieczyszczenia powietrza.

Kampania edukacyjna „Rodzice i dzieci, powietrze bez śmieci” Fundacji PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza spo-

tkąła się z bardzo dużym zainteresowaniem. Do projektu przystąpiło prawie 1000 szkół i 170 gmin. Najwięcej uczestników zgłosiło się do programu na Śląsku, w Małopolsce i na Mazowszu – czyli z regionów, w których problem z jakością powietrza jest największy.

Dla wszystkich szkół, które zgłosiły się do programu, Fundacja PGNiG przygotowała tak zwane ANTYSMOG-BOKSY, czyli specjalne zestawy edukacyjne ze scenariuszami lekcji oraz pomysłami na doświadczenia i eksperymenty naukowe dla klas I-III. Na ich podstawie do 27 kwietnia br. nauczyciele przeprowadzą serię pięciu lekcji ekologicznych, poświęconych zanieczyszczeniom powietrza i sposobom walki z nimi. Następnie organizatorzy



Pomóżmy Polsce odetchnąć od smogu
Edukacyjna kampania społeczna

Radek Brzózka
Ambasador Programu

FUNDACJA PGNiG PGNiG RODZICE I DZIECI POWIETRZE BEZ ŚMIECI www.powietrzebezsmieci.pl



na podstawie zaangażowania uczniów i innowacyjności w prowadzeniu zajęć wybiorą autorów najlepszych i najbardziej kreatywnych lekcji. Każda z trzech zwycięskich szkół otrzyma wartość 30 tys. zł nowoczesne wyposażenie dla pracowni przyrodniczych.

Oprócz serii lekcji edukacyjnych w jednej ze szkół w każdym z 16 województw pojawi się Radek Brzózka, ambasador programu „Powietrze bez śmieci”. Prezentor telewizyjny i popularyzator nauki weźmie udział w lekcjach pokazowych, podczas których wspólnie z dziećmi i nauczycielami przeprowadzi eksperymenty naukowe związane z zanieczyszczeniami powietrza.

– *To ważne, aby już od najmłodszych lat dzieci uczyły się, jak dbać o środowisko naturalne i przekazywały tę wiedzę swoim rodzicom. Tylko wspólnie możemy sprawić, że w przyszłości będziemy oddychać czystym powietrzem* – podkreśla **Zbigniew Kajdanowski, prezes Fundacji PGNiG**.

Każda z prawie 170 gmin biorących udział w programie walczyła o atrakcyjną nagrodę, czyli możliwość wybudowania Naukowej Stacji Zabaw PGNiG o wartości około 100 tysięcy złotych, która zostanie sfinansowana przez organizatorów programu. Głosowanie cieszyło się wielkim powodzeniem. Od 24 stycznia oddano ponad 760 tysięcy głosów. O tym, kto ją dostanie, zdecydowali internauci, którzy na stronie www.powietrzebezsmieci.pl głosowali na wybraną gminę. Polacy zdecydowali, że powstaną w pięciu gminach – Konarzynach, Miłoradzu, Trzemesznie, Łosicach i Żegocinie.

– *Nasza kampania ma charakter edukacyjny, dlatego każdy, kto chciał oddać głos, musiał obejrzeć krótki film o tematyce ekologicznej i udzielić odpowiedzi na związane z nim pytanie. W ten sposób mogliśmy budować świadomość ekologiczną wśród mieszkańców gmin. Dziennie odnotowywaliśmy prawie 22 tysiące głosów, co oznacza, że akcja cieszyła się naprawdę dużym zainteresowaniem* – podkreślił **Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG SA**. Więcej informacji o kampanii PGNiG na: www.powietrzebezsmieci.pl lub na [www.fb.com/PowietrzeBezSmieci](https://www.facebook.com/PowietrzeBezSmieci)

Adrianna Papke, specjalista ds. komunikacji marketingowej w Fundacji PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza
Rafał Pazura, kierownik działu PR i CSR PGNiG Obrót Deltyczny
Marek Jankowski, koordynator projektów PR, Departament Komunikacji, PGNiG SA

Program INGA

INGA to wspólne przedsięwzięcie PGNiG SA i GAZ-SYSTEM S.A., zainaugurowane podpisaniem umowy spółek z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju.

Celem programu INGA jest m.in. aktywizacja i wzmocnienie ekonomiczne przedsiębiorstw z sektora gazowniczego oraz środowisk naukowo-badawczych. Swoje projekty zgłaszać mogą konsorcja, w skład których musi wchodzić co najmniej jedna jednostka naukowa. Ponadto, mogą w nie wejść również małe, średnie i duże przedsiębiorstwa. Pomysły muszą odpowiadać makroobszarom tematycznym z agendy badawczej programu INGA.

- A. Poszukiwanie, wydobycie węglowodorów oraz produkcja paliw gazowych – **53 mln zł.**
- B. Pozyskanie metanu z pokładów węgla kamiennego – **60 mln zł.**
- C. Materiały do budowy i eksploatacji sieci gazowych – **43 mln zł.**
- D. Sieci gazowe – **109 mln zł.**
- E. Użytkowanie, obrót i nowe zastosowania LNG i CNG – **48 mln zł.**
- F. Technologie wodorowe i paliwa gazowe – **62 mln zł.**
- G. Technologie współpracy z klientami – **19 mln zł.**
- H. Ochrona środowiska – **6 mln zł.**

Zakres programu INGA od początku był realizowany w ścisłej współpracy ze spółkami GK PGNiG: PSG i PGNiG OD, przez co jest pierwszym o tej skali spójnym programem badawczo-rozwojowym dla GK w obszarze gazownictwa, zawierającym najważniejsze wyzwania R+R stojące przed Grupą Kapitałową.

Łącznie budżet programu wynosi 400 mln zł, a prace finansowane będą na poziomie 100% kosztów kwalifikowanych. Połowę kosztów poniesie NCBR, a drugą partnerzy przemysłowi – 133 mln zł PGNiG SA i 67 mln zł GAZ-SYSTEM S.A. Wartość kosztów kwalifikowanych pojedynczego projektu finansowanego w ramach konkursu wynosi minimum 1 mln zł, maksimum 20 mln zł, a czas jego realizacji nie może przekroczyć pięciu lat. Projekty muszą obejmować eksperymentalne prace rozwojowe lub badania przemysłowe.

19 stycznia 2018 roku NCBR za pomocą strony internetowej ogłosił konkurs związany z uruchomieniem tego przedsięwzięcia, Priorytet IV: Zwiększenie potencjału naukowo-badawczego, Poddziałanie 4.1.1. Strategiczne programy badawcze dla gospodarki – 1/4.1.1/2018_INGA.

NABÓR POTRWA DO 20 KWIETNIA.

Anna Trojanowska, kierownik działu ds. wdrożeń i komercjalizacji, Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA.

Gazomobilność

szansą na efektywną walkę ze smogiem

Rafał Pazura

Smog, szczególnie w okresie grzewczym, daje się we znaki mieszkańcom większości polskich miast. Wszyscy i wszędzie debatują, jak ograniczyć jego negatywny wpływ na środowisko, a przede wszystkim nasze zdrowie. Oczywiście wiemy, że palenie w piecach „czym popadnie” to główny powód fatalnej jakości powietrza w naszym kraju. Ale w dużych miastach, a szczególnie w ich centrach, nawet 60 proc. zanieczyszczeń powietrza ma swoje źródło w spalinach komunikacyjnych – np. w Warszawie jest to ok. 63 proc. Czy nowe regulacje w postaci ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych mogą się okazać antidotum na to zjawisko?

Prawda jest taka, że czy to się komuś podoba czy nie – w perspektywie długoterminowej jesteśmy skazani na napęd elektryczny w samochodach. Oczywiście, jest to proces rozłożony na lata, a dokładniej na dekady, ale jest nieunikniony. Na razie pojazdy elektryczne są bardzo drogie i stać na nie tylko nieliczni. Do tego brak odpowiedniej infrastruktury czy ograniczony zasięg aut na prąd jeszcze długo sprawią, że paliwa tradycyjne będą głównym źródłem napędu naszych czterech kółek. Warto więc teraz sięgnąć do sprawdzonych rozwiązań. A takim jest technologia oparta na gazie ziemnym CNG.

Oczywiście, mówiąc gazomobilność mamy na myśli transport oparty na sprężonym gazie ziemnym, czyli CNG. Niestety, niektórzy myślą o paliwo z popularnym LPG, co można porównać jedynie ze stawianiem znaku równości między jabłkiem a gruszką. LPG to gaz w postaci ciekłej, który jest mniej ekologiczny i potencjalnie bardziej niebezpieczny w przypadku uszkodzenia zbiornika czy wypadku. Gaz ziemny CNG posiada lotny stan skupienia i w razie kolizji czy awarii – jako lżejszy od powietrza – momentalnie unosi się do góry. Nie ma więc ryzyka wybuchu – do tego temperatura zapłonu CNG jest dwukrotnie wyższa niż benzyny. Dlatego auta na CNG mogą

– w przeciwieństwie do LPG – parkować na podziemnych parkingach.

Obecnie w Polsce jeździ około 3–4 tys. pojazdów napędzanych CNG, co oznacza, że ich udział w rynku jest marginalny. Z podobną sytuacją mamy do czynienia w przypadku taborów komunikacji miejskiej – na 11,5 tys. autobusów zaledwie 400 to pojazdy napędzane CNG. Niestety, w Polsce przez lata nie było zrozumienia dla znaczenia tego paliwa dla ochrony środowiska – brakowało przede wszystkim regulacyjnego wsparcia. Skutek jest taki, że na rynku działa obecnie 26 stacji tankowania CNG, z których 18 należy do PGNiG. Na szczęście, to podejście odchodzi do lamusa. Ministerstwo Energii w sposób strategiczny zajęło się rozwojem tej gałęzi rynku paliw. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych wprowadza nowe systemowe rozwiązania i przyczyni się do rozwoju tego rynku w Polsce. Zakłada ona m.in., że w kilka lat wybudowanych zostanie 70 stacji tankowania CNG. To może być impuls dla rozwoju całego rynku.

Pozytywny trend zaczyna być dostrzegalny również w Polsce. Tylko w 2017 r. na podstawie nowych umów na dostawy CNG z PGNiG Obrót Detaliczny na rozwój floty pojazdów gazowych zdecydowały się takie miasta jak Tychy, Rzeszów, Tarnów i Sanok. W kilka lat na ulicach tych miast pojawi się ponad 150 nowych autobusów zasilanych ekologicznym gazem CNG. Zainteresowanie rozwojem floty komunikacyjnej na CNG wykazują także inne polskie miasta. Najnowsza informacja pochodzi ze stolicy – Miejskie Zakłady Autobusowe ogłosiły przetarg na zakup 110 autobusów zasilanych gazem CNG. Będzie to największa tegoroczna inwestycja w warszawski tabor.

A jak rynek CNG wygląda w innych krajach? Paryż, Madryt i Ateny postanowiły, że do 2025 r. całkowicie wyeliminują silniki Diesla z komunikacji. Nad Sekwaną dodatkowo zadeklarowano, że w najbliższych dziewięciu latach 100 proc. komunikacji miejskiej oparte będzie na paliwach alternatywnych. W Madrycie autobusy na CNG stanowią obecnie 50% całej floty. W Brukseli od 2015 roku w miejsce autobusów z silnikami Diesla zamawiane są pojazdy z napędem CNG. Dodatkowo, Bruksela stawia na śmieciarki napędzane gazem ziemnym, które emitują 2–3-krotnie niższy hałas niż silnik Diesla. Tego



– Od prawie dwudziestu lat w Tychach konsekwentnie stawiamy na autobusy CNG. Z perspektywy tego okresu wiemy, że nie ma lepszego i bardziej przyjaznego dla środowiska pojazdu dla komunikacji zbiorowej, opartego na paliwach kopalnych. Gaz CNG nie tylko się opłaca, ale pozwala efektywnie walczyć ze smogiem, który tak bardzo w Polsce daje nam się we znaki – powiedział **Andrzej Kowol**, prezes zarządu PKM Tychy.

typu pojazdy mogą jeździć nocą, co ogranicza ruch w szczycie komunikacyjnym w ciągu dnia. W Oslo do 2020 roku wszystkie autobusy będą napędzane paliwami odnawialnymi (w tym biogazem). Szwedzkie Malmö to dominacja autobusów CNG (w tym sprężony biometan CBG). Czechy – autobusy CNG: Brno (100 szt., czyli 1/3 całej floty), Ostrawa (ostatnio zakup 105 sztuk), a czeska poczta całkowicie przestawia się na gaz ziemny. Z kolei w Niemczech planuje się, iż liczba stacji CNG osiągnie niedługo 2 tys. (obecnie jest ich ponad tysiąc).

Jak więc widać, skoro w innych krajach stawia się na CNG, szczególnie w transporcie zbiorowym, warto pójść tą drogą.

W PGNiG z satysfakcją przyjmuje się wszelkie rozwiązania dotyczące tworzenia przez samorzady miast stref czystego transportu. Cieszą również nowe regulacje, polegające na zleceniu zadań publicznych na rzecz miast podmiotom posiadającym co najmniej 30% pojazdów z napędem elektrycznym

lub zasilanych ekologicznym gazem ziemnym. To szansa na większe wykorzystanie sprężonego gazu ziemnego CNG do zasilania pojazdów takich jak np. śmieciarki czy autobusy, które są bardziej przyjazne dla środowiska nawet w porównaniu z najnowszymi silnikami Diesla, spełniającymi normę Euro 6. Nowa ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych współgra z działaniami PGNiG, promującymi wykorzystanie gazu ziemnego jako czystego paliwa w transporcie, energetyce i ciepłownictwie.

Jest szansa, że za kilka lat efekt smogu w polskich miastach zostanie zniwelowany także za sprawą ekologicznego transportu w komunikacji.

Rafał Pazura, kierownik Działu PR i CSR, Departament Komunikacji PGNiG OD

Nowi klienci, bogatsza oferta

Marek Jankowski

Spółka PGNiG Obrót Detaliczny, wchodząca w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, rozpoczęła działalność 1 sierpnia 2014 roku. Od momentu utworzenia pozostaje rynkowym liderem, który obecnie obsługuje ponad 6,5 miliona klientów w całej Polsce. Spółka oferuje swoje produkty odbiorcom detalicznym oraz przedsiębiorstwom pozyskującym do 25 milionów m³ gazu rocznie. Jej powstanie było związane z liberalizacją rynku gazu w Polsce.

W ostatnich latach efekty liberalizacji rynku w postaci zwiększenia presji konkurencyjnej były szczególnie widoczne w segmencie przedsiębiorstw. Do roku 2015 roku PGNiG Obrót Detaliczny utraciło ponad 30 proc. bazy wolumenowej w obszarze klientów biznesowych. W początkowej fazie działalności firma musiała również zmierzyć się ze wzmożonym odpływem pozostałych klientów.

Jak pokazują przykłady innych krajów, liberalizacja rynku zazwyczaj oznacza utratę pozycji przez głównych dostawców gazu. My staramy się ten trend odwrócić i, co najważniejsze, udaje nam się to. Chcemy stale poprawiać jakość świadczonych przez nas usług i rozbudowywać bazę naszych klientów – podkreśla Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny.

Przełomowym momentem okazał się rok 2016, gdy PGNiG OD odzyskało kilkuset ważnych klientów i podpisało największy w historii kontrakt na dostawy gazu. Umowa była tym bardziej istotna, że została zawarta z Ceramiką Paradyż, która zdecydowała się na powrót do współpracy po dwóch latach korzystania z oferty konkurencji.

W odpowiedzi na rosnące oczekiwania rynku, we wrześniu 2016 roku spółka uruchomiła ofertę sprzedaży energii elektrycznej. Zaproponowała klientom kompleksowe rozwiązanie PiG (Prąd i Gaz), które było pierwszym sprzedażowym projektem zrealizowanym przez PGNiG OD z myślą o odbiorcach indywidualnych. Dotychczas z tego rozwiązania skorzystało już ponad 60 tys. osób, a przez 3 kwartały 2017 roku (według danych URE) około 50% wszystkich zmieniających sprzedawcę energii zde-

cydowało się właśnie na tę ofertę. – Nasza strategia przyniosła zamierzone skutki. Chcemy konsekwentnie odzyskiwać dawnych odbiorców i pozyskiwać kolejnych dzięki konkurencyjnym cenom, bezpieczeństwu dostaw, a także dywersyfikacji oferty – dodaje Henryk Mucha.

Rok 2017 okazał się przełomowy dla segmentu CNG. Dzięki nowemu modelowi biznesowemu oraz atrakcyjnej ofercie na zakup gazu CNG na rozbudowę floty autobusów zasilanych tym ekologicznym paliwem zdecydowały się zakłady autobusowe w Tarnowie, Tychach, Rzeszowie i Sanoku. W perspektywie kilku lat oznacza to pojawienie się prawie 150 nowych autobusów zasilanych tym paliwem na ulicach polskich miast. Ponadto, w październiku PGNiG podjęło współpracę z Autosanem, która będzie polegać na stworzeniu kompleksowej oferty sprzedaży ekologicznych autobusów napędzanych paliwem gazowym, a także zapewnieniu infrastruktury oraz dostaw paliwa CNG i LNG dla obecnych i przyszłych klientów.

PGNiG chce także popularyzować gaz LNG, który w tym momencie jest przede wszystkim produktem dla kluczowych klientów biznesowych. Celem jest to, aby mogli z niego korzystać również mniejsi odbiorcy, tacy jak osiedla domów jednorodzinnych, duże gospodarstwa rolne czy małe zakłady produkcyjne w miejscach, do których nie dociera sieć gazownicza. Firma pracuje nad rozwiązaniem, które pozwoli klientom na odebranie części partii skroplonego gazu z cysterny w sytuacji, w której cały ładunek przekraczałby ich zapotrzebowanie.

Priorytety firmy na nadchodzące lata to dalszy rozwój oferty produktowej we wszystkich segmentach działalności rynku, rozwój zdalnych systemów obsługi, uruchomienie sprzedaży produktów i usług w kanale e-commerce, a także modernizacja i rozwój sieci biur obsługi klienta, w których w najbliższym czasie pojawi się dedykowana oferta dla sektora małych i średnich firm.

Marek Jankowski, Departament Komunikacji PGNiG Obrót Detaliczny

PRZYŁĄCZ SIĘ – LICZY SIĘ KAŻDY ODDECH

PSG oraz Fundacja PGNiG im. I. Łukasiewicza **przekazują urządzenia do pomiaru jakości powietrza**

Artur Michniewicz

3 marca br. Polska Spółka Gazownictwa oraz Fundacja PGNiG im. I. Łukasiewicza przekazały małopolskim gminom Korzenna i Grybów urządzenia do pomiaru jakości powietrza. To część pilotażowej akcji PSG pod hasłem „Przyłącz się – liczy się każdy oddech”, która powstała we współpracy z Polską Federacją Stowarzyszeń Chorych na Astmę, Alergię i POChP, i wpisuje się w realizację rządowego programu walki ze smogiem.

Akcja ma uświadomić mieszkańcom gmin, w których stwierdzono niebezpieczne stężenia smogu, że ogrzewanie domów poprzez palenie śmieci bądź korzystanie z niskiej jakości paliw stałych jest niebezpieczne dla zdrowia. Najlepszym i najbardziej ekologicznym paliwem, które można wykorzystywać w Polsce na coraz szerszą skalę, jest gaz ziemny. Emituje do atmosfery śladowe ilości pyłów i związków chemicznych mogących mieć szkodliwy wpływ na zdrowie ludzi.

PSG, wspólnie z Fundacją PGNiG, będzie przekazywać samorządom urządzenia do pomiaru zanieczysz-

czeń powietrza – w tym pyłu PM10 i PM2,5. Do końca 2018 roku samorzady dostaną 10 takich urządzeń. Dzięki temu lokalne społeczności zyskają możliwość bieżącego monitorowania stanu powietrza w poszczególnych miejscowościach, dla których aktualne dane prezentowane będą w internecie.

Maciej Woźniak, wiceprezes PGNiG, podkreślił że współpraca sektora energetycznego w zakresie prowadzenia działań antysmogowych pozwoli na szersze dotarcie z właściwą wiedzą i narzędziami do społeczności lokalnych: – *Budowanie szerokiej świadomości społecznej to*



podstawowy krok w batalii o czyste powietrze. Dlatego nasza fundacja, PSG i inne spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG prowadzą wiele programów mających na celu edukację dzieci i młodzieży na temat szkodliwości smogu dla naszego zdrowia oraz wiedzy o gazie ziemnym i jego zaletach. Ponadto, przyspieszamy rozwój sieci gazowej i zachęcamy do przełączania się do osób ogrzewających domy kotelkami gazowymi. Musimy pamiętać, że to, co wrzucamy do spalania do naszych kotłów – nie znika. Zostaje w powietrzu, którym oddychamy i my, i nasze dzieci.

Rozpoczęcie programu „Przyłącz się – liczy się każdy oddech” zaplanowano na jesień tego roku, a w ramach akcji pilotażowej 3 marca br. wójtowie gmin Korzenna i Grybów koło Nowego Sącza otrzymali pierwsze urządzenia. Zostaną one zainstalowane i uruchomione w najbliższych tygodniach, aby poddać testom poprawność ich działania oraz zoptymalizować formułę przesyłania danych na platformy informacyjne. W fazie pilotażowej inicjatorzy programu chcą również sprawdzić możliwości współpracy przekazanych urządzeń pomiarowych z inny-

mi tego typu urządzeniami, już funkcjonującymi w okolicznych miastach, np. w Nowym Sączu.

Marian Żołyński, p.o. prezesa Polskiej Spółki Gazownictwa, podkreślił, że działalność PSG znakomicie wpisuje się we wszelkie kwestie związane z ochroną środowiska i jakością powietrza. Rozwój sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego oraz przyłączanie nowych odbiorców i gazyfikacja kolejnych gmin znacząco zredukują bowiem korzystanie ze starych, niesprawnych pieców, palenie złej jakości paliwem lub śmieciami.

W ramach działań na rzecz realizacji rządowego programu walki ze smogiem Fundacja PGNiG prowadzi również kampanię edukacyjną „Rodzice i dzieci, powietrze bez śmieci”, której celem jest edukacja na temat zanieczyszczeń powietrza, ze szczególnym uwzględnieniem „niskiej emisji”. To ona jest jednym z głównych źródeł smogu, a jednocześnie to jej najłatwiej zapobiegać. Potrzebna jest świadomość, edukacja i odpowiednia motywacja. Projekt skierowany jest do szkół podstawowych oraz gmin. Całość kampanii swoim autorytetem wspiera Radek Brzózka, znany dziennikarz popularnonaukowy.

PSG na Europejskim Forum Rolniczym

23 i 24 marca w Jasionce koło Rzeszowa odbyło się Europejskie Forum Rolnicze – konferencja z udziałem m.in. polityków, organizacji branżowych, ekspertów i naukowców, zajmujących się tematyką rozwoju obszarów wiejskich. Konferencji towarzyszyły również wystawy producentów i dostawców innowacyjnych rozwiązań dla rolnictwa. Ogromnym zainteresowaniem cieszyło się stoisko Polskiej Spółki Gazownictwa, które w dwa dni odwiedziło około 2000 osób. Zwiedzający mogli obejrzeć filmy dotyczące działalności PSG, w tym także wdrażanych przez spółkę najnowocześniejszych technologii i rozwiązań, takich jak drony do kontroli sieci dystrybucyjnej czy gazyfikacja wyspowa. Zwiedzający stoisko PSG mogli też obejrzeć specjalistyczny samochód z wyposażonymi w kamerę robotami, przystosowanymi do diagnostyki sieci gazowej.

Marian Żołyński oraz Wioletta Czemieli-Grzybowska, członkowie zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, wzięli udział w panelach i dyskusjach. Jak podkreślił Marian Żołyński, p.o. prezesa PSG, szansą dla nowoczesnych gospodarstw rolnych jest dostarczenie im przez PSG gazu ziemnego, niezbędnego do produkcji, w tym poprzez budowę stacji regazyfikacji LNG. – *To szybkie i efektywne rozwiązanie, sprawdzające się tam, gdzie nie ma tradycyjnych sieci gazowych* – zaznaczył. Z kolei wiceprezes Wioletta Czemieli-Grzybowska po-

informowała, że PSG jest otwarta na kwestie związane z biogazem i wspólnie z Ministerstwem Energii oraz Ministerstwem Rolnictwa przygotowuje plan działań, który biogazownikom ułatwi współpracę ze spółką.

Przedstawiciele Zarządu PSG podkreślili też, że działalność Polskiej Spółki Gazownictwa to szansa na likwidację tzw. białych plam na mapie polskiego gazownictwa oraz na rozwój gospodarczy gazyfikowanych regionów.

Artur Michniewicz

Nowy plan rozwoju systemu przesyłowego

Edyta Struk

W październiku 2017 roku prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (KDPR). Jest to trzecia edycja dokumentu, obejmująca dziesięcioletnią perspektywę planowania. Plan rozwoju przedstawia najważniejsze zamierzenia inwestycyjne spółki GAZ–SYSTEM w latach 2018–2027. Głównym zamiarem operatora, determinującym kierunki rozwoju systemu przesyłowego w najbliższych latach, jest budowa Bramy Północnej.

Opracowując długookresowy plan rozwoju systemu, GAZ–SYSTEM stosuje postanowienia zawarte w ustawie „Prawo energetyczne”, uwzględniając jednocześnie kierunkowe rezolucje zaadresowane w dokumentach nadrzędnych, jakimi są „Polityka energetyczna Polski”, „Polityka energetyczna Unii Europejskiej” oraz „Strategia GAZ–SYSTEM”. Podstawowym celem planu, odwzorowanym w sposobie kreowania rozwoju krajowego systemu przesyłowego, jest zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na gaz odbiorców krajowych, przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnych dostaw gazu. Tak zdefiniowana idea planowania rozwoju systemu przesyłowego pozwoli na osiągnięcie wysokiego stopnia bezpieczeństwa, rozumianego na kilka sposobów.

Po pierwsze, położenie nacisku na realizację Bramy Północnej skutkować będzie uzyskaniem zdolności do pozyskania gazu z nowych, niezależnych źródeł dostaw. Działania inwestycyjne związane z rozbudową terminalu LNG w Świnoujściu do 7,5 mld m³/rok oraz budowa Baltic Pipe, o przepustowości technicznej do 10 mld m³/rok, pozwolą na zaspokojenie spodziewanych potrzeb rynku krajowego. Realizacja projektów o tak zdefiniowanych założeniach oznacza, że po 2022 r. nastąpi całkowita techniczna zastępowalność dotychczasowych kierunków dostaw gazu do Polski. Warto podkreślić, że termin realizacji Bramy Północnej zbiega się z terminem zakończenia obowiązującego długoterminowego kontraktu na dostawy gazu do Polski z kierunku Federacji Rosyjskiej. Niekwestionowanym zatem atutem realizacji Bramy Północnej będzie zdolność polskich konsumentów gazu do dokonywania wyboru jego dostawcy oraz ceny. Obecnie GAZ–SYSTEM podjął decyzję inwestycyjną dotyczącą rozbudowy terminalu LNG o dodatkowe dwa regazyfikatory. Planowany termin realizacji inwestycji to koniec 2020 r. W kontekście interkonektora Polska–Dania, w celu jego efektywnego i optymalnego wykorzystania, zdefiniowany został pro-

gram pod nazwą Baltic Pipe, obejmujący – poza gazociągiem podmorskim – inwestycje w infrastrukturę krajową, tj. gazociąg łączący gazociąg Baltic Pipe z krajowym systemem przesyłowym, gazociąg Goleniów–Lwówek oraz trzy tłocznie systemowe: w Goleniowie, Odolanowie i Gustorzynie. Planowane zakończenie realizacji to koniec 2022 roku.

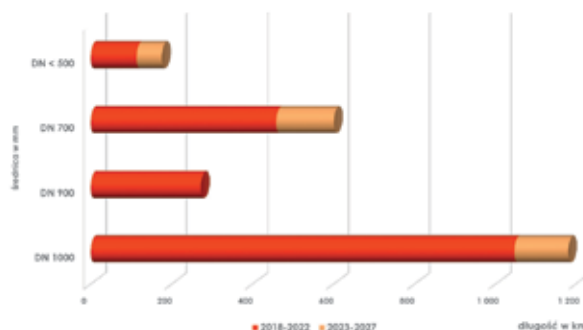
Po drugie, rozbudowa systemu krajowego, a więc wspomnianych powyżej inwestycji, a także realizacja programu korytarza północ–południe oraz gazociągów w centralnej Polsce (zwłaszcza gazociąg Gustorzyn–Wronów i gazociąg pierścienia warszawskiego) pozytywnie wpłyną na rozwój krajowego rynku gazu. Jednym z elementów niezbędnych do opracowania KDPR jest prognoza zapotrzebowania na usługę przesyłania. GAZ–SYSTEM poza analizą dostępnych, niezależnych prognoz zapotrzebowania na gaz (ARE, prognoza opracowana na potrzeby polityki energetycznej Polski) opracowuje własne dokumenty na bazie pozyskanych informacji rynkowych. Analizie zostały zatem poddane sygnały rynkowe pochodzące z wniosków przyłączeniowych, zawartych umów o przyłączenie, a także wynikające z ankiet, które rozesłano do obecnych i potencjalnych konsumentów gazu. Wnioski z przeprowadzonych analiz pozwoliły na stworzenie dwuvariantowej prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłania: tzw. wariant umiarkowanego wzrostu – wariant prognozy o charakterze stagnacyjnym, zakładający mało dynamiczny wzrost zużycia gazu i wariant optymalnego rozwoju – tzn. taki, który zakłada optymistyczny, ale umiarkowanie realny wzrost przesyłu gazu. Badanie potrzeb rynkowych ukierunkowuje działania rozwojowe tam, gdzie są dostrzegalne bądź przewidywane deficyty przepustowości. Należy podkreślić, że rozbudowany, jednolity pod względem parametrów technicznych system przesyłowy stanowi gwarancję zabezpieczenia na długie lata dostępnej przepustowości systemu dla obecnych i przyszłych odbiorców gazu.

KDPR 2018-2027 NOWA INFRASTRUKTURA – NOWE MOŻLIWOŚCI

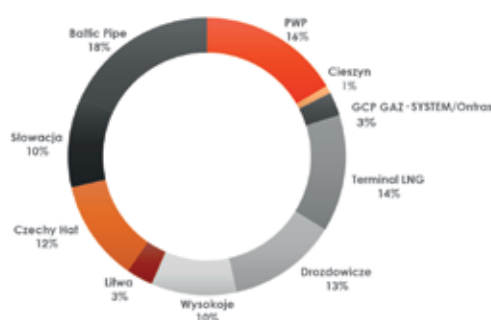
PLANOWANE INWESTYCJE DO 2022 R



PLANOWANY PRZYRÓST INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ W OKRESIE 2017-2027



UDZIAŁ PLANOWANYCH PRZEPUSTOWOŚCI IMPORTOWYCH W 2022 R.



Kolejnym ważnym elementem determinującym kierunki rozwoju krajowego systemu przesyłowego jest integracja systemu z systemami krajów ościennych. Ten element także wpisuje się w strategię spółki. Dlatego w KDPR 2018–2027 podtrzymane zostały plany budowy interkonektorów ze Słowacją, Litwą, Ukrainą i Czechami. Będą one umożliwiały dwukierunkowy przesył gazu. W ten sposób krajowy system przesyłowy zostanie zintegrowany z systemem europejskim, dzięki czemu będą mogły zacząć funkcjonować mechanizmy SOS (rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2017/1938, dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego). Wszystkie zaplanowane przez GAZ–SYSTEM działania integrujące systemy przesyłowe posiadają status PCI (projekty wspólnego zainteresowania) i stanowią elementy dwóch priorytetowych korytarzy infrastrukturalnych, zdefiniowanych jako:

- gazowe połączenia międzysystemowe północ–południe w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej,
- plan działań w zakresie połączeń międzysystemowych na rynku energii państw bałtyckich.

Status PCI oznacza, że poza możliwością korzystania z szybszych i skuteczniejszych procedur przyznawania pozwoleń oraz procedur regulacyjnych projekty będą mogły uzyskać unijne wsparcie finansowe w ramach instrumentu „Łącząc Europę”.

Ponadto, za sprawą integracji systemów zostaną stworzone warunki realizacji tranzytu i eksportu gazu poza granice Polski. GAZ–SYSTEM dostrzega w tym szansę, wyrażoną również w strategii spółki, na pozostanie zna-

czącym operatorem integrującym rynki w Europie Środkowo-Wschodniej. Niewątpliwie zwiększenie w ten sposób wolumenów gazu transportowanego krajowym systemem przesyłowym będzie miało pozytywny wpływ na taryfę.

KDPR 2018–2027

Efektom realizacji KDPR na lata 2018–2027 będzie budowa ponad 2000 km magistralnych gazociągów przesyłowych i 5 nowych tłoczni systemowych. Zlokalizowane one będą głównie w północnej, południowej i centralnej Polsce. Wszystkie zaplanowane inwestycje realizują wyważony cel, jakim jest optymalny i efektywnie funkcjonujący rynek gazu, dający możliwość rozwoju technologii gazowych.

Krajowy 10-letni plan rozwoju na lata 2018–2027 składa się z dwóch części. Część A obejmuje rozwój infrastruktury własnej GAZ–SYSTEM, a część B dotyczy infrastruktury, dla której spółka pełni funkcję operatora, tj. systemu gazociągów tranzytowych SGT (których właścicielem jest EuRoPol Gaz s.a.).

W zakresie części A prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzgodnił poziomy nakładów inwestycyjnych na dwa kolejne lata.

Obecnie GAZ–SYSTEM przystąpił do opracowania kolejnej aktualizacji KDPR na lata 2020–2029. Zostanie on przekazany do uzgodnienia do 31 marca 2019 r.

Autorka jest zastępcą dyrektora Pionu Inwestycji, GAZ–SYSTEM SA.

Budowa KPMG Kosakowo a środowisko naturalne Zatoki Puckiej

Marian Ceklarz, Paweł Wilkosz, Piotr Wojtasik

Od początku budowy Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo prowadzony jest monitoring środowiskowy. Realizowane badania potwierdzają brak negatywnego wpływu tej inwestycji na środowisko naturalne Zatoki Puckiej. Mimo to w kilku ostatnich miesiącach nastąpiła eskalacja artykułów prasowych rozpowszechniających nieprawdziwe informacje, że przyczyną katastrofy ekologicznej w Zatoce Puckiej jest zrzut solanki z ługowanych komór do jej wód. W tym artykule chcielibyśmy przedstawić stan faktyczny badań środowiskowych realizowanych w tym zakresie.

Inwestycja KPMG Kosakowo posiada szczególny status, na co wskazuje uwzględnienie jej w ustawie z 24 kwietnia 2009 roku „o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu”, jako inwestycji towarzyszącej inwestycjom w zakresie terminalu. Należy dodać, że budowa pojemności magazynowych została ujęta w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” jako jeden z celów szczegółowych zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego naszego państwa.

Aktualny stan budowy KPMG Kosakowo to zrealizowane 5 komór magazynowych Klastra A o pojemności roboczej wynoszącej 145,5 mln m³ (objętość większa od planowanej o około 16%). W toku realizacji jest Klastr B, którego 3 komory zostaną zakończone w okresie 2018/2019, a do roku 2021 planowane jest zakończenie budowy 10 komór magazynowych o pojemności roboczej około 295 mln m³ (objętość większa od planowanej o około 18%).

Docelowo KPMG Kosakowo będzie stanowić 20 komór magazynowych, zgrupowanych po 5 na klastrach: A, B, C i D o łącznej pojemności roboczej dla gazu około 650 mln m³. Taka pojemność będzie zabezpieczać odbiór gazu z terminalu LNG oraz ciągłość dostaw gazu dla północnej części kraju, zwłaszcza dla aglomeracji trójmiejskiej.

Budowa Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu w Kosakowie podlega stałemu monitoringowi pod kątem wpływu na środowisko naturalne. Zakres realizowanych badań i ich częstotliwość są zgodne z wymaganiami określonymi w decyzji środowiskowej, pozwoleniu wodnoprawnym oraz w „Programie monitoringu kontrolnego-podstawowego i awaryjnego KPMG Kosakowo”, który został zaakceptowany przez Urząd Morski w Gdyni.

Zgodnie z zapisami decyzji środowiskowej monitoring realizowany jest etapowo:

- w roku 2009 zrealizowano monitoring przedinwestycyjny,
- w roku 2012 zrealizowano monitoring poinwestycyjny,
- od roku 2013 realizowany jest monitoring kontrolny-podstawowy.

Od momentu rozpoczęcia zrzutu solanki prowadzony jest ciągle monitoring zasolenia za pomocą 4 czujników zainstalowanych na stawie nawigacyjnej, umiejscowionej w bezpośrednim miejscu zrzutu. Wyniki są na bieżąco analizowane i rejestrowane. Ponadto, co tydzień wykonywane są badania składu solanki przez akredytowane laboratorium, a wyniki co miesiąc wysyłane do Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska w Gdańsku.

Od początku realizacji inwestycji do dziś wykonano wszystkie badania monitoringowe w pełnym zakresie i z częstotliwością wskazaną w decyzjach administracyjnych. Potwierdzają one brak negatywnego wpływu działalności KPMG Kosakowo na środowisko naturalne Zatoki Puckiej.

W ostatnich miesiącach w prasie nasiliły się nieprawdziwe informacje o domniemanym negatywnym wpływie zrzutu solanki z KPMG Kosakowo na środowisko Zatoki Puckiej, rozpowszechniane przez Stowarzyszenie Ekologiczno-Kulturalne Nasza Ziemia z Kosakowa. W związku z tym 24 stycznia br. zorganizowaliśmy w Gdańsku konferencję prasową z udziałem instytutów naukowych, które realizują monitoring środowiskowy. W spotkaniu z dziennikarzami udział wzięli przedstawiciele: Instytutu Morskiego w Gdańsku, Instytutu Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku oraz Instytutu Oceanologii PAN w Sopocie. Poniżej przedstawiam najważniejsze wnioski wynikające z zaprezentowanych podczas konferencji wyników badań.

1. Badanie tlenu w wodzie morskiej – Instytut Oceanologii PAN w Sopocie.

- W badanym rejonie zrzutu solanki jest dobre natlenienie wody morskiej. Zawartość tlenu rozpuszczonego w wodzie w bezpośrednim miejscu zrzutu solanki i najbliższym sąsiedztwie nie odbiega od zawartości rozpuszczonego tlenu w punktach leżących poza tą strefą. Zaobserwowane różnice w pomiarach tlenu nie wskazują na występowanie deficytu tlenu na badanym obszarze.

2. Badanie zasolenia – Instytut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku.

- Wyniki badań zasolenia potwierdzają, że przyrost zasolenia w bezpośrednim miejscu zrzutu solanki w stosunku do naturalnie zmieniającego się tła nie przekracza 0,5 PSU, tj. wielkości określonej w decyzji.
- Zastosowany system dyfuzorowy zapewnia bardzo dobre warunki mieszania się solanki z wodą morską.
- Monitoring potwierdza, że wymieszana w polu bliskim solanka rozprzestrzenia się zgodnie z obliczeniami modelowymi i ulega dalszemu rozcieńczeniu, dążąc do naturalnych wartości zasolenia wód Zatoki Puckiej.
- Na potrzeby bieżącej oceny przyrostu zasolenia w polu bliskim Gas Storage Poland wdrożył procedurę opartą na pomiarach ciągłych zasolenia na stawie.

3. Badanie biologiczne i hydrologiczne – Instytut Morski w Gdańsku.

- Wyniki pomiarów zasolenia świadczą o minimalnym i ograniczonym przestrzennie wpływie solanki na wody Zatoki Puckiej.

Wartości zasolenia w stosunku do naturalnego tła nie przekraczają 0,5 PSU.

- Wyniki pomiarów wody morskiej w zakresie temperatury, zasolenia i przezroczystości wykazują typowe dla badanego rejonu zmiany sezonowe.
- Jakość osadów dennych w stosunku do roku 2009 poprawiła się, a zawartość metali ciężkich utrzymywała się na niskim poziomie.
- Stan sanitarny badanego rejonu jest dobry.
- Wyniki badań biologicznych nie wykazały znaczących zmian dla wód Zatoki Puckiej w składzie i strukturze ilościowej, które mogłyby wynikać z czynników innych niż naturalne.
- Stwierdzono pojawienie się roślin zakorzenionych w bezpośrednim sąsiedztwie zrzutu solanki. Obszar występowania tych roślin stopniowo powiększa się, co wskazuje na poprawiający się w tym rejonie stan środowiska.
- Badania ryb wykazują obecność typowej dla badanego rejonu ich struktury ilościowej i jakościowej.
- Wyniki badań hydrologicznych (zawartość tlenu, przezroczystość, temperatura i zasolenie) i biologicznych (makrofity, makrozoobentos i ichtiofauna) wskazują jednoznacznie, że zrzut solanki nie wpływa negatywnie na stan środowiska wód Zatoki Puckiej, a zmiany w strukturze biologicznej i hydrologicznej są niewielkie.

Marian Ceklarz jest kierownikiem KPMG Kosakowo.

Paweł Wilkosz jest kierownikiem Działu Geologii.

Piotr Wojtasik jest menedżerem ds. komunikacji.

Zakres wykonywanych badań i pomiarów środowiskowych dla KPMG Kosakowo

Rodzaj badań	Parametr	Częstotliwość realizacji pomiarów	Wykonawca pomiarów
Hydrologiczne	zasolenie i temperatura wód zatoki na czterech poziomach (pomiar na stawie)	w sposób ciągły	służby KPMG Kosakowo
	zasolenie (pomiar z jednostki pływającej na stawie oraz w szesnastu dodatkowych punktach)	dwa razy w roku (kwiecień, październik)	Instytut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku
	zawartość tlenu w profilu pionowym wód Zatoki Puckiej	cztery razy w roku (kwiecień, czerwiec/lipiec, sierpień/wrzesień, październik)	Instytut Oceanologii PAN w Sopocie
	przezroczystość	cztery razy w roku (marzec, czerwiec, wrzesień i listopad/grudzień)	Instytut Morski w Gdańsku
Biologiczne	makrofity	czerwiec i wrzesień, w cyklach 3-letnich, tj. 2015, 2018 i 2021	Instytut Morski w Gdańsku
	makrozoobentos	czerwiec, w cyklach 3-letnich, tj. 2015, 2018 i 2021	
	ichtiofauna	kwiecień/maj i wrzesień/październik, w cyklach 3-letnich, tj. 2015, 2018 i 2021	
Chemiczne	solanka	wykonywane raz w tygodniu w zakresie: pH, chlorek sodu (NaCl), wapń (Ca ²⁺), magnez (Mg ²⁺), siarczan (SO ₄ ²⁻), potas (K ⁺) i zasolenie	JS Hamilton Poland

Modernizacja kotłowni osiedlowych na przykładzie Ciepłowni REGATY

Janusz Dobrosielski, Sławomir Przygoda

Zabudowa gazowego agregatu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 331 kW i mocy cieplnej 365 kW w Ciepłowni REGATY jest bardzo dobrym przykładem wykorzystania technologii kogeneracji w procesie modernizacji małych osiedlowych systemów ciepłowniczych.

System ciepłowniczy zasilający Osiedle Regaty funkcjonuje w pewnym odaleniu od warszawskiego systemu ciepłowniczego i zasilany jest „wyspowo” z Ciepłowni REGATY. Przed modernizacją, ciepłownia wyposażona była w trzy wysokotemperaturowe płomienicowo-płomieniówkowe, trójciągowe kotły gazowe Viessmann Vitomax HW200 o mocy 2570 kW każdy. Moce urządzeń wytwórczych dobrane zostały na podstawie założeń projektowych dewelopera realizującego budowę osiedla, jednakże doświadczenia eksploatacyjne spowodowały konieczność przeprowadzenia modernizacji źródła wytwórczego pod kątem dostosowania parametrów zainstalowanych urządzeń do rzeczywistych potrzeb ciepłych mieszkańców Osiedla Regaty – zwłaszcza potrzeb w okresie letnim.

W wyniku przeprowadzonych prac wskazano, iż optymalnym rozwiązaniem będzie zastąpienie jednego kotła gazowego gazowym agregatem kogeneracyjnym o mocy elektrycznej 300–400 kW. W wyniku przeprowadzonego postępowania zakupowego za najkorzystniejsze uznano rozwiązanie oparte na jednostce EDOM Cento L330 o następujących parametrach gwarantowanych:

- moc elektryczna brutto: 331 kWe,
- sprawność elektryczna brutto: 39,97%,
- moc cieplna w strumieniu wody: 365 kWt.

Założono, iż praca jednostki w podstawie obciążenia ciepłowniczego pozwoli wyeliminować lub istotnie ograniczyć czas pracy kotłów gazowych w okresie letnim, istotnie zmniejszyć zakup energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej oraz pozyskiwać świadectwa pochodzenia energii z wydajnej kogeneracji gazowej („zółte” certyfikaty) dla całego wolumenu wytwarzanej energii elektrycznej.

Agregat kogeneracyjny „pod choinkę”

Dostawa agregatu kogeneracyjnego wraz z urządzeniami i instalacjami towarzyszącymi nastąpiła 20 grudnia 2016 roku. Poniżej prezentujemy zdjęcie z operacji wprowadzenia urządzenia do wnętrza budynku.

Miejsce pod zabudowę nowej jednostki wytwórczej było już przygotowane – we wrześniu 2017 roku zdemontowany został jeden z kotłów gazowych Vitomax HW200. Operacja demontażu i wywiezienia kotła z terenu Ciepłowni REGATY przebiegła bardzo sprawnie i nie wiązała się z dużą uciążliwością dla naszych klientów.

Prace budowlano-montażowe

Z uwagi na okres świąteczno-noworoczny oraz finalizację prac przygotowawczych zgłoszenie rozpoczęcia prac budowlanych we właściwym terenie oddziale Powiatowego Nadzoru Budowlanego i przekazanie terenu budowy wykonawcy nastąpiło 10 stycznia 2017 roku. Niezwłocznie przystąpiono do prac związanych z demontażem istniejącego fundamentu pod zdemontowanym kotłem gazowym Vitomax 200-HW i budową fundamentu pod gazowy agregat kogeneracyjny oraz fundamentu pod chłodnicę wentylatorową (na zewnątrz budynku), wykonaniem podpór kanałów czerpni i wyrzutni powietrza oraz wykonaniem przejść oraz kanałów czerpni i wyrzutni powietrza.

Prace budowlano-montażowe realizowane były pod dużą presją nie tylko ze względu na krótki termin przewidziany na ich realizację (zakończenie 72-godzinowego ruchu próbnego agregatu kogeneracyjnego zaplanowano na luty 2017 roku), lecz także z uwagi na konieczność realizacji prac równoległe z prowadzeniem ruchu ciepłowni.

Niespodzianki na placu budowy

W trakcie prac związanych z instalacją układu wyprowadzenia spalin z jednostki kogeneracji okazało się, że istniejący komin po zdemontowanym kotłem gazowym nie będzie mógł zostać ponownie wykorzystany. W związku z tym 20 stycznia 2017 roku przeprowadzono operację jego demontażu. Poza tym, po wykonaniu podpór pod kanały czerpni i wyrzutni powietrza oraz ustawieniu agregatu kogeneracyjnego na przygotowanym fundamencie stwierdzono, że z uwagi na lokalizację rozdzielnic elektrycznych, istniejąca podpora kolektora gazowego ogranicza obszar przestrzeni serwisowej agregatu kogene-



racyjnego. W celu usunięcia powstałej kolizji podjęto decyzję o usunięciu istniejącej podpory kolektora gazowego i wsparciu konstrukcji kolektora o nowo wybudowaną konstrukcję na potrzeby jednostki kogeneracji.

Prace budowlane zostały zakończone 27 stycznia 2017 roku. Wraz z ich zakończeniem rozpoczął się etap robót montażowo-instalacyjnych.

„Ekspresowe” roboty montażowo-instalacyjne

Zakres prac montażowo-instalacyjnych obejmował między innymi:

- przebudowę wewnętrznej instalacji gazowej,
- wpięcie agregatu kogeneracyjnego w układ wyprowadzenia ciepła,
- modyfikację układu hydraulicznego ciepłowni,



- montaż izolacji na nowych odcinkach instalacji wyprowadzenia ciepła,
- nanoszenie oznaczeń na rurociągach i urządzeniach (medium, kierunek przepływu, KKS),
- posadowienie agregatu kogeneracyjnego oraz chłodnicy wentylatorowej na przygotowanych fundamentach,
- wykonanie czepni i wyrzutni powietrza,
- budowę układu wyprowadzenia spalin w wykonaniu „supersilent”,
- budowę nowego komina,
- przebudowę wewnętrznej instalacji elektrycznej wraz z przelączeniem źródła zasilania na docelowe (likwidacja dotychczasowego przyłącza elektrycznego),
- zabudowę licznika energii elektrycznej brutto,
- rozbudowę systemu sterowania,
- zabudowę układu wentylacji obudowy agregatu.

Jednym z najistotniejszych etapów prac montażowo-instalacyjnych były prace związane z modyfikacją układu hydrau-

licznego w celu umożliwienia współpracy jednostki kogeneracji z kotłami gazowymi, zarówno szeregowo, jak i równolegle. Taki układ połączeń sprawia, że w okresie zimowym agregat kogeneracyjny stanowi pierwszy stopień podgrzewu wody przed kotłami gazowymi, natomiast w okresie letnim samodzielnie zapewnia wystarczającą moc cieplną dla zaspokojenia zapotrzebowania mieszkańców osiedla na ciepłą wodę użytkową.

„Papiery” i tak są najważniejsze

Wymogi koncesyjne oraz nierzadko sprzeczne zapisy regulaminów lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego spowodowały, że 72-godzinny ruch próbny rozpoczęliśmy dopiero 21 czerwca 2017 roku. Zakończył się on niespodziewanie już po 52 godzinach pracy z powodu braku odbioru ciepła – w sieci ciepł-



niczej nastąpił spadek przepływu do poziomu 7 m³/h, który spowodował wzrost temperatury agregatu powyżej 92°C i jego automatyczne wyłączenie.

Uruchomienie jednostki kogeneracji do pracy ciągłej odśloniło wszystkie słabości osiedlowego systemu ciepłowniczego



o długości 2,6 km i pojemności 43 m³. Dotychczasowy algorytm pracy ciepłowni, oparty na pracy trzech, a następnie dwóch kotłów wodnych, był prosty – należało utrzymywać stałą temperaturę zasilania sieci ciepłowniczej. Jednakże włączenie do ruchu jednostki kogeneracji spowodowało, że okres stabilnej, uporządkowanej pracy zakończył się i wymusił konieczność dostosowania pozostałych urządzeń i instalacji do reżimu pracy agregatu kogeneracyjnego, by kolejny 72-godzinny ruch próbny przebiegł w sposób niezakłócony.

Perspektywy na przyszłość

Gazowy agregat kogeneracyjny pracuje w EC REGATY (po uruchomieniu jednostki zrezygnowaliśmy z terminu ciepłownia) od lipca 2017 roku. W okresie lipiec 2017 – marzec 2018 urządzenia pomiarowe wykazały: 5450 motogodzin pracy jednostki, 1722 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej i 7456 GJ ciepła oraz zużycie 45 4857 m³ paliwa gazowego. Sprawność ogólna jednostki w tym okresie wyniosła 83,0 proc.

Spółka wiąże duże nadzieje z eksploatacją agregatu kogeneracyjnego w EC REGATY, ponieważ jego zabudowa ma przede wszystkim zapewnić większą elastyczność wytwarzania ciepła oraz poprawę warunków zasilania w energię elektryczną okolicznych mieszkańców. Mamy nadzieję, że wyznaczy też trendy modernizacji małych i średnich systemów ciepłowniczych.

Autorzy są pracownikami PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o.

Wyrok TK otwiera drogę do odzyskania nadpłaconego podatku od nieruchomości

Jacek Budziszewski

Wyrok Trybunału Konstytucyjnego¹ przerywa dotychczasową niekorzystną dla podatników linię orzeczniczą, traktującą dla potrzeb opodatkowania podatkiem od nieruchomości niektóre obiekty budowlane spełniające ustawową definicję budynku jako budowle (np. stacje telekomunikacyjne, stacje gazowe, stacje transformatorowe itp.). Wyrok ten jednocześnie otwiera drogę podatnikom do dochodzenia nienależnie zapłaconego podatku od nieruchomości od tych obiektów. Celem niniejszego artykułu jest omówienie najważniejszych tez wyroku oraz wskazanie jego wpływu na działalność gospodarczą podatników, a także przedstawienie trybów prowadzących do odzyskania nadpłaconego podatku.

TŁO WYROKU

13 grudnia 2017 r. TK wydał wyrok o przełomowym znaczeniu dla niektórych podatników podatku od nieruchomości (sygn. SK 48/15). W wyroku tym TK uznał za niezgodny z Konstytucją Rzeczypospolitej Polskiej² art. 1a ust. 1 pkt 2 ustawy z 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych³, w zakresie, w jakim umożliwia ona uznanie za budowlę obiektu budowlanego, który spełnia kryteria bycia budynkiem, przewidziane w art. 1a ust. 1 pkt 1 powołanej ustawy.

Przedmiotowy wyrok jest wynikiem złożonej przez firmę z branży telekomunikacyjnej skargi konstytucyjnej w zakresie prawidłowości opodatkowania podatkiem od nieruchomości kontenerów telekomunikacyjnych. W przedmiotowej skardze spółka podniosła, że sporne obiekty w postaci kontenerów telekomunikacyjnych, spełniające przesłanki do uznania ich za budynki, powinny być opodatkowane podatkiem od nieruchomości od ich powierzchni użytkowej, tj. jako budynki, nie zaś od ich wartości początkowej jako budowle.

Organy podatkowe oraz sądy administracyjne obydwu instancji uznały, że kontenery powinny być traktowane dla potrzeb tego podatku jako budowle. Podatnik nie zgodził się z zaprezentowanym stanowiskiem i uznając, że zostały naruszone jego konstytucyjne prawa złożył skargę do TK, której wynikiem jest omawiany wyrok.

DOTYCHCZASOWA LINIA ORZECZNICZA

W dotychczas wydawanych przez sądy administracyjne wyrokach dominował pogląd, zgodnie z którym fakt spełnienia przez dany obiekt wszelkich przesłanek typowo budowlanych do uznania go za budynek, tj. trwałe związanie z gruntem, wydzielenie z przestrzeni za pomocą przegród budowlanych, posiadanie fundamentu i dachu nie oznacza, że obiekt ten jest budynkiem

w rozumieniu ustawy o podatkach i opłatach lokalnych. W ocenie sądów administracyjnych, ustawodawca w pojęciu budynku nie zawarł zastrzeżenia, że nie może on być budowlą, tak jak to uczynił w przypadku definicji budowli (budowlą jest obiekt niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury). Dlatego sądy administracyjne w wydawanych wyrokach jednolicie uznawały, iż do budowli należy zaliczyć każdy obiekt budowlany, nawet budynek, gdy faktycznie wykracza on poza jego ustawowo określone elementy. W takiej sytuacji – zdaniem sądów – obiekt przestaje być budynkiem, a staje się obiektem budowlanym ze wszystkimi cechami budowli. Przy takiej kwalifikacji sądy brały pod uwagę również jego elementy funkcjonalne, tj. przeznaczenie, wyposażenie, a także sposób i możliwość wykorzystania obiektu jako całości.

Jako przykłady orzeczeń prezentujących niekorzystną dla podatników linię można powołać wyrok NSA z 18 grudnia 2013 r., sygn. II FSK 213/12, wyrok NSA z 18 października 2016 r., sygn. II FSK 1740/16, wyrok NSA z 26 lutego 2015 r., sygn. II FSK 65/13, wyrok WSA w Poznaniu z 9 lipca 2014 r., sygn. III SA/Po 1817/13.

ROZSTRZYGNIĘCIE TRYBUNAŁU KONSTYTUCYJNEGO

W omawianym orzeczeniu TK badał zgodność z konstytucją dwóch przepisów ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, tj. art. 1a ust. 1 pkt 1 i 2. Przepisy te definiują pojęcie budynku i budowli dla potrzeb podatku od nieruchomości. Zgodnie z tymi przepisami, budynek to obiekt budowlany w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, który jest trwale związany z gruntem, wydzielony z przestrzeni za pomocą przegród budowlanych oraz posiada fundamenty i dach. Zaś budowla to każdy obiekt budowlany w rozumieniu przepisów prawa budowlanego niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, a także urządzenie bu-

dowlane w rozumieniu przepisów prawa budowlanego związane z obiektem budowlanym, które zapewnia możliwość użytkowania obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem.

W wyniku analizy tych przepisów, TK w swoim rozstrzygnięciu uznał art. 1a ust. 1 pkt 2 (przepis definiujący budowlę) w określonej części za niezgodny m.in. z zasadą szczególnej określoności regulacji daninowych (art. 84 Konstytucji RP).

Odnosząc się w uzasadnieniu orzeczenia do stosowanej do tychczas wykładni powyższych regulacji prawnych przez sądy administracyjne, TK wskazał, że jest ona błędna. Trybunał uznał, że jeżeli obiekt budowlany spełni przesłanki ustawowe do uznania go za budynek, to nie można go kwalifikować na podstawie dodatkowych pozaustawowych przesłanek do kategorii budowli. Dokonując kwalifikacji podatkowej danego obiektu budowlanego do danej kategorii, najpierw należy ustalić, czy dany obiekt można zakwalifikować jako budynek albo obiekt małej architektury, a jeżeli nie, to dopiero wtedy można rozważać jego kwalifikację jako budowli.

SKUTKI WYROKU DLA PODATNIKÓW I TRYBY DOCHODZENIA NADPŁACONEGO PODATKU

Należy zatem postawić następujące pytania:

- jaki wpływ będzie wywierał przedmiotowy wyrok Trybunału Konstytucyjnego na działalność podatników będących w posiadaniu spornych obiektów budowlanych?
- jakie drogi do odzyskania nadpłaconego podatku od nieruchomości mają podatnicy?
- jaki wpływ będzie miał wyrok TK na toczące się spory sądowe w tym zakresie?

Odpowiadając na pierwsze pytanie, należy wskazać, że wyrok ten może wpłynąć w sposób znaczący na zmniejszenie obciążenia podatkowego u podatników będących w posiadaniu spornych obiektów budowlanych. Wynika to z faktu, że budynki są opodatkowane podatkiem od nieruchomości od powierzchni użytkowej (za 1 m² maksymalna stawka podatku w 2018 r. wynosi 23,10 zł), zaś budowle opodatkowane są 2-procentową stawką podatku od ich wartości początkowej. Poniżej przedstawiono przykład ilustrujący zmniejszenie obciążenia podatkowego w podatku od nieruchomości w sytuacji przyjęcia wykładni przepisów ustawy o podatkach i opłatach lokalnych, dokonanej przez Trybunał Konstytucyjny. W analizowanym przykładzie w przypadku uznania danego obiektu – zgodnie z wyrokiem TK – za budynek, nie zaś za budowlę, wysokość zobowiązania podatkowego podatnika z tytułu podatku od nieruchomości jest kilkakrotnie niższa.

Przykład

Podatnik posiada budynek stacji transformatorowej. Wartość początkowa tego obiektu wynosi 200 000 zł, zaś powierzchnia użytkowa 25 m².

Jeżeli stację transformatorową uznamy za budynek, podatek od nieruchomości w 2018 r. wyniesie:

$$25 \text{ m}^2 \times 23,10 \text{ zł} = 577,50 \text{ zł}$$

Jeżeli ten sam obiekt uznamy za budowlę, podatek od nieruchomości będzie kształtował się następująco:

$$200\,000 \text{ zł} \times 2\% = 4000 \text{ zł}$$

Co mogą zatem zrobić podatnicy w obecnej sytuacji?

Mając na uwadze fakt, że stwierdzenie niekonstytucyjności regulacji podatkowej nie skutkuje automatycznie obowiązkiem odmiennego zakwalifikowania obiektów na potrzeby podatku od nieruchomości, podatnicy najpierw powinni przeprowadzić weryfikację, mającą na celu ustalenie, do których obiektów może znaleźć zastosowanie omawiany wyrok, a następnie rozważyć możliwość złożenia wniosku o zwrot nadpłaty lub wystąpienia z wnioskiem/skargą o wznowienie zakończonego już postępowania podatkowego lub sądowego.

Przypadek pierwszy, tj. wniosek o zwrot nadpłaty, dotyczy podatników, którzy nie są lub nie byli w sporze z organami podatkowymi w tym zakresie. Zatem mają oni możliwość wystąpienia do właściwego organu podatkowego z wnioskiem o zwrot nadpłaty za okres nieobjęty okresem przedawnienia zobowiązania podatkowego. Wraz ze złożeniem wniosku o zwrot nadpłaty podatnicy powinni złożyć skorygowaną deklarację na podatek od nieruchomości. Złożony wniosek, wraz ze skorygowaną deklaracją, będzie podlegał merytorycznej ocenie przez organy na podstawie obowiązujących przepisów prawa, jednak z pominięciem zakwestionowanego przez TK fragmentu art. 1a ust. 1 pkt 2.

W przypadku zaś podatników, którzy toczyli spory podatkowe w zakresie objętym orzeczeniem TK i które zostały zakończone ostateczną decyzją organu, mają oni możliwość złożenia wniosku o wznowienie postępowania. Niestety, termin na złożenie tego wniosku jest bardzo krótki i wynosił miesiąc od dnia wejścia w życie orzeczenia TK. Podobne regulacje dotyczą również spraw zakończonych prawomocnym orzeczeniem sądu administracyjnego, z tym że termin na złożenie skargi o wznowienie postępowania wynosi aż 3 miesiące od dnia wejścia w życie orzeczenia.

Odpowiadając na ostatnie postawione pytanie, należy wskazać, że dzień po ogłoszeniu sentencji wyroku przez TK zapadły dwa wyroki korzystne dla podatników, w których sądy administracyjne powołały się na niezgodność z konstytucją fragmentu art. 1a ust. 1 pkt 2 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych. Są to wyroki WSA w Poznaniu z 14 grudnia 2017 r., sygn. I SA/Po 601/17 oraz I SA/Po 925/17. Należy zatem mieć nadzieję, że sądy administracyjne będą dalej przyjmować w swoich wyrokach tezy zawarte w orzeczeniu TK, a tym samym wyznaczą nowy, korzystny dla podatników kierunek interpretacji przepisów prawa podatkowego. W przeciwnym razie działania sądów, a także organów podatkowych byłyby sprzeczne z podstawową zasadą, wyrażoną w art. 190 ust. 1 konstytucji, tj. zasadą mocy wiążącej orzeczeń TK, która wskazuje, że orzeczenia tego sądu mają moc powszechnie obowiązującą i są ostateczne. Z istoty tej zasady wynika, że wyroki Trybunału Konstytucyjnego wiążą wszystkich adresatów, zwłaszcza organy państwa i sądy.

Autor jest doradcą podatkowym, agentem celnym oraz ekspertem rynku nieruchomości. Zasiada w Komisji Prawnej Polskiej Federacji Stowarzyszeń Zawodów Nieruchomościowych. Jest doktorantem w zakresie nauk prawnych. Posiada tytuł Executive MBA.

¹ Zwany dalej TK.

² Dz.U. z 1997 r. Nr 78, poz. 483, zwana dalej: konstytucją.

³ Dz.U. z 2017 r., poz. 1785, zwana dalej ustawą o podatkach i opłatach.

ENERGAS 2018

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

Krzysztof Górny, Gascontrol Polska

W okresie od 31 stycznia do 2 lutego 2018 r. w Rezydencji Prezydenta RP Zamek w Wiśle odbyła się trzecia edycja Konferencji Techniczno-Naukowej Energas 2018 pt. „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia sieci gazowej”.

Konferencję zorganizowały Instytut Techniki Ciepłej Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej w Gliwicach oraz Gascontrol Polska sp. z o.o. W radzie naukowej konferencji zasiadali: prof. dr hab. inż. Andrzej Szlęk, dziekan Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej w Gliwicach, oraz dr hab. inż. Wojciech Kostowski, kierownik Zakładu Termodynamiki, Gospodarki Energetycznej i Chłodnictwa w Instytucie Techniki Ciepłej.

Konferencja Energas 2018 odbyła się pod patronatem GAZ-SYSTEM S.A., Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa. Patronat medialny objął portal Cire.pl.

Partnerami konferencji Energas 2018 były firmy branżowe, takie jak Anticor sp. z o.o., Spetech sp. z o.o., Shawcor Pipeline Products International BV Canusa-CPS/Dhatec, Arma-pol sp. z o.o., Bright Biomethane B.V., ZRB Janicki S.C., Energodiagnostyka sp. z o.o., T.D. Williamson Polska sp. z o.o., NRI EURASIA sp. z o.o., FASTRA s.r.o. oraz Chart Ferox, a.s.



Wystawa urządzeń.

Podczas konferencji odbyło się pięć paneli tematycznych.

Pierwszy związany był z alternatywnymi źródłami pozyskiwania gazu ziemnego. W panelu przedstawione zostały referaty związane z możliwością wprowadzania biometanu do systemu dystrybucji gazu ziemnego, produkcją biogazu w biogazowniach rolniczych, technologiami uzdatniania biogazu do jakości biometanu, zasadami rozliczeń w obszarze małego LNG, dostawami gazu skroplonego oraz sprężonego z wykorzystaniem mobilnych oraz stacjonarnych stacji regazyfikacji, nowoczesnymi urządzeniami w zakresie tankowania pojazdów gazem skroplonym LNG oraz z przedekspluatacyjnym wydobywaniem metanu z pokładów węgla kamiennego.

Drugi panel dotyczył eksploatacji i budowy gazociągów. Wygłoszone zostały referaty związane z wyznaczaniem stref zagrożenia wybuchem na gazociągach wysokiego ciśnienia, likwidacją nieszczelności na sieciach gazowych materiałami kompozytowymi, wykorzystaniem bezzałogowych statków latających do kontroli infrastruktury przesyłowej, problematyką ochrony przeciwkorozyjnej, problematyką izolacji połączeń spawanych, technologiami bezwykopowymi w gazownictwie oraz pracami hermetycznym w gazownictwie.

Trzeci panel związany był z innowacjami w gazownictwie. Zaprezentowano w nim nowości z branży armatury gazowniczej, innowacyjne rozwiązania z zakresu uszczelnień, nowoczesne rozwiązania do transportu i przechowywania rur, nowe możliwości diagnostyczne rurociągów gazowych oraz przybliżono tematykę projektu INGA – Innowacyjne Gazownictwo.

Czwarty panel odbył się w formule dyskusji panelowej. Rozmowy dotyczyły dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z wykorzystaniem źródeł alternatywnych (Projekt Baltic Pipe, LNG, biometan, gaz z odmetanowania kopalń). W panelu dyskusyjnym brali udział przedstawiciele zarówno firm strategicznych, wykonawczych, jak i przedstawiciele świata nauki. Dzięki panelowi uczestnicy konferencji mogli uzyskać informacje na temat kierunków rozwoju branży gazowniczej, wspieranych poprzez plany inwestycyjne największych firm strategicznych, będących spółkami Skarbu Państwa.

Piąty panel związany był z zagadnieniami energetycznego wykorzystania gazu ziemnego. Przedstawiono w nim referaty związane z możliwością produkcji energii elektrycznej przy procesie regazyfikacji LNG, zagospodarowaniem energii odpadowej na tłoczniach gazu ziemnego oraz z możliwością zastosowania układów ORC na tłoczniach gazu ziemnego.

W tym roku konferencja zgromadziła około 90 specjalistów związanych z inżynierią gazownictwa oraz szeroko rozumianą energetyką gazową. W Energas 2018 udział wzięli przedstawiciele Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA, Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o., Izby Gospodarczej Gazownictwa, Fiorentini Polska sp. z o.o., Technologie NDT sp. z o.o., Arma-pol sp. z o.o., Broen Oil&Gas sp. z o.o. ZRB Janicki S.C, NRI EURASIA sp z o.o., Shawcor Pipeline Products International BV Canusa-CPS/Dhatec, Spetech sp. z o.o., T.D.Williamson sp. z o.o., FASTRA s.r.o., Chart Ferox, a.s., Energodiagnostyka sp. z o.o., Anticor sp. z o.o., Gascontrol s.r.o., IDS-BUD S.A. oraz ČEPS, a.s. Wśród uczestników konferencji liczną grupę stanowili pracownicy i studenci wydziałów Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

Ideę zorganizowania III Konferencji Energas 2018 w czasie jej otwarcia przedstawił Marcin Przywara, członek zarządu Izby

Gospodarczej Gazownictwa oraz prezes firmy Gascontrol Polska. Zaznaczył, iż w ostatnich latach brakowało tego typu spotkań, na które zwróciłoby uwagę jednocześnie przedstawiciele uczelni technicznych, inwestorzy, projektanci, wykonawcy oraz dostawcy urządzeń. Takie spotkania umożliwiają omówienie problemów związanych z profesjonalną i bezpieczną realizacją obiektów infrastruktury gazowej, w tym gazociągów wysokiego ciśnienia, przy ciągle zmieniających się warunkach oraz coraz wyższych oczekiwaniach użytkowników.

Oprócz wysłuchania referatów uczestnicy konferencji mogli zapoznać się z ekspozycjami firm krajowych i zagranicznych, a także podzielić się uwagami i doświadczeniami podczas dyskusji toczonych w kuluarach.

Podobnie jak w latach poprzednich dla uczestników konferencji przewidziano możliwość zwiedzenia odrestaurowanych wewnątrz Narodowego Zespołu Zabytkowego – historycznej Rezydencji Prezydentów RP – Zamku w Wiśle.

O potrzebie takich spotkań, związanych z tematyką inżynierii gazownictwa oraz energetyki gazowej, zrzeszających jednocześnie naukowców, inwestorów, projektantów, wykonawców oraz dostawców urządzeń, świadczyć może zgłaszana przez wielu uczestników chęć przyjazdu za rok na kolejną edycję konferencji.

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO IGG

W pierwszym kwartale 2018 roku została podpisana umowa pomiędzy PGNiG SA a IGG, na mocy której PGNiG udzielił IGG licencji na przygotowanie tzw. standardów okładkowych równoważnych wskazanym normom PGNiG oraz na wykorzystanie norm objętych umową do opracowania nowych standardów IGG. Na podstawie licencji udzielonej przez PGNiG oraz zgłaszanego zapotrzebowania branży na wprowadzenie jednakowych wymagań przy budowie stacji regazyfikacji, 28 lutego br. KST podjął uchwałę w sprawie zatwierdzenia siedmiu standardów okładkowych dotyczących stacji regazyfikacji LNG, równoważnych odpowiednim normom zakładowym PGNiG. Następnie Zarząd IGG podjął uchwałę o ich ustanowieniu. Standardy zostały przekazane do druku.

Na początku marca pracę rozpoczęła grupa ekspertów powołana przez Zarząd IGG do oceny konieczności opracowania nowych standardów IGG dotyczących regazyfikacji LNG – w związku z udzieleniem przez PGNiG SA licencji na wykorzystanie w tym celu norm zakładowych PGNiG. Moderatorami pierwszego spotkania grupy ekspertów byli członkowie Prezydium KST. Wybrano przewodniczącego, którym został Grzegorz Maciejewski (PGNiG O/CLPB). Zgodnie z umową pomiędzy PGNiG a IGG, prace grupy ekspertów powinny zakończyć się na początku kwietnia bieżącego roku.

Pracę rozpoczął Zespół Roboczy nr 35 do opracowania DS dotyczącego parametrów technicznych biogazu wprowadzanego do sieci. W marcu odbyło się pierwsze spotkanie ZR 35.

Także w marcu odbyło się pierwsze spotkanie Zespołu Roboczego nr 6 w nowym składzie, którego zadaniem jest nowelizacja standardów dotyczących ochrony przed korozją gazociągów stalowych oraz opracowanie nowego standardu dla ochrony przed korozją konstrukcji złożonych. Zgodnie z regulaminem pracy KST, ZR 6 w poprzednim składzie został rozwiązany po przeprowadzeniu pierwszej nowelizacji standardów

ST-IGG-0601 i ST-IGG-0602. Podczas spotkania wybrano kierownika zespołu – został nim Marek Fiedorowicz (GAZ-SYSTEM), który był także kierownikiem poprzedniego ZR 6 – oraz jego dwóch zastępców. Zostali nimi:

Błażej Nowakowski (ATREM) – koordynujący nowelizację standardów ST-IGG-0601 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania i zalecenia* oraz ST-IGG-0602 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie*,

Grzegorz Sachajdak (PGNiG O/Sanok) – kierujący pracami nad nowym tematem standardu technicznego ST-IGG-0603, dotyczącym ochrony przed korozją konstrukcji złożonych.

Kierownictwo zespołu zobowiązało się do przedstawienia KST do połowy maja br. do zatwierdzenia koncepcji prac, harmonogramu i budżetu.

Przeprowadzono konferencję uzgodnieniową dla znowelizowanego standardu prST-IGG-2701:2018 *Zasady rozliczeń paliw gazowych w jednostkach energii*; na najbliższym posiedzeniu KST (w kwietniu 2018 roku) zostanie rozpatrzony wniosek kierownika ZR 27 o zatwierdzenie uzgodnionego standardu.

Zarząd IGG podjął uchwałę o ustanowieniu wytycznych technicznych WT-IGG-2301:2017 „Książka obiektu budowlanego sieci gazowej. Wzór i wymagania”; wytyczne zostały wydrukowane i wprowadzone do sprzedaży.

INiG-PIB zakończył realizację pracy badawczej „Badania laboratoryjne odporności rur na zaciskanie”, wykonanej na zlecenie IGG. Pozytywne wyniki tych badań pozwalają na zakończenie prac nad standardem ST-IGG-2103 *Gazociągi dystrybucyjne. Warunki techniczne zamykania przepływu w gazociągach z polietylenu metodą zaciskania. Wymagania i zalecenia*.

Na bieżąco prowadzona jest sprzedaż dokumentów standaryzacyjnych zarówno w wersji papierowej, jak i elektronicznej.

Sekretariat KST

Augmented Reality

(Rzeczywistość Rozszerzona)

szybko opanowuje przemysł...

Adam Gąsiorek

Kilka ostatnich lat to dynamiczny rozwój systemów łączących świat realny z jego komputerowym odpowiednikiem – *Augmented Reality (AR)/Virtual Reality (VR)*. Wiemy jak to wygląda, bo oglądaliśmy wiele słynnych filmów *science fiction*, ale tak naprawdę dziś to już nie fikcja, a przemysłowa rzeczywistość.

Pierwsza inżynierska wersja AR/VR powstała już w 1968 roku. Zaszczyt bycia inżynierskim ojcem przypadł Ivanowi Sutherlandowi, który stworzył skomplikowane urządzenie o kodowej nazwie „Miecz Damoklesa” – coś w rodzaju hełmu i oprzyrządowania z małym wizjerem. Urządzenie było tak ciężkie, że musiało być podłączone do sufitu i wisiało nad głową użytkownika, więc korzystanie z AR wymagało nie tylko wprawy, ale i dużej odwagi. W 1992 roku inżynierowie z Boeinga Caudell i Mizell nie tylko po raz pierwszy wprowadzili nazwę *augmented reality*, ale i wspomagali proces montażu okablowania samolotów za pomocą wyświetlanych AR-owo schematów.

Dzisiejsze *Augmented Reality* zdominowane jest przez dojrzałe platformy softwarowe i sprzętowe kilku wiodących producentów, np. RealWear HMT-1, ODG R-7, Microsoft HoloLens, Vuzix M300. Warto także śledzić wręcz niewiarygodnie szybki postęp technologiczny. W przypadku sprzętu każde półrocze przynosi nowe urządzenia, które poprawiają jakość generowanych obrazów i wygodę użytkownika, wydłużają czas pracy baterii (nawet do 10 h na jednym ładowaniu) oraz spełniają coraz szerszy zakres atestów i certyfikacji przemysłowych, jak np. możliwość użycia w strefach zagrożenia wybuchem (ATEX Zone 1, ATEX Zone 2) czy praca w szerokim zakresie temperatur (np. od -20 do +55°C). W Trans-



Przykład zastosowania urządzenia HMT-1 wraz ze środkami ochrony osobistej (kask, okulary ochronne) oraz przykładową aplikacją z dostępem do KPI, dokumentacji maszyny oraz procedur serwisowych. Model z atestem ATEX Zone 1 będzie dostępny w połowie 2018 roku.

ition Technologies PSC dla większości dzisiejszych wdrożeń zdecydowaliśmy się najpierw na takie modele, jak: RealWear HMT-1, ODG R-7, Microsoft HoloLens, Vuzix M300. W przypadku oprogramowania są to: ThingWorx Studio – wiodąca platforma do tworzenia zawartości AR dla zastosowań przemysłowych, Vuforia – silnik AR na platformy mobilne oraz Unity – wieloplatformowy silnik 3D, wspierający ponad 25 platform sprzętowych, mający największą społeczność programistyczną wśród silników graficznych.

Oparcie się na zestawie sprawdzonych i najlepszych na rynku narzędzi pozwala nam błyskawicznie implementować oprogramowanie dla klientów z sektora produkcyjnego, narzędziowego czy nawet z dziedziny chirurgii plastycznej. Każdy klient oczywiście ma inne wymagania, niemniej jednak najpopularniejsze są scenariusze dotyczące wsparcia szkoleń wysokiej jakości treściami 2D i 3D, które pozwolą zaspokoić potrzeby trzech głównych typów osób szkolonych: profil kinestetyczny (uczenie się poprzez aktywność fizyczną), wizualny (video, wykresy, slajdy itp.) i słuchowy (słuchanie, wykłady, podcasty). Wszystkie trzy rodzaje uczenia się mogą przyspieszyć proces przyswajania wiedzy, zwiększyć zatrzymanie informacji i rozwinąć lepsze umiejętności poznawcze właśnie dzięki wsparciu AR/VR.





Holograficzna platforma treningowa udostępniająca materiały szkoleniowe w formie filmów instruktażowych oraz animowanych sekwencji 3D – wszystkie na tle rzeczywistej maszyny. Materiał prezentuje rozwiązanie przygotowane przez Transition Technologies PSC dla włoskiej firmy OCME z sektora food/beverage processing.

Oprócz tego należy zauważyć nowe (a właściwie już kiedyś wymyślone, ale dziś łatwo wdrażane dzięki nowym technologiom) zastosowania AR w przemyśle. Technologia AR pomaga zarówno podczas prac montażowych, jak i konserwacyjnych. Jest to prawdziwa i powszechna realizacja funkcjonalności AR jeszcze z czasu pomysłów Sutherlanda czy pierwszych idei lat 90. ubiegłego wieku.



Wymiana podzespołów wraz z listą alarmów i usterek oraz dostępem do dokumentacji na temat procedury. Materiał prezentuje rozwiązanie przygotowane przez Transition Technologies PSC dla polskiej fabryki FIAT Chrysler Automobiles, zrealizowane w ramach inicjatywy World Class Manufacturing

Tym właśnie najbardziej dynamicznie rozwijającym się obszarem produktowym jest wsparcie AR podczas wykonywania zadań i dostarczenie tzw. *hands-free experience* serwisantom, technikom czy operatorom maszyn. Wystarczy wyobrazić sobie osobę zajmującą się np. konserwacją/remontami dużych i skomplikowanych maszyn produkcyjnych lub farm wiatrowych, która – wyposażona w mikrowyświetlacz przyczepiony do kasku ochronnego – ma przed oczami dostęp do parametrów pracy maszyn, dokumentacji technicznej, zgłoszeń serwisowych i alarmów, a także instrukcji krok-po-kroku, jak wykonać zgłoszoną czynność i zamknąć zgłoszenie. Ponieważ urządzenie reaguje na komendy głosowe (potrafi je również odczytywać), operator przez cały czas ma wolne ręce i może skupić się na wykonaniu zadania. W razie potrzeby możliwe jest również wykonanie na miejscu dokumentacji dzięki możliwości fotografowania i nagrywania wideo, a także zdalnej konsultacji w formie telekonferencji.

Wyobraźmy sobie również, że w ramach wyżej wymienionych instrukcji mogą pojawiać się także instrukcje BHP, co pozwoli nie tylko na szybsze wykonanie czynności, ale przede wszystkim na bezpieczniejsze wykonanie zadania, ponieważ pracownik będzie „musiał” podążać za instrukcjami BHP, inaczej nie będzie mógł przejść do kolejnego kroku.

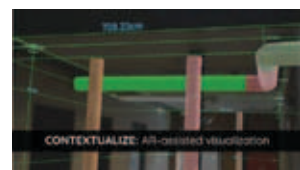
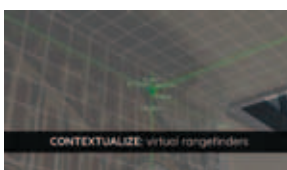
Również branża budowlana/architektoniczna (AEC – *Architecture Engineering Construction*) może czerpać pełnymi garściami



Procedura wymiany pasa napędowego wraz z ostrzeżeniami BHP. Materiał prezentuje rozwiązanie przygotowane przez Transition Technologies PSC dla włoskiej firmy OCME z sektora food/beverage processing.

z zastosowania AR, szczególnie w projektach rewitalizacyjnych, w których wymagane jest odtworzenie dokumentacji istniejącego budynku (np. dane geometryczne, poprowadzone obwody elektryczne, zbrojenia, układy wentylacyjne itd.) i połączenie ich z projektem docelowym rozwijanym w oprogramowaniu Building Information Modelling (BIM). AR może pomóc zarówno na etapie skanowania budynku, jak i wykonania przedmiarów, kosztorysu, wizualizacji i eksploracji potencjalnych scenariuszy rewitalizacyjnych, a także na etapie prac konstrukcyjnych, instalacyjnych czy odbioru technicznego budynku.

Potencjalne korzyści są ogromne, bowiem połączenie BIM i AR usprawni proces przepływu informacji między inwestorami, architektami, projektantami, podwykonawcami, firmami instalacyjnymi i innymi uczestnikami projektów rewitalizacyjnych, ułatwi podejmowanie decyzji, co przełoży się – według szacunków



Skanowanie, przedmiary, modelowanie i wizualizacja z wykorzystaniem AR. Materiał prezentuje prace w ramach projektu badawczo-rozwojowego „Real World Engine”, prowadzonego przez Transition Technologies PSC (<https://tppsc.pl/RWE>)

branży – na 20% oszczędności w porównaniu ze stosowanymi teraz rozwiązaniami.

Obecnie AR szturmem zdobywa uprzywilejowaną pozycję we wszystkich pracach inżynierskich. W okresie następnych dwóch lat (do 2020 roku) trudno będzie znaleźć firmę przemysłową niekorzystającą powszechnie z tych rozwiązań (bo sama wypadnie z rynku, nie nadążając za zmianą modeli biznesowych i zwiększeniem efektywności konkurencji). Trudno będzie sobie także wyobrazić nowoczesne gazownictwo bez komputerowego wspomagania obserwacji rzeczywistości.

Autor jest dyrektorem ds. badań i rozwoju w Transition Technologies PSC.

Doktoraty wdrożeniowe w PGNiG SA

Piotr Bednarek

Dzięki dostępowi do zasobów badawczo-rozwojowych instytucji naukowych spółka może znaleźć innowacyjne rozwiązania dla wszystkich segmentów swojej działalności. Doktoranci zatrudnieni przez firmę mogą jednocześnie rozwijać się zawodowo i naukowo.

Pojęcie „doktoraty wdrożeniowe” zostało wprowadzone w kwietniu 2017 roku. Tym samym Polska dołączyła do grona państw europejskich, w których podobna formuła łączenia nauki z działalnością sektora przemysłowego jest już skutecznie stosowana.

Jest to program w formule konkursu, w którym w pierwszej fazie o udział – i związane z nim dofinansowanie – ubiegają się jednostki naukowe posiadające prawo do prowadzenia studiów doktoranckich. Dofinansowanie przyznawane jest na rzecz wypłaty stypendiów doktoranckich gwarantowanych w programie każdemu doktorantowi. Następnie jednostki, które uzyskały dofinansowanie na wybranych kierunkach/specjalizacjach, prowadzą nabór kandydatów na studia doktoranckie. Organizatorem konkursu i podmiotem finansującym jest Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Studia doktoranckie w formule „doktoratu wdrożeniowego” odbywają się w ramach planu niestacjonarnych studiów doktoranckich danej jednostki naukowej, z odrębnościami płynącymi z regulacji prawnych doktoratu wdrożeniowego.

NA CZYM TO POLEGA

Założeniem idei doktoratu wdrożeniowego jest powiązanie przedmiotu doktoratu z potrzebą rozwiązania praktycznego zagadnienia problemowego istniejącego u przedsiębiorcy, przy jednoczesnym zatrudnieniu doktoranta u tego przedsiębiorcy. W praktyce odbywać się to będzie w ten sposób, że doktorat realizowany będzie przez osobę, która już jest pracownikiem przedsiębiorcy i doskonale zna jego potrzeby w obszarze wdrożenia rezultatów badawczo-rozwojowych (B+R) albo przedsiębiorca zatrudni u siebie osobę o pożądanym potencjale wiedzy i umiejętności. Osoba ta będzie mogła wykorzystać ten czas dla rozwoju swojej kariery naukowej, jednocześnie biorąc udział w rozwiązaniu zagadnienia interesującego z punktu widzenia przedsiębiorcy.

– *Doktoraty wdrożeniowe są w Polsce nowym systemowym mechanizmem współpracy nauki z przemysłem – dodatkowym powiązaniem środowisk, które na co dzień powinny blisko ze sobą współpracować. W PGNiG wykorzystujemy każdą możliwość, aby wzmocnić swoją działalność w obszarze badań, rozwoju i innowacji. Doktoraty wdrożeniowe dają nam możliwość podwyższenia kompetencji naszych pracowników i zacieśnienia współpracy z najlepszymi jednostkami naukowymi w Polsce. Je-*

steśmy przekonani, że korzyści odniosą wszyscy zaangażowani, a przede wszystkim otoczenie społeczno-gospodarcze związane z naszą branżą – mówi Łukasz Kroplewski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. rozwoju.

WYGRYWAJĄ WSZYSTKIE STRONY

Rzeczywiście, korzyści odnosi przemysł, środowisko naukowe i pracownik-doktorant. Przedsiębiorca zyskuje możliwość rozwiązania zagadnienia problemowego na podstawie rezultatów prac B+R, uzyskane m.in. z wykorzystaniem dostępu do zasobów jednostki naukowej. Jednostka naukowa zyskuje unikalną wiedzę na temat obszarów zainteresowania partnerów przemysłowych, co daje jej możliwość profilowania kierunków kształcenia oraz przygotowania oferty usług badawczych, na które pozyska środki finansowe. Wreszcie wspomnieć należy o doktorantach, których korzyści to możliwość rozwoju własnej kariery naukowej i zawodowej przy jednoczesnym zatrudnieniu.

– *Ogromną zaletą takiego rozwiązania jest fakt, że doktorant, będąc jednocześnie naszym pracownikiem, doskonale zna nasze potrzeby. Rozwiązuje interesujące nas zagadnienie, a jednocześnie rozwija się naukowo – mówi Dariusz Dzirba, dyrektor Departamentu Badań i Rozwoju w PGNiG SA.*

Dodatkowym profitem jest comiesięczne stypendium doktoranckie fundowane przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Będzie ono odpowiadało minimalnemu wynagrodzeniu zasadniczemu asystenta na uczelni publicznej – obecnie jest to 2450 zł.

Korzyści i zalet tego rozwiązania jest jednak znacznie więcej. Od lat podejmowane są mniej lub bardziej udane próby pokonania tzw. doliny śmierci, czyli luki od zakończenia prac badawczych do wdrożenia. Jest to też przestrzeń dzieląca podmioty sfery naukowo-badawczej od podmiotów sektora przedsiębiorców, za którą żadne z nich nie czuje się do końca odpowiedzialne. Być może, doktoraty wdrożeniowe nie zlikwidują „doliny śmierci”, ale są jednym z elementów zmniejszających tę lukę.

Kolejną zaletą doktoratów wdrożeniowych jest ustawowy charakter tej koncepcji. Słabością wielu dotychczasowych inicjatyw okazał się bowiem ich incydentalny, niesystemowy charakter. W tym wypadku jest inaczej. Fundamentem trwałości omawianego rozwiązania jest także zagwarantowana pula środków finansowych, bez których długofalowe działania nie są możliwe.

W sferze społeczno-gospodarczej doktoraty wdrożeniowe pełnią funkcję wzmocnienia dwóch filarów rozwoju, czyli przemysłu i nauki. To wartość o dłuższym okresie zwrotu niż korzyści bezpośrednio, ale ma ona fundamentalne znaczenie dla długoterminowej perspektywy stabilnego rozwoju gospodarki.

PGNiG GOTOWE NA PRACOWNIKÓW-DOKTORANTÓW

– Jako jedna z pierwszych firm na polskim rynku PGNiG SA dostosowała swój system podnoszenia kwalifikacji i zatrudnienia do realizacji doktoratów wdrożeniowych. Weszliśmy już w formalne uzgodnienia na temat współpracy z Akademią Górniczo-Hutniczą w Krakowie. W obszarze naszego zainteresowania są już kolejne uczelnie, z którymi blisko współpracujemy – tłumaczy wiceprezes Łukasz Kroplewski.



Instytucja doktoratu wdrożeniowego jest nowością w polskim porządku prawnym. Stworzenie właściwych mechanizmów prawnych współpracy zainteresowanych stron wymagało zastosowania wielu nowatorskich rozwiązań organizacyjnych, kadrowych i prawnych – zarówno po stronie PGNiG SA, jak i po stronie jednostki naukowej. Uzgodnione musiały być takie kwestie, jak m.in. zasady korzystania przez wszystkie strony z rezultatów uzyskanych w trakcie realizacji doktoratu, zakres zaangażowania czasowego w zajęcia i praktyki doktoranckie pracownika spółki, ujęcie realizacji doktoratu wdrożeniowego jako elementu zatrudnienia po stronie spółki, skutki zmiany miejsca zatrudnienia lub przerwania studiów doktoranckich. Kwestie te zostały uregulowane w projekcie umowy trójstronnej: pracownik-doktorant – PGNiG SA – uczelnia.

– Mamy już zgłoszenia kandydatów wśród naszych pracowników – zainteresowanie jest duże. Pierwsze tematy doktoratów będą dotyczyć – jakże ważnego dla nas – obszaru poszukiwań i eksploatacji gazu i ropy naftowej – wyjaśnia dyrektor Dariusz Dzirba.

INWESTYCJA Z WYSOKĄ STOPĄ ZWROTU

Wydaje się też, że – jak w przypadku każdego nowego przedsięwzięcia – realizacja doktoratu wdrożeniowego wymaga konieczności podjęcia ryzyka zarówno przez przedsiębiorstwo, jak i przez jednostkę naukową. Mamy bowiem do czynienia z nową sytuacją – z punktu widzenia pracodawcy, pracownika i jednostki naukowej, gdy pracownik musi dzielić czas pracy na aktywność zawodową i badawczą. W krótkoterminowej perspektywie takie działanie – szczególnie z punktu widzenia przedsiębiorcy – może być postrzegane jako niekorzystna

„strata czasu”. Jednak przy uwzględnieniu priorytetów rozwojowych firmy inwestowanie w nowoczesne rozwiązania B+R oraz rozwój kadry okazuje się bardzo pożądanym działaniem w ujęciu długoterminowym. Dostarcza ono bowiem zasobów wiedzy, autentycznej możliwości wdrożenia interesujących rozwiązań oraz wysoko wykwalifikowanej kadry, uniezależniającej firmę od zasobów podmiotów trzecich.

– PGNiG SA takie ryzyko świadomie i z przekonaniem podejmuje. Jesteśmy przekonani, że będzie to dla nas opłacalne. Dlatego służby personalne PGNiG SA wypracowały atrakcyjną formułę realizacji doktoratu wdrożeniowego w ramach zatrudnienia – mówi wiceprezes Łukasz Kroplewski. Pracownik-doktorant może skorzystać m.in. z refundacji kosztów podróży. Nie musi też wykorzystywać urlopu, by poświęcać go na sprawy niezbędne do realizacji doktoratu wdrożeniowego.

NIE TYLKO DOKTORATY WDROŻENIOWE

Inwestycje w pozyskiwanie i rozwój kadry o najwyższych kwalifikacjach odpowiadających potrzebom Grupy Kapitałowej PGNiG w zakresie działań prorozwojowych nie są w spółce nowością. Realizuje ona też „Akademię Młodych”, na którą składają się dwa projekty: „Złóża kariery” (www.zlozakariery.pl) i „GeoTalent” (www.geotalent.pl). Obejmują one cyklicznie organizowane warsztaty oraz programy płatnych praktyk i staży. Skierowane są do studentów i absolwentów, którzy chcieliby poznać branżę górnictwa naftowego i gazownictwa w praktyce i związać z nią swoją przyszłość zawodową. Z roku na rok w projektach udział bierze coraz więcej uczestników, a organizatorzy włączają do oferty kolejne obszary działalności, jak np. ochrona własności intelektualnej w GK PGNiG.

Spółka może się też pochwalić autorskim konkursem „Młodzi innowacyjni dla PGNiG” (www.pgnig.pl/mlodzi-innowacyjni-dla-pgnig). To przedsięwzięcie zaadresowane bezpośrednio do studentów, doktorantów i młodych pracowników naukowych, w którym mogą oni zaprezentować własne rozwiązania o charakterze badawczo-rozwojowym do zastosowania w jednym z obszarów działalności GK PGNiG. Nagradzane są już same pomysły, a najlepsze z nich mają szansę na wdrożenie i dodatkowe finansowanie. Odbyły się już trzy edycje konkursu, a każda z nich przynosi kilkadziesiąt ciekawych ofert.

Budowie silnej kadry i oparciu działalności GK PGNiG na najnowszych rozwiązaniach badawczo-rozwojowych oraz innowacjach służy Program Rozwoju Innowacyjności, skierowany bezpośrednio do pracowników, a także program PGNiG Polskie Innowacje, czyli warsztaty *Open Innovation*, kierowane do studentów, innowacyjnych przedsiębiorców i środowiska naukowego. W kreowaniu innowacji w branży górnictwa naftowego i gazownictwa pomaga także centrum start-upowe PGNiG o nazwie InnVento (www.innvento.pl).

– Doktoraty wdrożeniowe świetnie wpisują się w istniejący ekosystem współpracy GK PGNiG ze środowiskiem akademickim. Uzupełnią inicjatywy rozwoju obszaru badań, rozwoju i innowacyjności w naszej Grupie Kapitałowej – podsumowuje wiceprezes Łukasz Kroplewski.

Autor jest kierownikiem działu zarządzania prawami własności intelektualnej w Departamencie Badań i Rozwoju PGNiG SA.

Miks informacji na temat innowacji

Maciej Szota

Mamy w Polsce bardzo dobry klimat dla innowacji. Wszyscy mówią o rozwoju, wysokim wzroście gospodarczym i optymistycznych prognozach na przyszłość. Dobra sytuacja na rynku pracy wymaga od przedsiębiorców szacunku dla pracownika. To wszystko powoduje, że firmy muszą szukać nowych i lepszych rozwiązań dla swojego biznesu. Tak powinno być zawsze, ale dobrze wiemy, że takie nastawienie wymuszane jest przede wszystkim uwarunkowaniami rynkowymi.

Gazownictwo to branża, która innowacje ma wpisane w DNA. Warto wspomnieć postać prekursora branży, Ignacego Łukasiewicza, Polaka, wielkiego wizjonera, farmaceuty i przedsiębiorcy, który z zamiłowania był chemikiem i fizykiem. Opierając się na takich tradycjach, dzisiejsi gazownicy i naftowcy nieustannie rozwijają przemysł gazowy i naftowy.

Dobrze zorganizowane przedsiębiorstwo stara się skutecznie zarządzać innowacjami wewnątrz organizacji, ale także ma wypracowane narzędzia do pozyskiwania ich spoza organizacji. Punktem wyjścia powinny być potrzeby firmy. Moim zdaniem najlepszą, popartą doświadczeniami formułą, jest tak zwane *open innovation*, czyli pełne otwarcie na nowe rozwiązania, bez jakichkolwiek ograniczeń. Mówiąc o innowacjach, zawsze spotykamy się z czymś nowym i nieznanym. Powinno to być połączone ze wsparciem w tych obszarach, w których zidentyfikowaliśmy krótkoterminowe bądź długoterminowe potrzeby/cele. W wielu miejscach dzisiaj projektuje się przyszłe zmiany, przewidując, w jakim kierunku będzie przekształcała się dana branża. Często powiela się dobre rozwiązania z bardziej rozwiniętych rynków, gdzie pewne przemiany już się dokonały. W takiej sytuacji nie mówimy oczywiście o zmianach na skalę światową. „Przełomowość” zmian sama w sobie nie jest jednak najistotniejsza. W innowacjach nie chodzi tylko o zmianę obowiązujących zasad, ale przede wszystkim o poprawę obecnego stanu rzeczy. Najważniejsze jest to, żeby zmiana przynosiła pozytywny efekt ekonomiczny. Dlatego wyróżnia się innowacje w różnej skali: lokalnej, regionalnej i globalnej. Te globalne przynoszą największe profity i często zmieniają rynek, ale – z drugiej strony – zawsze wiążą się z bardzo wysokim ryzykiem. Istnieje ryzyko „przespania” właściwego momentu do zwrotu o 180 stopni, ale nie jest tak istotne, by być pierwszym w wyścigu innowacyjnych rozwiązań. Tak zwanych jednorożców jest niewiele, ale każdy zdolny i pracowity naukowiec bądź przedsiębiorca może podjąć wyzwanie rozwijania i wdrażania innowacyjnych rozwiązań.

Kraj ani branża, w jakiej rozwijany jest dany projekt, nie powinny mieć większego znaczenia. Problem zazwyczaj leży w samej organizacji. Polska ma wiele branż, w których może zostać uznana za lidera, np. w bankowości. Nasz kraj znany jest także z wybitnych informatyków. Ważne jest jednak to, żeby nie stawiać sobie na starcie poprzeczki za wysoko, bo w biznesie marzyciele zawsze wymagają wsparcia osób, które twardo stają na ziemi.

W podobnym miejscu ponad dwa lata temu zastaliśmy PGNiG, które zajmuje się tzw. tradycyjnym biznesem. Tutaj nie ma miejsca na improwizację. Inżynierowie opierają swoją pracę na twardych wyliczeniach, a każdy błąd może kosztować nie miliony, ale dziesiątki milionów złotych. Mimo to brakowało systemowego podejścia do badań, rozwoju i innowacji, a każdy koszt z tym związany był traktowany jak niepotrzebny wydatek. W bieżącej pracy prowadzone były usprawnienia, ale brakowało środków na większe przedsięwzięcia.

W powołanym na początku 2016 roku zarządzie, na którego czele stoi prezes Piotr Woźniak, zasiada także Łukasz Kroplewski, wiceprezes ds. rozwoju. Zapoczątkowało to zmiany, których oczekuje Ministerstwo Energii. Zostały one jasno nakreślone w „Strategii” Ministerstwa Energii oraz ministerialnych „Kierunkach rozwoju innowacji energetycznych”. Do tych postępujących zmian należy dodać utworzenie w PGNiG Departamentu Innowacji i Rozwoju Biznesu, który został wydzielony z Departamentu Badań i Rozwoju, oraz utworzenie w Grupie Kapitałowej uchwałą zarządu pierwszej obszarowej Rady Portfela, dedykowanej projektom innowacyjnym.

Mądre poprowadzenie procesu przekształcania PGNiG w świadomą organizację zarządzającą badaniami, rozwojem i innowacjami trwa stale i wymaga czasu. Oczywiście, mogłoby się wydawać, że tak potężne przedsiębiorstwo, dysponujące znaczącymi środkami, powinno działać bardzo szybko i przeznaczać ogromne kwoty na sprawne zmiany. Jednak mamy do czynienia z bardzo złożonym przedsiębiorstwem, które – jako Grupa Kapitałowa – skupia kilkadziesiąt podmiotów gospodarczych, zatrudnia kilkadziesiąt tysięcy pracowników i na co dzień operuje w kilku krajach w różnych częściach świata. Sytuacja tutaj jest dużo bardziej złożona niż w start-upie.

Zarząd zaczął od zabezpieczenia w „Strategii” Grupy Kapitałowej PGNiG 670 mln zł na projekty B+R+I. Następnie dokonał wskazanych przeze mnie wcześniej zmian organizacyjnych. Obecnie trwają ostatnie prace nad tworzeniem procesów, które pozwolą sprawnie zarządzać innowacjami. Jesteśmy świadomi tego, że potrzebujemy nowych rozwiązań z zewnątrz, ale przede wszystkim chcemy jak najlepiej wykorzystywać potencjał naszych pracowników.

Od czerwca 2017 roku funkcjonuje InnVento, które realizuje jednocześnie wiele zadań w sferze innowacji. Dbą o rozwój naszych pracowników, skupia wiele projektów, ale – co najważniejsze – jest

miejszem, w którym korporacja spotyka się ze start-upami oraz pomysłami ze świata nauki. Wyodrębniona struktura jest bardziej przyjazna dla osób z zewnątrz. Poza tym takie miejsce pozwala łatwiej zmienić nastawienie pracowników. Dostali do użytku nowoczesną powierzchnię biurową z salami multimedialnymi i konferencyjnymi i najnowocześniejsze urządzenia dostępne na rynku.

Wspomniana już wcześniej Rada Portfela Obszaru Innowacji prowadzi także działalność kreatywną i będzie kładła nacisk na pozyskanie wśród pracowników nowych projektów. Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu aktywnie współpracuje z innymi departamentami w centrali, oddziałami oraz spółkami. Przy wiceprezecie ds. rozwoju został utworzony Komitet ds. Strategicznych Projektów Innowacyjnych, składający się z członków zarządów oraz dyrektorów z Grupy Kapitałowej odpowiedzialnych za rozwój. Na cyklicznych spotkaniach omawiane są najważniejsze przedsięwzięcia i plany. Od marca 2018 roku funkcjonuje Dział Wdrożeń i Komerccjalizacji, który ma skupić się na ostatnim etapie każdego projektu i osiągnięciu zakładanego celu biznesowego.

W B+R+I nigdy nie można mówić o tym, że cel zostanie osiągnięty w 100%. PGNiG na pewno jest na właściwym torze do efektywnego zarządzania innowacjami. Podstawą były zmiany organizacyjne, zapewnienie odpowiednich środków i etapowość całego procesu. Jeśli ktoś na rynku gazu i ropy chce zmieniać branżę, to musi nastąpić na długi proces, a nie na skokowe zmiany. Mały organizm, np. start-up, ma niewiele do stracenia jeśli coś się nie uda, duży podmiot ryzykuje znacznie więcej. Innowacje głównie generują i wdrażają duże przedsiębiorstwa, a mit o tym, że to małe firmy są najbardziej rozwojowe nie jest zgodny z prawdą. Prawdą natomiast jest to, że na aktywności dużego podmiotu korzystają podwykonawcy i dzięki temu rozwija się cała branża. Codziennie w PGNiG powstają dziesiątki nowych rozwiązań, o których często się nie mówi, ponieważ to jest codzienność. Jednakże trzeba to zmienić i w najbliższych latach Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG będzie starał się informować o tym, jak bardzo nasza firma i jej pracownicy są innowacyjni.

Maciej Szota, p.o. dyrektora Departament Innowacji i Rozwoju Biznesu PGNiG SA

XVIII Mistrzostwa Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim o Puchar Prezesa PGNiG

Włodzimierz Kleniewski

Już po raz 18. w okresie 22–25 lutego spotkaliśmy się na Mistrzostwach Branży Gazowniczej i Naftowej w Narciarstwie Alpejskim, organizowanych przez Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk”. Sponsorem głównym mistrzostw było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. W tym roku, w klasyfikacji drużynowej, rywalizacja odbywała się o Puchar Prezesa PGNiG.

Zawodnicy biorący udział w zawodach zostali podzieleni na dwie grupy wiekowe w kategorii kobiet i trzy grupy w kategorii mężczyzn. Zwycięzcy otrzymali puchary i nagrody rzeczowe ufundowane przez sponsorów mistrzostw. Bardzo dziękujemy wszystkim uczestnikom i sponsorom biorącym udział w tym, jakże ważnym dla nas, corocznym wydarzeniu. Mamy nadzieję, że już we wrześniu tego roku zaprosimy wszystkich chętnych na kolejne nasze imprezy: rowerową – na XVI Mistrzostwa Polski Branży Gazowniczej i Naftowej w Rowcach Terenowych oraz na III Mistrzostwa w Biegach Przelajowych. We wszystkich dotychczasowych wydarzeniach organizowanych od 2000 roku przez „Alpejczyka” wzięło udział ponad 7000 tysięcy uczestników.

2. miejsce	Marianna Korol-Świątkiewicz	GAZ-SYSTEM, Warszawa
3. miejsce	Barbara Petters	GAZ-SYSTEM, Warszawa
Mężczyźni grupa I		
1. miejsce	Artur Warzyński	EuRoPoL GAZ, Warszawa
2. miejsce	Jan Pezda	GAZ-SYSTEM, Warszawa
3. miejsce	Bartłomiej Kowalski	INNSOFT, Warszawa
Mężczyźni grupa II		
1. miejsce	Paweł Tarapacki	PGNiG SA o/Sanok
2. miejsce	Paweł Fic	PGNiG OGiE, Warszawa
3. miejsce	Paweł Morowiec	PGNiG SA o/Sanok
Mężczyźni grupa III		
1. miejsce	Gniewosz Widuch	Ferox Energy Systems, Katowice
2. miejsce	Michał Makos	PGNiG SA, OGiE, Warszawa
3. miejsce	Paweł Janas	PGNiG SA, OGiE, Warszawa
Klasyfikacja drużynowa o Puchar Prezesa PGNiG		
1. miejsce	GAZ-SYSTEM, Warszawa	
2. miejsce	PGNiG SA o/Sanok	
3. miejsce	PGNiG SA o/Zielona Góra	
4. miejsce	PGNiG SA OGiE, Warszawa	
5. miejsce	EuRoPol GAZ, Warszawa	
6. miejsce	Orlen UPSTREAM, Warszawa	

Wyniki		
Kobiety grupa I		
1. miejsce	Małgorzata Putowska	GAZ-SYSTEM, Warszawa
2. miejsce	Maria Kolata	PGNiG SA Oddział Zielona Góra
3. miejsce	Magdalena Krzanowska	PGNiG SA O/Sanok
Kobiety grupa II		
1. miejsce	Agnieszka Stajer	GAZ-SYSTEM, Warszawa

Bezpieczeństwo

dzięki dywersyfikacji

PGNiG od lat stoi na straży energetycznego bezpieczeństwa Polski. Zapewnienie nieprzerwanych dostaw gazu i ropy odbiorcom indywidualnym oraz przedsiębiorstwom to efekt konsekwentnie realizowanej strategii biznesowej oraz polityki dywersyfikacji źródeł pozyskiwania surowców.

Dzięki koncesjom na eksploatację złóż w Norwegii, projektowi Baltic Pipe, dostawom gazu typu LNG przez gazoport im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu oraz stałemu zwiększaniu zdolności wydobywczej ze złóż krajowych niezmiennie utrzymujemy pozycję lidera na polskim rynku.