

grudzień 2015

# Przegląd gazowniczy

nr 4 (48)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA




ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771732 657176 04





*Życzenia radosnych Świąt Bożego Narodzenia,  
niezapomnianych chwil w gronie najbliższych  
oraz pomyślności w Nowym Roku  
branży gazowniczej składa  
prezes i pracownicy  
Urzędu Dozoru Technicznego*

*Izbie Gospodarczej Gazownictwa życzymy dalszej pomyślnej realizacji misji,  
wielu osiągnięć na polu integracji i rozwoju branży gazowniczej  
oraz propagowania nowoczesnej wiedzy technicznej.*

Co nas niebawem czeka? To typowe pytanie stawiane na koniec każdego roku, z obawą o przyszłość i nadzieją na lepsze jutro...

Co nas czeka jako branżę, w obliczu nowego, powyborczego rozdania? Zapewne spore zamieszanie personalne i organizacyjne, jak pokazały to dotychczasowe ruchy pracujących w dzień i w nocy polityków nowego rządu. Czy jednak nowi ministrowie, premierzy i „nadpremier” mają wizję rozwoju branży, czy skończy się tylko na wymianie kadr zarządzających strategicznych spółek energetycznych oraz kontestowaniu tego, co było dotychczas? Czy może jednak ktoś sięgnie do całego pakietu niezłatwionych tematów, blokujących rozwój gazownictwa?

I wyrażam tę opinię w imieniu małych i średnich przedsiębiorstw, które oczekują, że kluczowe spółki gazownictwa poprawią procedury inwestycyjnej nie zahamują budowy i modernizacji sieci i obiektów górnictwa naftowego i gazownictwa.

Co nas nowego czeka w relacjach przetargowych, które są głównym tematem tego wydania „Przeglądu Gazowniczego”? O tym, jak wielkie budzą one emocje, mogli przekonać się uczestnicy konferencji zorganizowanej w listopadzie przez IGG, poświęconej zamówieniom i przetargom w obszarze Polskiej Spółki Gazownictwa. Prawie pięciogodzinna dyskusja i wymiana argumentów mogłaby zapewne trwać znacznie dłużej z uwagi na ilość pretensji i pomysłów na poprawę relacji, ale czy wróży ona konsensus? O tym, jak ważny jest to temat dla obydwu stron, świadczy rozpoczęty dialog. Do jego zakończenia – moim zdaniem – jeszcze daleka droga.

Gdy czytam pokonferencyjny dwugłos, w szybkie rozwiązanie wątpię, bo różnicowanie w podejściu do tematu i niezrozumienie stron widać jak na dłoni. Zawsze byłem wyznawcą teorii, że inwestor płaci i wymagać może praktycznie wszystkiego, byle tylko precyzyjnie deklarował swoje oczekiwania na etapie przetargowym i nie wykorzystywał swojej pozycji w relacjach z wykonawcą. Wszak inwestycja to wspólny cel obydwu stron. Tak przynajmniej powinno być, choć czasy, gdy tak bywało odchodzą chyba do przysłowiowego lamusa. Pamiętam niedawne spotkania z wykonawcami, organizowane co roku przez niektóre zakłady gazownicze. Była wymiana uwag i płynące z tego obustronne korzyści. Na poziomie dyrekcji zakładu rozwiązywana była większość inwestycyjnych i technicznych niedogodności. Teraz wiara w centralizację i doskonałość tworzonych procedur spotkała się z ich dezaprobatą i dezorientacją drugiej strony, bo chyba nie da się proceduralnie ujednolicić jakże zróżnicowanych tematów inwestycyjnych.

Tak deklarowana próba wyłonienia rzetelnych wykonawców może okazać się coraz trudniejsza, bo kształtowanie podczas internetowych aukcji ceny usługi przypomina coraz bardziej hazard i walkę o przetrwanie niż logiczną działalność biznesową, prowadzącą do rozwoju firmy. A słabi wykonawcy to piętrzące się w przyszłości problemy dla inwestora. Nie trzeba być doktorem ekonomii, by to wiedzieć. Techniczna logika nakazuje zostawić trochę proceduralnej swobody dla tych, którzy z ramienia obydwu stron na placu budowy odpowiadają za inwestycję, bo chyba nie wszystko da się opisać procedurami...

Co nas czeka niebawem? Oby lepsze jutro, czego wszystkim zainteresowanym gorąco i świątecznie życzę.



Cezary Mróz,  
wiceprezes zarządu IGG,  
przewodniczący Rady Programowej PG

## Rada Programowa

przewodniczący

**Cezary Mróz** – wiceprezes zarządu  
Izby Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

**Agnieszka Chmielarz**

PGNiG Obrót Detaliczny

**Małgorzata Ciemnołowska**

PGNiG SA

**Maja Girycka**

Polska Spółka Gazownictwa

**Małgorzata Polkowska**

Operator Gazociągów Przesyłowych  
GAZ-SYSTEM S.A.

**Grzegorz Romanowski**

Izba Gospodarcza Gazownictwa

**Natalia Rostkowska**

Urząd Dozoru Technicznego

**Andrzej Schoeneich**

Izba Gospodarcza Gazownictwa

**Emilia Tomalska**

PGNiG Obrót Detaliczny

**Katarzyna Wróblewicz**

Polska Spółka Gazownictwa

## Wydawca:

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

## Redaktor naczelny:

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

## Przygotowanie i opracowanie redakcyjne

Bartgraf  
00-549 Warszawa,  
ul. Piękna 24/26  
tel. 22 625 55 48  
e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

## Projekt graficzny:

Jolanta Krafft-Przeździecka

## DTP

Ewa Księżopolska-Bisińska  
Ewa Wojtowicz-Topiłko,  
Anna Zabrocka

Nakład 2110 egz.

Radosnych i rodzinnych świąt Bożego Narodzenia

oraz wiele optymizmu na Nowy Rok  
naszym Czytelnikom i Współpracownikom  
życzą

Izba Gospodarcza Gazownictwa,  
Rada Programowa

oraz redakcja „Przeglądu Gazowniczego”

## Spis treści

### TEMAT WYDANIA

- 8 **Relacje przetargowe w nowej odsłonie.** Grzegorz Romanowski omawia konferencję zorganizowaną przez IGG
- 9 **Czuję odpowiedzialność za rozwój rynku wykonawców.** Komentarz Katarzyny Mikuty
- 10 **Zamówienia i przetargi.** Komentarz Roberta Motyki
- 12 **Katalog Dobrych Praktyk.** Marian Bosowski prezentuje inicjatywę IGEiOŚ
- 13 **Upowszechniamy dobre praktyki.** Wypowiedź Tomasza Czajkowskiego, byłego prezesa UZP
- 14 **Zabezpieczenie inwestycji.** Brokerzy ubezpieczeniowi wskazują, jak zbudować indywidualny program zabezpieczenia inwestycji

### PUBLICYSTYKA

- 16 **Kogeneracja wyzwaniem dla gazownictwa.** Janusz Ryk, dyrektor PTEZ, prezentuje działania na rzecz stworzenia programu wsparcia dla kogeneracji
- 18 **Zwiększenie efektywności wykorzystania energii z gazu ziemnego do generacji energii elektrycznej i ciepłej.** Prof. Tomasz Dobski o efektywności kogeneracji gazowej
- 22 **Niekończąca się opowieść o PEP 2050.** Dr inż. Andrzej Sikora o meandrach powstawania polityki energetycznej Polski
- 24 **Program ograniczania niskiej emisji.** PGNiG Obrót Detaliczny włączył się aktywnie w program PONE
- 26 **Infrastruktura paliw alternatywnych – wymagania UE.** Szymon Byliński z Ministerstwa Gospodarki omawia dyrektywę unijną dla sektora transportowego
- 27 **Unijna strategia na rzecz LNG.** Piotr Sprzączak i Łukasz Lisicki z Ministerstwa Gospodarki podsumowują prace nad unijnym dokumentem
- 46 **Rozwój dla bezpieczeństwa – bezpieczeństwo i integracja dla kraju i regionu.** Rafał Wittmann i Edyta Struk prezentują plany rozwoju systemu przesyłowego w Polsce w latach 2016–2025

### REPORTAŻ

- 30 **Barbórka 2015**
  
- 32 **PGNiG SA**
- 36 **POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O.**
- 40 **PGNiG OBRÓT DETALICZNY**



### GAZ–SYSTEM S.A.

- 44 **Inteligentne sieci gazowe (cz. 3).** Autorzy wskazują, jak polityka energetyczna UE kreuje koncepcję inteligentnych sieci

30

### OSOBOWOŚĆ

- 50 **Szlachetna energia**  
Adam Cymer kreśli sylwetkę Mariana Babiucha



### TECHNOLOGIE

- 52 **Badania i rozwój w PGNiG – dobre perspektywy**  
Dariusz Dzirba o strategii innowacyjności w Grupie Kapitałowej PGNiG

50

Na okładce: zdjęcie z Warszawy 1939 roku. Neony na kamienicy przy ul. Marszałkowskiej róg Al. Jerozolimskich.  
Źródło: „Warszawa na starej fotografii”. Wydawnictwo Artystyczno-Graficzne RSW „Prasa”, Warszawa 1961.  
Projekt okładki: Jerzy Matuszewski, PROFIKA Studio Graficzne



# Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Zakończyły się uroczystości barbórkowe, a przed nami święta Bożego Narodzenia i Nowy Rok, czas wypoczynku w rodzinnym gronie, ale również zadumy, podsumowań i planów na przyszłość.

Ostatni kwartał 2015 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa spędziła pracowicie. **14–15 października 2015 r.** w Jachrance odbyła się, zorganizowana wspólnie przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Urząd Dozoru Technicznego, konferencja techniczna pt. **„UDT dla gazownictwa”**. W trakcie dwudniowego cyklu spotkań i debat goście spotkania mieli możliwość zapoznania się z problematyką nadzoru Urzędu Dozoru Technicznego nad gazociągami oraz świadczonych w tym zakresie usług. W trakcie spotkania przedstawiciele operatorów sieci gazowych przedstawili swoje doświadczenia w zakresie budowy, odbiorów i bezpieczeństwa eksploatacji rurociągów przesyłowych i dokonali oceny współpracy z UDT w ostatnich latach. Uczestnicy wyznaczyli kolejne cele i inicjatywy w zakresie pogłębiania wiedzy o pracy UDT, co jest dobrym prognostykiem na spotkanie w 2016 roku.

5 listopada 2015 roku w Ożarowie Mazowieckim odbyła się, zorganizowana wspólnie przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa i Polską Spółkę Gazownictwa Sp. z o.o., konferencja pt. **„Zamówienia i przetargi w obszarze PSG Sp. z o.o.”** Spotkała się ona z dużym odzewem wśród firm członkowskich (więcej na str. 8–11).

Kluczowym wydarzeniem było powołanie przez IGG **Rady Konsultacyjnej ds. Gazownictwa do Współpracy z Prezesem URE**. Inaugurujące posiedzenie Rady Konsultacyjnej odbyło się 28 października br. w siedzibie IGG. W spotkaniu udział wzięli – obok nowo powołanych członków Rady Konsultacyjnej – również przedstawiciele Urzędu Regulacji Energetyki i Izby Gospodarczej Gazownictwa. Członkom Rady Konsultacyjnej (reprezentanci: Duon Dystrybucja S.A., EWE energia Sp. z o.o., GAZ–SYSTEM S.A., Grupa Azoty S.A., Hermes Energy Group S.A., PGNiG – Dystrybucja Sp. z o.o., PGNiG SA, RWE Stoen Operator Sp. z o.o. oraz IGG) zostały wręczone powołania (więcej na str. 6).

2 grudnia br. odbyła się konferencja **„Przyjazne dla małych i średnich przedsiębiorstw podejście do zamówień publicznych, czyli Katalog Dobrych Praktyk w zamówieniach w energetyce”**, której głównym organizatorem była Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska. IGG wspierała tę konferencję.

W IV kw. 2015 r. IGG opiniowała również akty prawne. Pod koniec października zgłosiła do Ministerstwa Gospodarki uwagi dotyczące roboczego projektu pt. **„Krajowe ramy polityki. Infrastruktura paliw alternatywnych w transporcie w Polsce”**. Mimo że dokument jest tylko projektem pierwszej części „Krajowych ram” i w przeważającej części zawiera opis (fotografię) aktualnego stanu polskiego rynku paliw alternatywnych, to jego znaczenie będzie bardzo istotne dla przygotowania kluczowej (drugiej) części „Krajowych ram” – według wymagań określonych w dyrektywie 2914/94/UE. Szerzej o tym dokumencie na stronie 18.

Pod koniec października br. IGG zgłosiła do Ministerstwa Finansów uwagi dotyczące rozwiązań w zakresie zmiany definicji **„budowli” w ustawie z 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych** (Dz.U. z 2010 r. Nr 95, poz. 613 z późn. zm.; zwanej dalej UPOL). Działające brzmienie przepisów UPOL oraz powiązanie tych przepisów z innymi gałęziami prawa powodowało (i nadal powoduje) istotne trudności w ich stosowaniu przez podatników. Szczególnie wątpliwości związane są z tak podstawowym zagadnieniem, jakim jest określenie przedmiotu opodatkowania. Wadliwość obecnych regulacji wykazał Trybunał Konstytucyjny w wyroku z 13 września 2011 r. (sygn. akt P 33/09), podkreślając, że przepisy UPOL mogą – przez swoją obecną niedookreśloność – powodować istotne trudności w ustaleniu treści obowiązku podatkowego w podatku od nieruchomości. Trudności interpretacyjne stwarza zwłaszcza nieprecyzyjne określenie przez ustawodawcę relacji pomiędzy aktami prawnymi, które łącznie mają stanowić dla podatników jedną podstawę do określenia przedmiotu opodatkowania podatkiem od nieruchomości.

Z treści i charakteru propozycji przekazanych przez ministra finansów wynika, że na obecnym etapie prace nad definicjami w podatku od nieruchomości nie zmierzają do wypracowania całkowicie nowego modelu podatku od nieruchomości. Ważne jest jednak, aby wypracowane nowe rozwiązania utrzymywały *status quo* w sprawie poziomu i zakresu opodatkowania podatkiem od nieruchomości – skoro jak rozumiemy – ich celem nie była całkowita modyfikacja i gruntowna reforma założeń obowiązującego dziś systemu podatku od nieruchomości. Pomimo bardzo istotnego obciążenia podatników podatkiem od nieruchomości IGG jest zdania, iż dla pewności obrotu gospodarczego i podtrzymania inwestycji kluczowym zadaniem jest utrzymanie stabilności i przewidywalności tego zakresu opodatkowania, który został osiągnięty po wielu latach wykładni obecnie obowiązujących przepisów, ze szczególnym uwzględnieniem dorobku orzecznictwa sądów administracyjnych.

Na początku listopada br. IGG zgłosiła do Ministerstwa Finansów uwagi do projektu **rozporządzenia z 22 października 2015 r. w sprawie kontroli wydobywania niektórych kopalin**. W piśmie postulujemy o odstąpienie od obowiązku prowadzenia ewidencji kopalin wykorzystywanych na cele badawcze. Uważamy, iż nie będzie możliwe rzetelne prowadzenie ewidencji ropy naftowej i gazu ziemnego do celów badawczych, ponieważ ilości pobierane jako próbki będą znacznie mniejsze niż dokładność głównych urządzeń pomiarowych (próbka ropy naftowej – 5 kg; dokładność wagi, na której ważona będzie cysterna – 100 kg).

W listopadzie br. ruszyła kolejna, XI edycja dwuletnich studiów menedżerskich typu *Executive Master of Business Administration* dla firm sektora gazowniczego. Izba Gospodarcza Gazownictwa organizuje ją we współpracy z Gdańską Fundacją Kształcenia Menedżerów oraz Institut d'Administration des Entreprises Aix-en-Provence Marsylia. W programie kierowanym do specjalistów wyższego szczebla kierowniczego weźmie udział 21 osób.

Kolejny kwartał zapowiada się również ambitnie. 22–23 stycznia 2016 roku Izba Gospodarcza Gazownictwa organizuje w Zakopanem sympozjum gazownicze pt. **„Polski rynek gazu – kierunki rozwoju i liberalizacji”**. W trakcie sympozjum poruszone zostaną następujące kwestie: europejski i polski rynek gazu – analiza makro, szanse i bariery liberalizacji rynku gazu, rozwój systemu przesyłowego w Polsce w perspektywie 2025 roku, konkurencyjny rynek – szanse i zagrożenia dla odbiorców, podstawowe rekomendacje sektora gazowego do PEP 2050. Podczas spotkania przeprowadzony będzie również panel dyskusyjny z udziałem przedstawicieli operatorów i firm obrotu gazem, w trakcie którego omówione zostaną najważniejsze problemy uczestników polskiego rynku gazu. Wszystkich zainteresowanych serdecznie zapraszamy do udziału w sympozjum.

Podtrzymując tradycję organizacji przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa – co dwa lata – spotkań branży gazowniczej, **20–22 kwietnia 2016 roku w Ossie koło Rawy Mazowieckiej odbędzie się V Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego**.

Hasłem przewodnim kongresu będzie **„Gaz ziemny w polityce gospodarczej Polski”**. Kongres otworzy sesja inauguracyjna z dwoma referatami: **„Polska wobec wyzwań światowej i europejskiej polityki klimatycznej”** oraz **„Strategiczne kierunki rozwoju gazownictwa w Polsce”**. W drugim dniu kongresu odbędą się panele dyskusyjne poświęcone tematowi: **„Zasoby i infrastruktura gazownictwa”** oraz **„Krajowy rynek gazu ziemnego – liberalizacja i bezpieczeństwo”**.

Kongres zakończy się przyjęciem uchwały V KPPG.



Agnieszka Rudzka

## INAUGURACYJNE POSIEDZENIE RADY KONSULTACYJNEJ DO WSPÓŁPRACY Z PREZESEM URE

**28 października 2015 r. odbyło się inauguracyjne posiedzenie Rady Konsultacyjnej do Współpracy z Prezesem URE, powołanej przez IGG.**

Spotkanie otworzył **Mirosław Dobrut**, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa. Przypomniał, że utworzenie Rady Konsultacyjnej (RK) jest efektem podpisanego w czerwcu br. porozumienia o współpracy pomiędzy IGG a URE i wręczył przybyłym w komplecie dziesięciu członkom RK akty nominacyjne.

**Maciej Bando**, prezes URE, wyraził zadowolenie, że Rada Konsultacyjna powstała, bo brakowało mu reprezentatywnej organizacji typu samorządu gospodarczego z branży gazowniczej jako partnera do dyskusji o rynku oraz jako konsultanta w tworzeniu i opiniowaniu regulacji istotnych dla tego rynku. Wyraził nadzieję, że RK pozwoli mu poznać opinie o działaniach URE w sektorze gazowym i że wspólnie, na kolejnych posiedzeniach roboczych, wypracujemy modele i mechanizmy łagodnego wprowadzenia rynku w liberalizację.

Wprowadzenia do dyskusji dokonał **Marek Kossowski**, przewodniczący Zespołu ds. Analiz Rynku Gazu przy IGG.

W toku dyskusji wskazano, że kluczowa kwestia dla rynku to obowiązek zatwierdzania taryf. Prezes URE podkreślił, że w tej sprawie – ze względu na wyrok TSUE – ruch jest po stronie rządu i URE musi czekać na efekty nowych regulacji prawnych wskazanych przez wyrok. Żadne rozwiązania przejściowe czy decyzje doraźne nie są możliwe i pewnie potrzeba co najmniej kilku miesięcy, by takie rozwiązania zostały przyjęte przez rząd. Uczestnicy dyskusji/członkowie RK wskazywali jednak, że możliwe i bardzo potrzebne byłoby podjęcie działań leżących w kompetencji prezesa URE. Ostatecznie, w sposób kompromisowy, uznano, że problem jest istotny dla dalszego rozwoju rynku w Polsce oraz w kontekście dostosowania reguł funkcjonowania rynku w Polsce do reguł wskazywanych w dyrektywach Unii Europejskiej.

Dyskusja wykazała, że kolejne ważne kwestie to obowiązkowe zapasy i rozporządzenie dywersyfikacyjne (na co zwrócili uwagę

przedstawiciele URE). W obu przypadkach większość uczestników dyskusji opowiedziała się za zmianą obowiązujących regulacji. Uznano, że rozporządzenie dywersyfikacyjne jest całkowicie anachroniczne i nie odpowiada obecnym warunkom na rynku krajowym i europejskim. Uznano również, że obowiązkowe zapasy przy imporcie ponad 100 mln m<sup>3</sup> gazu rocznie blokują rozwój rynku i zainteresowanie gazoportem.

Podkreślono, że w planowaniu działań służących liberalizacji rynku gazu należy patrzeć łącznie na wszystkie istotne dla tego procesu czynniki. To znaczy na problem obowiązków zatwierdzania taryf, limit importowo/magazynowy (obowiązek tworzenia zapasów przy imporcie ponad 100 mln m<sup>3</sup>/rocznie oraz na socjalizację kosztów rozbudowy infrastruktury (szczególnie gazoportu). W tym kontekście trzeba pamiętać o bezpieczeństwie rynku. Wskazano, że powinny to być rozwiązania kompleksowe, wynikające z holistycznego patrzenia na rynek.

W kwestii „socjalizacji” kosztów utrzymania gazoportu ujawnił się problem – nie bardzo wiadomo bowiem, kto ma określić prawne warunki takiego rozwiązania: Ministerstwo Gospodarki czy Ministerstwo Skarbu Państwa. Chodzi o to, by takie rozwiązania nie zablokowały gospodarczego funkcjonowania terminalu LNG, aby nie stał się on „rezerwą strategiczną” na „utrzymaniu” wszystkich kupujących gaz, lecz był dochodowym biznesem. Wszyscy uczestnicy dyskusji uznali za konieczne, aby legislacja nie blokowała pragmatyki gospodarczej.

Obecni na spotkaniu dyrektorzy departamentów URE wyrazili zadowolenie, że takie spotkania robocze z sektorem gazownictwem będą organizowane, bo dotychczas ich doświadczenie wynika z lat współpracy z sektorem elektroenergetycznym. Podkreślali jednak, że wiele dobrych dla rynku rozwiązań można będzie wykorzystać również w gazownictwie.

Uczestnicy spotkania – członkowie Rady Konsultacyjnej oraz przedstawiciele URE – otrzymali opracowanie, zawierające zebrane od uczestników rynku gazu informacje na temat współpracy firm obrotu z operatorami systemu przesyłowego (OSP GAZ–SYSTEM S.A.) oraz systemu dystrybucyjnego (PSG oraz mniejsi OSD). Wiele propozycji i uwag zawartych w tym opracowaniu zostało już lub wkrótce będzie uwzględnionych w instrukcjach ruchu sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Inne, jeszcze aktualne propozycje zmian będą nadal konsultowane, aby i one znalazły swoje nowe zapisy.



Statek z pierwszym transportem skroplonego gazu ziemnego 11 grudnia br. przyplłynął do terminalu LNG w Świnoujściu. Wycarterowany przez Qatargas statek typu Q-flex, pod nazwą Al-Nuaman, dostarczył 210 tys. m<sup>3</sup> gazu. To pierwsza z dwóch planowanych dostaw, które będą zrealizowane przez Qatargas w celu schłodzenia i rozruchu instalacji polskiego terminalu. Druga dostawa, zgodnie z harmonogramem, planowana jest w lutym 2016 r.

## JEST POROZUMIENIE W SPRAWIE KLIMATU

12 grudnia br. na międzynarodowej konferencji klimatycznej COP21 w Paryżu delegatom ze 196 państw udało się osiągnąć porozumienie w sprawie przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Po wielu latach bezskutecznych negocjacji, na 31 stronach historycznej umowy, która będzie obowiązywać od 2020 r., uzgodniono m.in. redukcję emisji gazów cieplarnianych na całym świecie.

Poprzednia umowa – Protokół z Kioto, podpisany w 1997 r. – nie obowiązywała bowiem państw rozwijających się, m.in. Chin, które teraz odpowiadają za ponad jedną czwartą (27 proc.) światowej emisji dwutlenku węgla.

### Po pierwsze ograniczenie emisji

Autorzy uzgodnionego dokumentu wzywają przede wszystkim do ograniczenia globalnego ocieplenia do najwyżej 2°C w porównaniu z czasami przedindustrialnymi i kontynuowanie wysiłków na rzecz utrzymania go na poziomie nie wyższym niż 1,5°C.

Stwierdzają przy tym, że dotychczasowe cele redukcyjne są dalece niewystarczające. Gdyby bowiem strony porozumienia nie zweryfikowały swoich zobowiązań, to do 2030 r. światowa emisja dwutlenku węgla wzrosłaby aż do 55 mld ton rocznie. Według paryskiego porozumienia, żeby globalne ocieplenie nie przekroczyło 2°C, roczna emisja CO<sub>2</sub> w 2030 r. nie może przekroczyć 40 mld ton rocznie, a potem powinna zacząć spadać. Porozumienie z Paryża wzywa też ONZ-owski Międzyrządowy Panel ds. Zmian Klimatu do przygotowania do 2018 r. takiego scenariusza redukcji emisji, który zagwarantuje, że ocieplenie nie przekroczy 1,5°C.

### Pozostałe uzgodnienia

Porozumienie wzywa też swoich sygnatariuszy, by co pięć lat od jego wejścia w życie wykazywali redukcję swoich emisji CO<sub>2</sub> i odnawiali (najlepiej zaostrzali) cele redukcyjne. Przyjęty dokument wzywa strony do podjęcia działań na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych jeszcze przed 2020 r., np. poprzez ratyfikację aneksu do Protokołu z Kioto (czego – jak podkreślają

11 grudnia 2015 r. Rada Nadzorcza PGNiG SA odwołała Mariusza Zawiszę ze stanowiska prezesa zarządu oraz Zbigniewa Skrzypkiewicza i Jarosława Bauca ze stanowiska wiceprezesów zarządu. Do czasowego pełnienia obowiązków prezesa zarządu w okresie od 11 grudnia 2015 roku do 11 marca 2016 roku delegowano Piotra Woźniaka – członka Rady Nadzorczej PGNiG SA, byłego ministra gospodarki, byłego wiceministra środowiska i głównego geologa kraju.

Zarząd PGNiG SA w składzie: Piotr Woźniak, czasowo powołany do pełnienia obowiązków prezesa zarządu, oraz Waldemar Wójcik, wiceprezes zarządu – powołał na prokurentów spółki: Bogusława Marca, Janusza Kowalskiego i Macieja Woźniaka.

media – w imieniu Polski odmówił ostatnio prezydent Andrzej Duda).

W paryskim dokumencie przyjęto, iż państwa mają różne zobowiązania dotyczące redukcji emisji gazów cieplarnianych, co wynika m.in. ze stopnia ich rozwoju gospodarczego. Przyznano w związku z tym, że dojście do szczytu emisji może państwom rozwijającym się zająć więcej czasu niż państwom już dziś wysoko rozwiniętym.

Umowa uzgodniona w trakcie COP21 w Paryżu zawiera również stwierdzenie, iż redukcja emisji gazów cieplarnianych ma się rozpocząć tak szybko, jak to tylko możliwe. Co więcej, w drugiej połowie wieku świat powinien przestawić swoją gospodarkę na tzw. zeroemisyjność (oznacza to, że krajowe gospodarki państw sygnatariuszy mają wtedy emitować taką samą ilość gazów cieplarnianych, jaką z powietrza będzie ściągać przyroda plus to, co uda się zebrać dzięki nowym technologiom ich pochłaniania).

Paryska umowa potwierdza też utworzenie funduszu klimatycznego, który od 2020 r. państwa rozwinięte będą zasilać łączną kwotą 100 mld dolarów. Pieniądze te mają być kierowane do państw rozwijających się na wsparcie ich walki ze zmianami klimatu. Kraje rozwinięte mają zrobić postęp w mobilizacji środków (wobec zadeklarowanych 100 mld dolarów rocznie od 2020 roku). Zgodnie z decyzją szczytu, aktualny cel ma obowiązywać do 2025 roku, a potem państwa rozwinięte mają wyznaczyć nowy. Jednak już dziś po 3 mld dolarów

dokończenie na str. 57



Zapraszamy na

**V Kongres  
Polskiego Przemysłu Gazowniczego**

Hotel Ossa k. Rawy Mazowieckiej  
20–22 kwietnia 2016 r.



**GAZ ZIEMNY  
W POLITYCE GOSPODARCZEJ POLSKI**



# Relacje przetargowe w nowej odsłonie

**Grzegorz Romanowski**

**Bomba pękła, ale nikogo nie zraniła, bo obie strony – zamawiający i wykonawcy – byli solidnie przygotowani. To atut zorganizowanej przez IGG konferencji „Zamówienia i przetargi w obszarze PSG Sp. z o.o.”.**

Za stołem prezydialnym zasiadła silna grupa inwestora z dwoma członkami zarządu PSG i dyrektorami departamentów, z Katarzyną Mikutą, dyrektorem Departamentu Zakupów na czele. Przygotowana przez panią dyrektor prezentacja „Instrukcji udzielania zamówień i dokonywania wydatków PSG” zasługuje na duże uznanie.

W konferencji udział wzięło 92 uczestników reprezentujących zarządy firm członkowskich Izby Gospodarczej Gazownictwa. Jako że byli to w zdecydowanej większości praktycy i uczestnicy przetargów, biegli w ofertowaniu, a równocześnie nadzorujący wykonywanie zamówień, podczas konferencji odbyła się gorąca dyskusja i kompetentna wymiana poglądów, co było zasługą obydwu stron. Dlatego jeszcze raz warto pochwalić inicjatorów i organizatorów spotkania.

Te wyrażone na wstępie pochwały nie są bezpodstawne. Stanowią podziękowanie za dalszy ciąg rozpoczętego w marcu spotkania zarządów Izby Gospodarczej Gazownictwa i Polskiej Spółki Gazownictwa, dotyczącego budowania dobrych relacji inwestor–wykonawca. To wówczas padła deklaracja ze strony Mieczysława Lewandowskiego, członka zarządu PSG, że takie spotkanie jest pierwsze, ale nie ostatnie. PSG w przyszłym roku planuje wiele podobnych spotkań z wykonawcami w swoich oddziałach, czyli w dawnych, a dzisiaj konsolidowanych spółkach dystrybucyjnych. I jest to ważna informacja dla wszystkich uczestników postępowań przetargowych. Połączenie różnych kultur wykonawczych, scalenie różnych przyzwyczajień i różnego poziomu kultury technicznej i wymogów technologicznych to zadanie na lata w celu zbudowania jednego dużego przedsiębiorstwa. To wielkie wyzwanie. I nikogo nie może dziwić, że PSG ma pełne uprawnienie do ujednoczenia reguł postępowania, do określenia i uregulowania wymogów technicznych i eksploatacyjnych. To są sprawy wewnętrzne firmy. Mogą niespecjalnie interesować dostawców, usługodawców i wykonawców zamówień, jeśli nie będą utrudniać przebiegu realizacji zamówienia, jakościowego i terminowego wykonania niezbędnych prac. Nad doskonaleniem relacji przetargowych muszą pracować wszystkie zainteresowane strony: prawna, finansowa, techniczna, eksploatacyjna, projektowa

i wykonawcza. Z doświadczeń wynika, że tak nie jest. Wpływa na to wiele zaległych i niedobrych zwyczajów, z których najgorszym i powszechnie krytykowanym jest fetysz najniższej ceny. Tu pomocne musi być prawo, które powinno zabezpieczać inwestycję, jej bezpieczne i wysoko wydajne, a w eksploatacji tanie działanie, a nie przetarg z najniższą ceną. I o to wspólnie trzeba występować do ustawodawcy. Sporo już zmieniono, także w wyniku dyrektyw unijnych. Wtedy będziemy mogli mówić o racjonalnej, efektywnej (ekonomicznej) realizacji zamówienia. O tej najniższej cenie na konferencji mówiło najwięcej osób z jednej i z drugiej strony. Przecież zamawiający, przygotowując specyfikację istotnych warunków zamówienia (SIWZ), doкладnie wie, czego chce i jakie na ten cel zgromadził fundusze. Ma orientacyjny kosztorys. Czy to tak trudno wyeliminować z każdego przetargu wykonawcę czy wykonawców stosujących rażąco niskie ceny? Co stoi na przeszkodzie, że się tego nie robi? Może służby prawne albo finansowe, a może przemysłna wiara, że jeżeli najniższa cena – to podejrzenie o korupcję już nie grozi? A może błędnie lub celowo źle przygotowane zamówienia? A może czas wyznaczony do złożenia oferty i terminy realizacji, które nieraz kompromitują znajomość wiedzy technicznej zarówno po zamawiającej, jak i wykonawczej stronie? Ta lista nie wyczerpuje przypadków, o których dyskutowano i o które się sprzeczano. Jeżeli wykonawca nawala z terminem albo z jakością usługi i mimo to wygrywa kolejne przetargi, bo daje najniższą cenę, to czyja to wina? Dlatego całkowicie nie zgadzam się z głosami, że w Polskiej Spółce Gazownictwa jest miejsce dla wszystkich firm, które chcą w tych zamówieniach brać udział. A gdzie doświadczenie, gdzie kwalifikacje, gdzie kontrola, gdzie sprawdzanie, monitorowanie i wizyty w firmach uczestniczących w realizacji inwestycji? PSG chwali się, że ma 84 000 wykonawców. Prowadzi od 11 do 15 tysięcy postępowań. 80% robót budowlanych realizuje w oddziałach. Przecież tego nie da się kontrolować. Co więc stoi na przeszkodzie, żeby opisać warunki, wymagania, postawić standardy, określić normy jakościowe i techniczne i stworzyć listę wykwalifikowanych dostawców urządzeń, usług i robót budowlanych na trzy lata? Oczywiście, nie stała, ale weryfikowaną co rok. Będzie główny dostawca, w przedziale 60–70%, drugi w kolejce (25%) i trzeci uzupełniający oraz rezerwowy. Nawala pierwszy – w jego miejsce wchodzi następny przygotowany, znany zamawiającemu, monitorowany i wizytowany. Nie muszę dodawać, że taka sytuacja dyscyplinuje wszystkie strony procesu zamawiania i realizacji. Ponadto, co ważne dla każdej strony, zmniejszy się liczbę postępowań i zaoszczędzi czas. Taki opisany proces jest pod kontrolą, służy dyscyplinie w wydawaniu środków pu-



blicznych i nie jest niczym nowym na rynku, bo w prywatnych firmach inwestycyjnych i wykonawczych tak się już pracuje. Ta praktyka daje wyraźne sygnały dla uczestników rynku wykonawczego, że obowiązują reguły uczciwej certyfikacji, spełniania standardów Izby Gospodarczej Gazownictwa, normy i dyrektywy unijne itp. Inwestor ma prawo dobrać i rozsądnie opisać wymagania, na przykład „w instrukcji udzielania zamówień” czy w ogłoszeniu specyfikacji istotnych warunków zamówienia (SIWZ), przez co zbliżymy się do rynku zorganizowanego, służącego wszystkim jego uczestnikom. Ale to wymaga wzniesienia się wszystkich stron ponad dotychczasową praktykę, o czym tyle mówiono na omawianej konferencji.

Kreować rynek budowlany w gazownictwie może tylko inwestor. Ten, kto wydaje pieniądze. A jeśli wydaje pieniądze publiczne, obowiązuje go większa dyscyplina i opisane przez państwo warunki. Tak się dzieje na rozwiniętych cywilizacyjnie rynkach. Mówi się wtedy o rynku zorganizowanym, czyli bardzo dokładnie opisanym wymaganiami i zasadami postępowania. Im dokładniej opisane, tym lepiej dla rynku. Dlaczego u nas ma być inaczej?

W prezentowanej na konferencji i stosowanej w PSG instrukcji udzielania zamówień znalazło się wiele pozytywnych informacji i oby tylko miały zastosowanie w praktyce. Zaliczam tu możliwość wstrzymania na każdym etapie postępowania przetargowego przez dyrektora Departamentu Zakupów, ale muszą być sygnały od uczestników postępowań przetar-

wych. Dyrektor Mikuta bardzo do tego zachęca. Nie może to być jednak jedyna droga dla wstrzymania postępowania. Wewnętrzny ład organizacyjny, przemyślane planowanie w firmie – w moim przekonaniu – da lepszy efekt.

Czym innym jest kreowanie polityki zakupów na szczeblu centralnym, a czym innym praktyka realizowana na niższym szczeblu. Jeżeli jest tak, a sędzę, że się nie przesłyszałem, iż prawie 50% planowanych w oddziałach inwestycji w realizacji zmienia się w ciągu roku, to nie ma się co dziwić, że potem na wszystko brakuje czasu i mamy „wielką improwizację”. Ale może ta statystyka, obejmująca każde postępowanie, zniekształca obraz, bo rejestruje każdą, nawet najmniej istotną zmianę. Dlatego PSG chce wprowadzić wewnętrzne reguły porządkujące składanie ofert do 14 dni o wartości do stu tysięcy euro i ponad 14 dni powyżej stu tysięcy. Skala stosowanych ocen na etapie każdego postępowania to dobry, acz pracowity kierunek, ale namawiam do decyzji odważnych i transparentnych. Wypowiedziana przez panią dyrektor Mikutę deklaracja, że „aby coś zmienić, muszą mieć przykłady”, to dobry prognostyk i dodatkowa zachęta dla kontynuacji wspólnych spotkań. Warto wykorzystać nawiązany dialog, by po tym spotkaniu zyskał nową, korzystną odsłonę.

**Grzegorz Romanowski, doradca zarządu cGAS controls Sp. z o.o., przewodniczący Komisji Rewizyjnej ICG w latach 2006–2015.**

# Czuję odpowiedzialność za rozwój rynku wykonawców

**Katarzyna Mikuta**

5 listopada 2015 r. w Ożarowie Mazowieckim odbyła się konferencja zakupowa, dedykowana wykonawcom Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. pt. „Zamówienia i przetargi w obszarze PSG”. Spotkanie miało formę sesji dialogowej, podczas której przedstawiciele spółki wyjaśniali interesariuszom obowiązujące w PSG procedury, standardy i praktyki zakupowe.

Inicjatywa zgromadziła ponad 50 firm reprezentujących zarówno obecnych, jak i potencjalnych wykonawców oraz dostawców Polskiej Spółki Gazownictwa, a także przedstawicieli Izby Gospodarczej Gazownictwa. Ze strony PSG w konferencji udział wzięli: Mieczysław Lewandowski i Andrzej Dębogórski, członkowie zarządu PSG, Katarzyna Mikuta, dyrektor Departamentu Zakupów, Joanna Januszewska, dyrektor Departamentu Organizacji i Obsługi Prawnej, Jan Anysz, doradca zarządu oraz Katarzyna Wróblewicz, kierownik Biura Relacji Zewnętrznych i CSR.

Otwierając konferencję, Katarzyna Mikuta przedstawiła model zakupowy obowiązujący w PSG, a w trakcie spotkania

wszyscy zebrani mieli możliwość zadawania pytań, wskazywania wątpliwości i wyrażania opinii na temat procedur i praktyk zakupowych PSG. Żadna wniesiona uwaga nie pozostała bez odpowiedzi dyrektora Departamentu Zakupów, a kilkugodzinna polemika trwała aż do ostatecznego wyjaśnienia wszelkich niejasności. Dyskusja, w postaci wzajemnej wymiany spostrzeżeń i pomysłów, ostatecznie przerodziła się w kreatywną sesję, zmierzającą do wspólnego poszukiwania koncepcji rozwoju obszaru zakupów w PSG.

Dzięki takiej formule spotkania wszystkie strony dialogu nie tylko miały możliwość poznania innych punktów widzenia na omawiane zagadnienia, ale mogły również przedstawić wza-

jemne oczekiwania i potrzeby. Dyskusja, polegająca na wymianie poglądów i opinii, pozwoliła dostrzec możliwości alternatywnych rozwiązań prowadzących do lepszego zrozumienia obu stron, ale również, co bardzo istotne, sprzyjała budowaniu zaufania i współpracy pomiędzy stronami, które z natury rzeczy w procesie zakupowym reprezentują odmienne interesy. Sesja dialogowa to kompleksowe, nowatorskie i dostępne dla wszystkich stron procesu rozwiązanie, otwierające nowe perspektywy budowania dobrych i trwałych relacji pomiędzy ważnymi interesariuszami, owocujące korzyściami (win-win) dla wszystkich stron dialogu.

– *Każdy ogłoszony przez nas przetarg to zaproszenie do dialogu* – podsumował ideę współpracy z wykonawcami Mieczysław Lewandowski, członek zarządu ds. finansowych PSG.

Jako dyrektor Departamentu Zakupów, początkowo bardzo sceptycznie oceniałam korzyści, jakie mogą wynikać z takiego spotkania, mając w pełni świadomość „kruchości” granicy pomiędzy kreatywną dyskusją a możliwością „wylewania żalów i niezadowolonych” przez poszczególnych wykonawców i dostawców. Przy tak szerokim i zróżnicowanym rynku kontrahentów, reprezentującym różne, często wzajemnie sprzeczne interesy, trudno spodziewać się, iż wszyscy będą pozytywnie oceniać nowo wprowadzane rozwiązania w skonsolidowanej spółce. Jest naturalne, że przez minione lata wykonawcy przyzwyczaili się do wcześniej funkcjonujących w poszczególnych spółkach dystrybucyjnych modeli zakupowych. Powstanie skonsolidowanego podmiotu, a tym samym konsolidacja obszaru zakupów i wdrożenie nowego modelu ich funkcjonowania, dla większości wykonawców oznaczała zmianę utartych i znanych „regul

gry”, co samo w sobie mogło budzić opór i niechęć. Trudno też oczekiwać, iż w tak dużej organizacji jak PSG (około 11 000 przetargów rocznie na poziomie oddziałów i centrali spółki) nie zdarzą się potknięcia zamawiającego. Przyznaję, iż stanąć „oko w oko” z tak szerokim gronem wykonawców nie było łatwe, ale było warto, gdyż nie tylko miałam okazję zapoznać się z bolączkami kontrahentów, ale jednocześnie utwierdziłam się w przekonaniu, iż mimo „czarnej wizji zakupów”, roztaczanej przez niektórych wykonawców, obszar ten działa sprawnie i wciąż się rozwija, a planowane w najbliższym czasie przez mój departament zmiany pokrywają się z częścią wniosków i postulatów zgłaszanych przez wykonawców w trakcie sesji dialogowej. Jestem w pełni świadoma złożoności obszaru, jakim zarządzam, a także wzajemnych powiązań i oddziaływania procesu zakupowego na wiele innych procesów i obszarów funkcjonowania spółki. Czuję odpowiedzialność nie tylko za optymalne nabywanie dóbr dla spółki i transparentność udzielanych zamówień, ale również za rozwój rynku wykonawców. Mając na uwadze korzyści płynące z takiej formy wymiany poglądów, jak również uwzględniając bardzo dobry odbiór i efekty sesji dialogowej w Ożarowie Mazowieckim, planuję 6 kolejnych sesji, dotyczących obszaru zakupów realizowanych na terenie każdego z sześciu oddziałów PSG. Działania te wpisują się w realizację „Polityki CSR dla PSG na lata 2015–2016” w zakresie „Odpowiedzialności w łańcuchu dostaw”.

**Katarzyna Mikuta**

**Autorka jest dyrektorem Departamentu Zakupów PSG sp. z o.o.**

# Zamówienia i przetargi

**Robert Motyka**

Zorganizowana przez IGG konferencja „Zamówienia i przetargi w obszarze PSG” była podsumowaniem doświadczeń z wdrażania od roku nowych procedur zakupowych w Polskiej Spółce Gazownictwa i odbioru tych procedur przez rynek, poprzez ich konfrontację z doświadczeniami wykonawców. Obecność prawie stu uczestników konferencji, w gorącym biznesowo okresie sezonu grzewczego, należy uznać za sukces i sygnał, że jest duże zapotrzebowanie na tego rodzaju dialog.

**K**onferencja ujawniła rozbieżność ocen wdrażanych procedur pomiędzy zamawiającym a wykonawcami oraz ich niskie zaufanie do logiki działań. Obie strony powinny rozważyć przyczynę tego stanu rzeczy.

Gra przetargowa toczy się o pieniądze, którymi dysponuje zamawiający, dążąc do pozyskania za nie jak najbardziej odpowiadającej mu oferty rynkowej.

Dyskusja na temat kryterium „cena 100%” mimo swej wagi była zbyt akademicka. Zamawiający ma prawo wprowadzić

kryteria ocen i kwalifikowania wykonawców do złożenia oferty według własnego uznania, i wykonawcy powinni je uszankować.

Z wydatkowaniem środków wiąże się jednak przedmiot zamówienia, który ma być za te środki pozyskany i tutaj głos wykonawców wyraźnie wykazał, że pojęcie precyzyjnego i jednoznacznego opisu przedmiotu zamówienia jest obce całej procedurze zakupowej, zarówno w sferze werbalnej (SIWZ), jak i przynależnych do niej opisów technicznych



(projektów, warunków). Nie chodzi tutaj o drobne błędy opisowe, lecz zasadnicze błędy funkcjonalne bądź dotyczące wykorzystania przedmiotu. W trakcie realizacji zamówienia zamawiający zaczyna coraz więcej spraw „interpretować”, naturalnie na swoją korzyść. O naganności tego typu praktyk świadczy wystarczająca liczba orzeczeń sądowych i KIO, i nie ma potrzeby tego wątku tutaj poszerzać. Wykonawcy są szczególnie uwrażliwieni na ten podstawowy dla każdego postępowania przetargowego element SIWZ. Dla zobrazowania neutralny przykład: jeżeli ktoś zamawia wybudowanie domu, to nie może przez interpretację dochodzić, że chodziło mu także np. o garaż i altanę, jeżeli tego nie wpisał do SIWZ, a interpretacja zamawiającego, że „to jest przecież oczywiste” – to standardowa argumentacja zamawiającego.

Słabość zapisów o obowiązkach zamawiającego przy realizacji zamówienia zgłaszano na konferencji wielokrotnie. Ten punkt stawiam, pod względem ważności, zaraz po wadach opisu przedmiotu zamówienia. Cała procedura zakupowa, a później realizacyjna, zamówienia jest skonstruowana według dwóch kryteriów: „odpowiedzialność po stronie wykonawcy” i „egzekwowanie odpowiedzialności po stronie zamawiającego” i w zasadzie można by to przyjąć za logiczne, gdyby nie praktyka „wyfiltrowania” z procedury/umowy wszelkich elementów obronnych wykonawcy przed przerzucaniem na niego błędów i zaniedbań zamawiającego. Nagminne jest uchylanie się zamawiającego od jasnej odpowiedzi na zgłaszane wątpliwości realizacyjne, mimo nałożenia nań takiego obowiązku nie tylko procedurą, ale też ustawą „Prawo budowlane”. Rozbudowana struktura organizacyjna zamawiającego, wpleciona w żmudny i czasochłonny reżim procedur wewnętrznych, generuje – jak mi wiadomo – obowiązek różnych współzależności akceptująco-uzgadniających, które w stosunku do wykonawcy oznaczają długie okresy wyczekiwania na ich rezultat. Znowu prosty przykład: wykonawca ma obowiązek podpisania umowy w ciągu trzech dni (nie ma problemu), ale zamawiający potrzebuje na złożenie swego podpisu 30 dni, a czasami i więcej („a termin umowny leci i będą kary”).

Wielekroć znawcy prawa budowlanego czy umów o dzieło wypowiadali się o praktycznej niemożności realizacji złożonych umów bez współdziałania stron. Tymczasem powszechne jest tylko negatywne rozliczanie wykonawcy i uchylanie się zamawiającego od jakichkolwiek decyzji współdziałających z komentarzem, że „należało to wyjaśniać w trakcie postępowania ofertowego”. Wykonawca ma na ogół do dyspozycji około dziesięć dni roboczych na analizę obszernych materiałów zamawiającego, często z wizją lokalną, i opracowanie oferty przetargowej, a zamawiający nierzadko poświęcił rok, a nawet więcej, angażując zespół projektowy, zespół techniczny, biegłych, specjalistów itp. na te opracowania. Wykonawca ma prawo je przyjmować za wiarygodne i rzetelne. W praktyce bywa z tym różnie – zamawiający poucza wykonawcę, co i jak ten miał zrobić w krótkim okresie między publikacją ogłoszenia a złożeniem oferty, zamiast spojrzeć samokrytycznie na rzetelność i precyzję własnej, wielomiesięcznej pracy. Pewnym rozwiązaniem omawianych problemów byłoby wprowadzenie do umowy klauzuli o zawieszeniu obowiązywania jej zapisów do czasu rzetelnego

wyjaśnienia przez zamawiającego stwierdzonych zaniedbań bądź braków. Taka klauzula musiałaby być jednak powiązana z rozliczeniem finansowego zaangażowania wykonawcy, gdyż trudno dopuszczać myśl, aby wykonawca kredytował inwestycję w czasie, gdy zamawiający „sobie proceduje”.

Płatności za realizację i kary umowne to elementy umowne, mające genezę w zapisach kodeksowych, lecz ustawodawca zostawia w nich dużą swobodę kształtowania relacji zamawiającego–wykonawcy. W praktyce tymczasem zamawiający rezerwuje sobie (z góry) prawo potrącenia kar umownych z wynagrodzenia. Dyskusja wykazała, że istnieje tu poważna dysproporcja równości stron – na wyraźną korzyść zamawiającego. Zamawiający stosuje praktykę naliczania kar umownych za każde opóźnienie, bez wnikania w jego istotę. Na ogół dzieje się to poprzez wystawienie noty przez nieznaną wykonawcy komórkę księgową zamawiającego na podstawie porównania zapisów umownych z końcowymi zapisami realizacyjnymi, i w ten sposób zmniejszenie wynagrodzenia wykonawcy. Oczywiście, wykonawca może się od tego odwoływać (do dyrektora zamawiającego), ale nawet jeśli obali podaną przyczynę, to zamawiający wystawi kolejną i „entą” notę. Czy zamawiający zna zasadę, że nikt nie może być sędzią we własnej sprawie? Uwaga praktyczna: kto po stronie zamawiającego odważy się cofnąć decyzję o nałożeniu kar umownych? I uwaga ogólna: czy zamawiający rozróżnia pojęcia opóźnienia i zwłoki?

Kodeks cywilny dopuszcza przejściowe rozliczanie zadania budowlanego na żądanie wykonawcy. Nierzadko umowa (narzucona przez zamawiającego) wyłącza jednak tę możliwość. Zamawiający dysponuje zabezpieczeniem złożonym przez wykonawcę (na ogół 10% brutto), a do odbioru końcowego wykonawca kredytuje całe zadanie, czyli na dzień odbioru końcowego zamawiający dysponuje kwotą od wykonawcy w wysokości 135,3% wartości zamówienia (uwzględniono podatek VAT). Czy można wyobrazić sobie bardziej upokarzające warunki? Tego typu konstrukcja umowna nie ma nic wspólnego z dbałością o interesy. Wydaje się jednak, że w trakcie dyskusji na konferencji zamawiający uświadamiał sobie dysonans tego rodzaju zapisów i zapewniał o wprowadzaniu zmian. Należy mieć nadzieję, że nie będą to kolejne uznaniowe zmiany, w myśl zasady: może, ale niekoniecznie.

Konferencja była potrzebna, choćby dlatego że należy powstrzymać proces rozchodzenia się dróg działalności PSG i wykonawców. Nie jest przecież tajemnicą, że do wielu postępowań zamawiający nie uzyskuje już żadnych ofert. Prowadząca konferencję Katarzyna Mikuta, dyrektor Departamentu Zakupów, sprawnie i rzeczowo nią sterowała. Sama przyznała, że o istnieniu wielu zgłaszanych tematów nawet nie wiedziała bądź była zaskoczona negatywnym odbiorem takich czy innych zachowań zamawiającego. W mojej ocenie, wskazuje to na fakt, iż niekoniecznie tam „na górze” wiedzą, co dzieje się na dole, i odwrotnie. Zapowiedziano podobne spotkania na szczeblu oddziałowym – z udziałem „góry”. Jestem za tym. Z jakim efektem – pozycjmy, zobaczymy...

**Autor jest dyrektorem zarządzającym RUGIA sp. z o.o. sp.k. w Zielonej Górze.**

# Katalog Dobrych Praktyk

**Marian Bosowski**

Prawie rok trwało wypracowanie w Izbie Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska (IGEiOŚ) dokumentu „Zamówienia publiczne i niepubliczne w energetyce – dobre praktyki”.

Opracowanie powstało w wyniku ankiety przeprowadzonej wśród członków IGEiOŚ na temat udziału małych i średnich polskich firm w inwestycjach w energetyce. Wbijając symbolicznie łopatę i tym samym rozpoczynając budowę nowych bloków energetycznych, rządzący deklarowali dominujący udział rodzimego potencjału produkcyjnego i usługowego w realizacji tych inwestycji, czego jednak rzeczywistość nie potwierdzała. Dlaczego?

Szukaliśmy odpowiedzi zarówno wśród inwestorów, jak i potencjalnych wykonawców i dostawców. Liczba powodów jest zbyt duża, aby je tu przytoczyć. Konkluzją była potrzeba wypracowania i wdrożenia zbioru zasad, interpretacji i sugestii (umownie „dobrych praktyk”), których stosowanie zarówno przez zamawiających, jak i oferentów ułatwiałoby osiągnięcie porozumienia, czyli zawarcie umowy na dostawę czy usługę.

IGEiOŚ powołała zespół ds. wypracowania katalogu dobrych praktyk, złożony z przedstawicieli naszych członków, który wypracował szeroki materiał stanowiący – po pogrupowaniu i zagregowaniu – podstawę dokumentu. Na każdym etapie opracowania zapisy katalogu konsultowane były co do zgodności z polskimi i unijnymi przepisami prawa.

Poszczególne zapisy zostały szczegółowo zreferowane i uzasadnione podczas kwietniowego posiedzenia zarządu naszej izby. Prezesi największych koncernów energetycznych z dużym zainteresowaniem, ale i krytycznym spojrzeniem, podeszli do zagadnienia i zalecili dalsze prace z udziałem służb handlowych koncernów. Stanowiło to kolejny etap, w którym wprowadzo-

no do dokumentu wszystkie zgłoszone uwagi, z wyjątkiem dwóch, dotyczących jawności w postępowaniu przetargowym i zakresu obowiązywania katalogu.

Tak wypracowany dokument przedstawiono zarządowi naszej izby na posiedzeniu 29 września 2015 roku i przyjęto jednogłośnie, z rekomendacją stosowania katalogu przez naszych członków. Szefowie koncernów zadeklarowali także wprowadzenie tego dokumentu do swoich regulaminów przetargowych.

„Katalog dobrych praktyk” jest branżowo uniwersalny i już na etapie opracowywania wzbudzał spore zainteresowanie innych organizacji samorządowych. Katalog przekazano do ministerstw Skarbu Państwa i Gospodarki, UZP, KIG, UOKiK, a także firm z dominującym udziałem Skarbu Państwa: PKN ORLEN, KGHM Polska Miedź, PGNiG, Grupa AZOTY i in.

Katalog z dnia na dzień nie uzdrowi przetargów, ale stanowić będzie istotny krok w stronę poprawy przejrzystości procedur, większego partnerstwa w relacjach stron, a także eliminacji często niezbyt jasnych praktyk czy procedur. Spowoduje też składowanie większej liczby ofert, co zwiększy konkurencję, wyznaczy i zbliży do rynkowych poziom cen. To bardzo ważne dla małych i średnich polskich przedsiębiorstw.

**Izba Gospodarcza Gazownictwa w liście gratulacyjnym dotyczącym opracowania katalogu konkluduje: „Katalog ten będzie wskazówką i bardzo ważnym narzędziem dla Izby Gospodarczej Gazownictwa w trudnych pracach nad dokumentem wspierającym partnerskie stosunki pomiędzy kluczowymi firmami branży gazowniczej (zamawiającymi) a oferentami – członkami IGG, będącymi najczęściej w gorszej sytuacji negocjacyjnej i proceduralnej.”**

**Autor jest zastępcą dyrektora generalnego IGEiOŚ.**

Przedstawiciele podmiotów zrzeszonych w Izbie Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska (zwanej dalej „IGEiOŚ”), których działalność koncentruje się na świadczeniu usług na rzecz przedsiębiorstw energetyki, podjęli inicjatywę opracowania Katalogu Dobrych Praktyk (zwanych dalej „Dobrymi praktykami”) w zamówieniach zarówno publicznych, jak i niepublicznych. Intencją jest, aby wdrożenie tych praktyk doprowadziło do zwiększenia konkurencyjności w zakresie dostaw, robót budowlanych i usług w obszarze działania tych podmiotów. Zapewni to również stabilny rozwój firm sektora dostaw, robót budowlanych i usług dla energetyki, nie naruszając przy tym interesów podmiotów zamawiających.

„Dobre praktyki” wskazują pożądane i korzystne dla wszystkich uczestników procedury, sposoby przygotowania i prowadzenia postępowań o udzielenie zamówienia, zarówno publicznego, jak i niepublicznego. Wynikają one z dwudziestu lat doświadczeń stosowania różnego rodzaju procedur organizowania przetargów, w tym procedur wynikających z przepisów powszechnie obowiązującego prawa w zakresie zamówień pu-

blicznych. „Dobre praktyki” nie naruszają postanowień ustawy, a jedynie je doprecyzowują i uzupełniają w miejscach, gdzie PZP pozostawia swobodę zamawiającym.

W obszarze zamówień niepublicznych, ze względu na fakt iż obejmuje on w energetyce dość znaczny zakres działalności inwestycyjnej, „Dobre praktyki” wprowadzają zasady udzielania zamówień na podstawie stosowanych rozwiązań w wewnętrznych regulaminach zakupów podmiotów energetyki (zwanych dalej „regulaminami”) przedsiębiorstw energetycznych. Intencją jest, aby dla zamówień niepublicznych postanowienia regulaminów nie zaostrzały kryteriów i warunków udziału w postępowaniu dla wykonawców w stosunku do postanowień PZP. W zamówieniach niepublicznych warunki ubiegania się o zamówienia i kryteria uczestnictwa w ubieganiu się o zamówienie powinny być łagodniejsze niż przewiduje to PZP dla zamówień publicznych.

**Fragment wprowadzenia do Katalogu Dobrych Praktyk**



# Upowszechniamy dobre praktyki

Wypowiedź **Tomasza Czajkowskiego**,  
byłego wieloletniego  
prezesa Urzędu Zamówień Publicznych



**Na jednej z internetowych stron przeczytałem, że był pan inicjatorem i jednym z twórców ustawy „Prawo zamówień publicznych”. A jednocześnie wiem, że nie szczędzi pan słów krytyki w stosunku do jej przepisów. Jak to możliwe?**

Nie tylko możliwe, ale to wszystko prawda. Jedno drugiego nie wyklucza. Rzeczywiście, czuję się zarówno inicjatorem, jak i współtwórcą tej ustawy. Byłem prezesem Urzędu Zamówień Publicznych, gdy ustawa była tworzona, procedowana i w 2004 r. uchwalona. Jednak przy różnych okazjach i z różnych powodów ustawa była wielokrotnie nowelizowana i obecnie niewiele ma wspólnego z prawem, które współtworzyłem. W czasie, gdy jeszcze pełniłem ten urząd, ustawę nowelizowano dwukrotnie, dostosowując ją do unijnych wymogów. A później trwały wręcz szaleństwo nowelizacyjne i tych zmian było kilkadziesiąt.

To, że obecnie jestem w gronie krytyków tego obowiązującego prawa, stawia mnie w trochę niezręcznej sytuacji, ale uważam, że to prawo źle służy zarówno zamawiającym, jak i uczestnikom przetargów oraz wykonawcom zamówień. Obowiązujące obecnie przepisy są po prostu złe, trudne do stosowania.

**Ale kto to prawo tak nieudolnie zmieniał?**

Najczęściej były to zmiany incydentalne, okazjonalne, dokonywane pod wpływem chwili, bez głębszej analizy systemowej.

**Cały czas jest przecież Urząd Zamówień Publicznych z jego prezesem...**

To panu tak się wydaje, a tymczasem od kilku lat nikt nad tym prawem nie panuje, zwłaszcza że w 2013 r. odwołano prezesa. Wprawdzie w minionym roku ogłoszono konkurs na urząd prezesa, komisja wyłoniła kandydatkę, ale premier Ewa Kopacz jej nie powołała, bez podania przyczyny braku decyzji. A tymczasem prawo w kwestii zamówień publicznych szybko musi być zmienione. Tego wymagają dyrektywy Unii Europejskiej z 2013 r. i to musi nastąpić do 18 kwietnia 2016 r.

**Poprzedni rząd, poprzedni parlament nic w tej kwestii nie zrobili?**

Parlament nic, a rząd niewiele. Przez rok nic się nie działo, a w 2015 roku przygotowano projekt zmian w ustawie i 27 października rząd go przyjął. Moim zdaniem, to nieudana propozycja, więc lepiej byłoby, aby obecny rząd z niego nie skorzystał.

W tej sytuacji powinien opracować nowelizację uwzględniającą unijną dyrektywę, bo tyle zdąży do 18 kwietnia, a jednocześnie podjąć prace nad opracowaniem nowego prawa zamówień publicznych, już bez presji tego terminu.

**Proszę powiedzieć, czy w tej dziedzinie istotne znaczenie może mieć dokument zwany „kodeksem dobrych praktyk w zamówieniach publicznych”, przyjęty we wrześniu przez Izbę Gospodarczą Energetyki i Ochrony Środowiska? W podobnym duchu projekt kodeksu dobrych praktyk przygotowuje Izba Gospodarcza Gazownictwa.**

Zacznę od tego, że obowiązkiem prezesa Urzędu Zamówień Publicznych – gdyby był – jest m.in. upowszechnianie dobrych praktyk, wzorców działania, wzorów dokumentów itp., związanych z realizacją ustawy „Prawo zamówień publicznych”. Nikt wprawdzie z tego obowiązku żadnego prezesa nie rozliczał ani nie pytał, czy ktoś inny za niego tego nie robi. Właśnie chodzić może o izby gospodarcze czy organizacje przedsiębiorców, które mogą się tu wykazać.

Do tego, aby takie dobre rozwiązania wdrażać i upowszechniać, nie było dobrego klimatu. Uwaga władz koncentrowała się bowiem na nieustannym „majstrowaniu” przy prawie. A przepisami nie wszystko da się uregulować. Uważam, że więcej można zrobić, kształtując, wdrażając i upowszechniając dobre praktyki.

Moim zdaniem, praktyka w kwestiach zamówień publicznych jest równie ważna, a czasami ważniejsza od litery prawa. Konstrukcja tego prawa jest bowiem taka, że na tę praktykę pozostawia wiele miejsca. Wynika to z faktu, że nie wszystko da się ująć w formę prawną, a gdyby ktoś chciał to zrobić, to byłoby to prawo karykaturalne.

Dlatego normy muszą mieć, i mają, charakter ogólny, a resztę powinny ujmować dobre praktyki, które warto upowszechniać.

**Powstaje pytanie, jak to robić?**

W różny sposób. Jeżeli twórcy takich opracowań – jak to przez pana wspomniane – dysponują własnymi pismami branżowymi, to można w nich te wzorce upowszechniać. Omawianie dobrych praktyk na konferencjach, szkoleniach itp. też jest celowe i cenne. Nic nie stoi na przeszkodzie, aby Urząd Zamówień Publicznych na specjalnym portalu upowszechniał takie dobre praktyki.

Rozmawiał **Henryk Piekut**

# Zabezpieczenie inwestycji

Bartłomiej Bartczak, Marta Meisner, Karolina Gajewska

Z uwagi na intensyfikację realizacji znaczących projektów inwestycyjnych w sektorze gazowniczym w najbliższych latach, pojawia się pytanie: w jaki sposób właściwie zabezpieczyć proces inwestycyjny przy użyciu dostępnych produktów ubezpieczeniowych.

**N**a sukces inwestycji składają się działania nie tylko inwestora, ale również wszystkich uczestników procesu. Kluczowe jest, aby umowa zawierana pomiędzy tymi podmiotami przewidywała racjonalny podział odpowiedzialności oraz określała mechanizmy zabezpieczeń przed niepożądanymi zdarzeniami, w tym np. poprzez ubezpieczenia oraz gwarancje ubezpieczeniowe. Odpowiednie uregulowanie wyżej wymienionych kwestii zapewni danej inwestycji i jej uczestnikom spójną i kompleksową ochronę.

Jeśli mowa o uczestnikach inwestycji, to w ich zdefiniowaniu pomagają art. 17 ustawy „Prawo budowlane”, w którym wymienieni są: inwestor, inspektor nadzoru inwestorskiego, pro-

jektant oraz kierownik budowy lub kierownik robót. Pozostali uczestnicy procesu nie występują w relacji z organami nadzoru budowlanego i w związku z tym nie są – z punktu widzenia prawa administracyjnego – uczestnikami procesu budowlanego. Wszelkie zaś prawa i obowiązki, jakie są im przypisane, wynikają wyłącznie z zawartych kontraktów lub innych aktów prawnych. Takim podmiotem jest np. wykonawca, inwestor zastępczy, inżynier kontraktu czy podwykonawca. Jeśli chodzi o wykonawcę, to o jego odpowiedzialności mówią przepisy kodeksu cywilnego – w tym art. 647 k.c. (o przekazaniu terenu budowy wykonawcy) oraz art. 652 k.c., który reguluje jego odpowiedzialność za szkody wynikłe na terenie budowy.

FAZA INWESTYCJI	UBEZPIECZENIE	UBEZPIECZAJĄCY	ZAKRES OCHRONY
FAZA PROJEKTOWANIA	<b>Ubezpieczenie OC zawodowej projektanta</b>	Projektant	Szkody powstałe w wyniku <b>błędów przy wykonywaniu czynności projektowych</b>
FAZA REALIZACJI	<b>Ubezpieczenie OC</b> z tytułu prowadzenia działalności gospodarczej w związku z realizacją inwestycji	Dwie możliwości: a) poszczególni uczestnicy procesu b) wykonawca lub inwestor na rzecz wszystkich	<b>Szkody osobowe oraz rzeczowe wyrządzone w stosunku do osób trzecich</b> w związku z realizacją inwestycji; Możliwe rozszerzenie o <b>czyste straty finansowe</b> ; Możliwe rozszerzenie o tzw. <b>OC wzajemną</b> , tj. szkody wyrządzone sobie nawzajem przez podmioty objęte ochroną w ramach jednej polisy
	<b>Ubezpieczenie CAR/EAR</b> (wszystkich rodzajów ryzyka budowy /montażu)	Wykonawca lub inwestor	Szkody powstałe <b>w przedmiocie robót budowlano-montażowych i mieniu znajdującym się na terenie budowy</b> ; Możliwe rozszerzenie ochrony m.in. o szkody <b>w mieniu otaczającym</b> czy szkody powstałe <b>w okresie gwarancji jakości i rękojmi</b>
	<b>Ubezpieczenie ALoP</b> (utrata zysku w związku z realizacją inwestycji)	Inwestor	<b>Utrata zysku wynikająca z opóźnień w realizacji inwestycji</b> wynikających z powstania szkody objętej ubezpieczeniem CAR/EAR
	<b>Ubezpieczenie OC zawodowej</b>	Projektant Inżynier kontraktu Kierownik budowy Geodeta, geolog, geotechnik	Szkody powstałe w wyniku <b>błędów przy wykonywaniu czynności zawodowych</b> , w tym nadzoru autorskiego, sporządzania dokumentacji, prowadzenia prac geodezyjnych, geologicznych czy geotechnicznych
	<b>Ubezpieczenie CARGO</b> (mienia podczas transportowania)	Wykonawca lub inwestor	Szkody powstałe <b>w przedmiocie transportu</b>
	<b>Ubezpieczenie maszyn budowlanych</b>	Wykonawca lub podwykonawca	Szkody powstałe <b>w maszynach budowlanych</b> niezbędnych do realizacji inwestycji
FAZA EKSPLOATACJI	<b>Ubezpieczenie eksploatacyjne mienia</b>	Inwestor	Szkody <b>w oddanym do eksploatacji przedmiocie inwestycji</b> od wszystkich rodzajów ryzyka
	<b>Ubezpieczenie OC</b>	Inwestor wykonawca	<b>Inwestor</b> : szkody wyrządzone osobom trzecim w związku z <b>prowadzeniem działalności</b> z wykorzystaniem przedmiotu inwestycji oddanym do eksploatacji <b>Wykonawca</b> : szkody wyrządzone osobom trzecim (w tym inwestorowi) <b>w związku z wykonywaniem obowiązków z tytułu rękojmi i gwarancji jakości</b>



Warto przy tym nadmienić, iż przejście odpowiedzialności przez wykonawcę za szkody na terenie budowy nie zwalnia w pełni inwestora z możliwości ponoszenia solidarnej odpowiedzialności w przypadku przyczynienia się do ich wystąpienia. Taka sytuacja może zaistnieć na przykład w przypadku nieopracowania przez inwestora planu bezpieczeństwa i ochrony zdrowia.

Syntezę możliwości zabezpieczenia uczestników procesu inwestycyjnego na wypadek szkód związanych z realizacją inwestycji w poszczególnych jej fazach przedstawia tabela zamieszczona na str. 14.

Charakter umowy i jej zapisy definiują sposób zabezpieczenia inwestycji we wszystkich fazach jej realizacji. Umowa może

W przypadku inwestycji o większej wartości istotne znaczenie ma także ubezpieczenie wszystkich rodzajów ryzyka budowy i montażu. W związku z tym, że bardzo często dane ryzyko towarzyszy zarówno działaniom wykonawcy, jak i inwestora, ubezpieczającym może być jeden z tych podmiotów. Przeniesienie gestii ubezpieczeniowej na inwestora może wiązać się z chęcią zawarcia przez niego także ubezpieczenia utraty zysku w związku z realizacją inwestycji (ALoP), co byłoby niemożliwe lub bardzo utrudnione w przypadku, gdyby ubezpieczającym był wykonawca.

Podstawowe wady i zalety podziału gestii ubezpieczeniowej przedstawia poniższa tabela.

GESTIA UBEZPIECZENIOWA	Ubezpieczający	
	Inwestor	Wykonawca
<b>Co przemawia za wyborem danego rozwiązania?</b>	Większa możliwość uzyskania <b>pokrycia kompatybilnego z pozostałymi ubezpieczeniami</b> , posiadanymi przez inwestora (np. dla mienia otaczającego) Eliminacja trudności związanych z <b>utrzymaniem ciągłości ochrony</b> ubezpieczeniowej w wypadku konieczności zmiany wykonawcy Możliwość zawarcia <b>ubezpieczenia ALoP</b> (utruty zysku na wypadek opóźnienia w realizacji inwestycji)	Możliwe duże <b>doświadczenie</b> wykonawcy w aranżowaniu <b>pokrycia</b> , wynikające z realizacji podobnych kontraktów Możliwość zawarcia ubezpieczenia, które poza spełnieniem wymogów inwestora pozwala jednocześnie na <b>dopasowanie zakresu ochrony do indywidualnych potrzeb wykonawcy</b> (np. w odniesieniu do franszyz)

bazować na standardowych zapisach kontraktowych, jakie przewidują np. procedury FIDIC, lub precyzować inny, indywidualnie skonstruowany program realizacji i w konsekwencji także zabezpieczenia inwestycji.

### Faza projektowania

Na etapie projektowania zasadnicze znaczenie w kontekście ubezpieczeń będzie miało OC projektanta, przy czym należy pamiętać, że musi to być specyficzne ubezpieczenie zawodowe, którego zakres jest wyłączony w standardowym ubezpieczeniu OC działalności. Dodatkowo, trzeba mieć świadomość, że obowiązkowe ubezpieczenie OC zawodowej niesie ze sobą ograniczenia (obejmuje ochroną tylko osoby fizyczne, nie przewiduje ochrony za szkody wyrządzone przez podwykonawców). Najczęściej zatem wymagane jest ubezpieczenie o charakterze dobrowolnym, zawierane na wyższe sumy gwarancyjne, zapewniające ochronę również spółkom, dające możliwość włączenia do zakresu ubezpieczenia szkód wyrządzonych przez podwykonawców. Analogiczne różnice pomiędzy ubezpieczeniem obowiązkowym a dobrowolnym odnoszą się nie tylko do ubezpieczenia OC projektantów, ale także innych podmiotów sprawujących samodzielne funkcje techniczne w budownictwie.

### Faza realizacji

W proces prowadzenia prac budowlanych zaangażowanych jest wiele podmiotów (wykonawca, inwestor, kierownik budowy, podmiot prowadzący nadzór autorski, geodeta itp.), z których każdy może ponosić odpowiedzialność za szkodę powstałą w związku z realizacją inwestycji w przedmiocie prac lub w stosunku do osób trzecich. Z uwagi na to kluczowe jest, iż powinny one posiadać ubezpieczenie odpowiedzialności cywilnej, w tym odpowiedzialności cywilnej zawodowej w przypadku podmiotów wykonujących czynności zawodowe.

### Faza eksploatacji

Po odbiorze końcowym realizowanej inwestycji zasadniczo podlega ona ubezpieczeniu eksploatacyjnemu, zawieranemu najczęściej przez jej właściciela. W pewnym okresie po zakończeniu realizacji prac istnieje jednak także szczególne rodzaju ochrona, będąca konsekwencją dopiero co zakończonych prac budowlanych. W okresie rękojmi i gwarancji jakości, wynikającym z przepisów kodeksu cywilnego (art. 638 k.c.) i ewentualnych uregulowań w treści umowy, może w określonym zakresie nadal istnieć ochrona w ramach ubezpieczenia CAR/EAR (o ile włączono do zakresu ubezpieczenia klauzule rozszerzające 003, 004 lub 201), może być też wymagane utrzymanie przez ten czas przez wykonawcę ubezpieczenia OC, jak również przedstawienie przez niego gwarancji usunięcia wad i usterek, która może mieć formę gwarancji ubezpieczeniowej. Należy pamiętać, że w tym czasie mogą ujawnić się szkody w przedmiocie inwestycji, mieniu otaczającym inwestora czy mieniu osób trzecich, będące konsekwencją błędów popełnionych zarówno w trakcie budowy, jak i wcześniej – na etapie projektowania.

\* \* \*

Niewątpliwie, ochrona ubezpieczeniowa dla inwestycji może być kształtowana w różny sposób, jednakże najistotniejsze znaczenie ma posiadanie świadomości wzajemnych zależności pomiędzy poszczególnymi rodzajami ubezpieczeń. Celem jest bowiem, aby już na etapie projektowania umowy na realizację inwestycji skonstruować taki mechanizm zabezpieczania poszczególnych etapów i uczestników inwestycji, który zapewni efektywną ochronę.

**Bartłomiej Bartczak, manager Działu Analiz i Doradztwa, Biuro Produktu i Analiz Ryzyka**  
**Marta Meisner, starszy broker ubezpieczeniowy**  
**Karolina Gajewska, broker ubezpieczeniowy**

# Kogeneracja wyzwaniem dla gazownictwa

Janusz Ryk

Wzrost poziomu życia społeczeństwa powoduje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Jednocześnie rośnie świadomość ekologiczna i poczucie, że konieczne jest ograniczenie zanieczyszczenia środowiska. Logika nakazuje, by zastanowić się nad zwiększeniem efektywności wytwarzania energii elektrycznej. Technologia, która może to zapewnić, jest jednocześnie wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji. Budowa źródeł kogeneracyjnych może być też szybką odpowiedzią na potrzebę pokrycia brakujących w systemie elektroenergetycznym nowych mocy.

Powszechnie uznaje się, że zmiany klimatyczne spowodowane są nadmierną emisją CO<sub>2</sub> i jej ograniczenie jest cywilizacyjnym wyzwaniem. Nic zatem dziwnego, że społeczność międzynarodowa poszukuje rozwiązań na płaszczyźnie ramowej konwencji ONZ w sprawie zmian klimatu (UNFCCC). Rada Europejska w swoich konkluzjach z października 2014 roku wyznaczyła ambitny cel redukcji CO<sub>2</sub> w perspektywie 2030 r. W przypadku przedsiębiorstw objętych europejskim systemem handlu emisjami (tzw. ETS) ta redukcja to aż 43% w stosunku do 2008 roku. Dla Polski oznaczałoby to redukcję paliw kopalnych używanych do produkcji energii elektrycznej o połowę. A pamiętać należy, że średnie emisje CO<sub>2</sub> w produkcji energii elektrycznej w Polsce należą do najwyższych w Europie. Wynika to z faktu, że w sektorze elektroenergetycznym wykorzystywany jest głównie węgiel kamienny i brunatny, a energia elektryczna wytwarzana jest w elektrowniach z niską sprawnością. Istotną redukcję emisji CO<sub>2</sub> możemy uzyskać, zwiększając udział energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji. Nie sprostamy wymaganiom klimatycznym UE, jeśli nie uruchomimy na dużą skalę zmiany struktury wytwarzania i zwiększenia efektywności wykorzystania paliw kopalnych.

Przeprowadzone badania potwierdzają, że dysponujemy znaczącym potencjałem ciepła użytkowego, na bazie którego można rozwijać produkcję energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Polska dysponuje unikalną w skali europejskiej liczbą systemów ciepłowniczych, w których można budować wielkoskalowe jednostki kogeneracyjne. Duży potencjał ciepła użytkowego jest niewykorzystany w przemyśle, przed nami jest jeszcze rozwój energetyki prosumenckiej opartej na mikrokogeneracji. Polityka klimatyczna UE, rozpisana na konkretne dyrektywy, tzw. dyrektywa kogeneracyjna z 2004 roku i kolejna, tzw. dyrektywa efektywnościowa z 2012 roku, jednoznacznie wskazują na unijną strategię wsparcia rozwoju kogeneracji. Również krajowa polityka energetyczna dostrzega rolę jej rozwoju jako istotnego narzędzia ograniczania efektu cieplarnianego, wzrostu efektywności wytwarzania energii, a także wzrostu bezpieczeństwa energetycznego. „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” stanowiła, iż do 2020 roku powinniśmy podwoić produkcję energii elektrycznej w kogeneracji. Tak się jednak nie stało i w założeniach do „PEP 2050” termin podwojenia produkcji przesunięto na rok 2030. Nie zmienia to faktu, że cel pozostał i w pracach nad tym projektem – także nowego rządu – kwestia rozwoju kogeneracji musi się znaleźć.

W Polsce – w branżowych izbach gospodarczych i sektorowych stowarzyszeniach – od lat podejmowane były działania mające na celu wypracowanie trwałego modelu funkcjonowania rynku energii, z istotnym segmentem wysokosprawnej kogeneracji. Jednak działania te nie były koordynowane w środowisku. Przełom dokonał się w październiku 2014 roku, gdy zawiązała się swego rodzaju koalicja organizacji zainteresowanych wspieraniem produkcji energii elektrycznej i ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji. Z inicjatywy Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, do wcześniej zawartych porozumień dołączyła Izba Gospodarcza Gazownictwa i ostatecznie w październiku 2014 roku cztery organizacje – PTEZ, Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii (IEPiOE), Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie (IGCP) oraz Izba Gospodarcza Gazownictwa (IGG) podpisały porozumienie, którego celem jest wypracowanie propozycji mechanizmów i rozwiązań prawnych dla efektywnego wsparcia rozwoju instalacji kogeneracyjnych. Porozumienie zobowiązało wszystkie organizacje do współpracy i współfinansowania opracowań koncepcyjnych i związanych z nimi regulacji prawnych.

Już w 2014 roku przeprowadzono pierwsze analizy prawne, w jakim zakresie mechanizmy wsparcia powinny być zgodne z wytycznymi KE w sprawie dopuszczalnej pomocy państwa, tak aby – w ocenie KE – w sposób najmniej uciążliwy zaburzały rynek konkurencyjny. Te analizy prowadzono z udziałem kancelarii prawnej, doświadczonej w zakresie prawa europejskiego.

Równoległe rozpoczęły się prace koncepcyjne nad mechanizmem wsparcia. W tym zakresie korzystamy również ze wsparcia doświadczonych firm konsultingowych. Po wielu dyskusjach i przeprowadzonych licznych symulacjach wypracowana została propozycja aukcyjnego mechanizmu wsparcia zarówno dla instalacji istniejących, jak i nowych obiektów. Takie rozwiązanie – w ocenie ekspertów – jest najbardziej zbliżone do oczekiwań Komisji Europejskiej i wytycznymi, jakie KE opracowała w zakresie dopuszczalnej pomocy publicznej. Nowy mechanizm powinien zacząć obowiązywać z dniem zakończenia funkcjonowania dotychczasowych rozwiązań.

Prace koncepcyjne praktycznie zostały zakończone. Trwają jeszcze robocze konsultacje w tej sprawie i przewidujemy, że na początku przyszłego roku będziemy mogli ministrowi energii przedstawić gotowe rozwiązanie. Przygotowywane propozycje wymagają jeszcze konsultacji z Komisją Europejską. Opracowaliśmy mechanizmy, któ-

re – w naszej opinii – są najbardziej zgodne z jej wytycznymi. Mamy nadzieję, że pozwoli to uniknąć zbyt długotrwałej procedury oceny proponowanych rozwiązań przez KE.

Nie poprzestaliśmy jednak na przygotowaniu propozycji mechanizmów wsparcia. W końcowym etapie prac jest analiza i ocena potencjału rozwoju kogeneracji w Polsce. Jednym z istotnych elementów tego badania jest określenie tzw. kosztów społecznych wytwarzania energii elektrycznej. Metodologia uznawana przez KE nakazuje badać wszystkie koszty wytwarzania energii, także związane ze zdrowotnymi skutkami emisji zanieczyszczeń, degradacją środowiska i stratami dla gospodarki z tego wynikającymi. Taka analiza pozwala oszacować, które technologie i w jakim stopniu pozwalają na ograniczanie kosztów społecznych. Znane są szacunki unijne, że przedwczesny zgon 30–40 latka to dla gospodarki strata około kilku mln euro. Nadmierne emisje kosztują nas wszystkich bardzo dużo. Efektywna, niskoemisyjna kogeneracja pozwala te koszty znacznie zredukować.

Celem naszych badań jest, by przedstawiona rządowi propozycja mechanizmu wsparcia zawierała ocenę całościowych efektów, była uzasadniona z powodów ekologicznych, społecznych i ekonomicznych. Chcemy pokazać, że wsparcie rozwoju kogeneracji przyniesie rzeczywiste korzyści społeczne.

Traktujemy węgiel jako nasze dobro narodowe. Chcemy go wykorzystywać, ale różnymi w racjonalny sposób. W elektrociepłowni

wykorzystujemy ok. 80% energii zawartej w paliwie, ale pamiętajmy, że węgiel to nie tylko niska cena energii elektrycznej, ale również wysokie koszty społeczne. W przypadku zastąpienia istniejącej elektrowni węglowej elektrociepłownią – uzyskujemy redukcję emisji CO<sub>2</sub> w wysokości 50–70% w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej. Ten pierwszy wskaźnik odnosi się do węgla, a drugi – do gazu ziemnego.

Wykorzystanie gazu ziemnego jest bardzo efektywnym sposobem ograniczania efektu cieplarnianego i innych zanieczyszczeń. Rozwój kogeneracyjnych źródeł gazowych, których budowa trwa stosunkowo krótko, może być odpowiedzią na problemy związane z brakującą mocą w systemie elektroenergetycznym. Ponadto, elektrociepłownie wyposażone w zasobniki ciepła mogą świadczyć dodatkowe usługi na potrzeby operatora systemu elektroenergetycznego, zwiększając bezpieczeństwo pracy systemu. Przygotowując na potrzeby polityki energetycznej Polski propozycje tzw. miksu paliwowego, trzeba to wziąć pod uwagę.

Kogeneracja jest wyzwaniem dla gazownictwa. Jeśli mamy podwoić produkcję energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, najwięcej inwestycji czeka ten właśnie sektor.

**Dr inż. Janusz Ryk jest dyrektorem Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych.**

## Złoty Laur Innowacyjności 2015 dla EuRoPol GAZ s.a.

Decyzją kapituły Konkursu im. Stanisława Staszica Laur Innowacyjności spółka EuRoPol GAZ za projekt „Usługa przesyłu gazu w aspekcie zwiększenia bezpieczeństwa osób, środowiska oraz techniki” została nagrodzona Złotym Laurem Innowacyjności 2015 w kategorii „Budownictwo i obiekty użyteczności publicznej, bezpieczeństwo i pożarnictwo”.

Jest to kolejna nagroda przyznana spółce za wkład w rozwój bezpieczeństwa technicznego infrastruktury polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. W 2014 roku EuRoPol GAZ s.a. otrzymał statuetkę „Lider bezpieczeństwa technicznego” w kategorii „Użytkownik”, przyznaną przez Urząd Dozoru Technicznego.

Celem Konkursu im. Stanisława Staszica Laur Innowacyjności, organizowanego corocznie przez Federację Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych – Naczelną Organizację Techniczną (NOT), jest promocja innowacyjnych produktów, technologii i usług, a także innych innowacyjnych rozwiązań, mogących mieć wpływ na przyspieszenie rozwoju społeczno-gospodarczego Polski. Konkurs ten odbywa się pod patronatami instytucji rządowych, parlamentarnych i branżowych zarówno polskich, jak i zagranicznych.

Głównym celem projektu EuRoPol GAZ s.a. „Usługa przesyłu gazu w aspekcie zwiększenia bezpieczeństwa osób, środowiska oraz techniki” jest wdrożenie nowych innowacyjnych technologii w zakresie ochrony osób, środowiska i mienia od skutków niekontrolowanych wycieków gazu, wybuchu pożaru lub innych zdarzeń awaryjnych na polskim odcinku gazociągu jamalskiego. Projekt wprowadza najnowsze



rozwiązania w dziedzinie wykrywania gazów wybuchowych i pożaru, jak również w dziedzinie elektronicznych zabezpieczeń procesu technologicznego, a szczególnie systemów awaryjnego wyłączenia (ESD). Wszystkie urządzenia, jak również gotowy system są certyfikowane przez uprawnioną jednostkę certyfikacyjną w zakresie oceny funkcji bezpieczeństwa oraz w zakresie spełnienia wymogu osiągnięcia poziomu bezpieczeństwa funkcjonalnego na poziomie SIL2.

Dzięki temu projektowi nowoczesne systemy automatyki, zainstalowane na tłoczniach gazu na polskim odcinku gazociągu jamalskiego, zwiększają bezpieczeństwo i przyczyniają się do zwiększenia niezawodności świadczenia usług przez EuRoPol GAZ s.a.



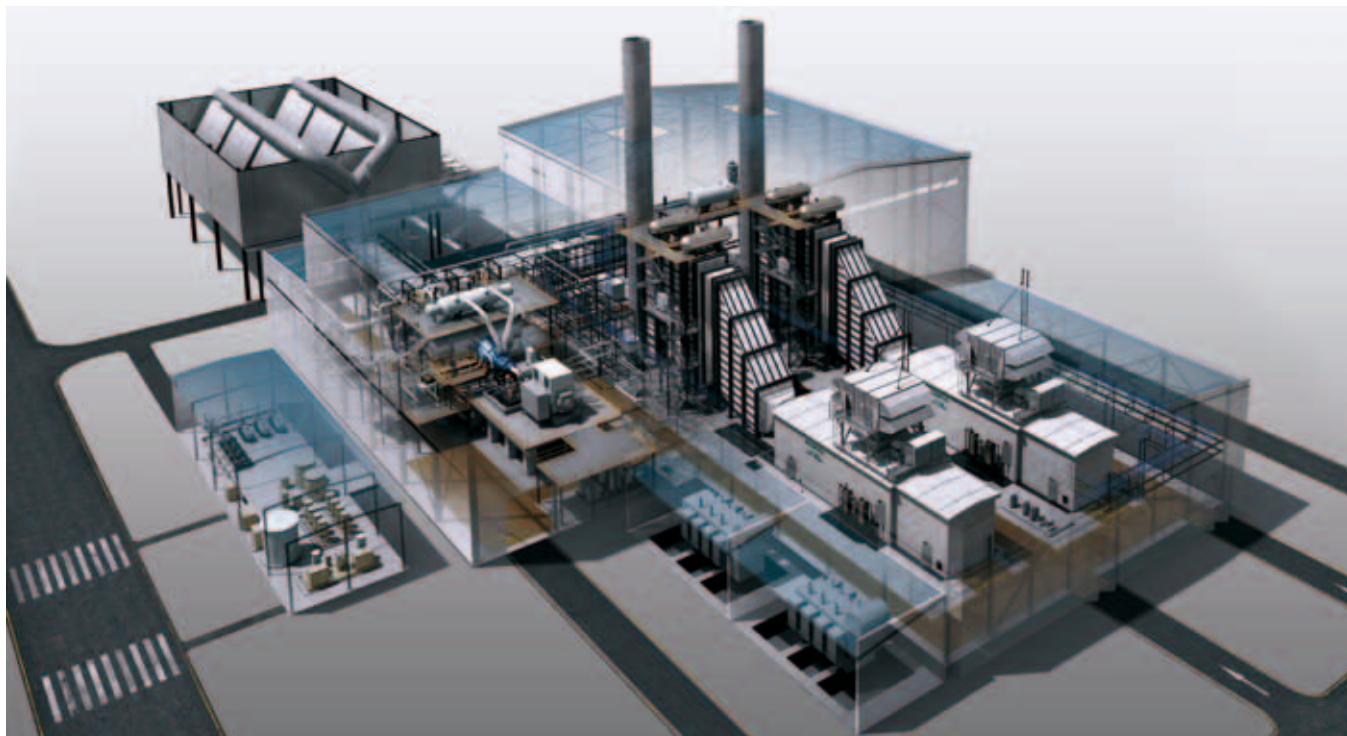
# Zwiększenie efektywności wykorzystania energii z gazu ziemnego do generacji energii elektrycznej i ciepłej

Tomasz Dobski

Intencją autora jest pokazanie możliwości generacji i dystrybucji energii elektrycznej i ciepłej na bazie gazu ziemnego na tyle efektywnie, że będzie to działanie opłacalne. Jednak warunkiem takiego sukcesu gazownictwa jest równe traktowanie sektorów energetyki, szczególnie likwidacja dopłat jawnych i ukrytych do energetyki opartej na węglu.

**P**rawie wszystkie gałęzie przemysłu i nawet indywidualni mali producenci oczekują dopłat lub specjalnej redukcji podatków w zakresie swojej działalności na rynku energetyki. W Polsce mamy całą tęczę kolorów certyfikatów energetycznych.

Podstawowym warunkiem rozwoju energetycznego zastosowania gazu ziemnego jest stosowanie najnowszych technologii, czyli BAT (*Best Available Technology*). Generacja energii elektrycznej w urządzeniach o najwyższej sprawności i najmniejszej emisyjności związków toksycz-



Rys. 1. Wizualizacja elektrowni parowo-gazowej, powstającej na terenie elektrociepłowni EC w Gorzowie Wielkopolskim. Blok składa się z dwóch turbin gazowych SGT800 o mocy 50,4 MWeł, wyprodukowanych przez Siemens Industrial Turbomachinery AB w Szwecji oraz jednej turbiny parowej kondensacyjnej/przeciwprężnej SST400 o mocy 38 MWeł. Blok będzie miał moc cieplną na poziomie 90 MWth. Planowany termin uruchomienia – II kwartał 2016. (Wizualizacja za zgodą Siemens AG).

nych praktycznie ogranicza się do stosowania nowoczesnych turbin gazowych.

## Generacja energii elektrycznej i ciepłej w blokach opartych na turbinach gazowych

Jak to przedstawiono w poprzednim artykule autora („Przeгляд Gazowniczy” nr 3/2015) oraz w artykule prezentowanym na konferencji Gazterm 2012 [6], najwyższa sprawność generacji energii elektrycznej jest możliwa do osiągnięcia dla dużych bloków CCGT<sup>1</sup> typu SGT8000H o mocy 570 MWel firmy Siemens lub podobnego bloku General Electric 9HA o mocy 600 MWel. Obydwa te bloki mają maksymalną sprawność na poziomie 60,5%. Jednak wysokosprawne wykorzystanie energii gazu ziemnego nie powinno polegać na szukaniu rekordowych parametrów. Są one bardzo trudne do utrzymania w ciągu roku, gdy energetyka klasyczna oparta na generacji energii elektrycznej za pomocą spalania paliw kopalnych ma być wsparta energią odnawialną, szczególnie energią słońca i wiatru. Tego typu źródła cechują się zmiennymi parametrami, generatory elektryczności muszą więc pracować w zmiennych warunkach i nawet w zakresie małych mocy muszą one mieć wysoką sprawność i zapewniać szybki rozruch oraz szeroką regulację mocy.

Takie warunki łatwiej spełnić w małych blokach niż w dużych jednostkach, jakimi są wymienione turbiny. Przykładem optymalnej jednostki jest blok CCGT, budowany w elektrociepłowni w Gorzowie Wielkopolskim. Jego wizualizację przedstawia rysunek 1. Blok ten będzie zasilany gazem ziemnym zaazotowanym z dwóch kopalń: Lubiatów lub alternatywnie Dębno – o składach i własnościach termodynamicznych podanych w zamieszczonej tabeli.

Sprawność termodynamiczna omawianego bloku w pracy kondensacyjnej wynosi  $\eta_{el} = 52,5\%$ , sprawność termodynamiczna całkowita, rozumiana jako sprawność wykorzystania energii pierwotnej paliwa, czyli suma generowanej energii elektrycznej i ciepłej wynosi  $\eta_{th} = 83,9\%$ . Sprawności takie są osiągane przez podobne bloki pracujące na gazie wysokometanowym. Jak wynika z wieloletnich badań zespołu autora, sprawność turbin gazowych zasilanych gazem ziemnym zaazotowanym, który będzie podstawowym paliwem dla bloku w Gorzowie, jest wyższa od sprawności bloków zasilanych gazem wysokometanowym [2]. Dlatego można założyć, że podane parametry zostaną osiągnięte. Dostawca – wtedy jeszcze firma ABB z Finsborg ze Szwecji – przeprowadziła specjalne badania pracy turbiny SGT600 na gazie odpowiadającym składem gazowi pozyskiwanemu z kopalni Lubiatów [3].

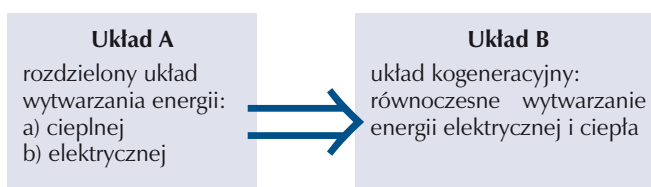
Składy typowych gazów ziemnych niskokalorycznych występujących w złożach zachodniej Polski. Wartości  $T_{ad}$ , MN oraz SL określono dla mieszanki stechiometrycznej, czyli  $\lambda \approx 1$  o temperaturze 300 K oraz przy ciśnieniu 1 bar.

Złoże	Udziały molowe składników gazów, [%]					LHV MJ/Nm <sup>3</sup>	MN [-]	SL, [cm/s]	$T_{ad}$ [°C]
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	N <sub>2</sub>				
Gaz typu E	<98	>1	>0,5	>0,2	1	35	100	42	2250
Lubiatów	39,8	5,1	2,6	0,70	51,2	20,8	102	31	2050
Dębno	39,7	5,1	2,6	0,70	51,7	20,5	102	31	2050

## Zasady unijne popierania rozwoju kogeneracji wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej

Zasady te można streścić do opisanych poprzez metodę obliczania oszczędności energii pierwotnej paliw, przedstawioną w dyrektywach unijnych z 2004 roku i nowej wersji z roku 2012 [3]. Sprowadzają się one do wyliczenia parametru PES – *primary energy saving*.

Parametr PES został zdefiniowany jako ilość zaoszczędzonej energii pierwotnej, gdy zastąpimy układ rozdzielonej generacji ciepła i energii elektrycznej – układ A, układem skojarzonym do łącznego wytwarzania energii ciepłej i elektrycznej, czyli układem B. Można to przedstawić na następującym schemacie:



Rys. 2. Schemat układów do wyznaczenia parametru oszczędności energii pierwotnej paliw PES: *primary energy saving*

Oszczędność energii pierwotnej, opisana parametrem PES, była w omawianej dyrektywie zdefiniowana według wzoru zasadniczo podobnego do wzoru podanego w nowej dyrektywie z roku 2012. Różnica tych dyrektyw zasadniczo sprowadza się tylko do sposobu naliczania wartości sprawności referencyjnych generacji energii elektrycznej (lub mechanicznej) oraz sprawności ogólnej. Jako sprawność ogólną należy rozumieć sumę sprawności generacji energii elektrycznej i sprawności generacji energii ciepłej. Tak wyliczona sprawność ogólna musi być większa od 75% dla większości typów układów kogeneracyjnych, a dla układów: turbiny gazowej w układzie kombinowanym (układ CCGT) z odzyskiem ciepła z turbiną upustowo-kondensacyjną, pracującej w kogeneracji, tę sprawność minimalną dyrektywa określa na poziomie 80%.

Parametr PES oblicza się według wzoru [1]

$$PES = \left\{ 1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta}{Ref H\eta} + \frac{CHP E\eta}{Ref E\eta}} \right\} \cdot 100\%$$

gdzie:

$CHP H\eta$  – oznacza sprawność cieplną produkcji ciepła użytkowego generowanego w kogeneracji

$Ref H\eta$  – to referencyjna sprawność wytwarzania ciepła w układzie rozdzielonym, czyli układzie A,

$CHP E\eta$  – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji (układ B).

$Ref E\eta$  – referencyjna sprawność generacji energii elektrycznej w układzie rozdzielonym (układ A).

Generalnie, nowa dyrektywa z 2012 roku jest dyrektywą bardziej ogólną niż jej pierwowzór z 2004 roku. Uwzględnia wiele nowych elementów systemu

generacji energii elektrycznej czy mechanicznej, takich jak ogniwa paliwowe, silnik Stirlinga, tłokowe silniki parowe, obiegi Clausiusa Rankine’a, pracujące na czynnikach organicznych, czyli układy ORC.

Omawiany powyżej blok spełnia oba kryteria sprawności CHP  $E\eta$  – wynosi 52,5% oraz sprawności generacji energii ciepłej w układzie kogeneracji CHP  $H\eta$ , wynoszące 83,9%. Obie te wartości są wyższe niż deklarowane w dyrektywie [1] wartości minimalne dla tego typu układów. Oznacza to, że ta elektrociepłownia będzie mogła korzystać z dopłat za spełnienie warunku oszczędności energii pierwotnej PES. Będą to dopłaty za prawidłowe oszczędzanie energii pierwotnej, a nie za certyfikaty.

Generalnie, dyrektywa [1] podaje dwa przypadki umożliwiające uznanie kogeneracji za wysokosprawną:

- a) produkcja kogeneracyjna zapewnia oszczędność energii pierwotnej co najmniej 10% energii przy obliczeniu oszczędności według powyższego wzoru lub
- b) produkcja w małych jednostkach kogeneracyjnych i jednostkach mikrokogeneracyjnych zapewnia wyraźną oszczędność energii pierwotnej.

### Gazowe silniki tłokowe

Dyrektywa [1] podaje także wartości referencyjne minimalnych sprawności elektrycznej i ogólnej, jakie muszą być spełnione, aby układ kogeneracyjny został uznany za wysokosprawny. Te wartości referencyjne łatwiej spełnić dla małych układów kogeneracyjnych. Powinny one być oparte na małych turbinach gazowych lub silnikach tłokowych gazowych. Małe turbiny gazowe, nawet o mocy 1,8 MWel, czyli podobne do układu OPRA, opisanego poprzednio przez autora, mają stosunkowo małą sprawność termodynamiczną – nie większą niż 29–30%. Tłokowe silniki gazowe najnowszej generacji, zaprezentowane na konferencji 9<sup>th</sup> Dessau Gas Engine Conference, osiągają już

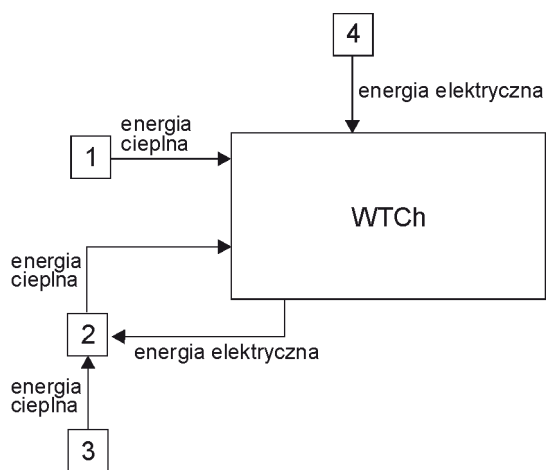
praktycznie sprawność termodynamiczną 50%. Powszechnie wiadomo, że te sprawności są sprawnościami szczytowymi, ale średnioroczna sprawność takich silników wynosi ponad 47%, jak to zaprezentowano na wspomnianej konferencji. Są to najwyższe sprawności osiągnięte przez maszyny energetyczne. Liderami w tym zakresie są firmy: MAN z Augsburga (silnik V51/60G) oraz Jenbacher GE (silnik J920) [4, 5]. Podane sprawności są osiągalne wyłącznie dla maszyn zasilanych gazem ziemnym.

Tylko ogniwa paliwowe mają sprawność wyższą – osiągają nawet 70%. Jednak te urządzenia są stale w fazie eksperymentów. Zasada pracy ogniw paliwowych odbiega od powszechnie znanych przemian termodynamicznych maszyn energetycznych – ich sprawność musi być liczona inaczej niż według zasad termodynamiki. Obliczenia nie powinny być oparte na pojęciu entropii, czyli klasycznym rozumieniu drugiej zasady termodynamiki. Wymieniana dyrektywa uwzględnia także ogniwa paliwowe. Są one już coraz bardziej powszechnie stosowane przez przemysł gazowniczy w Japonii. Jednak przemysł ten dotuje jeszcze ich stosowanie, a klimat Japonii wymaga układów kogeneracyjnych grzewczo-chłodniczych, co też poprawia opłacalność ich stosowania.

### O możliwości zwiększenia stopnia wykorzystania energii pierwotnej gazu poprzez akumulację energii w gruncie

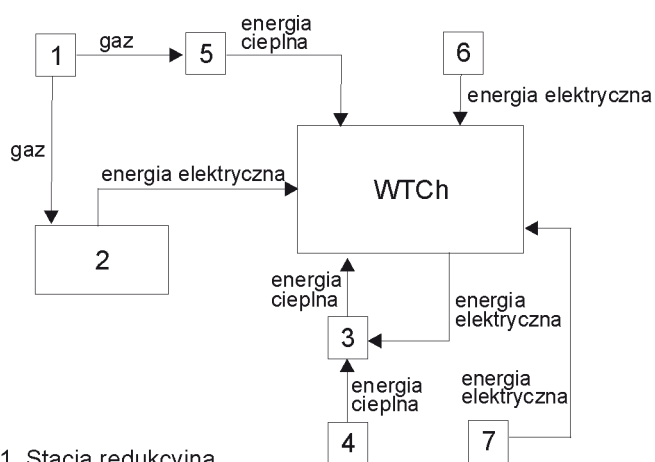
Zastosowanie kogeneracji rozproszonej do ogrzewania i równoczesnego generowania energii elektrycznej jest najbardziej obiecującym kierunkiem rozwoju. Powszechnie uważa się, że taka kogeneracja wymaga dopłat do ceny pozyskanej za produkowaną energię, aby takie przedsięwzięcie było opłacalne.

Wielokrotne obliczenia wykonane przez zespół autora nie potwierdzają tej opinii. Najważniejsze obliczenia zostały wykonane w latach 2001–2002 i zweryfikowane przez odpowiedni dział Ruhrgas w głównej siedzibie firmy w Essen.



- 1. Węzeł cieplny
- 2. Sprężarkowa pompa ciepła
- 3. Wymienniki gruntowe
- 4. Sieć energetyczna

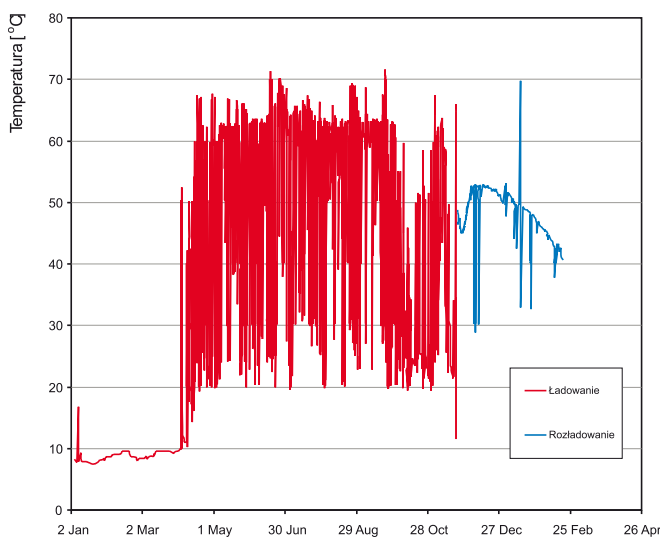
Rys. 3a. Istniejący wariant ogrzewania budynku



- 1. Stacja redukcyjna
- 2. Silnik gazowy
- 3. Sprężarkowa pompa ciepła
- 4. Wymienniki gruntowe
- 5. Kocioł gazowy
- 6. Ogniwa PV
- 7. Sieć energetyczna

Rys. 3b. Wariant rozbudowany systemu ogrzewania budynku o system akumulacji energii ciepłej w gruncie





Rys. 4. Temperatura wody gruntowej na głowicy odwiertu po stronie wody gorącej dla cyklu ładowania/rozładowania w sezonie 2002/2003 na doświadczalnej instalacji w Bundestagu [12] (publikacja za zgodą autora).

Na rysunku 3 przedstawiono dwa schematy ogrzewania najnowszego budynku Politechniki Poznańskiej. Rysunek 3a przedstawia schemat ideowy zrealizowanej koncepcji ogrzewania budynku. Układ ten został już wykonany i pracuje od półtora roku z bardzo dobrymi wynikami. Rysunek 3b przedstawia ideę modernizacji tego układu, polegającą na zastąpieniu podstawowego źródła ciepła, jakim jest dotychczas zasilanie z elektrociepłowni miejskiej, zasilaniem kogeneracyjnym opartym na silniku gazowym. Taki układ – jak wyliczono w dwóch opracowaniach – powinien się zamortyzować w niecałe pięć lat.

Istotna różnica między układami polega na przedłużeniu czasu użytkowania silnika gazowego z typowych 4–5 tysięcy godzin – jak wynika z uporządkowanego wykresu obciążeń cieplnych – na okres aż do 8 tysięcy godzin. Tak długi czas użytkowania silnika gazowego wynika z wykorzystania go nie tylko do ogrzewania (w systemie kogeneracyjnym), ale także do klimatyzacji opartej na generowanej energii elektrycznej. Nadmiarowa energia cieplna pochodząca z silnika gazowego będzie akumulowana w gruncie. Pozwoli to ogrzać grunt nawet do kilkudziesięciu stopni C. Przełoży się to na bardzo wysoki wskaźnik COP<sup>2</sup> dla pompy ciepła pobierającej ciepło z gruntu. Można oszacować, że wartość COP może osiągnąć nawet poziom 10.

Powyższy wniosek wynika z badań przeprowadzonych kilka lat temu w Niemczech na demonstracyjnej instalacji wybudowanej do podgrzewania i chłodzenia budynków Bundestagu [8]. Istotą tego projektu – potwierdzoną doświadczalnie – jest wykres zaprezentowany na rysunku 4. Jak widać, ciepło zakumulowane w gruncie nie rozproszy się nawet w czasie dłuższym niż sześć miesięcy.

\* \* \*

Autor ma nadzieję, że w czasie uporczywej promocji węgla kamiennego artykuł choć trochę przyczyni się do postępu technicznego na miarę naszego wieku poprzez promocję gazu ziemnego w energetyce małej i rozproszonej. Światowe zasoby gazu ziemnego wystarczą na co najmniej 120 lat, jak to przywołano we wrześniowym artykule autora.

**Prof. zw. Tomasz Dobski**  
Politechnika Poznańska, Laboratorium Technologii Gazowych

<sup>1</sup> CCGT *Combined Cycle Gas Turbine* – blok turbiny gazowej współpracującej z turbiną parową.

<sup>2</sup> COP *Coefficient of Performers* – wydajność ciepła pompy ciepła.

#### Literatura

1. Dyrektywy Parlamentu Europejskiego: 2004/8/WE oraz Rady 2012/27/EU z 25 października 2012 r.
2. Dobski T. i inni: „Spalanie gazów ziemnych niskokalorycznych w turbinach gazowych”, V Konferencja – Energetyka gazowa, Jura Krakowsko-Częstochowska, 9–13 października 2013.
3. Larfeldt J, SGT-700, SGT-800 Fuel Flexibility Testing Activities, Annual Meeting of European Gas Turbine Network, Brussels, October 2012.
4. Auer M. i inni, MAN Diesel & Turbo's newly developed V51/60G Otto Gas Engine consequent extension of a successful engine family, Dessau Gas Engine Symposium, Dessau, March 15–16, 2015.
5. Birgel A. i inni, E. Schnessl: GE's J920 FleXtra Gas Engine – 60 Hz Application and further Improvements for low NOx Emissions, 9<sup>th</sup> Dessau, March 15–16, 2015.
6. Dobski T., „Analiza możliwości zasilania w energię elektryczną i cieplną dużych obiektów na bazie energii pozyskanej z gazu ziemnego”, *Gaz-Term* 2012, Międzyzdroje 14–16 maja 2012.
7. Dobski T., Ślefarski R., Gołębiowski M., Barczyński A., „Zwiększenie efektywności wykorzystania gazu ziemnego przy zasilaniu w energię elektryczną i ciepło dużych obiektów na przykładzie budynku Wydziału Chemii Politechniki Poznańskiej”, *Gaz-Term* Międzyzdroje 2013.
8. Sanner B., Kabus F., Seibt P. and Bartels J., Underground Thermal Energy Storage for the German Parliament in Berlin, Proceedings World Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey, 24–29 April 2005.

## „Państwo i my. Osiem grzechów głównych Rzeczypospolitej”

to tytuł kolejnego raportu ekspertów pod kierunkiem prof. Jerzego Hausnera. W opracowaniu wskazane zostały najważniejsze wymiary funkcjonowania państwa, które wymagają naprawy. Jakie są tytułowe grzechy Rzeczypospolitej? To między innymi brak wyobraźni strategicznej i suwerennej myśli rozwojowej, destrukcja sfery publicznej oraz unikanie rządzenia i ucieczka od odpowiedzialności. Autorzy analizują główne obszary aktywności państwa

– politykę społeczną, politykę gospodarczą, stosunki międzynarodowe, urząd oraz przestrzeń wspólną – a na zakończenie przedstawiają swoją wizję dobrego państwa.

Autorzy zaznaczają, że oczywiście dostrzegają „cnoty” polskiego państwa. Uważają jednak, iż istotniejsze jest wskazanie tych obszarów, które wymagają pilnej naprawy. Od tego zależy bowiem nie tylko sprawność i siła naszego kraju, ale też dynamika jego dalszego rozwoju.

„Państwo i my. Osiem grzechów głównych Rzeczypospolitej” oraz „Rekomendacje do raportu”. Oba dokumenty dostępne są pod adresem: [www.fundacja.e-gap.pl/panstwoimy](http://www.fundacja.e-gap.pl/panstwoimy).

# Niekończąca się opowieść o PEP 2050

Andrzej Sikora

Marzy mi się ponadpartyjna polityka gospodarcza,  
z której wynika jasna, długofalowa polityka energetyczna  
– bez koniunkturalizmów i małostkowości.

„**P**olityka energetyczna Polski do roku 2050 (PEP 2050)” to kluczowy dokument dla polskiego sektora energetycznego, który ma wytyczyć kierunki jego rozwoju na kolejne dekady. Ale co tu wytyczać, jak nie ma polityki gospodarczej...

W III kwartale ubiegłego roku ówczesny resort gospodarki prowadził konsultacje dotyczące PEP 2050, podczas których otrzymał ponad 200 opinii. Rozumiem, że MG (obecnie Ministerstwo Energii?), pracując (czy pracuje?, czy ustawa „Prawo energetyczne” nie będzie dalej w tym względzie wykonywana?) nad projektem „Polityki energetycznej Polski do 2050 r.” musi wziąć pod uwagę aktualne wydarzenia, mogące mieć wpływ na sektor energetyczny, takie jak postanowienia październikowego (2014) szczytu UE\*, na którym zapadły decyzje dotyczące unijnej polityki energetycznej po roku 2020 czy także podpisanego przez Polskę porozumienia paryskiego wieńczącego COP 21. Kluczowa miała być ta grudniowa konferencja ONZ w Paryżu, poświęcona walce z globalnym ociepleniem. Odtrąbiono sukces, mówi się „historyczne porozumienie”, ale już w listopadzie ubiegłego roku pisałem, że podjęte wtedy i obecnie zobowiązania przez rząd RP wówczas premier Ewy Kopacz, dziś premier Beaty Szydło nie mają podstaw w wyliczeniach – bo nie ma w Polsce modelu, narzędzia do tego typu analiz. Dlatego znowu przestrzegam, gdyż mechanizm odejścia od paliw kopalnych (nie tylko węgla, ale wszystkich paliw kopalnych) został zapoczątkowany. To jest dziś początek nowej ery – czystej, bez emisyjnej energii, choć ludzkość jeszcze nie opanowała technologii mogących zapewnić jej niez-

ależność i bezpieczeństwo energetyczne. Politycy zdecydowali w Paryżu o zmianie paradygmatu rozwoju gospodarczego i odejściu, chociaż nie od jutra, od paliw kopalnych i budowie nowej energetyki, nowej gospodarki... Czy synteza jądrowa? Czy przejściowo era wodoru? Na to odpowiedzi nie uzyskaliśmy.

Za to w kraju węgla, tuż przed Barbórką nowy rząd mówi w końcu o zawieszeniu poboru podatku od kopaliny (też od ropy i gazu). W exposé premier Beaty Szydło, ale i Prawa i Sprawiedliwości, całkowicie pominięto kwestię uwolnienia polskich spółek od podatku od kopaliny. **W trakcie kampanii** wielokrotnie obiecywano, że czasowo zawieszona zostanie ta część podatków dla polskich kopalń oraz całkowicie zniesiona zostanie danina od wydobycia miedzi i srebra, ustanowiona w 2012 roku przez rząd Donalda Tuska.

Prezydent RP, Andrzej Duda, w swoich wypowiedziach na tematy energetyczne opowiada się za gospodarką węglową, jest przeciwny zamykaniu kopalń. Zabierając głos w Parlamencie Europejskim w dyskusji nt. unii energetycznej, akcentował „konieczność zachowania zasady niezależności technologicznej państw UE, zapewnienia państwom prawa rozwoju, a także zabezpieczenia ich interesów opartych na rodzimych zasobach”. Prześledziłem zapewnienia wyborcze prezydenta elekta i prócz ww. gospodarki węglowej, zadeklarowanej chęci zmiany polityki energetyczno-klimatycznej UE opowiadał się on za zwiększeniem bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej.

Pomyślałem sobie, że skoro „czas na zmiany”, to spróbuję podpowiedzieć... Z mojej perspektywy, człowieka od lat

będącego w obszarze szeroko pojętej energetyki, podstawowa sprawa do załatwienia to oczywiście stabilna – ponadpartyjna – polityka gospodarcza, która w Polsce nie może doczekać się gospodarza, błędząc po wszystkich ministerstwach – od Skarbu Państwa począwszy, a na MSZ, MSWiA czy właśnie na Ministerstwie Gospodarki (Energii/Rozwoju?) kończąc. Nie, nie kończąc, bo oto czytamy o powołaniu „oberministra”.

Ogłoszone zostało rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie pełnomocnika rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej. Pełnomocnikiem jest sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów.

Pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej będzie wykonywał uprawnienia Skarbu Państwa w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatora systemu przesyłowego gazowego, czyli wobec Polskich Sieci Elektroenergetycznych i GAZ-SYSTEMU. Ale słowa nie ma znowu o OSM – dziecko niczyje?

Pełnomocnik będzie też mógł, ale za zgodą prezesa Rady Ministrów, przedstawiać Radzie Ministrów do rozpatrzenia projekty aktów prawnych oraz innych dokumentów rządowych, wynikających z zakresu jego działania.

Obsługę merytoryczną, organizacyjno-prawną, techniczną i kancelaryjno-biurową pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej zapewnić będzie Ministerstwo Rozwoju. Wow! Nie kontestuję decyzji premiera. Chodzi mi o to, że nie może być dysonansów w tej sprawie nie tylko pomiędzy ministrami, ale między ugrupowaniami politycznymi. Marzy mi się ponadpartyjna polityka gospodarcza, z której wynika jasna, długofalowa polityka energetyczna – bez koniunkturalizmów i małostkowości.

**Pytania bez odpowiedzi, bez których trudno pisać politykę energetyczną to:**

- a) **brak modelu, narzędzia na podstawie którego można symulować i liczyć różne scenariusze, warianty i w miarę szybko przewidywać zmiany,**
- b) **prognozy, na podstawie których powstawała nowa (stara) PEP 2050, a właściwie ich programowo założona skromność, aby nie powiedzieć brak,**
- c) **brak miejsca, obszaru, odpowiedzialnej instytucji za długoterminowe prognozy i badania scenariuszowe polskiej gospodarki.**

Oczywiście, dziś już nikt nie pamięta, jak walczyliśmy o zmiany – NOWE PRAWO ENERGETYCZNE – z wydzielonym prawem gazowym, o wsparcie dla kogeneracji – system białych certyfikatów... o ustawę węglowodorową. Można zapytać w każdym z tych przypadków: co się w sprawie dzieje – a odpowiedź jest tak naprawdę łatanie dziur i niedoróbek (sprawa OZE i prosument...). Dlaczego to tak długo trwa? Dlaczego nie potrafimy się wyrwać z tego zakłętego kręgu niemożności?

Dziś z euforii łupkowej został tylko pragmatyzm geologiczny. Tak, udało się wywiercić kilkadziesiąt głębokich otworów, ale z tego nic nie wynika dla prac poszukiwawczych w Polsce (no, może nowe dane dla Państwowego Instytutu Geologicznego).

Cieszy, że jesteśmy liberalizującym się rynkiem gazu, że Towarowa Giełda Energii zyskuje nowych klientów, że dzięki „sztucznościom” i przymykaniu oka przez regulatora powoli zaczynamy być beneficjentami rynkowego podejścia do ceny gazu, ale czy jest szansa na jej uwolnienie? Na razie mamy program rabatowy PGNiG... I wyrok ETS w sprawie regulowania administracyjnego cen gazu.

Dobrze, że łagodna zima i mimo wszystko stabilne dostawy ze Wschodu, wraz ze stworzoną przez GAZ-SYSTEM możliwością importu z innych kierunków, dały przyczynek do liberalizacji, do zmiany natury strategicznej, a nie chwilowej. Tego trendu już się nie da odwrócić... Tym bardziej że pierwsza techniczna dostawa LNG dotarła do Świnoujścia. Chciałbym mieć w Polsce taką infrastrukturę (także magazyny), taką logistykę i takie prawo, żeby to u nas był hub gazowy dla tej części Europy. Aby to u nas odbywał się handel gazem dla Grupy V4, ale także

Ukrainy, Niemiec Wschodnich, Austrii, a może nawet Bułgarii i Rumunii? Stworzymy takie warunki, pokażemy, że możemy być strażnikiem bezpieczeństwa jeśli nie energetycznego, to gazowego w tej części UE. Twórzmy politykę, a nie bądźmy jedynie jej biernym wykonawcą.

Kiedy piszę ten tekst, dochodzą mnie słuchy, że właśnie kolejny prezes, ze swoim zarządem, zaczyna pakować pudełka, bo przecież nie ma szans, aby został w nowej rzeczywistości – i myślę sobie, że mamy problem. Że chyba nie o takie rozszady nam chodziło, kiedy kilka lat temu na nowo chcieliśmy zdefiniować naszą państwowość. I wracam na koniec do górnictwa. Biorąc pod uwagę powyższe okoliczności, można stwierdzić, iż przyszłość polskiego górnictwa to w dalszym ciągu dominacja sektora państwowego i stopniowy wzrost udziału wydobycia w kopalniach prywatyzowanych z zachowaniem dużej ostrożności inwestorów, tzn. na ograniczonych partiach złóż (o ile w ogóle) – i może tylko już w miedzi, węgla kamiennym i głównie w obszarach likwidowanych.

Sektor energetyczny – w Polsce przede wszystkim państwowy, musi wyciągnąć wnioski z aktualnej sytuacji i zrozumieć, że za 10 lat w każdej z kopalń (także w tych dziś jeszcze rentownych) może wystąpić gwałtowne pogorszenie sytuacji finansowej na skutek szczypania zasobów ekonomicznie opłacalnych.

Warto prowadzić kompleksowe analizy perspektyw funkcjonowania PGNiG na podstawie bilansu energetycznego kraju (którego przez ostatnie lata nie można się doczekać).

Na początku pierwszego kwartału XXI wieku musimy rozstrzygnąć, czy chcemy, aby Polska mogła dysponować ogromnym „gazowym” potencjałem, musimy stwarzać podwaliny pod decyzje, które pozwolą wierzyć, że za kilkanaście, kilkadziesiąt lat będziemy zajmować znaczącą pozycję co najmniej na europejskim rynku gazu. Jednak w perspektywie kolejnych dwóch–trzech lat wydaje się, że import LNG do Polski nie będzie miał, niestety, większego wpływu na polską energetykę, a ryzyko związane z jego logistyką jest pomijalnie niewielkie dla polskiego biznesu, dla energetyki, dla polskiej chemii. Utrzymujące się niskie ceny ropy i gazu skutkują między innymi pogarszającą się ekonomiką części

projektów wydobycia węglowodorów w USA i Kanadzie. Wiele podmiotów finansowało projekty wydobycia ropy i gazu poprzez zadłużenie i dzisiaj ma kłopoty z jego spłatą (możliwa jest fala bankructw). Oznacza to, że wiele bardzo atrakcyjnych złóż zarówno w fazie już produkcyjnej, jak i rozpoznawczej czy poszukiwawczej – niekonwencjonalnych (gaz łupkowy, *tightoil*, *tightgas*) i konwencjonalnych może być nabytych na bardzo atrakcyjnych warunkach. Jednocześnie w USA buduje się ogromne moce skraplania (57,5 mln ton LNG w budowie, 93,5 mln ton w fazie załatwiania pozwoleń, 220 mln ton proponowanych) – część finansowana przez instytucje finansowe (fundusze typu *private equity*) także przez te obecne w Polsce, dziś zdecydowanie bardziej skłonne do sprzedaży części udziałów. Wniosek: możliwe będzie zakupienie 1–2 czy nawet 3 mln ton mocy skraplania i wykupienie lub wynajęcie do tego odpowiedniej floty metanowców. W ten sposób państwowy PGNiG (ale każdy, kto ma głowę na karku i nie boi się podejmowania decyzji na czas dłuższy niż do kolejnych wyborów) wszedłby w cały łańcuch wartości LNG na najbardziej atrakcyjnym i stabilnym politycznie rynku gazowym na świecie. Mądry rząd mógłby to połączyć z negocjacjami w sprawie tarczy antyrakietowej – dodatkowy element pogłębiający partnerstwo polsko-amerykańskie. Jednocześnie zapowiadane podpisanie umowy TTIP znieśli przecież wszelkie bariery administracyjne w tym zakresie...

Warto popatrzeć na sektor energetyczny z nowej perspektywy i odpowiedzieć sobie na pytanie z pragmatyczną szczerością: O co walczymy? Jakie jest dla Polski miejsce w energetycznej europejskiej układance? Z jakim udziałem gazu ziemnego? Nie chcę znaleźć się za chwilę w sytuacji kupującego najdroższą (zieloną) energię z Niemiec.

Powalczmy o to, aby nasz sektor energetyczny nie musiał opierać się na specustawach, specprezesach, spec...

**Dr inż. Andrzej Sikora jest prezesem Instytutu Studiów Energetycznych i adiunktem WwNiG AGH w Krakowie.**

\* „Przegląd Gazowniczy” nr 4 (44) z grudnia 2014 r., Andrzej Sikora „Europejskie aspekty PEP 2050”.



# Program ograniczania niskiej emisji (PONE)

Piotr Sobieraj, Adam Lehnort, PGNiG Obrót Detaliczny

Według zeszłorocznego raportu Najwyższej Izby Kontroli, Polska od lat ma najbardziej zanieczyszczone powietrze w Unii Europejskiej. Podobne wnioski wynikają z raportu Światowej Organizacji Zdrowia (WHO) i Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD). Na alarmujące doniesienia aktywnie zareagował PGNiG Obrót Detaliczny, który włączył się w proces oczyszczania powietrza ze smogu.

## NISKA EMISJA TO IGRANIE ZE ZDROWIEM

Największym problemem dla jakości powietrza w naszym kraju jest ponadnormatywne stężenie pyłu zawieszonego i rakotwórczego benzopirenu. Główną przyczyną zanieczyszczenia powietrza tymi substancjami jest tzw. niska emisja pochodząca z domowych pieców i lokalnych kotłowni węglowych (ok. 85 proc.). Dla porównania: pozostałe przyczyny to zanieczyszczenia komunikacyjne (od 5,4 do 7 proc.) i przemysłowe (od 1,8 do 9 proc.). Według danych Europejskiej Informacji Środowiska, aż 6 polskich gmin znalazło się w pierwszej dziesiątce miast europejskich z największą liczbą dni w roku, w których przekroczono dobowe dopuszczalne stężenie pyłu zawieszonego. Najgorzej z polskich miast wypada Kraków, ale bezpośrednio za nim są: Nowy Sącz, Gliwice, Zabrze, Sosnowiec i Katowice. Problem ten nasila się zwłaszcza w sezonie grzewczym. Piece opalane węglem i nielegalne spalanie śmieci sprawiają, że codzienne życie w dużych ośrodkach miejskich może mieć negatywne konsekwencje dla zdrowia.

## CZYM JEST PONE

Mieszkańcy i władze Krakowa – najbardziej zanieczyszczonego miasta – zaczęli przeciwdziałać niskiej emisji. Tak narodził się Program Ograniczania Niskiej Emisji (PONE). Inicjatywa, w ra-

mach której gmina dofinansowuje wymianę pieców i kotłowni ze spalających paliwa stałe na ekologiczne, zasilane m.in. gazem ziemnym. Celem programu jest ograniczenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery poprzez kompleksową likwidację nieefektywnych metod pozyskiwania ciepła. Program okazał się skuteczną odpowiedzią na problemy zgłaszane przez społeczności lokalne. Przewaga ekologicznego paliwa gazowego nad innymi źródłami energii pozwoliła PGNiG Obrót Detaliczny czynnie włączyć się do systemowego ograniczania emisji substancji szkodliwych do atmosfery w obszarze przyjętego Programu Ograniczania Niskiej Emisji w polskich miastach.

## W KRAJU PRZEWODZI KRAKÓW

PGNiG Obrót Detaliczny podejmuje działania w ramach programu na podstawie zawartych z samorządami porozumień o współpracy. Największy rozmach projekt przyjął w Krakowie. Związane jest to z najwyższymi dotacjami ze strony władz miejskich, które od kilku lat walczą z zanieczyszczeniem powietrza atmosferycznego, oraz z dużą liczbą potencjalnych klientów gazu ziemnego.

– *Zaangażowanie PGNiG Obrót Detaliczny w realizację projektu PONE w Krakowie przynosi wymierne efekty. Tylko w roku 2015 zlikwidowano paleniska na paliwa stałe w ponad 1876 lokalach i domach mieszkalnych, z czego 90%*

*to modernizacje z przestawieniem na gaz ziemny – powiedział Krzysztof Brągiel, kierownik Karpackiej Sekcji Marketingu, odpowiedzialnej za koordynowanie działań na terenie województwa małopolskiego i podkarpackiego. Stopniowo PONE został rozszerzony na cały kraj, a pracownicy PGNiG Obrót Detaliczny przeprowadzili cykl spotkań z przedstawicielami innych jednostek samorządu terytorialnego. Rezultatem są wspólnie wypracowane działania, zmierzające do zamiany zatruwających środowisko nieefektywnych systemów grzewczych na nowoczesne, ekologiczne systemy zasilane błękitnym paliwem. Dodatkowo, w ramach akcji klienci otrzymali propozycję kompleksowej pomocy, począwszy od udzielenia informacji do wsparcia w załatwianiu formalności związanych z przyłączeniem.*

## PIENIĄDZE Z GAZU DLA CIEBIE

W 2014 roku PGNiG Obrót Detaliczny zainaugurował cykliczną akcję promocyjną: „Gaz ziemny do ogrzewania to pieniądze dla Ciebie”. Głównym celem akcji jest zachęcenie klientów do zmiany nośnika energii na gaz ziemny. W zamian otrzymują nagrodę pieniężną – 500 zł dla grupy taryfowej W3 lub 300 zł – dla grupy W2. Nagrodzeni klienci zobowiązani są do trwałej rezygnacji z dotychczasowego źródła ogrzewania na rzecz ogrzewania gazowego. W 2014 roku 1560 klientów zmieniło źródło ogrze-



Kraków wypowiedział wojnę niskiej emisji.

wania na gaz ziemny. W 2015 r. do końca października na zmianę ogrzewania na gaz ziemny zdecydowało się 5366 klientów. – *Dzięki prowadzonej kampanii promującej gaz ziemny spółka dotarła bezpośrednio do kilku tysięcy klientów nie tylko z miast wojewódzkich, lecz także z kilkudziesięciu powiatów* – podkreśla Piotr Sobieraj, koordynator ds. rozwoju rynku i zarazem inicjator akcji promocyjnej. – *Włączenie się PGNiG Obrót Detaliczny w projekt PONE wpłynęło na wzrost zainteresowania gazem ziemnym. Nasza aktywność na tym polu zwiększyła poziom świadomości społecznej o walorach użytkowania gazu ziemnego do celów komunalnych i biznesowych* – dodał Piotr Sobieraj.

## DZIAŁANIA KOMUNIKACYJNE

Spółka prowadzi działania informacyjne w całym kraju. Na Pomorzu, w ramach projektu: „Plan gospodarki niskoemisyjnej dla gmin województwa pomorskiego”, uczestnikom konferencji przedstawiono doświadczenia PGNiG Obrót Detaliczny w ograniczaniu niskiej emisji na terenach miast i gmin, które wdrożyły PONE lub projekty pokrewne. Na południu prowadzone są intensywne działania edukacyjne, mające przyczynić się do wzrostu świadomości ekologicznej. Ogłoszono konkursy dla nauczycieli szkół podstawowych i gimnazjalnych na opracowanie scena-

riusza lekcyjnego dotyczącego ochrony powietrza oraz wszelkich zagrożeń dla zdrowia człowieka, pojawiających się w wyniku gromadzenia w powietrzu szkodliwych pyłów i zanieczyszczeń.

Gotowe opracowanie jest prezentowane i udostępniane uczniom szkół, ze szczególnym uwzględnieniem terenów, na których wdrożono PONE. Równocześnie uczniowie szkół będą mogli wziąć udział w konkursie na opracowanie kampanii promującej sposoby poprawy jakości powietrza. W samym Krakowie PGNiG Obrót Detaliczny, wraz z pozostałymi sygnatariuszami



porozumienia, prowadził Tymczasowy Punkt Informacyjny – „Bezpiecni”. Akcja promowała możliwość wymiany pieców opalanych węglem na urządzenia wykorzystujące paliwo gazowe. Mieszkańcy otrzymali merytoryczne wsparcie, umożliwiające sprawne przeprowadzenie zmiany nośników, tak aby w danym okresie możliwe było rozpoczęcie ogrzewania paliwem gazowym oraz rozliczenie dotacji z Urzędem Miasta. Równoległe spółka adresuje akcje informacyjne do zarządców nieruchomości mieszkaniowych, projektantów, obecnych i potencjalnych inwestorów instytucjonalnych i indywidualnych oraz społeczności lokalnych.

## KOLEJNA SZANSA DLA PGNiG OBRÓT DETALICZNY

Większość samorządów opracowała własne programy gospodarki niskoemisyjnej. Niestety, w niektórych województwach programy zaplanowano dla poszczególnych stref, a nawet konkretnej szkodliwej substancji. Zdaniem NIK, taka praktyka zmniejszyła czytelność i przejrzystość tych dokumentów. Jedynie Kraków ustanowił program osłonowy, zapewniający mieszkańcom dopłaty do wyższych kosztów ogrzewania po wymianie paleniska węglowego na inny rodzaj ogrzewania.

Zdaniem NIK, samorzady powinny stworzyć długofalowy system zachęt do wymiany wysokoemisyjnych kotłów węglowych. Na tym polu najskuteczniejszą inicjatywą okazuje się PONE. Uzupełnieniem dla programu jest przyjęta przez Sejm poprzedniej kadencji tzw. ustawa antysmogowa. Dwa lata temu sejmik województwa małopolskiego podjął uchwałę całkowicie zakazującą palenia węglem w Krakowie od września 2018 r. Uchwała została jednak uchylona przez Wojewódzki Sąd Administracyjny. Najnowsza ustawa nie zakazuje palenia węglem, ale pozwala samorządom określić dopuszczalne paliwo grzewcze oraz wyznaczyć standardy techniczne dla kotłów. Dla PGNiG Obrót Detaliczny otwiera się kolejna ścieżka edukacji społeczeństwa w obszarze ochrony środowiska, a przy okazji pozyskania klienta i zwiększenia sprzedaży gazu ziemnego.

# Infrastruktura paliw alternatywnych – wymagania UE

Szymon Byliński

Sektor transportu, mimo wielu zmian dokonanych w ostatnich latach, jest wciąż odpowiedzialny za zanieczyszczanie powietrza szkodliwymi substancjami.

W związku z tym Unia Europejska podjęła działania mające na celu zredukowanie negatywnego wpływu tej gałęzi gospodarki na środowisko naturalne. Jednym z aktów prawnych UE, który ma przybliżyć osiągnięcie unijnych celów środowiskowych, jest dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z 22 października 2014 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (dalej: dyrektywa 2014/94/UE). Jednak wsparcie dla rozwoju paliw alternatywnych ma w efekcie nie tylko ograniczyć emisję gazów cieplarnianych pochodzących z transportu, ale również zmniejszyć uzależnienie UE od w większości importowanej ropy naftowej.

Istotą dyrektywy 2014/94/UE jest rozwój infrastruktury paliw alternatywnych. Wymagania dotyczące infrastruktury obejmują przede wszystkim transport drogowy i wodny (zarówno morski, jak i śródlądowy). Paliwami alternatywnymi – według dyrektywy 2014/94/UE – są paliwa lub źródła energii służące, przynajmniej częściowo, jako substytut dla pochodzących z surowej ropy naftowej źródeł energii w transporcie, które potencjalnie mogą przyczynić się do dekarbonizacji transportu i poprawy ekologiczności tego sektora. Obejmują one między innymi energię elektryczną, wodór, biopaliwa, paliwa syntetyczne i parafinowe, gaz ziemny (w tym biometan) w postaci sprężonego gazu ziemnego CNG i skroplonego gazu ziemnego LNG oraz gaz płynny LPG. Wymogi dyrektywy 2014/94/UE dotyczą przede wszystkim rozmieszczenia punktów ładowania energii elektrycznej, punktów tankowania gazu ziemnego oraz punktów tankowania wodoru, z tym że rozbudowa tej ostatniej infrastruktury nie jest obowiązkowa i jest autonomiczną decyzją państw członkowskich.

Podstawowym warunkiem właściwej transpozycji przepisów dyrektywy jest stworzenie krajowych ram polityki, które w założeniu mają być dokumentem, przez treść którego państwa członkowskie mają zapewnić rozwój odpowiedniej infrastruktury dla paliw alternatywnych.

Dyrektywa określa minimalne wymagania dotyczące zawartości ram. Muszą one przede wszystkim:

- określać krajowe cele ogólne i szczegółowe, dotyczące rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych;
- określać środki konieczne, aby zapewnić osiągnięcie krajowych celów ogólnych i szczegółowych;
- określać środki, które mogą wspierać rozwój infrastruktury paliw alternatywnych w usługach transportu publicznego;

- zawierać ocenę aktualnego stanu i przyszłego rozwoju rynku;
- wskazywać aglomeracje miejskie/podmiejskie i inne obszary gęsto zaludnione i sieci, które – w zależności od potrzeb rynkowych – mają być wyposażone w publicznie dostępne punkty ładowania samochodów elektrycznych i punkty tankowania CNG;
- zawierać ocenę potrzeby instalowania punktów tankowania uzupełniania LNG w portach poza siecią bazową TEN-T;
- określać potrzeby instalowania w portach lotniczych urządzeń do zasilania energią elektryczną samolotów podczas postoju.

Szczegółowe obowiązki dla państw członkowskich w zakresie rozwoju odpowiedniej infrastruktury do ładowania samochodów elektrycznych oraz tankowania gazu ziemnego w postaci CNG lub LNG zostały określone w poszczególnych artykułach dyrektywy 2014/94/UE (art. 4–6).

W celu wsparcia rozwoju elektromobilności państwa członkowskie powinny do 31 grudnia 2020 r. rozmieścić odpowiednią liczbę publicznie dostępnych punktów ładowania energią elektryczną pojazdów elektrycznych w aglomeracjach miejskich (podmiejskich) i innych obszarach gęsto zaludnionych, tak aby ich liczba umożliwiała swobodne poruszanie się tych pojazdów. Przepisy nie wskazują liczby punktów ładowania. Sugerują tylko, że średnia ich liczba powinna odpowiadać co najmniej jednemu punktowi ładowania na 10 samochodów elektrycznych. Z kolei zasilanie energią elektryczną z lądu dla transportu morskiego powinno zostać priorytetowo zainstalowane w portach sieci bazowej TEN-T do 31 grudnia 2025 r., chyba że nie będzie zapotrzebowania na tego rodzaju usługi, a koszty będą nieproporcjonalne w stosunku do korzyści.

W zakresie wykorzystania gazu ziemnego w postaci LNG to dyrektywa 2014/94/UE nakłada na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia możliwości poruszania się pojazdów bądź statków napędzanych LNG po całej sieci bazowej TEN-T. Porty morskie będące częścią sieci bazowej powinny utworzyć odpowiednią liczbę punktów tankowania do 31 grudnia 2025 r., natomiast porty śródlądowe do 31 grudnia 2030 r.

Państwa członkowskie powinny również zapewnić możliwości poruszania się pojazdów ciężarowych napędzanych LNG po drogach sieci bazowej TEN-T do 31 grudnia 2025 r.

Dyrektywa 2014/94/UE ma na celu również rozwój infrastruktury do tankowania CNG i nakazuje utworzenie odpowiedniej liczby punktów tankowania tego paliwa do 31 grudnia 2020 r. w aglomeracjach miejskich i innych obszarach gęsto zaludnionych oraz stworzenie do 31 grudnia 2025 r. sieci punktów tankowania CNG wzdłuż istniejącej sieci bazowej



TEN-T. Dyrektywa 2014/94/UE nie określa liczby punktów tankowania CNG lub LNG ani obowiązkowych parametrów, według których ta infrastruktura miałaby zostać rozmieszczona. Preambuła dyrektywy wskazuje tylko orientacyjne, minimalne odległości między punktami tankowania, dla CNG jest to 150 km, a dla LNG ok. 400 km.

Dyrektywa ma się przyczynić do przerwania błędnego koła (ang. *chicken-egg problem*), które objawia się tym, że klienci nie użytkują pojazdów napędzanych paliwami alternatywnymi, bo brak infrastruktury tankowania, a z kolei firmy nie inwestują w infrastrukturę, bo brak zainteresowanych klientów. Dyrektywa ma spowodować, że państwa członkowskie uruchomią instrumenty, które wpłyną na rozwój infrastruktury, a dzięki temu na rozwój całego rynku paliw alternatywnych w transporcie.

Działanie na poziomie unijnym powoduje również unifikację standardów technicznych oraz pozwala budować ogólnoeuropejskie sieci infrastruktury paliw alternatywnych. W przyszłości ma to przyczynić się do budowy czystego transportu, którego negatywny wpływ na środowisko naturalne będzie minimalny. Dyrektywa 2014/94/UE powinna zostać implementowana do polskiego porządku prawnego do 18 listopada 2016 r.

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

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

## Unijna strategia na rzecz LNG

**Piotr Sprzączak, Łukasz Lisicki**

30 września 2015 roku Komisja Europejska (KE) zakończyła konsultacje publiczne dotyczące unijnej strategii na rzecz LNG oraz magazynowania gazu.

Zgodnie z zapowiedziami KE, dokument ten ma zostać opublikowany w pierwszym kwartale 2016 roku jako jedna z części składowych tzw. zimowego pakietu legislacyjnego dla sektora gazu, wraz z nowymi, zmienionymi dwoma aktami prawa wtórnego UE: rozporządzeniem SoS nr 994/2010 oraz decyzją IGA nr 994/2012. Wspomniane inicjatywy zostały zapowiedziane przez KE w komunikacie: „Strategia ramowa na rzecz stabilnej Unii Energetycznej, opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu”, opublikowanym w lutym br. [COM(2015)080]. Opracowanie strategii na rzecz LNG i magazynowania gazu ma przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego całej Unii Europejskiej przez dywersyfikację zarówno dostawców, jak i dróg dostaw gazu ziemnego.

Bodźcem do rozpoczęcia prac nad strategią były przede wszystkim zmiany na płaszczyźnie geopolitycznej oraz makroekonomicznej. Energetyczne implikacje kryzysu rosyjsko-ukraińskiego przywołały dawne demony (kryzys gazowy z 2009 roku) i uświadomiły problem, jakim jest uzależnienie wielu państw członkowskich od dostaw gazu ziemnego z państw trzecich. Zjawisko to jest szczególnie widoczne w państwach Europy Środkowo-Wschodniej, które realizują projekty zmieniające tradycyjne kierunki przepływów gazu ziemnego, jak korytarz północ-południe. Opublikowana w maju 2014 roku „Strategia europejskiego bezpieczeństwa energetycznego” [COM(2014)330] potwierdziła istnienie problemu. Jednocześnie KE w dokumencie zwróciła uwagę, że import LNG do Europy stanie się coraz bardziej istotnym, możliwym źródłem dywersyfikacji. Czynnikiem makroekonomicznym z kolei związany jest bezpośrednio z aktualnymi cenami ropy naftowej i ich wpływem na globalny rynek LNG. Należy pamiętać, że w dalszym ciągu wiele kontraktów długoterminowych jest indeksowanych na podstawie cen ropy naftowej i produktów ropopochodnych. Ponadto, mamy też do czynienia z kształtowaniem się globalnej ceny gazu skroplonego w wyniku zrów-

nywania się cen pomiędzy rynkami LNG w Europie i Azji oraz zmniejszaniem się różnicy pomiędzy gazem importowanym w formie skroplonej a dostarczanym gazociągami.

Mając na uwadze powyższe czynniki, można zadać pytanie: czy stworzenie unijnej strategii na rzecz LNG ma sens?

Dostępne prognozy oraz analizy wskazują, że w perspektywie 2040 roku zarówno produkcja własna UE, jak i import z Norwegii będą malały. Jednocześnie pokrycie europejskiego popytu na gaz ziemny miałyby zostać pokryte dzięki wykorzystaniu dwóch źródeł (przy prognozowanym zapotrzebowaniu mniej więcej na obecnym poziomie). Chodzi tu o wzrost importu gazociągami z Federacji Rosyjskiej oraz rosnące dostawy gazu skroplonego. Rynek LNG stanie się więc interesującą szansą w „koszyku dostaw” gazu do Europy. Strategia ma być zaprezentowana na początku przyszłego roku, jednak już po zakończonych we wrześniu br. konsultacjach można dostrzec, że jej kształt wzbudza duże zainteresowanie interesariuszy (ponad 100 udzielonych w konsultacjach odpowiedzi).

Jest oczywiste, że strategia nie rozwiąże wszystkich problemów, jednak już próba ich identyfikacji stanowi wartość całego przedsięwzięcia. Sam dokument opublikowany przez KE na potrzeby konsultacji zawiera obszerną analizę obecnego rynku LNG na świecie i w samej UE. Według danych KE, obecne możliwości dostaw skroplonego gazu ziemnego do Europy wynoszą prawie 200 mld m<sup>3</sup>/rok. Infrastruktura ta pozwoliłaby na pokrycie prognozowanego unijnego zapotrzebowania na gaz ziemny do 2040 r. Jest to potencjał teoretycznie pozwalający na zwiększenie poziomu dywersyfikacji oraz odporności europejskiego rynku gazowego w średnim i długim okresie. Komisja trafnie zwraca jednak uwagę na kilka problemów. Podstawowy stanowi fakt niskiego wskaźnika wykorzystania istniejących już w UE terminali LNG, który wyniósł w 2013 roku jedynie 24%. Jednocześnie, co istotne, udział LNG w finalnej konsumpcji w poszczególnych państwach członkowskich jest bardzo zróżnicowany przede wszystkim z powodu skupienia dużej liczby terminali LNG w Europie Zachodniej oraz ograniczonego dostępu do gazu skroplonego

nego w Europie Środkowej i Południowo-Wschodniej. Co więcej, to właśnie te regiony, z uwagi na uzależnienie od jednego dostawcy i ograniczoną płynność rynków, są najbardziej narażone na zakłócenia w funkcjonowaniu systemów gazowych podczas kryzysu. Należy pamiętać, że oprócz oczywistych korzyści związanych ze zwiększeniem elastyczności dostaw, już samo posiadanie dostępu do instalacji do odbioru skroplonego gazu ziemnego może mieć istotny wpływ na możliwości negocjacyjne i cenę gazu ziemnego na krajowym rynku, co pokazał niedawno przykład litewski.

Zapewnienie dostępu do LNG wszystkim państwom członkowskim powinno zatem stanowić nadrzędny priorytet strategii. Cel ten może zostać zrealizowany poprzez rozbudowę niezbędnej infrastruktury przesyłowej (interkonektory), umożliwiającej swobodny przepływ gazu na rynku wewnętrznym oraz wsparcie dla budowy nowych i modernizację oraz utrzymanie istniejących terminali LNG. W tym kontekście kluczowe jest efektywne wykorzystanie funduszy unijnych, implementacja III pakietu energetycznego, prowadząca do zakończenia budowy wewnętrznego rynku energii, oraz stosowanie zachęt regulacyjnych wpływających na ułatwienie działania terminali LNG. Oprócz działań wewnętrznych warto wykorzystać również zewnętrzny potencjał UE, czyli tzw. dyplomację energetyczną, mającą na celu utrzymanie istniejących oraz budowę nowych strategicznych porozumień ze zwiększającą się liczbą potencjalnych dostawców LNG.

Strategia na rzecz LNG będzie stanowić jedną z części składowych unii energetycznej, dlatego należy analizować jej wpływ i wartość w szerszym kontekście. LNG jest jednym z dwóch źródeł dostaw gazu, których wzrost udziału w „koszyku” dostaw jest prognozowany w perspektywie 25 lat. Drugim są dostawy z wykorzystaniem istniejących i nowo planowanych gazociągów przesyłowych z Rosji. Ta droga dostaw, jakkolwiek atrakcyjna dla części państw członkowskich posiada-

jących dostęp do rynku LNG, może mieć negatywne skutki dla państw Europy Środkowo-Wschodniej oraz państw bałtyckich. Realny poziom dywersyfikacji źródeł dostaw gazu i ograniczenia w możliwościach zasilania tych części Starego Kontynentu obrazują wyniki opublikowanego w 2014 r. tzw. *stress testu* europejskiego systemu gazowego [COM(2014) 654]. Należy podkreślić, że dwie przedstawione drogi dostaw są konkurencyjne. Na przykład – według analiz ENTSG – uwolnienie dodatkowej przepustowości na gazociągu OPAL i zwiększenie dostaw gazu z kierunku wschodniego nie miałyby wpływu na zwiększenie podaży gazu ziemnego w państwach Europy Wschodniej z uwagi na ograniczenia infrastrukturalne [COM(2014) 654, s. 4]. Jedynym prawdopodobnym efektem tych działań byłoby wypchnięcie z rynku gazu ziemnego dostarczanego do Europy w formie LNG.

„Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej” oraz konsultowane w ostatnim czasie dokumenty i inicjatywy dotyczące bezpieczeństwa dostaw gazu pokazują kierunki rozwoju „europejskiej polityki energetycznej”.

Czy stworzenie unijnej strategii na rzecz LNG ma więc sens? Oczywiście, szczególnie z perspektywy naszej części Europy. Otwarcie regionu Europy Środkowo-Wschodniej na globalny rynek LNG będzie miało istotny wpływ na stworzenie równych warunków (*level playing field*) i rozwój rynków gazowych w wymiarze krajowym i regionalnym. Będzie podstawą dla konkurencyjności przemysłu i bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w długim okresie. Warto z uwagą śledzić ten proces.

**Piotr Sprzączak, Łukasz Lisicki**

**Autorzy są pracownikami Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki.**

Tekst wyraża poglądy autorów, a nie instytucji, z którymi są związani zawodowo.

## UDT dla gazownictwa

Urząd Dozoru Technicznego realizuje działania mające na celu zapobieganie i eliminowanie zagrożeń wynikających z eksploatacji urządzeń technicznych, m.in. gazociągów. Działaniami tym powinny towarzyszyć wzajemne zrozumienie i współpraca z branżą gazowniczą.

Pierwsza konferencja zorganizowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa wspólnie z Urzędem Dozoru Technicznego „UDT dla gazownictwa” odbyła się 14–15 października br. w Jachrance. Konferencja zapoczątkowała nową formę wymiany poglądów i informacji o innowacyjnych rozwiązaniach technicznych. Postawiliśmy przed sobą wspólne cele oraz wyznaczyliśmy potencjalne obszary współpracy. Podczas spotkania wygłoszono referaty na temat zakresu dozoru technicznego nad rurociągami przesyłowymi, badań urządzeń zabezpieczających przed wzrostem ciśnienia, automatyki w instalacjach gazowych, doświadczeń w zakresie eksploatacji elektrociepłowni gazowych i badań gazociągów z zastosowaniem inteligentnych tłoków. Zaprezentowano także doświadczenia operatorów sieci gazowych ze współpracy z UDT w zakresie budowy, odbiorów i eksploatacji rurociągów, a w panelu dyskusyjnym rozmawiano o oczekiwaniach branży gazowniczej wobec UDT oraz urzędu w stosunku do branży gazowniczej.

Po konferencji do UDT wpłynęły liczne zapytania o uszczegółowienie omawianych tematów. Zacytuję fragment korespondencji przesłanej do jednego z prelegentów: „W pierwszych słowach chciałem podziękować panu za prezentację pt. «Kwalifikowanie technologii spawania, egzaminowanie spawaczy oraz badania złączy spawanych zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 12732+A1: 2014», przedstawioną podczas konferencji IGG i UDT w Jachrance. Całkowicie zgadzam się z pańskimi komentarzami dotyczącymi poprawności fragmentów ww. normy – dodam także, że spore problemy związane z interpretacją jej zapisów przysparza brak tłumaczenia na język polski (13 miesięcy od publikacji)”.


Konferencja zaowocowała również wieloma spotkaniami przedstawicieli branży gazowniczej z UDT. Odbyliśmy spotkania m.in. z Operatorem Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., Polską Spółką Gazownictwa oraz T.D. Williamson, podczas których dyskutowaliśmy o rozwiązaniach technicznych wpływających na zwiększenie bezpieczeństwa technicznego gazociągów.

Z konferencji w Jachrance płynie ważny wniosek – dialog jest podstawą dobrej współpracy. Należy rozmawiać o problemach technicznych, nowych rozwiązaniach technologicznych, a także o optymalizacji kosztów przy zachowaniu akceptowalnego poziomu ryzyka.

Pragnę serdecznie podziękować wszystkim prelegentom za ciekawą, merytoryczną wystąpienia, a słuchaczom – za pytania i żywą dyskusję.

**Adam Ogrodnik,**  
dyrektor Departamentu Koordynacji Inspekcji,  
Urząd Dozoru Technicznego





*Serdeczne życzenia spokojnych  
Świąt Bożego Narodzenia  
oraz pomyślnego Nowego 2016 Roku  
składa*

*PGNiG Obrót Detaliczny*

*Twój bezpieczny i wiarygodny  
sprzedawca energii*



# Barbórka 2015



Spotkanie barbórkowe to święto, na które górnicy, naftowcy i gazownicy czekają cały rok. Wspaniałe górnicze tradycje i wciąż żywe wspólne wartości tego dnia nabierają szczególnego znaczenia – przypominają o korzeniach, trudnej pracy i pięknym etosie tych zawodów.

Tegoroczna Barbórka odbyła się w Arłamowie. Uroczystości zainaugurowała msza święta, koncelebrowana przez metropolitę przemyskiego, arcybiskupa Józefa Michalika, w Sanktuarium Męki Pańskiej i Matki Bożej Kalwaryjskiej



w Kalwarii Pałacowskiej. Następnie w hotelu Arłamów odbyła się Akademia Barbórkowa.

Gości przywitał **Zbigniew Skrzyplikiewicz**, wiceprezes zarządu PGNiG SA. Odczytał również list Mariusza Zawiszy, prezesa zarządu PGNiG SA: „Barbórka, to święto, które łączy tradycję, historię i współczesność. Barbórka to czas pierwszych ocen, podsumowań i planów. Pozwólcie zatem państwu, że w kilku zdaniach odniosę się jedynie do najważniejszych wydarzeń tego roku – roku niełatwego, bo spółka zaczęła funkcjonować w nowej rynkowej rzeczywistości. PGNiG nie jest już monopolistą. Zgodnie z polskim i unijnym prawem, rynek gazu się liberalizuje i to w bardzo szybkim tempie. Mamy już konkurentów i musimy skutecznie walczyć z nimi o klientów, obniżając taryfy i wprowadzając programy rabatowe. Uruchomiliśmy wiele projektów i programów wewnątrz Grupy Kapitałowej PGNiG, których cele są spójne: podniesienie wartości spółki, utrzymanie pozycji lidera na rynku, wzrost efektywności Grupy Kapitałowej PGNiG.” W swoim liście prezes zarządu podziękował również wszystkim pracownikom Grupy Kapitałowej PGNiG za zaangażowanie i pogratulował tegorocznych sukcesów.



Małgorzata Szymańska, dyrektor departamentu ropy i gazu w Ministerstwie Gospodarki, odczytała list Krzysztofa Tchórzewskiego, ministra energii. Część oficjalnej ceremonii zakończyło przyznanie odznaczeń branżowych i stopni górniczych.

Program artystyczny przygotowali artyści: Zbigniew Górny z orkiestrą z udziałem gwiazd: Olgi Bończyk, Katarzyny Jamróz, Zbigniewa Wodeckiego i Zespołu Vox.

**Małgorzata Ciemnołońska**





### TAK MOŻE PO BARBÓRCIE

Wiosną, jak to wiosną,  
złość, jak rzeki,  
zbyt często występuje z brzegów.  
A teraz późna jesień  
miesza w balii już  
błękity z szarością.  
Mgła łagodzi, obmywając  
zbyt ostre kontury.  
Więc może, może wreszcie  
już tak po Barbórcie -  
przy werblach, pióropuszcach,  
lampasach, akselbantach -  
mróz skuje pyski strumieniom.

### Krzysztof Zdunek

Autor był długoletnim pracownikiem  
GK PGNiG SA.





# Krótką historia prawa naftowego w Polsce

Maciej Nowakowski

Pierwsze zapiski o wydobywaniu oleju skalnego datowane są na rok 1530. Od tamtego czasu, głównie w rejonie Gorlic, Ropy i Iwonicza, eksploatowano wsięki ropne, wykorzystując je jako smary służące do zabezpieczenia dachów czy drewnianych budowli. Natomiast w 1852 roku w Siarach koło Gorlic wybudowano pierwszą kopalnię ropy naftowej na świecie, uruchamiając pierwszy szyb kopalny „Stanisław” o głębokości 12 sążni (ok. 20 m). Z kolei pierwszą regulacją prawną w zakresie górnictwa był tzw. Ordunk Górny z 1528 roku. Była to pierwsza polska ustawa górnicza, mimo że ówczesne prawodawstwo nie odnosiło się do kopalnictwa węglowodorów.

Początki przemysłu naftowego datuje się na rok 1854, kiedy to w USA w stanie Connecticut odwiercono pierwszy otwór naftowy, którego wykonawcą była spółka Pennsylvanian Rock Oil Company. Otwór o głębokości 27 m, z produkcją 10–25 barełek ropy dziennie, przyczynił się do intensywnego

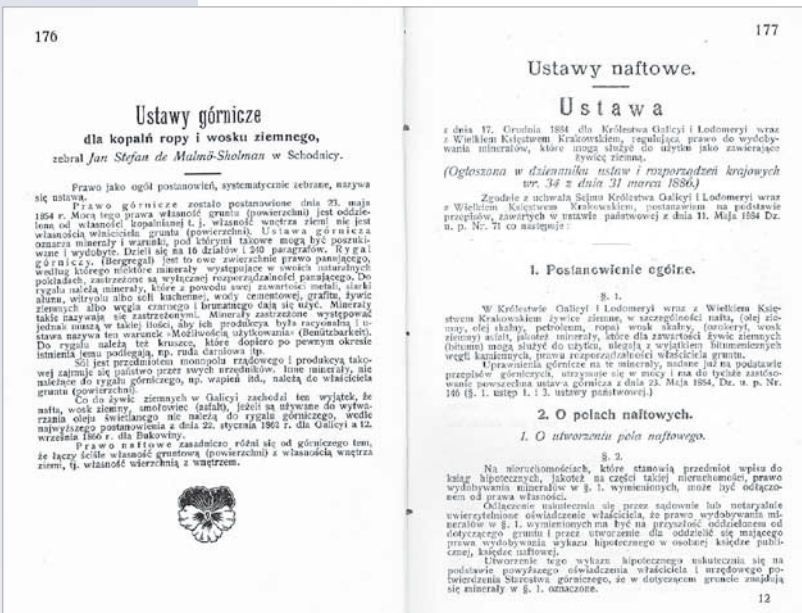
ojej skalny (ropę naftową). Sejm krajowy w 1861 roku podjął uchwałę „ażeby nafta uważana była za nienależącą do regału górniczego i ażeby rozporządzenie ministerjalne z 16 listopada 1860, które naftę uważa za należącą do regału górniczego, cofnięte zostało”. Dodać należy, że „Regale górnicze” oznaczało prawo przysługujące panującemu do rozporządzania kruszcami znajdującymi się pod powierzchnią ziemi, z wyłączeniem praw właściciela gruntu.

W ówczesnej Polsce w zaborze austriackim w roku 1878 z inicjatywy Ignacego Łukasiewicza powołano do życia towarzystwo zrzeszające przemysłowców naftowych. Ideą stowarzyszenia było wypracowanie praw dla nowego przemysłu naftowego w Galicji. Już jesienią 1878 r. powołano komisję górniczną, której celem było przedstawienie założeń prawa górniczego dla nafty. Projekt zakładał, że surowce ziemne trzeba poddać ustawie górniczej. Dodatkowo zastrzeżono, że właścicielom gruntów przysługuje prawo pierwszeństwa, a w przypadku nieskorzystania z tego prawa przysługiwać im miało 5% surowego produktu. Niestety, podczas obrad Sejmu proponowany projekt, który referował Ignacy Łukasiewicz, przepadł w głosowaniu (jednym głosem).

Okres do roku 1884 w tym sektorze był czasem zamętu prawnego, przedsiębiorcy bali się inwestować ze względu na nieuregulowane stosunki z właścicielami gruntów. Brak jasnych regulacji prawnych powodował rabunkową gospodarkę surowcami.

W 1884 roku wiedeński sejm uchwalił prawo naftowe. Wprowadzono pojęcie pola naftowego, co z kolei uregulowało stosunki własności działki, tym samym oddzielając je od prawa wydobycia.

„Ustawa prawo naftowe z dnia 17 grudnia 1884 dla Królestwa Galicji i Lodomeryi wraz z Wielkim Księ-



rozwoju tej dziedziny nowego przemysłu. W tym samym czasie na terenie Polski pod zaborem austriackim w roku 1854 uchwalono powszechną ustawę górniczną, w której w paragrafie 3 do kopalni zastrzeżonych podlegających systemowi nadań górnicznych zaliczono żywe ziemne. Zapisy te wzbudziły wiele kontrowersji, szczególnie że nie do końca sprecyzowano, jak zaliczać



stwem Krakowskim, regulująca prawo do wydobywania minerałów, które mogą służyć do użytku jako zawierające żywicę ziemną” stanowiła pierwszy kompleksowy akt prawny dla nowej dziedziny przemysłu w Galicji. Prawo to szczegółowo po raz pierwszy kodyfikowało stosunki własnościowe pomiędzy posiadaczami gruntów a przedsiębiorcami, regulowało zasady ruchu kopalni, policję górniczą, przepisy bezpieczeństwa i inne. Ustawa sankcjonowała przynależność minerałów żywiczych do własności gruntu.

Powyższa ustawa normalizowała działalność przemysłu wydobywczego węglowodorów do 1918 roku. Po odzyskaniu niepodległości w wolnej Polsce obowiązywały ustawy górnicze państw zaborczych: rosyjska ustawa górnicza z 1912 r.; austriacka powszechna ustawa górnicza z 1854 r. oraz powszechna ustawa naftowa z 1884 r. i pruska powszechna ustawa górnicza z 1865 r. Ustawy te zostały przez polski Sejm uchylone, obowiązywały jedynie ustawy naftowe.

**28 listopada 1930 r. Sejm uchwalił pierwsze polskie prawo górnicze.** Prawo to wprowadzało jako główną zasadę, że własność nieruchomości gruntowej obejmuje również to, co znajduje się pod powierzchnią ziemi, czyli także złoża bitumiczne. Ustawa wprowadziła również podział na kopaliny „główne”, mające najbardziej istotne znaczenie dla gospodarki. Prawo do tych minerałów zostało zastrzeżone dla państwa – były to: węgiel kamienny, antracyt, sól kamienna, sole potasowe, magnezowe, borowe oraz solanki do produkcji soli kamiennej i potasowej. Na liście tej nie znalazły się węglowodory. Dla nich nadal obowiązywało prawo własności gruntowej. Istotne jest również to, że prawo z 1930 roku szczegółowo regulowało cały proces – od poszukiwań, poprzez odkrycie złoża do jego eksploatacji, przepisy ruchu zakładu górniczego, przepisy bezpieczeństwa oraz nadzór górniczy. Powołano okręgowe urzędy górnicze i wyższe urzędy górnicze.

Regulacje prawne z 1930 r. obowiązywały do drugiej wojny światowej i po wyzwoleniu, dopiero w 1953 roku, uchwalono nowe prawo górnicze. Wcześniej dekretami z 1946 i 1947 r. rozszerzono listę kopaliny przynależnych Skarbowi Państwa o glinki, kwarcy, łupki ogniotrwałe, kaoliny, boksyty, magnezyty, uran, srebro, ołów, kadm, cynk, miedź, nikiel, żelazo, sole jodowe oraz węgiel brunatny. Jednak i na tej liście zabrakło złóż węglowodorów. Ponadto, ustawa z 1953 roku zasadniczo zmieniła system przynależności kopaliny do gruntu. Przyjęto, że prawo wydobywania kopaliny, bez względu na ich rodzaj, należy do państwa. Ciekawostką jest, że na bazie tego prawa wykreślono z ksiąg wieczystych wszystkie wpisy dotyczące nadań górniczych i praw do wydobywania kopaliny.

Nowe regulacje prawne w dziedzinie górnictwa, w tym górnictwa naftowego, powstały dopiero w 1994 roku jako prawo geologiczne i górnicze. Ustawa ta zmieniła i unormowała dziedzinę górnictwa zarówno w stosunku do Konstytucji RP, jak i rozwiązań Unii Europejskiej. Powróciła do rozwiązań systemowych za-

wartych w ustawie górniczej z 1930 roku w przedmiocie kwalifikacji i podziału złóż należących do Skarbu Państwa oraz objętych własnością gruntową. Wprowadziła definicję kopaliny podstawowych i pospolitych. Do kopaliny podstawowych (własność Skarbu Państwa) zaliczono: gaz ziemny, ropę naftową, węgiel brunatny, węgiel kamienny, kruszce metali, apatyt, fluoryt, gips i inne. W odróżnieniu od ustawy z 1930 roku węglowodory – gaz ziemny i ropa naftowa – objęte zostały własnością państwa, a sama ustawa umożliwiała Skarbowi Państwa oddanie praw w zakresie działalności górniczej przedsiębiorcy – poprzez nadanie użytkownika górniczego oraz regulowała wszelkie dziedziny związane z gospodarką surowcami – od etapu ich poszukiwania po eksploatację i likwidację złóż, wprowadzała też koncesjonowanie działalności górniczej. Koncesja jest aktem nadzoru państwa nad działalnością regulowaną prawem geologicznym i górniczym. Nowe prawo geologiczne i górnicze wraz z aktami wykonawczymi stwo-

654.  
**RZEPORZĄDZENIE  
PREZYDENTA RZECZYPOSPOLITEJ**  
z dnia 29 listopada 1930 r.  
**Prawo górnicze.**

Na podstawie art. 44 ust. 5 Konstytucji postanawiam co następuje:

Dział I.  
**POSTANOWIENIA OGÓLNE.**

**Art. 1.** (1) Znajdujące się w swych naturalnych złożach rad, złoto, srebro, platyna, miedź, cyna, cynk, kadm, ołów, rtęć, żelazo z wyjątkiem żelaznych rud darniowych, kobalt, nikiel, arsen, antymon, mangan, glina, chrom i wolfram, będą w stanie rodzimym, bądź jako rudy, o ile nadają się one do technicznego użytkowania z nich pominiętych metali, minerały, nadające się do technicznego wydobywania z nich siarki, minerały, które ze względu na zawartość fosforu nadają się do przerobki na nawozy sztuczne, węgiel brunatny, grafit, a także węgiel kamienny i antracyt z wyjątkiem złóż w województwie poznańskim i górnośląskiej części województwa śląskiego — podlegają wo i górniczej, t. j. nie są związane z prawem własności właściciela gruntu i mogą być przedmiotem własności górniczej, nadawanej każdemu pod warunkami, przepisanymi w prawie niniejszym.

(2) Znajdujące się w swych złożach naturalnych sól kamienna, sole potasowe, magnezowe i borowe, solanki, zawierające sole sodowe lub sole potasowe, w województwie poznańskim i w górnośląskiej części województwa śląskiego węgiel kamienny i antracyt — nie są związane z prawem własności właściciela gruntu i są zastrzeżone na rzecz Państwa, t. j. mogą być przedmiotem własności górniczej, nadawanej jedynie Państwu.

(3) Solanki mineralnych źródeł leczniczych nie podpadają pod przepisy ustępu 2 i stanowią przynależność własności gruntowej.

(4) Przepisy specjalnej ustawy normują prawo własności co do żywic ziemnych i uprawienia do ich poszukiwania i wydobywania.

(5) Wszystkie pozostałe minerały są przynależne do gruntu i nie mogą być przedmiotem odrębnej własności górniczej.

rzyło w Polsce nowoczesny system prawny w zakresie geologii i górnictwa, dostosowany do potrzeb gospodarki rynkowej, uwzględniający coraz większe wymagania w zakresie ochrony środowiska, a równocześnie zabezpieczający interes państwa. Ustawa wprowadziła także opłatę eksploatacyjną od wielkości wydobytej kopaliny, uiszczaną na rzecz gmin i państwa poprzez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW).

Prawo geologiczne i górnicze z 1994 roku było kilkakrotnie zmieniane. Pierwszych zmian dokonano po siedmiu latach jego funkcjonowania, w 2001 roku.

W 2011 roku (9 czerwca) uchwalono nową ustawę „Prawo geologiczne i górnicze”, która opierała się na tej z 1994 r. ze zmianami z 2001 roku. Jednakże zmieniające się otoczenie, wymagania Unii Europejskiej oraz doświadczenia nabyte z funkcjonowania prawa od 1994 spowodowały przyjęcie nowych rozwiązań.

W ustawie tej nastąpiło pełne wdrożenie przepisów dyrektywy węglowodorowej 94/22/WE z 30 maja 1994 r. w sprawie warunków udzielania i korzystania

z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów. Zostały wprowadzone odrębne wymagania dotyczące koncesjonowania węglowodorów, dzięki którym ustawa nie powinna już pozostawiać wątpliwości co do zgodności z przepisami Unii Europejskiej.

Uchwalono, że udzielenie koncesji na działalność dotyczącą węglowodorów od tej chwili będzie poprzedzone przetargiem, w odróżnieniu od poprzedniego stanu prawnego. Przetarg na koncesję na poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie węglowodorów może być organizowany zarówno z inicjatywy organu koncesyjnego, jak i przedsiębiorcy. W ustawie została wzmocniona pozycja Państwowej Służby Geologicznej – poprzez powierzenie Państwowemu Instytutowi Geologicznemu – Państwowemu Instytutowi Badawczemu wykonywania funkcji państwowej służby geologicznej.

Nowe prawo wprowadziło wiele rozwiązań upraszczających prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie geologii i górnictwa. Ponadto, zawierało rozwiązania służące przeciwdziałaniu nielegalnej eksploatacji kopalin.

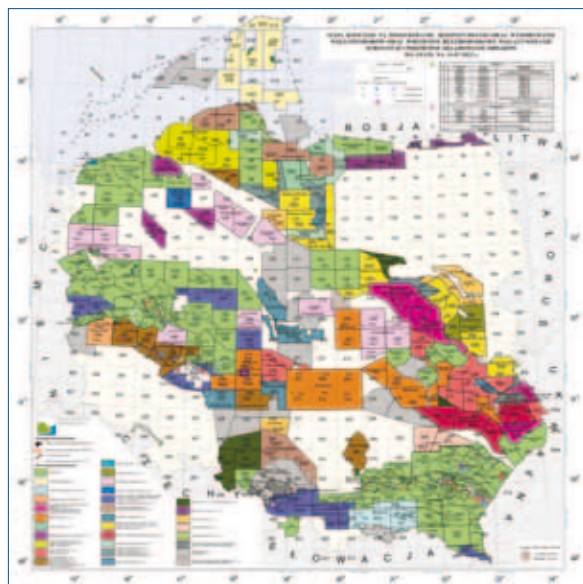
okresu – od poszukiwań poprzez eksploatację, aż po likwidację złoża.

Wprowadzono instytucję kwalifikacji przedsiębiorców, tzn., że są oni sprawdzani, czy np. nie stanowią zagrożenia dla bezpieczeństwa państwa, czy mają odpowiednie techniczne i finansowe kwalifikacje. Dodatkowo wprowadzono wiele zmian, burząc tym samym wcześniej wypracowany schemat, mających na celu zwiększenie kontroli państwa nad tą dziedziną przemysłu.

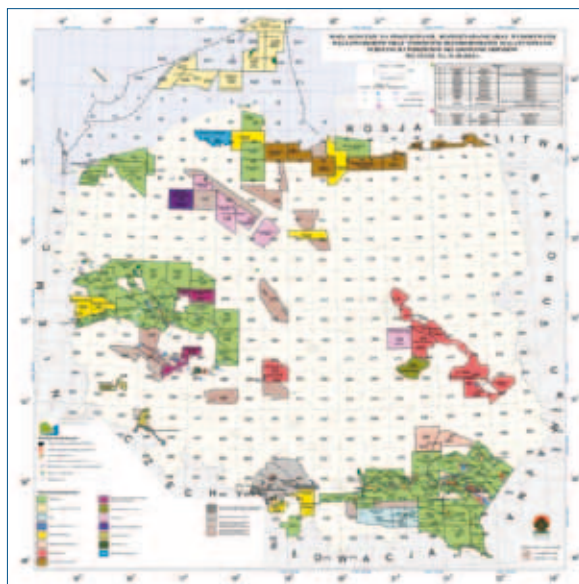
W niespełna rok od wprowadzenia nowych rozwiązań prawnych należy ocenić je negatywnie – wymagać więc będą kolejnej nowelizacji. Jedną z konsekwencji wprowadzenia nowych regulacji prawnych jest odpływ z kraju większości firm zagranicznych zajmujących się poszukiwaniami i rozpoznawaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce.

Również w 2015 roku uchwalono ustawę o specjalnym podatku węglowodorowym (podatek od wydobywania kopalin istniał w Polsce od 2012 roku i w tamtym czasie dotyczył jedynie wydobywania miedzi i srebra). Podatek ten z zysków z działalności wydobywczej

Obszary koncesyjne na poszukiwanie i rozpoznawanie węglowodorów w Polsce



Stan na 1 sierpnia 2012



Stan na 1 sierpnia 2015

Ustawa w tej formie nie przetrwała długo. W roku 2015 wprowadzono kolejną nowelizację, której motorem napędowym był „boom łupkowy” związany z poszukiwaniem gazu ziemnego w skałach łupkowych. Dlatego ustawa ta nazywana była „ustawą łupkową”. Zmieniła ona m.in. zasady systemu koncesjonowania węglowodorów, np. poprzez wyłączenie z tego systemu badań geofizycznych. Wyłączono także możliwość uruchamiania przetargu na wniosek przedsiębiorcy. Takie uprawnienia ma tylko organ koncesyjny. Ponadto, wprowadzony został nowy rodzaj koncesji, łączący dotychczasowe koncesje na poszukiwanie, rozpoznawanie lub wydobywanie w jedną, tzw. łączną, dla całego

węglowodorów stanowi dochód budżetu państwa. Obowiązek zapłaty podatku z wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej ma obowiązywać od 1 stycznia 2020 roku. Według założeń Ministerstwa Finansów, całkowita wysokość obciążeń podatkowych dla przedsiębiorców po wejściu nowych regulacji nie powinna przekroczyć 40% (do tej pory było to 21%). Z kolei – według wyliczeń przedsiębiorców działających w kraju – obciążenia te znacznie przekroczą 60%.

**Maciej Nowakowski**  
PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji



# XVI MISTRZOSTWA POLSKI

**Branży Gazowniczej i Naftowej  
w Narciarstwie Alpejskim  
pod patronatem Prezesa PGNiG SA**

oraz warsztaty:

*"Niemożliwe staje się możliwym – przekonania i emocje w procesie zmiany"*

*"Jak łączyć pracę z odpoczynkiem? – praktyczna alternatywa dla work-life balance"*

*"Jak Cię widzą, tak Cię oceniają"*

**28-31 stycznia 2016 roku**

**Hotel \*\*\*\* Arłamów**

**Koncert Golec uOrkiestra**



ARŁAMÓW  
HOTEL  
★★★★

PATRONAT MEDIALNY



# Łączy nas bezpieczeństwo

**Małgorzata Czupryn**

Państwowa Straż Pożarna, Ochotnicza Straż Pożarna, Formacja Obrony Cywilnej Drużyny Ratownictwa Gazowego, Ratownictwo Medyczne, Pogotowie Gazowe, Policja – wszystkie te służby łączy jedna idea – zapewnienie bezpieczeństwa.

**W** Elku, na terenie województwa warmińsko-mazurskiego, znajduje się należąca do Polskiej Spółki Gazownictwa stacja regazyfikacji LNG, która ze względu na ilość magazynowanego gazu i wysokie ryzyko wystąpienia poważnej awarii przemysłowej jest Zakładem Zwiększonego Ryzyka. Budowa i uruchomienie stacji regazyfikacji LNG umożliwiły dostęp do gazu ziemnego odbiorcom z terenów dotąd niezgazyfikowanych oraz dopuszczenie ich do nowych, bardziej efektywnych i bezpiecznych rozwiązań dotyczących odbioru paliwa gazowego.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami – ustawa z 10.10.2013 r. „Prawo ochrony środowiska” art. 248, rozporządzenie ministra gospodarki w sprawie rodzajów i ilości substancji niebezpiecznych, których znajdowanie się w zakładzie decyduje o zaliczeniu go do zakładu o zwiększonym ryzyku albo zakładu o dużym ryzyku wy-

dobieństwo zagrożenia poważną awarią przemysłową i zasady zapobiegania oraz zwalczania skutków awarii przemysłowej.

Zgodnie z programem, w celu zapewnienia bezpieczeństwa organizowane są symulacje zdarzeń niebezpiecznych, uwzględniające najbardziej prawdopodobne warianty zaistnienia poważnego zagrożenia. Takie kompleksowe ćwiczenia obrony cywilnej i zarządzania kryzysowego z zakresu pozorowanych działań ratowniczych odbyły się 8 października 2015 r.

Na terenie stacji LNG Rejonu Dystrybucji Gazu w Elku przeprowadzono symulację ataku terrorystycznego, polegającą na uszkodzeniu zaworu w zbiorniku gazu LNG. Napastnikom nie udało się podpalić gazu. W wyniku szybkiej interwencji policji została zorganizowana natychmiastowa obława. Po przybyciu na miejsce pierwszych zastępów stwierdzono rozszczelnienie gazociągu z LNG w fazie lotnej, bez pożaru i wybuchu. Zdziałała automatyczna instalacja gaśnicza i działania rozpoczęła Formacja Obrony Cywilnej Drużyna Ratownictwa Gazowego. Ewakuowano osobę poszkodowaną i podjęto próbę uszczelnienia wycieku. W tym czasie policja i brygada antyterrorystyczna otoczyły budynek biurowy, w którym ukryli się terroryści biorący zakładników – pracowników Rejonu Dystrybucji Gazu w Elku, oraz zabezpieczyły działania ratowników przy zbiornikach z gazem. Działania zastępów polegały na rozstawieniu kurtyn wodnych i ich zasileniu, pomiarów stężeń w celu określenia granicy strefy niebezpiecznej. Przygotowani ratownicy Państwowej Straży Pożarnej weszli do strefy niebezpiecznej w celu zatamowania wycieku oraz podania prądów piany średniej wokół tacy wychwytywającej.

Podczas ataku terroryści podpalili pomieszczenia budynku administracyjno-biurowego na parterze i poddaszu, jedna osoba została poszkodowana. Napastnicy uciekali z terenu zakładu, ścigani przez policjantów. Na miejsce zadysponowano zastępy OSP oraz zastępy PSP SCD-32 431N51. Utworzono drugi odcinek bojowy – palący się budynek. Zbudowano dwie linie gaśnicze główne, po trzy linie gaśnicze (wewnętrzne i zewnętrzne) oraz oddzielną linię gaśniczą główną bezpośrednio



*Przygotowanie pierwszych zastępów do działania.*

stąpienia poważnej awarii przemysłowej oraz dyrektywa z 4 lipca 2012/18/UE w sprawie kontroli zagrożeń poważnymi awariami związanymi z substancjami niebezpiecznymi, zwana Seveso III – w PSG został opracowany „Program zapobiegania awariom” dla stacji regazyfikacji LNG Elku. W programie określono m.in. prawdopo-

do drabiny mechanicznej jako stanowisko gaśnicze wyższe, podające prąd wody na dach budynku. Zasilanie wodne realizowane było z hydrantów zewnętrznych.

Ratownictwo Medyczne zajmowało się poszkodowanymi pracownikami, udzielając im niezbędnej pomocy i przewożąc poszkodowanych do pobliskiego szpitala.

Przeprowadzone na terenie Rejonu Dystrybucji Gazu w Elku ćwiczenia pozwoliły na wyciągnięcie wniosków wynikających z analizy zagrożeń związanych z atakiem terrorystycznym, mającym na celu zakłócenie bezpieczeństwa mieszkańców. Wszystkie służby odpowiadające za bezpieczeństwo w skomasowanych działaniach pokazały, że są w stanie szybko zareagować i nie dopuścić do tego, by zostało zachwiane poczucie bezpieczeństwa mieszkańców na terenie działania zakładu o zwiększonym ryzyku.

W ramach ogólnopolskiego projektu współpracy Polskiej Spółki Gazownictwa z Państwową Strażą Pożarną pn. „Łączymy siły dla bezpieczeństwa” odbywają się szkolenia praktyczne, w których prezentowane są m.in. metody usuwania awarii na sieci gazowej. Wyznaczeni



Służby w akcji.

koordynatorzy ds. współpracy z Państwową Strażą Pożarną sukcesywnie zawierają porozumienia o kooperacji w komendach wojewódzkich.

**Autorka jest p.o. dyrektora Departamentu BHP, Ochrony Ppoż. i Ochrony Środowiska.**

## VIII Sympozjum TOp-Gaz „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro”

**Bogusława Gutowska**, Oddział w Warszawie

Tegoroczna edycja sympozjum TOp-Gaz 2015 odbyła się 12–14 października.

Ponad 150 uczestników, niektórzy po raz kolejny, gościło w Ośrodku Dydaktycznym Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego w Rogowie koło Łodzi.

TOp-Gaz to specjalistyczna impreza służąca wymianie doświadczeń w zakresie szeroko rozumianych pomiarów w gazownictwie. Organizowana co dwa lata od 2001 roku, od początku cieszy się dużym zainteresowaniem specjalistów z branży. Organizatorem sympozjum jest Łódzki Oddział Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego SITPNiG, przy wsparciu pracowników Zakładu w Łodzi warszawskiego Oddziału Polskiej Spółki Gazownictwa.

Honorowym patronem, a zarazem sponsorem sympozjum była spółka System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ s.a. Honorowy patronat nad tym sympozjum objęły również takie spółki i instytucje, jak:

- Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.,
- Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A.,
- Instytut Nafty i Gazu Państwowy Instytut Badawczy,
- Główny Urząd Miar,
- Izba Gospodarcza Gazownictwa,
- PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.



Uczestnicy sympozjum.

W pierwszej części wystąpili zaproszeni goście. Prezentację na temat obecnie realizowanych przez GAZ-SYSTEM inwestycji przedstawił Wojciech Kowalski, członek zarządu. Tomasz Bukowski, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., przedstawił prezentację pt. „Kierunki rozwoju rynku gazu w Polsce na tle doświadczeń europejskich”. Nie zabrakło również przedstawiciela Polskiej Spółki Gazownictwa. Andrzej Dębogórski, członek zarządu PSG sp. z o.o., zapoznał uczestników sympozjum z „Rolą pomiaru w realizacji usługi dystrybucyjnej”.

Po oficjalnych wystąpieniach referaty zaprezentowano w siedmiu blokach tematycznych:

- pomiary rozliczeniowe,
- dokładność pomiaru,
- prawna kontrola metrologiczna gazomierzy w Polsce i Europie,
- nowe rozwiązanie w pomiarach objętości gazu,
- wzorcowanie gazomierzy w warunkach roboczych,
- układy pomiarowe w dystrybucji,
- jakość gazu.

Podczas sympozjum czołowi branżowcy i najlepsi fachowcy ze świata nauki, w tym trzech gości z zagranicy, przedstawili 26 prezentacji, dzieląc się wiedzą, doświadczeniem i osiągnięciami. Wśród prelegentów byli przedstawiciele: SGT EuRoPol GAZ s.a., OGP GAZ-SYSTEM S.A., PSG sp. z o.o., Instytutu Nafty i Gazu Państwowego Instytutu Badawczego, PGNiG SA Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, COMMON SA, ENERGOUCHET Ukraina, Inotech-MeterCalibration Systems GmbH, FLEXIM GmbH, Politechniki Warszawskiej – Instytutu Metrologii i Inżynierii Biomedycznej, Głównego Urzędu Miar, APATOR METRIX, a także firmy AIUTsp. z o.o.

Grzegorz Jasiński, kierownik Biura Zarządzania Pomiarami, przedstawił prezentację „Kierunki działań PSG sp. z o.o. w zakresie układów pomiarowych z gazomierzami miechowymi”. Z referatem Wojciecha Laszuka, głównego specjalisty ds. jakości paliwa gazowego w Departamencie Zarządzania Ruchem Sieci w PSG, zatytułowanym „Problematyka wyznaczania i aktualizacji ORCS oraz obszarów nawaniania, z wykorzystaniem urządzeń do zdalnego pomiaru parametrów jakościowych”, można zapoznać się z materiałów przygotowanych przez organizatorów lub odwiedzając stronę internetową [www.sitpnig.lodz.pl](http://www.sitpnig.lodz.pl), na której zamieszczone są wszystkie prezentacje i artykuły przygotowane i zaprezentowane w Rogowie. Sympozjum było także okazją do przedstawienia się wielu znaczących firm specjalistycznych branży pomiarowej. Ekspozycje przygotowało siedmiu wystawców, a z ofertą czterech firm można było zapoznać się w przerwach pomiędzy kolejnymi sesjami sympozjum.

W opinii uczestników, sympozjum TOP-Gaz po raz kolejny udowodniło swoją rangę wydarzenia umożliwiającą wymianę doświadczeń przedstawicieli służb pomiarowych operatorów gazociągów z przedstawicielami administracji rządowej, instytucji naukowych, spółek obrotu gazem i biznesu. Kolejna, IX edycja „Techniki opomiarowania gazu dziś i jutro” planowana jest w IV kwartale 2017 roku.

**Bogusława Gutowska**

W październiku 2015 r. Polska Spółka Gazownictwa zakończyła realizację projektu pn. „Gazyfikacja miejscowości w gminach Herby i Blachownia”, zrealizowanego przy współudziale środków z Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007–2013. Projekt realizował Oddział w Zabrzcu.

Projekt rozpoczął swój byt w roku 2007, kiedy podjęta została decyzja o przystąpieniu do prac projektowych związanych z budową sieci gazowej w gminach Herby i Blachownia. Geograficznie miejscowości te leżą w północnej części województwa śląskiego, w bliskim sąsiedztwie Częstochowy, z racji swojego położenia stanowiąc sypialnię miasta. Dynamiczny rozwój budownictwa jednorodzinnego i przemysłu pomógł w podjęciu decyzji o pracach nad gazyfikacją.

Koncepcja zakładała budowę dwóch stacji gazowych o parametrach  $Q=25\ 000\text{m}^3/\text{h}$  w Aleksandrii, gdzie planowano włączenie do gazociągu OGP GAZ-SYSTEM relacji Częstochowa–Lubliniec, oraz stacji  $Q=5000^3/\text{h}$  w miejscowości Blachownia. Projekt zakładał również budowę gazociągu wysokiego ciśnienia DN 300 o długości ok. 3000 m, spinającego obie stacje gazowe, jak również sieci dystrybucyjnych na terenie miast Herby i Blachownia, o łącznej długości ok. 38 km.

Zakres rzeczowy do zrealizowania w ramach projektu spowodował, iż biuro projektowe realizujące koncepcję podzieliło zadanie na kilkanaście etapów, wyznaczając sobie jako cel uzyskanie tym samym kilkunastu



Stacja gazowa w Aleksandrii.

pozwoleń na budowę. Trudny etap projektowania, w którym inwestor wraz z biurem projektowym przeszli prawdziwą ścieżkę zdrowia, zakończył się uzyskaniem ostatniego pozwolenia na budowę w styczniu 2015 r. W tym samym okresie Polska Spółka Gazownictwa podpisała umowę z Instytutem Nafty i Gazu na dofinansowanie



# Gaz ziemny w Herbach i Blachowni

Krzysztof Gubisz

sowanie projektu ze środków UE. Fakt ten dodatkowo zmotywował osoby pracujące na końcowy sukces projektu do wzmożonego wysiłku, tak aby zakończyć zadanie w określonym w umowie terminie oraz wykorzystać maksymalnie dofinansowanie unijne. Umowa zakładała dofinansowanie w wysokości 5 844 303 zł, przy wartości projektu na poziomie 21 542 272 zł.

Mając do dyspozycji kilka pozwoleń na budowę oraz znając termin zakończenia projektu, spółka przystąpiła do procesu wyłonienia wykonawcy w trybie przetargu publicznego nieograniczonego. Procedura ta pozwoliła na wyłonienie sześciu wykonawców, którzy jednocześnie przystąpili do pracy. Etap ten zakładał budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w Aleksandrii oraz 35 km sieci średniego ciśnienia. Wielkim wyzwaniem było zsynchronizowanie i koordynacja jednocześnie sześciu wykonawców, tak aby prace nie kolidowały ze sobą oraz by jednocześnie zakończyć realizację odcinków i je pospinać. Prace realizowane były w okresie jesienno-zimowym i zakończyły się sukcesem, czyli podpisaniem protokołów końcowych w terminach założonych w umowach z wykonawcami.

Drugi etap, rozpoczęty w maju 2015 r., przewidywał budowę stacji redukcyjno-pomiarowej w Blachowni o przepustowości  $Q=5000\text{m}^3/\text{h}$ , 3 km sieci średniego ciśnienia oraz ok. 3 km gazociągu wysokiego ciśnienia. Etap ten realizowało jednocześnie trzech wykonawców, wybranych w trybie przetargu publicznego nieograniczonego. Prace budowlano-montażowe zakończono w październiku 2015 r., spinając tym samym cały zakres rzeczowy w jeden projekt. Jak przy każdym tak dużym przedsięwzięciu, nie obyło się bez problemów, takich jak konieczność uzyskania decyzji środowiskowych dla całego projektu, aktualizacja, a nawet tworzenie od podstaw miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, uzyskanie kilkunastu pozwoleń na budowę oraz inne nie mniej ważne sprawy formalnoprawne, bez których projekt nie miałby szans na realizację. To wszystko dało osobom pracującym w projekcie ogromne doświadczenie, które będzie skutkowało w przyszłości.

Niewątpliwie doprowadzenie gazu do Herb i Blachowni wpłynie korzystnie na wiele aspektów życia mieszkańców. Przede wszystkim w zakresie ochrony środowiska i związanej z nią gospodarki niskoemisyjnej, ale



Infrastruktura techniczna stacji w Aleksandrii.

również wygody w codziennym życiu i zalet korzystania z paliwa gazowego. Korzyści powinny również odczuć lokalne samorządy – poprzez uatrakcyjnienie terenów przeznaczonych pod przemysł. Natomiast lokalny biznes już może czerpać korzyści z infrastruktury gazowniczej do realizacji celów biznesowych.

Korzystając z nabytych doświadczeń, spółka planuje realizację kolejnych projektów współfinansowanych ze środków UE.

**Autor jest pracownikiem Działu Inwestycji i Remontu w Oddziale w Zabrze.**

Dane spółki:

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

01-224 Warszawa

ul. Marcina Kasprzaka 25

NIP: 525 24 96 411

REGON: 142739519

Kapitał zakładowy: 10 454 206 550 PLN

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

# Walka o klienta trwa. Przejmujemy utracony rynek!

Aleksandra Lipińska, Maria Stenka

PGNiG Obrót Detaliczny zdecydowanie reaguje na wyzwania wynikające z liberalizacji rynku gazu. Klienci spółki odczuli to w postaci obniżki cen taryfowych dla gospodarstw domowych i programów rabatowych skierowanych do przedsiębiorców. Pozwoliło to na nowe otwarcie w relacjach z klientami.

**W** grupie klientów PGNiG Obrót Detaliczny kluczową rolę odgrywają odbiorcy korporacyjni. Zważywszy, że rynek sprzedaży gazu został poddany silnej presji konkurencyjnej, utrzymanie relacji biznesowych w tej grupie odbiorców jest sprawą priorytetową. Dobra komunikacja z klientami korporacyjnymi, a zwłaszcza z grupą klientów strategicznych, ma olbrzymie znaczenie dla firmy. Tylko w tym roku dla kluczowych klientów obniżyliśmy ceny o ponad 15 proc.

Dzięki nowej strategii PGNiG Obrót Detaliczny odzyskał utraconych w minionym roku klientów biznesowych: w Regionie Pomorskim ponownie podpisaliśmy umowę z **Zakładem Porcelany Stołowej Lubiana SA**, a w Regionie Wielkopolskim z **Urzędem Miasta Poznań**. Dodatkowo, dzięki zaangażowaniu pracowników i elastycznej ofercie PGNiG Obrót Detaliczny podpisał umowę kompleksową na dostarczanie paliwa gazowego na ponad 122 GWh do nowo wybudowanej fabryki Volkswagena w Białężycach koło Wrześni w województwie wielkopolskim.

## FIRMA Z ELITARNEGO GRONA – TOP 20 PONOWNIE NASZYM KLIENTEM

PGNiG Obrót Detaliczny Region Pomorski może pochwalić się dużym sukcesem, jakim jest odzyskanie od konkurencji kluczowego klienta biznesowego – Zakładów Porcelany Stołowej Lubiana SA. Zakłady zakontraktowały wolumen paliwa gazowego w ilości 110 GWh na okres roku gazowego od 1.10.2015 r. do 30.09.2016 r. Wartość kontraktu opiewa na 12 mln zł brutto. Taki sukces był możliwy dzięki wprowadzeniu w naszej spółce przełomowej polityki cenowej, polegającej na oferowaniu klientom promocyjnych warunków

cenowych. Niewątpliwie do sukcesu przyczynili się również pracownicy Regionu Pomorskiego, którzy przez lata wypracowali bardzo dobre relacje z zarządem Lubiana.

Zakłady Porcelany Stołowej Lubiana SA zostały przejęte przez konkurencję w marcu 2015 r. Był to początek

*Zakłady Porcelany Stołowej Lubiana S.A. tworzą największą „Grupę porcelanową” w Europie. W skład Grupy Porcelanowej Lubiana SA wchodzi spółki: Porcelana Chodzież oraz Zakłady Porcelany Stołowej Ćmielów Sp. z o.o. Zakłady Porcelany Stołowej Lubiana SA w rankingu Firma z Energią „Gazety Bankowej” zostały uznane za jedno z najdynamiczniej rozwijających się polskich przedsiębiorstw-eksporterów i znalazły się w elitarnym gronie TOP 20 takich firm z całej Polski.*

tek uwalniania rynku gazu i nasza spółka oferowała klientom tylko sztywne warunki taryfowe. Wszystko się zmieniło w kwietniu 2015 r., gdy zarząd podjął decyzję o wprowadzeniu oferty promocyjnej, dostosowanej do wymagań rynku gazu. Dzięki ogromnemu zaangażowaniu i determinacji Zarządu PGNiG Obrót Detaliczny oraz Roberta Gadomskiego, dyrektora Departamentu Klientów Biznesowych, wypracowano oferty promocyjne dla obecnych i potencjalnych klientów.

Zarząd Zakładów Porcelany Stołowej Lubiana SA podjął decyzję o ponownej współpracy z naszą spółką w lipcu 2015 r. Obie strony podpisały kompleksową umowę wraz z promocją „Stałe oszczędności dla biznesu”. Dzięki temu po półrocznej nieobecności Zakłady Porcelany Stołowej Lubiana SA ponownie są naszym klientem.

## WALKA O POZNAŃSKI RYNEK GAZU

Wygranie w tym roku przetargu na kompleksowe dostawy paliwa gazowego dla Urzędu Miejskiego w Poznaniu było bardzo ważne dla naszej firmy. Grupa zakupowa składa się z prawie 150 podległych miastu jednostek, które wykorzystują gaz do ogrzewania budynków. Wśród nich są m.in. poznańskie przedszkola, szkoły, siedziby Urzędu Miasta i ogród zoologiczny. Z PGNiG Obrót Detaliczny podpisano 136 umów na łączny wolumen 56 GWh. Kontrakt obowiązuje do końca 2016 roku.

Przeigrana w 2014 r. licytacja odbiła się szerokim echem w całym kraju. Dotychczas nie mieliśmy takiego doświadczenia w przetargach, więc trudno nam było spełnić warunki stawiane przez wymagającego partnera, jakim jest Urząd Miasta. Dzięki zaangażowaniu pracowników Departamentu Klientów Biznesowych Regionu Wielkopolskiego wygraliśmy przetarg i uzyskaliśmy maksymalną liczbę przyznawanych punktów w postępowaniu. Dotychczasowy sprzedawca paliwa gazowego nie był w stanie przebić korzystniejszej propozycji, przedstawionej przez PGNiG Obrót Detaliczny.

Przetarg i związane z nim negocjacje należały do niezwykle trudnych. Przedsięwzięta walka zaowocowała spektakularnym odzyskaniem naszego klienta po rocznej przerwie. Wygrany pojedynek dowodzi, że jesteśmy w stanie sprostać oczekiwaniom klientów na coraz bardziej konkurencyjnym i wymagającym rynku paliwa gazowego oraz że jesteśmy podmiotem, który potrafi walczyć o swoje i jest dużym wyzwaniem dla konkurencji.

## KONCERN VOLKSWAGEN PO RAZ KOLEJNY ZAUFał PGNiG OBRÓT DETALICZNY

Firma Volkswagen na polskim rynku działa już od dwudziestu lat. W Poznaniu produkuje samochody użytkowe Volkswagen Caddy i Volkswagen Transporter T5, które trafiają na rynki samochodowe na całym świecie. Nowy model Volkswagena Crafter będzie pro-

Nowy zakład produkcyjny we Wrześni położony jest 50 kilometrów na wschód od Poznania. Teren fabryki obejmuje 220 ha, co stanowi powierzchnię 300 boisk piłkarskich. Przy pełnym wykorzystaniu możliwości produkcyjnych pracować w nim będzie 3000 osób. Dodatkowo, w otoczeniu zakładu zostaną zlokalizowani polscy i zagraniczni dostawcy, co spowoduje dalsze zwiększenie zatrudnienia w regionie. Możliwości produkcyjne nowej fabryki wynoszą 100 000 samochodów rocznie. Na terenie zakładu powstanie nowoczesna lakiernia, hala budowy karoserii i montażu, jak również park dostawców z powierzchnią logistyczną.

dukowany od 2016 r. w nowym zakładzie we Wrześni i obok VW Poznań stanie się drugim ośrodkiem produkcyjnym marki Volkswagen Samochody Użytkowe w Polsce.

Volkswagen z GK PGNiG współpracuje już od ponad 15 lat. Od kiedy koncern zdecydował się na otwarcie nowej fabryki samochodów w Polsce, aktywnie uczestniczyliśmy w rozmowach dotyczących możliwości przyłączenia do sieci gazowej.

Dobra komunikacja z Volkswagenem i wypracowane przez lata partnerskie relacje zaowocowały zakontraktowaniem wolumenu paliwa gazowego w ilości 122 GWh. Kluczowa w tym procesie była atrakcyjna oferta, którą zaproponowaliśmy nowemu odbiorcy.

\* \* \*

W listopadzie 2013 r. został uwolniony rynek cen gazu. Większość klientów indywidualnych i biznesowych, w tym jednostki budżetowe, przed zmianą związane były umową z PGNiG. Firma była zarówno dystrybutorem, jak i sprzedawcą gazu. Obecnie – zgodnie z prawem energetycznym – odbiorcy końcowi: zarówno jednostki instytucjonalne, jak i odbiorcy prywatni, mogą korzystać z gazu zakupionego u dowolnego sprzedawcy.

Na rynku pojawili się nowi gracze, którzy mają lekkie struktury, a więc mniejsze koszty. Nie są obciążeni elementami finansowania bezpieczeństwa, jak magazyny, czy utrzymywania zapasów, nie są także obciążeni kontraktami długoterminowymi. Dzięki temu mogą skutecznie konkurować z naszą firmą i w niektórych segmentach czynią to z powodzeniem.

– *Utworzenie konkurencyjnego rynku gazu wywołało w PGNiG Obrót Detaliczny wiele zmian w warunkach funkcjonowania przedsiębiorstwa. Przebudowano dotychczasowy model biznesowy spółki i wprowadzono modyfikacje w polityce marketingowej* – podsumowuje **Robert Gadomski, dyrektor Departamentu Klientów Biznesowych.**

PGNiG Obrót Detaliczny stale monitoruje rynek i politykę sprzedażową konkurencji oraz podejmuje działania adekwatnie do obserwowanych trendów. W roku 2015 spółka dwukrotnie obniżyła taryfę na paliwo gazowe. Bieżącej aktualizacji podlega również oferta handlowa zgodnie z wymaganiami klientów. W połowie kwietnia br. PGNiG Obrót Detaliczny wprowadził nową ofertę dla klientów biznesowych – „Elastyczna cena”, która spotkała się z bardzo dużym zainteresowaniem. Na drugą połowę roku 2015 oraz na rok 2016 spółka przygotowała dla klientów biznesowych wiele ofert specjalnych z atrakcyjnymi cenami paliwa gazowego na dłuższe okresy.

**Aleksandra Lipińska jest dyrektorem ds. klientów biznesowych Region Wielkopolski.**

**Maria Stenka jest dyrektorem ds. klientów biznesowych Region Pomorski.**



# Na Targach Pol-Eco-System 2015

**Magdalena Pernach, Piotr Książkowski**

PGNiG Obrót Detaliczny zaprezentował ofertę handlową na Międzynarodowych Targach Pol-Eco-System 2015 w Poznaniu. Wystawa odbyła się 27–30 października. Pracownicy spółki wykorzystali obecność na wydarzeniu do promowania zastosowania paliwa gazowego, ze szczególnym uwzględnieniem CNG.

**W** ramach popularyzacji gazu ziemnego z przeznaczeniem do silników spalinowych Dział Rozwoju i Sprzedaży CNG/LNG przedstawił ekspozycję kompleksowych rozwiązań z dziedziny zasilania pojazdów niskoemisyjnym paliwem gazowym. Współorganizatorem wystawy było Biuro Marketingu. Ekspozycja obejmowała dostępne i prototypowe technologie CNG:

- pojazdy zasilane wyłącznie gazem ziemnym (wystawcy – przedstawiciele marki Skoda i Fiat),
- instalacje zasilania dwoma rodzajami paliwa do silników wysokoprężnych (wystawcy – Solaris Dual Fuel i EuropeGas),
- ofertę wynajmu pojazdów (wystawca – Fraikin) i zapewnienia dostaw paliwa gazowego od PGNiG Obrót Detaliczny.

Zwiedzający poznali korzyści ze stosowania gazu ziemnego w pojazdach silnikowych. Zainteresowani otrzymali skonkretyzowaną ofertę handlową.

Patronat nad stoiskiem CNG objęło stowarzyszenie NGV Polska, zajmujące się promowaniem paliw alternatywnych, ze szczególnym uwzględnieniem gazu ziemnego. Stowarzyszenie zapewniło udział środowisk naukowo-badawczych w ramach stoiska. Pozwoliło to na porównanie doświadczeń ze stosowania CNG



Zainteresowani otrzymali skonkretyzowaną ofertę handlową.

w praktyce z wynikami badań naukowych. Uczestnicy wnieśli do dyskusji dużą wartość merytoryczną, a różnorodność stanowisk i kompletność omawianej tematyki uzupełniła zakres ekspozycji.

Uczestnictwo w targach to możliwość wymiany opinii z innymi uczestnikami rynku. Tym razem należeli do nich m.in. przedstawiciele Gazprom Germania – rosyjskiego dostawcy gazu, działającego w obszarze CNG na terenie Polski, Gascylinders – węgierskiego producenta zbiorników magazynowych, AC SA – wiodącego w Polsce producenta samochodowych systemów LPG/CNG marki STAG oraz MPO Warszawa.

– Nasza obecność na Pol-Eco-System potwierdziła kluczową rolę PGNiG Obrót Detaliczny w obszarze CNG. Mieliśmy okazję zaprezentowania się wszystkim gościom jako integrator rynku CNG w Polsce – powiedział Jacek Nowakowski, kierownik Działu Rozwoju i Sprzedaży CNG/LNG. – Targi to także cenne doświadczenie, obfitujące w wiele relacji biznesowych, z których spółka będzie mogła korzystać w przyszłości – dodał Jacek Nowakowski.

Obok oferty CNG uniwersalność zastosowania gazu ziemnego w życiu codziennym zaprezentowało Biuro Marketingu. Pracownicy spółki informowali uczestników wydarzenia o zaletach błękitnego paliwa jako ekologicznego źródła energii, mającego szerokie zastosowanie



Dyskusja na stoisku CNG.

w nowoczesnych systemach grzewczych. Jednocześnie goście zapoznali się z oferowanymi przez spółkę platformami internetowymi, ułatwiającymi kontakt klienta z firmą. – *Udział Biura Marketingu w tym wydarzeniu był ukierunkowany przede wszystkim na budowanie pozytywnych relacji z klientami, promocję wizerunku firmy oraz przedstawienie zwiedzającym różnorodności zastosowania gazu ziemnego* – podkreśliła Magdalena Pernach, koordynator przedsięwzięcia z Biura Marketingu.

Targi są największym w Polsce wydarzeniem dedykowanym osobom poszukującym innowacyjnych rozwiązań i technologii z zakresu ochrony środowiska. To

miejsce spotkań biznesu, nauki, polityki, mediów i środowisk opiniotwórczych oraz klientów z całego świata. To już druga edycja, w której uczestniczył PGNiG Obrót Detaliczny.

Tegoroczna ekspozycja targowa zajęła ponad 26 tys. m<sup>2</sup>. Ofertę prezentowało 552 wystawców z kraju i zagranicy. Poza częścią wystawienniczą uczestnicy mogli wziąć udział w konferencjach i forach branżowych, w ramach których dużą popularnością cieszyła się „Strefa ograniczenia niskiej emisji”. Tematem przewodnim konferencji była „Ochrona powietrza przed zanieczyszczeniami i działania mające na celu przeciwdziałanie temu zjawisku”.

# Obsługa klientów w centrum handlowym

**Magdalena Pernach**

**10** listopada br. po raz pierwszy PGNiG Obrót Detaliczny otworzył Mobilne Biuro Obsługi klienta w centrum handlowym. Nowa lokalizacja – Galeria Dworcowa przy ul. Jedności Robotniczej 2 w Głogowie – przejęła obsługę klientów na czas remontu w lokalnym BOK-u. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom klientów Zielonogórskiego Obszaru Sprzedaży, Biuro Marketingu przygotowało projekt oraz koordynowało realizację wykonania Mobilnego Biura Obsługi Klienta w jednej z głogowskich galerii handlowych. Region Dolnośląski jako pierwszy zdecydował się wyjść do obecnych klientów, i pozyskiwać nowych, dzięki przeprowadzce pracowników BOK-u Głogów do Galerii Dworcowej, co zapewnia najwyższy komfort obsługi.

Miejsce do tego pilotażowego projektu zostało wybrane z myślą o zapewnieniu najwyższego standardu. Galeria mieści się w bezpośrednim sąsiedztwie dworca PKS, posiada parking oraz udogodnienia dla osób niepełnosprawnych. Teraz ponad 67 tys. mieszkańców Głogowa będzie mogło skorzystać z pomocy i kompleksowej obsługi konsultantów. Mobilny BOK pozwala na zawarcie umowy, aktualizację danych i dostęp do informacji o rozliczeniach. Pracownicy punktu obsługowego będą pomagać klientom w zakładaniu kont na platformie e-BOK za pośrednictwem infokiosku.

Przeniesienie obsługi do centrów handlowych jest wyrazem reagowania na potrzeby zgłaszane przez rynek. Spółka optymalizuje kanały komunikacji, zapewniając tym samym odbiorców, że ich czas i zadowolenie są dla niej najważniejsze. Jakość obsługi w połączeniu



Mobilny BOK w Głogowie.

z zaufaniem, wiarygodnością i kolejnymi proklienckimi inicjatywami pozwalają PGNiG Obrót Detaliczny aktywnie rywalizować na konkurencyjnym rynku.

W zależności od tego, czy klienci będą zainteresowani taką formą obsługi, w 2016 roku zostaną otwarte kolejne punkty. Mobilne BOK-i są dostosowane do zgłaszanych potrzeb. Tam, gdzie istotną rolę jest skrócenie czasu oczekiwania na obsługę, tak jak np. w Głogowie, PGNiG Obrót Detaliczny proponuje obsługę w formie dwustanowiskowej. Natomiast tam, gdzie ważne jest umożliwienie poznania szczegółowej oferty, punkty będą jednostanowiskowe.



# Inteligentne sieci gazowe (cz. 3)

## Zdolność sieci gazowych do transportu paliw gazowych innych niż gaz ziemny

**Dominika Klassek, Piotr Janusz, Rafał Wittmann**

Możliwość wprowadzania do sieci gazowej gazów „niekonwencjonalnych” (w tym biogazu, metanu z pokładów węglowych czy wodoru) jest uznawana przez ekspertów Komisji Europejskiej za jedną z kluczowych cech inteligentnych sieci gazowych.

Inteligentna sieć gazowa nie może być tworzona i rozwijana niezależnie od inteligentnej sieci elektroenergetycznej. Powinny ją cechować: elastyczność, rozumiana m.in. jako przystosowanie do wprowadzania gazów „niekonwencjonalnych”, tj. innych gazów palnych niż gaz ziemny, zwiększenie efektywności przy inteligentnym wykorzystaniu gazu, a także możliwość odpowiedniej eksploatacji sieci w celu bezpiecznego zarządzania ciągłością dostaw. Możliwość wprowadzania do sieci gazowej gazów „niekonwencjonalnych” (w tym

infrastruktury i urządzeń. Parametry jakościowe, które powinny być spełniane przez paliwa gazowe przesyłane sieciami gazowymi, ustalone zostały w rozporządzeniu ministra gospodarki z 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego.

Wzajemne oddziaływanie inteligentnych sieci elektroenergetycznych oraz inteligentnych sieci gazowych pozwoli na wykorzystanie tych ostatnich do magazynowania energii elektrycznej, uzyskiwanej w okresach nadpodaży z odnawialnych źródeł energii. Koncepcja ta została opisana zarówno przez grupę ekspertów nr 4, jak i w dokumencie roboczym Dyrekcji Generalnej ds. Energii pt. „Przyszła rola i wyzwania w zakresie magazynowania energii”. Perspektywną metodą magazynowania energii z odnawialnych źródeł jest jej przetwarzanie w procesie elektrolizy w wodór, a następnie wtłaczanie go do sieci gazowej (jako dodatek do gazu ziemnego) lub dedykowanej sieci wodorowej. Przesyłanie mieszaniny gazu ziemnego z wodorem istniejącą siecią gazową jest obecnie najpopularniejszą i jedną z najlepszych i najbardziej ekonomicznych metod transportu wodoru. Ponadto, wodór – ze względu na swoje właściwości – może być magazynowany długoterminowo bez strat energetycznych, cechujących alternatywne metody magazynowania energii elektrycznej, może być też wykorzystywany jako surowiec w przemyśle chemicznym, przy produkcji energii elektrycznej (ogniwa paliwowe) lub w procesie metanizacji, w którym wskutek reakcji z CO<sub>2</sub> wykorzystany może być do produkcji syntetycznego metanu.

Wprowadzając wodór do sieci gazowej i przesyłając jako mieszaninę z gazem ziemnym, należy mieć na uwadze przede wszystkim aspekty związane z bezpieczeństwem pracy i niezawodności urządzeń podłączonych do tej sieci. Z punktu widzenia samej sieci przesyłowej stężenie molowe wodoru na poziomie 10–15% byłoby dopuszczalne już obecnie bez większych modyfikacji systemu, a przy pewnych modyfikacjach i kalibracji wybranych elementów infrastruktury gazowej możliwe jest zwiększenie tego udziału do około 30%.

biogazu, metanu z pokładów węglowych czy wodoru) jest uznawana przez ekspertów Komisji Europejskiej za jedną z kluczowych cech inteligentnych sieci gazowych. Możliwość taka pozostaje w zgodzie z ustawą „Prawo energetyczne” tak dalece, jak konkretny gaz mieści się w definicji paliw gazowych. Niewątpliwie, niezbędna jest odpowiednia kontrola jakości wprowadzanych substancji gazowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa



## Podsumowanie wyników badań nad skutkami wprowadzenia wodoru do istniejącej sieci gazowej w Europie

Zakres badania	Analizowany aspekt	Wpływ domieszki wodoru
Bezpieczeństwo	Przypadkowy wyciek	* nieznaczny spadek natężenia wycieku * nieistotny wzrost ryzyka wycieku
	Zagrożenie nagromadzenia gazu	* nieistotne dla domieszki wodoru poniżej 50%
	Niebezpieczeństwo pożaru	* dodatek do 25% wodoru nie wpływa istotnie na właściwości ognia * niewielki spadek wielkości obszaru zagrożenia
	Niebezpieczeństwo wybuchu	* dla domieszki wodoru do 20% wzrost siły wybuchu gazu nagromadzonego w zamkniętym pomieszczeniu jest nieznaczny * znaczny wzrost nadciśnienia w przypadku domieszki powyżej 45%
	Ryzyko związane z rurociągami przesyłowymi	* wzrost zagrożenia dla życia w bliskiej odległości od miejsca wybuchu w gazociągu wraz ze wzrostem stężenia wodoru * zmniejszenie zasięgu obszaru ryzyka wraz ze wzrostem stężenia wodoru
	Ryzyko wybuchu u odbiorców indywidualnych	* dodatek wodoru do 30% nie wpływa negatywnie na ryzyko wybuchu wśród odbiorców indywidualnych
Wytrzymałość materiałów	Wytrzymałość rurociągów stalowych	* przy ciśnieniu na poziomie 69 barów odporność na kruche pęknięcie może spaść o 30%–50%, jednak analizowana stal X52 i X70 zachowała elastyczność * domieszka 25% wodoru nie wpływa istotnie na odporność na pęknięcia zmęczeniowe stali X70 * analogicznie – domieszka 50% wodoru w rurociągu ze stali X52
	Wytrzymałość rurociągów polietylenowych	* mimo wyższej przenikalności wodoru poziom strat gazu pozostawał na nieistotnym poziomie * brak znaczącego wpływu na starzenie się polietylenu
	Szczelność materiałów w sieci wewnętrznej	* zdecydowana większość analizowanych urządzeń odbiorców indywidualnych przeszła testy pomyślnie
Zarządzanie integralnością	nd	* zmiany są nieistotne w przypadku dodatku do 50% wodoru
Wpływ na systemy użytkowników końcowych	nd	* domieszka do 28% wodoru nie powinna mieć wpływu na funkcjonowanie systemów użytkowników końcowych

Źródło: Opracowanie na podstawie NaturalHy, *Preparing for the hydrogen economy by using the existing natural gas system as a catalyst*.

Biorąc pod uwagę dostępne metody magazynowania wodoru, najbardziej atrakcyjną metodą jest obecnie jego magazynowanie w formie sprężonego gazu. Budowa infrastruktury dedykowanej do transportu czystego wodoru jest kosztowna. Co prawda, zarówno w Ameryce Północnej, jak i w Europie eksploatowane są rurociągi do transportu wodoru (około 1450 km w USA i 1500 km w UE), jednak budowa rozległej sieci rurociągów dedykowanych do transportu czystego wodoru wiązałaby się z wysokimi nakładami inwestycyjnymi.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowej najistotniejsze różnice właściwości między wodorem a gazem ziemnym są następujące:

- dyfuzja – z uwagi na znacznie mniejszy rozmiar molekularny dyfuzja wodoru w powietrzu (i innych materiałach) następuje znacznie szybciej niż w przypadku gazu ziemnego,
- granica palności – graniczne wartości stężenia palności wodoru w powietrzu są znacznie szersze niż gazu ziemnego, choć dolna granica palności jest porównywalna z gazem ziemnym,
- energia zapłonu – gdy stężenie wodoru w powietrzu znajduje się w granicach palności, energia niezbędna do spowodowania zapłonu gazu jest o rząd wielkości niższa niż w przypadku gazu ziemnego, co zwiększa zagrożenie pożarowe,
- wybuchowość wodoru w zamkniętych przestrzeniach również występuje w szerszym zakresie stężenia gazu w powietrzu niż w przypadku gazu ziemnego, cho-



- ciaż – z uwagi na większą dyfuzyjność – wybuchowość wodoru w otwartej przestrzeni jest niższa,
- prędkość propagacji płomienia dla wodoru, wynosząca 1,85 m/s, jest ponad 4-krotnie wyższa niż gazu ziemnego.
- wynosząca 2207°C temperatura płomienia jest również wyższa dla wodoru niż dla gazu ziemnego (około 1900°C).

dokończenie na str. 56



# Rozwój dla bezpieczeństwa

## – bezpieczeństwo i integracja dla kraju i regionu

Rafał Wittmann, Edyta Struk

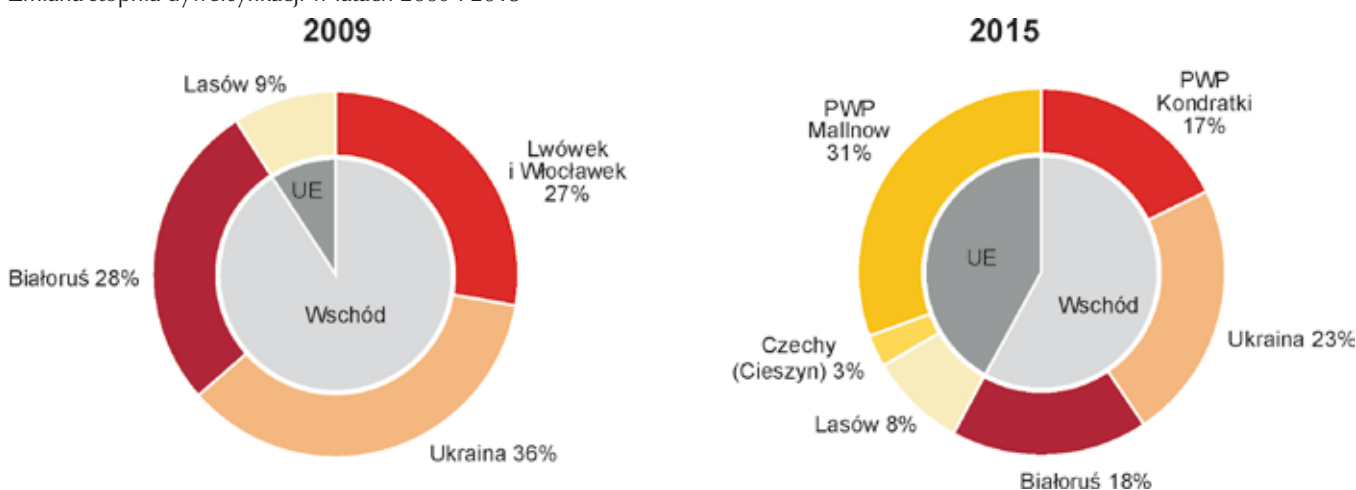
Dobiega końca jeden z ważniejszych, o ile nie najważniejszy, rok dla rozwoju rynku gazu w Polsce. Zakończona została realizacja przez GAZ-SYSTEM S.A. pierwszego gruntownego programu rozbudowy infrastruktury w kraju, zaplanowanego z niespotykanym dotąd rozmachem. Dla polskiej gospodarki oznacza to, że zrealizowany został jeden z najbardziej istotnych celów polskiej polityki energetycznej – zwiększenie stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

**N**a ukończeniu jest budowa terminalu LNG w Świnoujściu. W grudniu dotarł do gazoportu pierwszy tankowiec ze skroplonym gazem ziemnym. GAZ-SYSTEM S.A. oddał do użytkowania ponad 1000 km nowych, wysokopręstowych gazociągów przesyłowych w północnej i centralnej części kraju. Umożliwią one przede wszystkim przesył gazu z terminalu do dalszych regionów Polski. Dysponujemy technicznymi możliwościami zakupu surowca na sąsiadującym rynku niemieckim. Mamy dwa interkonektory oraz zarządzamy przepustowością w systemie gazociągów tranzytowych. Tym samym zakładana dywersyfikacja źródeł dostaw gazu do Polski stała się faktem. Dla polskiej gospodarki oznacza to, że zrealizowany został jeden z najbardziej istotnych celów polskiej polityki energetycznej, polegający na zwiększeniu stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Mając na względzie kolejne ambitne plany rozwojowe, przygotowywane przez GAZ-SYSTEM S.A., związane z dalszą integracją infrastrukturalną europejskich rynków gazu oraz innowacyjnych rozwiązań technologicznych w sektorze energetyki,

śmiało można powiedzieć, że wkraczamy w erę nowoczesności i innowacyjności przemysłu gazowego.

Przypomnijmy – pod koniec pierwszej dekady drugiego tysiąclecia Polska była krajem niemal całkowicie zależnym od dostaw gazu ze wschodu. Brak było infrastruktury przesyłowej, która umożliwiałaby dywersyfikację kierunków dostaw, co przekładało się na brak aktywności dostawców oferujących konkurencyjne paliwo. Wyjątkiem był interkonektor z niemieckim systemem przesyłowym w Lasowie. Jednak jego techniczna przepustowość stanowiła niewielki procent (9%) w portfelu dostaw gazu do Polski. Wewnętrznie w sieci przesyłowej było wiele wąskich gardeł, powodujących ograniczenia w możliwościach dostaw surowca. Dlatego w tym czasie rozpoczął się dynamiczny proces modernizacji i rozwoju infrastruktury zarządzanej przez GAZ-SYSTEM S.A. Kolejne plany rozwoju obejmowały coraz szerszy zakres rozbudowy sieci przesyłowej, wypełniając kolejne postulaty dokumentów strategicznych dla kraju. Dużym sukcesem było uzgodnienie z prezesem Urzędu

Zmiana stopnia dywersyfikacji w latach 2009 i 2015



Regulacji Energetyki w 2009 r. pierwszego pięcioletniego planu rozwoju, w którym GAZ-SYSTEM S.A. zaprezentował program związany z rozbudową systemu na Dolnym Śląsku (cel: zwiększenie przepustowości połączenia w Lasowie), program budowy gazociągów w północnej i centralnej Polsce (cel: funkcjonowanie terminalu LNG), uruchomienie połączenia w Cieszynie (cel: dywersyfikacja kierunków dostaw gazu). Plan ten co roku podlegał aktualizacji, a wraz z nią pojawiały się kolejne ważne zadania, wśród których na szczególną uwagę zasługuje rozbudowa stacji gazowej SGT w Mallnow i we Włocławku (cel: dywersyfikacja kierunków). Rozpoczęto realizację programu modernizacyjno-rozwojowego, zmierzającego wprost do zagwarantowania dostaw gazu w każdej sytuacji, także w tej szczególnie wrażliwej dla gospodarki – kryzysowej. Wraz z kolejnymi działaniami związanymi z rozbudową systemu przesyłowego rynek gazu stawał się coraz bardziej rozwinięty, zliberalizowany, a także niezależny od historycznie dominującego dostawcy gazu, jakim jest Rosja.

W 2015 roku obraz bezpieczeństwa dostaw gazu ma zupełnie inny wymiar. Poziom możliwości przesyłu z alternatywnych kierunków dostaw znacząco się powiększył. Udało się to uzyskać przede wszystkim dzięki inwestycjom w systemie gazociągów tranzytowych. Prowadzenie działań rozwojowych na SGT było możliwe dzięki powierzeniu GAZ-SYSTEM S.A. obowiązków operatora systemu przesyłowego na SGT. Rozbudowa stacji gazowej w Mallnow, wraz ze zrealizowaną wspólnie z EuRoPol Gaz s.a. rozbudową stacji pomiarowej we Włocławku, spowodowała zwiększenie technicznych możliwości przesyłu do poziomu 5,4 mld m<sup>3</sup> rocznie. Ponadto, polski system przesyłowy dysponuje połączeniem z systemem czeskim (0,5 mld m<sup>3</sup>/rok) i rozbudowanym połączeniem z Niemcami w Lasowie (1,5 mld m<sup>3</sup>/rok). Jest to rzeczywisty krok w stronę budowy zliberalizowanego rynku gazu w Polsce, zważywszy na wielkość konsumpcji krajowej (ok. 15 mld m<sup>3</sup>), z czego tylko ok. 3 mld m<sup>3</sup> pokrywane jest gazem pochodzenia krajowego.

Dzięki rozwojowi połączeń międzysystemowych polscy użytkownicy gazu zyskali dostęp do alternatywnych rynków błękitnego paliwa. Zapewni to warunki dla rozwoju mechanizmów handlowych na giełdzie towarowej i rynku OTC, wzrost konkurencji, uwolnienie cen gazu dla odbiorców komercyjnych i gospodarstw domowych, a w konsekwencji rozwój regionalnego węzła handlu gazem (hubu). GAZ-SYSTEM S.A. rozszerza

wachlarz świadczonych usług o kolejne, nowe produkty, dopasowując się do oczekiwań i wymagań odbiorców krajowych. W 2012 r. uruchomiona została platforma aukcyjna, na której oferowane są długo- i krótkoterminowe usługi przesyłowe. Można śmiało stwierdzić, że – wzorem rozwiniętych krajów zachodnioeuropejskich – w Polsce także kończy się era rynku krajowego słabo powiązanego z rynkami sąsiednimi i małym stopniem konkurencyjności w zakresie dostaw gazu. Jednocześnie powstaje zintegrowany i zliberalizowany rynek, na którym cena surowca kształtuje się w coraz większym stopniu w zgodzie ze swobodną grą podaży i popytu. Podążając za ambitnymi celami rozwoju usług, GAZ-SYSTEM S.A. zapewnia odpowiedni rozwój infrastruktury, realizując jednocześnie zamierzenia polityki energetycznej Polski.



Archiwum GAZ-SYSTEM S.A.

W 2014 r. prezes URE uzgodnił pierwszy dziesięcioletni plan rozwoju, w którym zaproponowana została kolejna infrastrukturalna inicjatywa na rzecz budowania bezpieczeństwa energetycznego i integracji rynków. Mowa o korytarzu północ-południe (N-S), który ma połączyć systemy i rynki w krajach Europy Środkowo-Wschodniej. Idea korytarza to działania inwestycyjne w regionie, integrujące systemy przesyłowe krajów ościennych, których zadaniem będzie dwukierunkowy przesył gazu – zarówno z terminalu LNG w kierunku południa Europy, poprzez Czechy, Słowację, Węgry aż do Chorwacji, jak i gazu pochodzącego z południowych kierunków dostaw do Polski. Infrastruktura przesyłowa, zdefiniowana w programach budowy dwukierunkowych połączeń: Polska-Czechy i Polska-Słowacja, znajduje się już na etapie projektowania. Oba połączenia zostaną zakończone jeszcze w bieżącej dekadzie. I tak, na przełomie lat 2018/2019 powinno być gotowe połączenie Polska-Czechy o długości 106,4 km. Jego maksymalne zdolności importowe wyniosą 6,5 mld m<sup>3</sup> sześć. rocznie, a eksportowe 5 mld m<sup>3</sup> sześć. W 2019 r. ma się z kolei zakończyć budowa interkonektora Polska-Słowacja, o łącznej długości 164 km. Jego maksymalne zdolności importowe wyniosą 5,7 mld m<sup>3</sup> rocznie, a eksportowe 4,7 mld m<sup>3</sup> sześć. Później, bo na lata 2019-2020, zaplanowano oddanie do użytku połączenia Polska-Litwa, o łącznej długości aż 534 km. Dzięki niemu będziemy mogli wysłać do 2,4 mld m<sup>3</sup> błękitnego paliwa rocznie lub sprowadzić 1,7 mld m<sup>3</sup>. Głównym zadaniem gazociągu Polska-Litwa, który jest obecnie w fazie projektowania, będzie połączenie

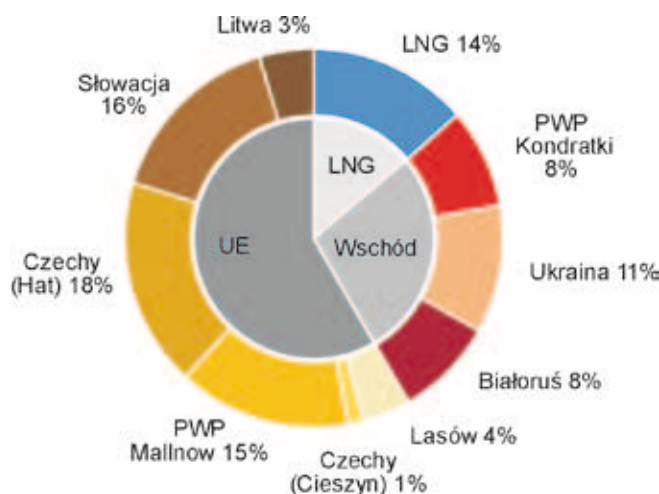


Archiwum GAZ-SYSTEM S.A.



odizolowanego rynku bałtyckiego z europejskim rynkiem gazu. Inwestycja ta bezpośrednio wpisuje się w unijną inicjatywę likwidacji tzw. wysp energetycznych. Korzyści z realizacji projektu będą odnosiły kraje bałtyckie – Litwa, Łotwa i Estonia, ale także polskie przedsiębiorstwa poprzez dostęp do nowych rynków zbytu. Dzięki dwukierunkowemu charakterowi tego połączenia możliwe będzie przyłączenie odizolowanych dotąd krajów bałtyckich do europejskiej sieci przesyłowej i sukcesywna integracja tych rynków w obszarze handlowym. GAZ–SYSTEM S.A. ma też w planach budowę połączeń z Ukrainą i Danią. We współpracy z ukraińskim operatorem zdefiniowane zostały już założenia dla nowego interkonektora Polska–Ukraina. Program inwestycyjny skierowany jest głównie na techniczną możliwość dostaw gazu poprzez polski system przesyłowy do Ukrainy, której sytuacja polityczno-gospodarcza wymusza podjęcie działań na rzecz bezpieczeństwa energetycznego. Dla Polski oznacza to umocnienie idei tranzytowego charakteru krajowego systemu przesyłowego. Należy zwrócić uwagę na korzyści, jakie oferuje dostęp do pojemności magazynowych zlokalizowanych na terenie zachodniej Ukrainy, które w odpowiednich ramach regulacyjnych i prawnych potencjalnie mogą wspomóc budowę zasobów rezerw gazu dla regionu Europy Środkowo-Wschodniej.

Zmiana stopnia dywersyfikacji w roku 2020



Potrzeba zapewnienia dostępu do źródeł (bezpośrednio) wymusza poszukiwanie kolejnych rozwiązań w tym zakresie. Połączenie BalticPipe jest kolejnym interkonektorem dającym Polsce możliwość sprowadzenia gazu ze źródeł północnych, zwłaszcza z norweskiego szelfu kontynentalnego. BalticPipe, jako element korytarza północ-południe, ma w przyszłości połączyć systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski oraz Danii i w ten sposób dopełnić proces integracji rynku gazu w rejonie Morza Bałtyckiego. Wspólnie z duńskim operatorem Energinet.dk zlecone zostało opracowanie studium wykonalności gazociągu międzysystemowego. Celem jest ocena uwarunkowań realizacji połączenia, która pozwoli na wypracowanie ewentualnej decyzji inwestycyjnej.

Powyższe działania inwestycyjne, skierowane na stworzenie elastycznie funkcjonującej infrastruktury przesyłowej, łączącej Europę Środkowo-Wschodnią i kraje bałtyckie, zyskały miano

projektów o znaczeniu wspólnotowym, tzw. status PCI (*Project of Common Interest*). Umożliwiło to objęcie projektów najlepszymi praktykami z zakresu prowadzenia procesu inwestycyjnego, w tym formalnoprawnego uzyskiwania pozwoleń. Spełnienie dodatkowych wymagań pozwala ponadto na uzyskanie unijnego dofinansowania w ramach instrumentu *Connecting Europe Facility*.

Poza inwestycjami związanymi z połączeniem polskiego systemu przesyłowego z systemami krajów ościennych GAZ–SYSTEM S.A. realizuje wiele przedsięwzięć mających na celu uelastycznienie, modernizację i rozwój wewnętrznej krajowej sieci przesyłowej. Wśród nich na szczególną uwagę zasługuje program budowy nowego „pierścienia warszawskiego”, tj. wysokociśnieniowych gazociągów zasilających rozwijającą się aglomerację warszawską, a także nowy gazociąg do aglomeracji łódzkiej. Podjęte działania skoordynowane są z planami współpracującego operatora systemu dystrybucyjnego Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Wspólnie z PSG sp. z o.o. podjęta została inicjatywa polegająca na alternatywnej możliwości zasilania obszaru Białegostoku.

Bezpieczeństwo energetyczne budowane jest nie tylko poprzez elastyczne połączenia międzysystemowe. Na jego poziom wpływ ma również dostęp do pojemności magazynowych, a także możliwość uruchomienia i elastycznego dysponowania zgromadzonymi zapasami w podziemnych magazynach gazu. Dziś jedynym właścicielem pojemności magazynowych jest PGNiG SA, który zarządza nimi poprzez Operatora Systemu Magazynowania. System przesyłowy współpracuje ze wszystkimi siedmioma magazynami gazu, rozmieszczonymi w różnych częściach kraju. Obecnie GAZ–SYSTEM S.A., wraz z podmiotami, pracuje nad działaniami zmierzającymi do optymalizacji wykorzystania pojemności magazynowych KPMG Mogilno. Ponadto, rozważa budowę nowego magazynu gazu w centralnej Polsce. Prowadzone są również analizy środowiskowe, techniczne i ekonomiczne, a także badania sejsmiczne, mające na celu potwierdzenie możliwości realizacji przedsięwzięcia. Dodatkowo, na etapie opracowania jest studium wykonalności gazociągów mających połączyć wspomniany magazyn z systemem przesyłowym.

W tym miejscu niezbędne jest podkreślenie, że każdy gazociąg objęty jest uregulowaniami tzw. specustawy terminalowej (czyt. ustawa o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu), natomiast finansowanie inwestycji odbywa się przy znacznym udziale środków unijnych, w tym w ramach wspomnianego instrumentu CEF. Realizacja powyższych przedsięwzięć będzie miała ogromne znaczenie dla budowania szeroko rozumianego bezpieczeństwa energetycznego Polski i regionu.

Opisane powyżej zamierzenia znajdują odzwierciedlenie w opracowanym przez GAZ–SYSTEM S.A. aktualizowanym dziesięcioletnim planie rozwoju na lata 2016–2025. Jest to plan rozwoju, w którym po raz pierwszy przedstawiono kompleksowo rozwój sieci przesyłowej w Polsce, obejmującej krajowy system przesyłowy oraz System Gazociągów Tranzytowych – SGT. Stało się tak na skutek uzyskania przez GAZ–SYSTEM S.A. certyfikatu niezależności w związku z pełnieniem funkcji operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku gazociągu Jamał–Europa Zachodnia.

Plan rozwoju GAZ–SYSTEM S.A. na lata 2016–2025

Inwestycja	Średnica DN [mm]	Długość [km]
<b>Inwestycje w perspektywie 2020</b>		
1 Lwówek – Odolanów	1000	168
2 Czeszów – Wierzchowice	1000	14
3 Czeszów – Kielczów	1000	33
4 Polkowice – Żary	300	64
5 Zdzeszowice – Wrocław	1000	130
6 Zdzeszowice – Kędzierzyn	1000	19
7 Polska – Czechy	1000	54
8 Tworóg – Kędzierzyn	1000	43
9 Tworóg – Tworzeń	1000	56
10 Pogórska Wola – Tworzeń	1000	160
11 Strachocina – Pogórska Wola	1000	98
12 Polska – Słowacja	1000	58
13 Hermanowice – Strachocina	700	72
14 Rembelszczyzna – Mory	700	28
15 Mory – Wola Karczewska	700	91
16 Polska – Litwa	700	357
17 Leśniewice – Łódź	700	76
18 Goleniów – Płoty	700	41
19 Wiczlino – Reszki	700	8
20 Mory – Piotrków Trybunalski	400	6
21 Lewin Brzeski – Nysa	300	38
<b>Inwestycje w perspektywie 2025</b>		
22 Jeleniów – Taczalin	700	90
23 Rembelszczyzna – Wola Karczewska	1000	54
24 Wola Karczewska – Wronów*	1000	81
25 Rozwadów – Końskowola – Wronów*	700	103
26 Jarosław – Rozwadów*	700	60
27 Hermanowice – Jarosław	700	39
28 Swarzędów – Rozwadów	700	133
29 Baltic Pipe*	–	–
30 Damasławek – Mogilno*	1200	50
31 Mogilno – Odolanów*	1000	150
32 Polkowice – Legnica*	300	46
33 KPMG – Damasławek		

\* Faza analiz i planowania.



Spółka nie ustaje w podejmowaniu kolejnych ambitnych działań na rzecz rozwoju bezpieczeństwa energetycznego i innowacyjnych rozwiązań technologicznych. Celem spółki jest nie tylko zapewnienie bezpiecznego transportu gazu poprzez integrację z systemem przesyłowym w Europie, ale także osiągnięcie statusu znaczącego operatora europejskiego poprzez stworzenie nowoczesnej sieci gazociągów oraz oferowanie innowacyjnych usług.

Jedną z nowoczesnych usług może stać się w przyszłości wdrożenie technologii *Power-to-Gas*. Technologia ta polega na magazynowaniu energii elektrycznej stanowiącej nadwyżki powstające w wyniku rosnącego zapotrzebowania na bilansowanie nieregularnych dostaw energii elektrycznej produkowanej przez jednostki OZE. Technologia *Power-to-Gas* polega na sprowadzeniu energii elektrycznej do postaci wodoru (poprzez elektrolizę wody), który daje się magazynować i transportować za pomocą infrastruktury gazociągowej. Już obecnie niektórzy operatorzy, w tym GAZ–SYSTEM S.A. czy Fluxys, prowadzą prace badawcze dotyczące wykorzystania technologii *Power-to-Gas*. Natomiast Open Grid i Ontras mają taką usługę w swojej ofercie.

Jednocześnie przygotowany jest projekt rozbudowy gazoportu w Świnoujściu o kolejny, trzeci zbiornik. Oznacza to możliwość odbioru gazu poprzez terminal LNG w wielkości 7,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. Opracowane zostało studium wykonalności projektu, a decyzja dotycząca realizacji zadania powinna zostać podjęta w 2016 roku. Po rozbudowaniu przepustowości terminalu umożliwiające zostanie również rozszerzenie zastosowania gazu LNG na obszarze morskim, jako paliwa do statków poruszających się w tym akwenie.

Zamierzenia GAZ–SYSTEM S.A. w zakresie rozwoju infrastruktury są ambitne, a większość z nich jest na dość zaawansowanym etapie. W najbliższych latach w Polsce będzie funkcjonował nowoczesny system przesyłowy z wieloma połączeniami międzysystemowymi. Zaspokojone zostaną potrzeby użytkowników systemu i uczestników rynku gazu. Będą istniały możliwości importu gazu z rozwiniętych rynków zachodnich poprzez nowe kierunki dostaw na południu i zachodzie, a także z globalnych rynków poprzez terminal LNG w Świnoujściu. Dzięki wachlarzowi świadczonych usług i różnorodności produktów polski rynek zyska na atrakcyjności. Niemniej jednak najważniejsze będzie poczucie bezpieczeństwa energetycznego kraju i regionu.

Plany rozwojowe GAZ–SYSTEM S.A. generują znaczne nakłady inwestycyjne. W tym zakresie spółka zamierza, podobnie jak dotychczas, wykorzystać środki pochodzące z opłat przesyłowych, kredytów bankowych oraz środków pochodzących z funduszy unijnych. Taki sposób konstruowania struktury finansowania zamierzeń rozwojowych nie spowoduje nadmiernego wzrostu taryfy dla usług przesyłania, a co ważne – udostępnienie polskiego systemu przesyłowego użytkownikom realizującym tranzyt gazu może prowadzić do stopniowego obniżania stawek.

Rafał Wittmann, Edyta Struk



# Szlachetna energia



Adam Cymer

**M**apa polskiej energetyki składa się praktycznie z wielkiej liczby białych plam, jeśli patrzeć na nią z punktu widzenia ekologii, technologii i infrastruktury. W znakomitej większości to stare, zdekapitalizowane instalacje, o niskiej sprawności, którym w krótkim czasie grozi wyłączenie z eksploatacji. Jest jednak na tej mapie „zielona wyspa” – EC Zielona Góra, unikalna w Polsce elektrociepłownia o najwyższych standardach ekologicznych, którą stworzył Marian Babiuch, od prawie czterdziestu lat z nią związany i od ćwierćwiecza nią zarządzający.

Marian Babiuch po ukończeniu studiów na wydziale elektrotechniki, automatyki i elektroniki krakowskiej AGH w 1976 roku, miał trafić do pracy w górnośląskiej kopalni „Brzeszcze”. Życie sprawiło jednak inaczej. Wraz z żoną i początkiem dzieckiem postanowili wybrać Zieloną Górę ze względu na mieszkających tam rodziców młodej mamy. I miejscowa elektrociepłownia stała się miejscem stażu dla młodego taty. Po pół roku został już mistrzem zmianowym, a następnie dyżurnym inżynierem ruchu. W tym okresie elektrociepłownia zielonogórska była w zasadzie małą ciepłownią (jedna turbina 10,5 MW), funkcjonującą w strukturach komunalnych, najpierw miejskich, później wojewódzkich. Borykającą się z takimi problemami kadrowymi, że zatrudniała nawet amnestionowanych. Kadra zarządzająca musiała więc radzić sobie z dość trudną załogą. Gdy przyszedł rok 1980 i ruszyła fala strajkowa, nie ominęła również Zielonej Góry. W elektrociepłowni, która była wówczas w strukturach Zakładu Energetycznego, założycielem i liderem Solidarności był dyżurny inżynier ruchu – Marian Babiuch. – *Musiałem sobie radzić z załogą, przede wszystkim starałem się uczyć, wdrażać do zawodu, ale jak trzeba było, to dyscyplinowałem lub karcilem. Ludzie to akceptowali i chyba szanowali, skoro wybrali przewodniczącym „S” w EC, a nawet delegatem całego zakładu na regionalny zjazd „S”.* „Mocno zaangażowałem się w tę działalność związku, do którego praktycznie należała cała załoga. Moją misją była taka „praca u podstaw”. Chciałem ludzi dobrze zorganizować, dobrze przygotować do pracy związkowej. Trzeba ludzi szanować, a oni to docenią. Ten trud nie poszedł na marne, efekty tamtej pracy do dzisiaj widać w firmie”. Stan wojenny przerwał tę misję. Szef „S” był przesłuchiwany, namawiany do emigracji, ale z tego nie skorzystał, mimo że w tym czasie miał już troje malutkich dzieci. W 1989 roku – był wtedy kierownikiem działu nawęglania – gdy fala strajków z końca lat 80. odrodziła nadzieję na powrót „S” – jeszcze w podziemiu odbudował jej strukturę i już w kwietniu 1989 roku reaktywował jej działalność, ku totalnemu zaskoczeniu wszystkich. – *To wtedy rozpoczęliśmy reformy w zakładzie* – wspomina Marian Babiuch. – *Na nasz oddolny wniosek ze struktur zakładu energetycz-*

*nego wydzielono trzy przedsiębiorstwa państwowe. Powstał Zespół Elektrowni Wodnych Dychów, Elektrociepłownia jako zakład i Zakład Energetyczny z sześcioma oddziałami jako typowa firma sieciowa. Jak powstały przedsiębiorstwa, pojawił się problem, kto będzie nimi kierował, w tamtych czasach załoga miała takie uprawnienia. W Dychowie naturalnym liderem był Henryk Subocz, w zakładzie energetycznym szefem został bardzo młody Wojciech Tabiś, a mnie powierzono funkcję dyrektora w Elektrociepłowni. Od razu wnioskowaliśmy o przekształcenie firmy w spółkę prawa handlowego i w 1993 roku tak się stało, podobnie jak ze wszystkimi zakładami energetycznymi, ale tylko my robiliśmy to na własny wniosek, a nie decyzją ministra. Muszę podkreślić, że to nie była dla mnie prosta zmiana formy prawnej firmy. Mówiłem wówczas swoim pracownikom, że nie mamy przyszłości, jeśli nie zrobi się rewolucji w każdym wymiarze – organizacyjnym, ekonomicznym, technologicznym i mentalnościowym. I załoga, wówczas 500-osobowa, to przyjęła. W tym czasie przyłączono do EC spółkę dystrybucyjną z prawie 300-osobową załogą. Proces wówczas zaczęty dzisiaj owocuje tym, że jesteśmy załogą 160-osobową, ale jako firma mamy ośmiokrotnie wyższe obroty, a wartość majątku jest 15-krotnie wyższa. To jest skala zmian.*

Ten proces nie odbył się bezboleśnie. Początkowa faza zmian – *outsourcing* tych działów, które nie wiązały się wprost z produkcją – wywołała opór części załogi. Wybuchł strajk 80 osób w wydzielonym segmencie remontowym. Ale przeciw było ponad 300 pracowników, w połączonym sojuszu trzech związków zawodowych: Solidarności, Ruchu Ciągłego i OPZZ, coś niespotykanego w tamtych czasach. Ówczesny minister Ścierański powołał swojego pełnomocnika i mediatora w osobie prof. Pawła Gieorgicy z Uniwersytetu Warszawskiego, ale misja zakończyła się niepowodzeniem. – *W obliczu wznowienia akcji strajkowej i okupowania zakładu, w pełnej desperacji zamknęliśmy się w zakładzie z profesorem i nie wpuszczaliśmy strajkujących. Spór ostatecznie się zakończył, ale po długich procesach i dopiero na szczeblu Sądu Najwyższego* – wspomina Marian Babiuch.

Mimo tych perturbacji pracowniczych, przedsiębiorstwo realizowało program modernizacji elektrociepłowni. W marcu 1996 r. uruchomiono turbinę 12,8 MW, zwiększającą o ponad sto procent moc elektryczną EC, co sprawiło, że w przychodach energia elektryczna nie stanowiła już 5, a prawie 30 proc. To było pierwsze komercyjne finansowanie nowych mocy w Polsce, bardzo ekonomiczne, bo spłata zajęła zaledwie trzy lata.

– *Ale dalej żyliśmy z ciepła, wykorzystaliśmy tylko rezerwy tkwiące w czterech kotłach parowych, którymi dysponowaliśmy. A gdy ciepło stało się towarem, wszyscy zaczęli oszczędzać. Wiedzieliśmy, że musimy dokonać rewolucyjnej zmiany jakościowej. A tym dla nas mogło być tylko*

wprowadzenie do EC gazu ziemnego. Myśleliśmy o tym już na początku lat 90., gdy w zachodnim regionie Polski odkryto duże złoża gazu ziemnego zaazotowanego. Z Tadeuszem Kulczykiem, ówczesnym szefem PGNiG w Zielonej Górze, zaczęliśmy wspólnie zastanawiać się nad tym, jak zagospodarować gaz ze złóż lokalnych. Nawet jeździliśmy po świecie, by zobaczyć, jak takie turbiny gazowe funkcjonują. Impulsem do działania okazał się dopiero przetarg na nowe moce, ogłoszony w 1995 roku przez PSE. Złożyliśmy ofertę na sprzedaż energii elektrycznej z bloku gazowo-parowego 100 MW. Oni jednak podpowiedzieli nam, że efektywniej będzie, jeśli to będzie większa moc w przeliczeniu na megawaty, więc ofertę podnieśliśmy do 200 MW i zostaliśmy zakwalifikowani do podpisania kontraktu długoterminowego na sprzedaż energii elektrycznej (KDT). Ale w 1998 roku rząd dokonał nowelizacji prawa energetycznego, która nie pozwalała na podpisywanie kolejnych kontraktów długoterminowych. Okazało się jednak, że wcześniejsze podpisanie umowy przedwstępnej z PSE było „rzutem na taśmę”, bowiem planowany blok gazowo-parowy uznano za inwestycję rozpoczętą, co było już zgodne z nowym prawem, dopuszczającym KDT dla inwestycji kontynuowanych. Dzięki temu w styczniu 2001 roku to my podpisaliśmy ostatni w Polsce kontrakt długoterminowy – wspomina Marian Babiuch.

W kwietniu 2001 r. podpisany został kontrakt długoterminowy z PGNiG SA na dostawę gazu ziemnego, a zatem pozostała już tylko kwestia finansowania projektu. Wiadomo było, że to będzie finansowanie komercyjne, ale konieczny był wkład własny. Firma miała wówczas obroty około 60 mln zł, a inwestycja szacowana była na 550 mln zł. Wkład własny na poziomie 10 proc. oznaczał pozbycie się rocznego przychodu. I wówczas powstał pomysł, by środki na wkład własny pozyskać poprzez prywatyzację. Minister skarbu zgodził się z takim rozumowaniem i ogłoszono ofertę na prywatyzację, w której zapisano, że jej podstawowym celem jest budowa bloku gazowo-parowego. Początkowo zainteresowanie było spore, ale po bliższym zapoznaniu się z ofertą, praktycznie wszyscy odstąpili. – *I tak, prawdę mówiąc – wspomina dzisiaj Marian Babiuch – pewnie nie uratowalibyśmy tego projektu, gdyby nie przyjaźń ze śp. Józefem Pupką, ówczesnym prezesem wrocławskiej kogeneracji. To jego autorytet sprawił, że uzyskał zgodę korporacyjną Francuzów na zakup naszych akcji przez EDF wspólnie z Dalkią Termika, co sfinalizowano 7 września 2001 r. w Muzeum Ziemi Lubuskiej w Zielonej Górze. Jestem do dzisiaj przekonany, że to była najbardziej udana prywatyzacja w Polsce, bo dokonana została głównie po to, by zainwestować i rozwinąć firmę.*

Realizacja inwestycji trwała dwa lata, zakończona została w wyznaczonym terminie i zgodnie z budżetem. A to było wielkie wyzwanie. Bo nie chodziło tylko o wybudowanie BGP, ale też o wybudowanie gazociągu z kopalni gazu Kościan do Zielonej Góry (prawie 100 km). Konieczne było także wyprowadzenie mocy, a to było 20 km linii napowietrznej 220 kV i konieczność modernizacji Głównej Stacji Zasilania w Leśnie, co początkowo miało zrobić PSE, ale nie zdążyło i musiały kończyć ekipy z EC. – *Te 20 km linii wybudowaliśmy w trzy miesiące. To dzisiaj niewyobrażalne – mówi z entuzjazmem w głosie Marian Babiuch. – Ale dla nas to była wielka przygoda. Wszyscy, cała załoga, byliśmy motorem napędowym tej inwestycji. Bo my tym żyliśmy. EDF przysłał inspektorów na budowę i oni w raporcie napisali, że olbrzymią determinacją wykazują nie tylko władze spółki, ale cała załoga. Niemcy z koncernu EnBW w swoim raporcie napisali, że budowa gazociągu prowadzona jest przez PGNiG w zgodzie z najwyższymi standardami światowymi. Wspominałem już, że w 1980 roku prowadziłem „pracę u podstaw”, kształtowanie pewnej świadomości pracowników, wpajanie organizacji pracy. Przez prawie 25 lat mojego zarządzania firmą to było budowanie wspólnoty w przed-*

siębiorstwie, ludzie w coś wierzyli, mieli cel, obserwowali proces zmian, to teraz procentowało. Na to trzeba patrzeć szerzej. Globalizacja, korporacyjność zabijają inicjatywę, ludzie są ubezwłasnowolnieni. W korporacji nie możesz mieć swoich pomysłów, bo na wszystko musisz mieć zgodę korporacyjną, sam nie masz szans. W takiej firmie jak moja, gdzie wszyscy uczestniczą w budowaniu wspólnego celu, bo chcą i wierzą w sukces – jesteśmy w stanie pokonać wiele przeszkód. To jest źródło naszych sukcesów. Ludziom trzeba dać możliwość zarządzania. Wystarczy rozmawiać z pracownikami, by wiedzieć, jakie to dla nich ważne.

9 sierpnia 2004 roku nastąpiło uruchomienie bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 190 MWe i mocy cieplnej 95 MWt. Marian Babiuch został Menedżerem Roku 2004.

W związku z modernizacją bloku węglowego, polegającą na zastąpieniu kotłów węglowych kotłami olejowo-gazowymi, w 2012 roku EC Zielona Góra ostatecznie rozstała się z węglem. Spełnia najbardziej rygorystyczne normy środowiskowe, nie tylko te, które będą obowiązywać od stycznia 2016 roku, ale nawet te wynikające z BREF, obowiązujące dopiero od 2020 roku. Nie ma takiego drugiego miejsca w Polsce. EC Zielona Góra ma tylko „szlachetne ciepło, szlachetną energię” – jak zwykł mawiać prezes Babiuch.

Ta „szlachetna energia” to nie tylko zgrabne hasło promocyjne dla firmy. Wydaje się, że to również cecha lidera firmy. Kto bowiem poszuka tego nazwiska w sieci, odnajdzie jeszcze jedno oblicze prezesa – oblicze społecznika. Na stronach znajdzie informację, że Marian Babiuch to prezes Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, prezes Lubuskiego Towarzystwa na rzecz Rozwoju Energetyki, wiceprezes Rady Zarządzającej Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, wiceprezes Izby Gospodarczej Energetyki i Ochrony Środowiska, doradca Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki. – *Spolecznikiem jestem od dziecka – potwierdza Marian Babiuch. – Już w szkole udzielałem się w samorządzie, na studiach – w ZSP, ale tylko do czasu, gdy powstało SZSP. Zostało mi to do dzisiaj. Uważam bowiem, że zawodowo można się spełniać, ale coś jeszcze warto zrobić dla dobra wspólnego. Praca w samorządzie gospodarczym czy doradzanie zespołom parlamentarnym to przecież praca pro publico bono. Pamiętam początek lat 90. Byłem w takim zespole ministra Herberta Gabryśia, w którym pracowaliśmy nad pierwszym prawem energetycznym. I powiem nostalgicznie – chciano z nami rozmawiać, słuchano nas, wspólnie tworzyliśmy nowe zapisy prawne dla sektora. I, wbrew podziałom politycznym, to prawo zostało uchwalone. Wtedy mieliśmy wpływ, pracowaliśmy ze skutkiem w wielu zespołach. W ostatnich latach to się, niestety, zmieniło, coś się skończyło. Jest mniej dialogu w ważnych sprawach, a więcej decyzji administracyjnych, bez udziału społecznego. Odczuwam niedosyt. Ale jest sprawa, od której nie odstąpię – to sprawa rozwoju kogeneracji w Polsce. Musimy skutecznie doprowadzić do powstania mechanizmu wsparcia, bo wdrożenie tego programu jest ważne dla polskiej energetyki i to jest coś, co można zostawić dla dobra potomnych. Nie rozumiem, dlaczego marnotrawimy to dobro narodowe, jakimi są scentralizowane sieci ciepłownicze w setkach polskich miast. To jest największy potencjał w UE, większy niż w Niemczech. Aż się prosi, żeby te węglowe kotły wodne zastąpić układami kogeneracyjnymi, najlepiej gazowymi. Wtedy jesteśmy w stanie w krótkim czasie mocno ograniczyć emisję, a co więcej – możemy dostarczyć 5000 MW mocy elektrycznej, co w kontekście zagrożenia blackoutu może okazać się jedynym ratunkiem. Być może, w dotychczasowych staraniach o mechanizm wsparcia działaliśmy w zbyt dużym rozproszeniu organizacyjnym, ale od połowy 2014 roku działamy w koalicji czterech organizacji, wspieramy pracę zespołami ekspertów i prawników i głęboko wierzę, że wreszcie doprowadzimy do powstania narodowej strategii rozwoju kogeneracji w Polsce.*



# Badania i rozwój w PGNiG – dobre perspektywy

**Dariusz Dzirba**

Jednym z najważniejszych czynników decydujących w dzisiejszych czasach o przewadze konkurencyjnej na rynku jest zdolność do efektywnego pozyskania wiedzy, a następnie jej praktycznego wykorzystania w działalności biznesowej. Pod koniec 2013 roku zarząd PGNiG powołał w strukturach centrali Departament Badań i Rozwoju, obejmujący swoimi kompetencjami obszar badań i innowacji.

## CELE DZIAŁAŃ

Zakładanym celem strategicznym w obszarze badań, rozwoju i innowacji w GK PGNiG jest prowadzenie takiej działalności badawczo-rozwojowej (B+R) i innowacyjnej, która zapewni maksymalną pomoc w spełnieniu i kreowaniu celów biznesowych GK PGNiG, stworzenie przewagi konkurencyjnej oraz maksymalizację potencjału modelu biznesowego GK PGNiG poprzez:

- bezpośrednie wsparcie w realizacji strategii GK PGNiG i poszczególnych jej spółek,
- dostarczanie niezbędnej wiedzy dla decyzji zarządczych,
- rozwiązywanie problemów technicznych i technologicznych w celu zmniejszenia kosztów i/lub poprawy efektywności,
- zaproponowanie nowych, innowacyjnych obszarów działania dla spółek GK PGNiG, mających bezpośrednie przełożenie na efekty ekonomiczne,
- komercjalizację działań B+R,
- inicjowanie i wspieranie działań na rzecz wykreowania wizerunku GK PGNiG jako jednego z najbardziej innowacyjnych przedsiębiorstw/grupy przedsiębiorstw na polskim rynku w sektorze energetyki.

Cele biznesowe są rozumiane przede wszystkim jako uzyskiwanie efektów ekonomicznych, ale również marketingowych, legislacyjnych, związanych z ochroną środowiska, podniesieniem kultury innowacyjności oraz wzmacniających szeroko pojęte bezpieczeństwo w obrębie sektora naftowo-gazowego w GK PGNiG. Dużo uwagi będzie poświęconej problematyce komercjalizacji badań, stanowiącej przyszłe źródło dodatkowych dochodów na bazie działalności B+R. Naszym zamiarem jest uczynienie z GK PGNiG jednej z najbardziej innowacyjnych grup przedsiębiorstw na polskim rynku w sektorze energetyki.

## MODEL FUNKCJONOWANIA B+R

O wadze, jaką przykładą PGNiG do kwestii innowacyjności niech świadczy fakt, że w przyjętej i obowiązującej strategii GK PGNiG do roku 2022 kwestie badań i rozwoju znalazły się w jednej z dziesięciu tzw. inicjatyw. Obecnie realizujemy

operacjonalizację tej inicjatywy, z której do końca roku powstanie kluczowy dokument „Polityka B+R w GK PGNiG”. Polityka B+R składa się z dziesięciu opracowań, które – z jednej strony – stanowią niezależne dokumenty, a z drugiej tworzą kompletny system, obejmujący całokształt zagadnień badawczo-rozwojowych w GK PGNiG. Polityka obejmować będzie między innymi takie zagadnienia, jak zarządzanie projektami B+R, identyfikacja optymalnych obszarów B+R do budowy przewagi konkurencyjnej, metodyka oceny i pomiaru efektywności działań B+R, budowanie kultury korporacyjnej i klimatu, sprzyjających rozwojowi innowacyjności, zarządzanie własnością intelektualną i prawami do technologii oraz komercjalizacja działań B+R. W założeniu dokumenty te będą indywidualnie modyfikowane (w racjonalnych okresach), tak aby polityka B+R odzwierciedlała aktualny stan wiedzy i planów związanych z całokształtem działań badawczo-rozwojowych w GK PGNiG. Stosowane są już dwa kluczowe dokumenty, identyfikujące procesowy i organizacyjny model B+R oraz metodykę oceny projektów B+R. **Stworzono solidne podstawy do prowadzenia działalności badawczo-rozwojowej na dużą i zorganizowaną skalę.** Model wdrażany w GK PGNiG jest jednym z najbardziej kompleksowych i nowoczesnych rozwiązań działalności badawczo-rozwojowych w dużych polskich spółkach.

Kluczowe założenia tego modelu to:

- koordynacja przez Departament Badań i Rozwoju działań w skali całej GK,
- skierowanie środków finansowych – przeznaczonych na działalność badawczo-rozwojową – na projekty najbardziej optymalne w skali GK PGNiG – o budżet konkurują najlepsze projekty, a nie jednostki organizacyjne/spółki,
- konkursowa reguła rozpatrywania i wyboru projektów do realizacji,
- jasne, formalne i kolegialne procedury wyboru najlepszych projektów; stosowanie wielokryterialnego narzędzia do oceny każdego projektu badawczo-rozwojowego – ocenie podlega 20 różnych parametrów,
- priorytet dla projektów i działań przynoszących bezpośrednie efekty ekonomiczne.



Naukowa Grupa Doradcza.

Zasadą działania B+R w GK PGNiG jest tzw. formuła otwartej innowacji (*open innovation*), zakładająca, że „firmy mogą i powinny wykorzystywać zewnętrzne pomysły, podobnie jak pomysły wewnętrzne oraz wewnętrzne i zewnętrzne drogi do rynku, w miarę jak dążą do polepszania technologii, a istotne wartości, odkrycia i wynalazki mogą być dokonywane na zewnątrz; wewnętrzna aktywność B+R jest potrzebna, by koordynować procesy\*”).

## STRUKTURA ORGANIZACYJNA

Niezależnie od przyjętej opisanej wyżej formuły, w której zdecydowana większość prac B+R jest zlecana zewnętrznym partnerom naukowym w PGNiG oraz kluczowej roli Departamentu Badań i Rozwoju, powołane zostały trzy ciała usprawniające naszą działalność w tym zakresie. Są to Rada Koordynatorów Badań i Rozwoju, Komisja Oceny Projektów Badawczo-Rozwojowych i Naukowa Grupa Doradcza.

Celem strategicznym **Rady Koordynatorów ds. Badań i Rozwoju** jest integracja i koordynacja działań GK PGNiG w zakresie prac badawczo-rozwojowych, z pełnym poszanowaniem integralności podmiotów GK PGNiG. Tworzą ją przedstawiciele departamentów Centrali PGNiG SA, oddziałów i spółek, które bezpośrednio związane są z działalnością operacyjną GK PGNiG. Są to między innymi wybrane departamenty Centrali PGNiG SA, Oddział Geologii i Eksploatacji, Oddział Obrotu Hurtowego, Oddział Odolanów, Oddział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze, PGNiG Technologie, PGNiG Termika, Polska Spółka Gazownictwa, ExaloDrilling, Operator Systemu Magazynowego.

Cele szczegółowe Rady Koordynatorów ds. Badań i Rozwoju to między innymi:

- opracowanie i wdrożenie koncepcji prowadzenia działalności badawczo-rozwojowej w GK PGNiG, w tym:
- optymalizacja portfela projektów innowacyjnych w GK PGNiG,
- ustalenie zasad wzajemnej wymiany informacji, doświadczeń i wyników w obszarze badawczo-rozwojowym,
- wspólne działania/współpraca na rzecz pozyskiwania finansowania zewnętrznego,
- organizacja współpracy ze sferą naukowo-badawczą, w tym realizacja wspólnych przedsięwzięć nauka-przemysł, zawieranie konsorcjów itp.,
- wspólne działania z zakresu promocji i popularyzacji działań innowacyjnych i B+R.

Co roku odbywa się od czterech do pięciu spotkań Rady Koordynatorów ds. Badań i Rozwoju. Często są to robocze spotkania warsztatowe na uczelniach czy w instytutach, które przy tej okazji prezentują własną ofertę na rzecz PGNiG oraz bazę laboratoryjną i badawczą. Byliśmy już goszczeni między innymi przez politechniki: Warszawską, Wrocławską, Poznańską i Gdańską oraz Instytut Nafty i Gazu.

**Komisja Oceny Projektów Badawczo-Rozwojowych (KOPR)** została powołana dla oceny istotnych projektów B+R w GK PGNiG. W procesie oceny projektów stosuje ona kryteria zawarte w tzw. macierzy oceny projektów oraz metodologię opisaną w przyjętych, wewnętrznych dokumentach. Oceną wynikową jest liczba punktów, będąca podstawą do dalszych decyzji. W skład komisji wchodzi przedstawiciele różnych departamentów PGNiG SA oraz spółek GK (przy ocenie projektów dotyczących tych spółek).

Nietypową, ale interesującą formułę ma **Naukowa Grupa Doradcza** (NGD). Jest to interdyscyplinarne, społeczne ciało konsultacyjno-doradcze w obszarze szeroko rozumianej innowacyjności. Misją NGD jest dostarczanie wszechstronnej wiedzy oraz doświadczeń wspierających działania strategiczne GK PGNiG (w tym działania Departamentu Badań i Rozwoju) w obszarze badań i rozwoju. Naukowa Grupa Doradcza odgrywa ważną i unikalną rolę, wnosząc nowatorskie i niezależne spojrzenie ze strony świata nauki na wyzwania i zagadnienia badawczo-rozwojowe zarówno w zakresie nowych technologii, otoczenia prawno-regulacyjnego, jak i osiągnięcia pozycji konkurencyjnej na polskim rynku i za granicą przez GK PGNiG. Do szczegółowych zadań tego ciała należą między innymi:

- przedstawianie własnych propozycji i inicjatyw mających na celu usprawnienie współpracy pomiędzy GK PGNiG a stroną naukowo-badawczą,
- współpraca w zakresie opracowania *foresight* technologicznego w obszarze przemysłu naftowego i gazowego pod kątem strategii GK PGNiG,
- konsultowanie strategii B+R dla GK PGNiG, w tym w zakresie identyfikacji obszarów priorytetowych,
- zgłaszanie wszelkich innych inicjatyw zmierzających do podniesienia poziomu innowacyjności GK PGNiG.

W skład Naukowej Grupy Doradczej wchodzi dziesięcioro wybitnych polskich uczonych, reprezentujących różne dziedziny nauki – w tym o specjalnościach spoza głównego obszaru działań PGNiG. Daje nam to dodatkowo ciekawą i niezależną opinię o prowadzonych przez nas działaniach.

W pierwszym roku działania NGD wspólnie przeprowadziliśmy konkurs „Młodzi innowacyjni dla PGNiG”. Członkowie NGD brali czynny udział w zaplanowaniu perspektywicznych kierunków rozwoju w obszarze B+R dla PGNiG oraz w kształtowaniu planów w tym zakresie. Wsłuchujemy się uważnie w ich głosy – szczególnie te krytyczne – w celu usprawnienia naszej działalności.

## PLANY DZIAŁAŃ

Działania w obszarze B+R w GK są/będą prowadzone w trzech przedziałach czasowych:

- **krótkoterminowym (1–2 lata)**



W skład Naukowej Grupy Doradczej wchodzi:

- prof. dr hab. Wojciech Cellary  
(informatyka i ekonomia – Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu),
- prof. dr hab. Maria Ciechanowska  
(geofizyka – Instytut Nafty i Gazu),
- prof. dr hab. Wojciech Górecki  
(geologia, geofizyka – AGH),
- prof. dr hab. Jan Hupka  
(chemia, ochrona środowiska – Politechnika Gdańska),
- prof. dr hab. Jarosław Mizera  
(inżynieria materiałowa – Politechnika Warszawska),
- prof. dr hab. Stanisław Nagy  
(inżynieria gazownicza – AGH),
- prof. dr hab. Adam Noga  
(ekonomia – Akademia Leona Koźmińskiego),
- prof. dr hab. Stanisław Rychlicki  
(geofizyka, geologia – AGH),
- prof. dr hab. Tomasz Siemiątkowski  
(nauki prawne – SGH),
- prof. dr hab. Jacek Wańkiewicz  
(energetyka – Instytut Energetyki).

Działania w tym okresie będą koncentrowały się na ukończeniu budowy struktur organizacyjnych odpowiedzialnych za badania i rozwój w całej Grupie Kapitałowej PGNiG, pełnym wdrożeniu modelu organizacyjnego i procesowego działalności B+R oraz implementacji polityki B+R. Zidentyfikowane i uruchomione zostaną kluczowe problemy/projekty B+R w GK PGNiG, mogące przynieść największy efekt dla firmy. Wyznaczone zostaną przyszłościowe obszary, mogące być przedmiotem ekspansji rynkowej PGNiG.

#### – średnioterminowym (2–5 lat)

Działania w tym okresie będą koncentrowały się na realizacji strategii GK w obszarze B+R oraz wdrożeniu wyników kluczowych projektów B+R. Przygotowane i wprowadzone w życie zostaną szczegółowe propozycje organizacyjne dotyczące komercjalizacji badań. Na dużą skalę wykorzystywane będą środki z programów pomocowych. Zwiększona zostanie aktywność w obszarze patentowym. Działania B+R będą poszerzone do całego obszaru innowacyjności. Kultura innowacyjności będzie integralnym elementem działania firmy.

#### – długoterminowym (> 5 lat)

Działania w tym okresie będą skoncentrowane na uczeniu z innowacyjności trwałego elementu działania i strategii firmy. Na szeroką skalę nastąpi komercjalizacja badań (w tym rynkowa) na bazie wytworzonych struktur organizacyjnych. Innowacyjność/B+R stanie się dodatkowym czynnikiem dochodotwórczym dla GK. Zostaną zidentyfikowane i podjęte do realizacji produkty/technologie o innowacyjności w skali światowej (realizacja wybranych projektów zwiększonego ryzyka).

## DZIAŁANIA PROJEKTOWE

Kluczowym programem badawczym, realizowanym obecnie w PGNiG SA, są projekty w ramach tzw. programu „Blue

Gas – polski gaz łupkowy z obszaru poszukiwań i eksploatacji węglowodorów niekonwencjonalnych”. PGNiG odniósł tu duży sukces: w dwóch edycjach konkursu tego programu pozyskano dodatkowe finansowanie z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju na realizację 15 dużych projektów w kwocie ok. 140 mln zł. PGNiG udostępnił niezbędny i istotny wkład rzeczowy (dokumentacja, zdjęcia sejsmiczne, materiał rdzeniowy itp.), bez których nie byłaby możliwa praca naukowców. Projekty są realizowane w konsorcjach, w tym w części z udziałem partnerów przemysłowych: Orlen Upstream i Lotos Petrobaltic. Naszymi partnerami naukowymi są między innymi: Akademia Górniczo-Hutnicza, Politechnika Warszawska, Politechnika Gdańska, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Instytut Geofizyki Polskiej Akademii Nauk, Uniwersytet Warszawski oraz Wojskowa Akademia Techniczna.

Główną przesłanką determinującą nasz udział w programie „Blue Gas” jest uzyskanie innowacyjnych rozwiązań w zakresie technologii, które mogą być użyte w praktyce poszukiwawczo-eksploatacyjnej w obrębie stref koncesyjnych PGNiG dla gazu niekonwencjonalnego, i ugruntowanie pozycji krajowego lidera w segmencie poszukiwań i wydobycia. Istotna grupa obszarów tematycznych związana jest z następującymi obszarami: ochrona środowiska, optymalizacja procesów rozpoznania i dokumentowania zasobów gazu z łupków oraz optymalizacja kosztów eksploatacji i wydobycia.

Strategicznym celem biznesowym projektów jest stworzenie przewagi konkurencyjnej dla naszej firmy, w tym:

- w zakresie kosztowym dla prowadzonych prac poszukiwawczo-wydobywczych,
- w aspekcie przyspieszenia tych prac oraz zwiększenia szans doprowadzenia do ekonomicznie opłacalnej eksploatacji surowca na szerszą skalę,
- w aspekcie posiadania i możliwości komercjalizacji (także poprzez spółki GK) najbardziej zaawansowanych metodyk, np. przetwarzania i weryfikacji źródłowych danych geofizycznych.

Większość projektów będzie trwała 3 lata, pierwsze powinny zakończyć się pod koniec roku 2016.

Zakończono już dwa duże projekty naukowo-badawcze, na które pozyskano również dofinansowanie NCBiR (w kwocie ok. 10 mln zł) w konkursach Innotech i PBS. Projekty te przyniosły konkretne efekty wdrożeniowe dla Oddziału Geologii i Eksploatacji PGNiG.

Równolegle rozpoczęliśmy wiele dużych i interesujących projektów badawczo-rozwojowych z dużym potencjałem komercjalizacji zarówno w obszarze eksploatacji i wydobycia (innowacyjne technologie wierceń), jak i energetyki (zastosowanie ogniwi paliwowych, energii odnawialnych), a także nowych zastosowań gazu (otrzymywanie produktów chemicznych z gazu ziemnego). Na bieżąco śledzimy możliwość wykorzystania środków pomocowych z funduszy europejskich na projekty innowacyjne. Złożyliśmy duży (ok. 20 mln zł) projekt do Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój w tzw. szybkiej ścieżce dla dużych przedsiębiorstw.

Oprócz działalności bieżącej dużą wagę przywiązujemy do kwestii wyboru zagadnień z obszaru badań i rozwoju, który-

mi powinniśmy się zajmować w przyszłości, tak aby były one opcją rozwoju i strategii firmy. W tym celu został uruchomiony projekt „Foresight B+R”, w ramach którego zdefiniowano 14 perspektywicznych i innowacyjnych obszarów rozwoju dla GK PGNiG. Dla każdego z nich zdefiniowano 8 szczegółowych kryteriów, będących podstawą oceny. W ramach prac trzech grup ekspertów (o różnych profilach) wyłoniono cztery najbardziej perspektywiczne obszary, dla których będą przygotowywane studia wykonalności.

Aby wdrażanie innowacyjnych rozwiązań było możliwe w uzasadniony i ekonomiczny sposób, konieczne są odpowiednie, wspierające działania legislacyjne. Staramy się wpływać na kształt i wprowadzanie tych zmian w życie poprzez czynny udział w wielu inicjatywach. Przykładem jest udział naszych przedstawicieli w pracach Komisji Innowacyjności przy Ministerstwie Skarbu Państwa czy Grupy Roboczej ds. Krajowych Inteligentnych Specjalizacji przy Ministerstwie Gospodarki.

## PROGRAM SEKTOROWY DLA GAZOWNICTWA

Z istotnym udziałem PGNiG Izba Gospodarcza Gazownictwa złożyła do NCBiR projekt utworzenia tzw. programu sektorowego dla gazownictwa o nazwie INNOGAZ (Innowacyjne Gazownictwo). Programy sektorowe to strategiczne obszary gospodarki, dla których NCBiR (w trybach konkursowych) rezerwuje znaczące środki finansowe na realizację prac badawczo-rozwojowych. Wśród spodziewanych efektów wdrożenia INNOGAZ znajdują się między innymi:

- komercjalizacja innowacyjnych rozwiązań w sektorze gazownictwa;
- rozwój technologii przyjaznych środowisku, których implementacja umożliwi spełnienie zobowiązań wynikających z pakietu klimatyczno-energetycznego;
- zintensyfikowanie współpracy pomiędzy przedsiębiorstwami oraz jednostkami badawczymi w sektorze.

Skala programu sięga 800 mln zł, z czego połowa może pochodzić z dotacji. Program obejmuje większość istotnych dla gazownictwa dziedzin i zagadnień. Obecnie czekamy na ostateczne rozstrzygnięcia w NCBiR – wstępna ocena tego projektu jest pozytywna.

## POZYSKIWANIE PROJEKTÓW

Jednym z najważniejszych elementów działania w obszarze badań i rozwoju jest pozyskiwanie i kreowanie pomysłów prac.

W sposób zorganizowany pozyskujemy tematy/oferty naukowo-badawcze dla PGNiG. Zidentyfikowano w PGNiG kluczowe zagadnienia/obszary, dla których potrzebujemy wsparcia badawczo-rozwojowego. W roku 2015 skierowano zapytania ofertowe do około dwudziestu ważnych partnerów ze sfery naukowo-badawczej (uczelnii i instytutów). W efekcie uzyskaliśmy około sześćdziesięciu ofert zewnętrznych na wykonanie prac B+R ze strony środowiska naukowego. Dodatkowo, pozyskujemy oferty wewnętrzne od spółek i jednostek GK PGNiG. Nową formą wyszukiwania pomysłów jest cykliczny konkurs „Młodzi innowacyjni dla PGNiG”, którego

I edycja odbyła się w bieżącym roku. Na konkurs nadesłano aż 50 innowacyjnych projektów z których wiele miało formę dojrzałych i przemyślanych ofert. Konkurs skierowany jest do młodych naukowców, studentów lub doktorantów. Laureatka pierwszej nagrody otrzymała od nas propozycję realizacji swojego projektu. Wiele złożonych w konkursie propozycji cechowało się nie tylko wysokim poziomem innowacyjności, ale wykazywało konkretne efekty ekonomiczne dla PGNiG. W przyszłym roku planujemy cykl spotkań warsztatowych pod hasłem „Warsztaty innowacyjnych pomysłów”, skierowanych do mikro- i małych przedsiębiorstw, które mogą mieć ciekawą ofertę dla Grupy Kapitałowej PGNiG. Planujemy również ogłoszenie konkursów w otwartej formule tzw. *crowdsourcing*.

## WSPÓŁPRACA Z OTOCZENIEM NAUKOWO-BADAWCZYM

Jednym z kluczowych elementów sukcesu w działalności badawczo-rozwojowej są dobre relacje z otoczeniem naukowym. U kluczowych partnerów naukowo-badawczych na uczelniach (AGH, PW, PG) mamy powołanych przez JM rektorów pełnomocników, bezpośrednio dedykowanych do współpracy z naszą firmą. Z uwagi na skalę i wielkość wspomnianych uczelni ułatwia to kontakty, planowanie i organizację działań. Mamy częste robocze spotkania ze światem naukowym zarówno poprzez Naukową Grupę Doradczą, jak i bieżącą, roboczą współpracę, w tym w ramach konsorcjów.

\* \* \*

Wraz z rozwojem rynku gazu, rosnącym znaczeniem własnego wydobycia węgla kamiennego w Polsce, nowymi wyzwaniami, takimi jak liberalizacja rynku, przewidywany wzrost konkurencji – rola badań, nauki i innowacyjności w celu osiągnięcia pozycji konkurencyjnej i poprawy efektywności ekonomicznej PGNiG będzie wzrastać. Pojawiają się również pierwsze pozytywne elementy zewnętrznego wsparcia dla obszaru innowacji – 1 stycznia 2016 roku wchodzi w życie nowa ustawa o wspieraniu innowacyjności, wprowadzająca ulgi podatkowe dla firm aktywnie inwestujących w B+R. Badania, rozwój i innowacyjność w PGNiG powinny obejmować szeroko pojętą problematykę komercjalizacji i wdrażania efektów badań. Nauka (uczelnie i placówki naukowo-badawcze) powinna mieć po stronie PGNiG silnego (w zakresie decyzji i kompetencji) partnera. Z kolei my – jako partner przemysłowy – powinniśmy podejmować racjonalne ryzyko udziału w działaniach i przedsięwzięciach o wysokiej skali innowacyjności. Istotne jest, aby szeroko pojęta kultura innowacyjności stała się trwałym elementem codziennych działań PGNiG i naszych spółek.

**Dariusz Dzirba**

**Autor jest dyrektorem Departamentu Badań i Rozwoju w PGNiG SA.**

\* Chesbrough H., *Open Innovation: The New Imperative for Creating and Profiting from Technology*, Harvard Business School Press, Boston 2003.

# Inteligentne sieci gazowe (cz. 3)

dokończenie ze str. 45

Wskazane różnice powodują, że wprowadzenie mieszaniny wodoru i gazu ziemnego do sieci gazowej wymaga, podobnie jak w przypadku „czystego” gazu ziemnego, podejmowania odpowiednich działań w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci gazowej. Konieczne może być podkreślenie innych aspektów tego bezpieczeństwa niż w przypadku „czystego” gazu ziemnego. Dlatego w UE prowadzone są pogłębione badania nad określeniem możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury do transportu mieszanin gazu ziemnego z wodorem. Należy zaznaczyć, że dotychczasowe doświadczenia i prowadzone badania w zakresie wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej do transportu wodoru nie potwierdziły dotychczasowych obaw w tym zakresie.

W tabeli przedstawiono podsumowanie wyników badań nad skutkami wprowadzenia wodoru do sieci gazowej. Badania prowadzone były w ramach projektu NaturalHy, skupiającego 39 europejskich partnerów, i trwały 5,5 roku.

Rozważając możliwość wprowadzenia do sieci gazowej mieszaniny gazu ziemnego i wodoru, należy mieć na uwadze skutki tych działań dla odbiorców końcowych. Jeśli chodzi o gospodarstwa domowe, adaptacja urządzeń jest konieczna w przypadku znaczących ilości domieszki wodoru w gazie ziemnym. Według badania NaturalHy, stężenie wodoru do 20% nie będzie miało wpływu na działalność systemów użytkowników końcowych, zakładając, że będą odpowiednio serwisowane.

Z punktu widzenia odbiorców z sektora elektroenergetyki, w przypadku domieszki wodoru do gazu ziemnego zmianie ulegną parametry paliwa i charakterystyka procesu spalania. Zgodnie ze standardową procedurą, klienci przed nabyciem turbiny określają specyfikację dotyczącą paliwa na podstawie parametrów lokalnie dostępnego gazu, tak aby charakterystyka pracy urządzenia mogła być przez producenta odpowiednio zoptymalizowana pod kątem zużywanego paliwa. Główni producenci turbin w swoich ofertach proponują rozwiązania pozwalające na stosowanie paliw o zmiennym składzie chemicznym, w tym również o wysokiej zawartości wodoru.

Wnioski z szeroko prowadzonych analiz możliwości wprowadzenia wodoru do sieci przesyłowej gazu ziemnego:

- z punktu widzenia infrastruktury przesyłowej – takiej jak gazociągi, kompresory i tłocznie gazu – domieszka gazu na poziomie 20–30% jest akceptowalna bez konieczności dokonywania istotnych inwestycji,
- wzrost poziomu strat gazu zarówno w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych, jak i instalacjach domo-

wych, w wyniku dodania wodoru jest pomijalnie niski,

- nakłady konieczne na dostosowanie aparatury pomiarowej są pomijalnie małe.

Z kolei analizując przedmiotowe zagadnienie z perspektywy sektora petrochemicznego, należy stwierdzić, że pojawienie się wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym nie będzie stanowiło problemu, a wręcz przeciwnie. Zakłady petrochemiczne zużywają gaz ziemny głównie do wytwarzania wodoru niezbędnego w procesie rafinacji ropy naftowej.

W Europie prowadzone są intensywne działania w zakresie intensyfikacji wykorzystania sieci gazowych w ogólnoeuropejskim systemie energetycznym. Obecnie zapotrzebowanie na energię pokrywane jest praktycznie w całości przez paliwa kopalne. Zważywszy na ich ograniczone zasoby, rozmieszczenie złóż w skali świata, a także ich negatywny wpływ na środowisko przyrodnicze, rozwijane jest zastosowanie innych, niskoemisyjnych lub zeroemisyjnych nośników energii. Do takich nośników należy wodór, często określane jako paliwo zeroemisyjne XXI wieku. Istnieje szerokie spektrum technologii, dzięki którym możliwa jest produkcja wodoru, np. elektroliza czy zgazowanie węgla. Jednym z głównych aspektów rozwoju energetyki wodorowej jest transport tego paliwa. Budowa rurociągów do transportu czystego wodoru w porównaniu z budową sieci gazowej jest znacznie droższa, natomiast możliwe jest wykorzystanie istniejącej sieci gazowej do tego celu. Zważywszy na rolę, jaką odegra to paliwo w przyszłości, już teraz należy dostosowywać sieci gazowe do transportu innych paliw, zwłaszcza wodoru. Istotną rolę w wykorzystaniu sieci gazowej do transportu wodoru odegra również właściwe zarządzanie strumieniami transportowanej mieszaniny – wodór–gaz ziemny, co pozwoli też na maksymalizację efektów ekonomicznych.

**Dominika Klassek, Piotr Janusz, Rafał Wittmann**



**Operator Gazociągów Przesyłowych**

**GAZ–SYSTEM S.A.**

ul. Mszczonowska 4, 02-337 Warszawa

tel. (+48) 22 220 18 00

faks (+48) 22 220 16 06

www.gaz-system.pl



dokończenie ze str. 7

wkładu do Zielonego Funduszu Klimatycznego zadeklarowały zarówno USA, jak i Chiny.

Negocjacje ostatecznie zakończono w sobotę (12 grudnia), choć pierwotnie konferencja klimatyczna w Paryżu miała zakończyć się w piątek po południu.



W dwutygodniowej konferencji klimatycznej ONZ – COP21 – w podparyskim Le Bourget – uczestniczyło prawie 40 tys. osób. Przyjęte w sobotę porozumienie ma być podpisywane od kwietnia przyszłego roku w siedzibie ONZ w Nowym Jorku, a potem ratyfikowane przez poszczególne państwa albo inaczej wprowadzane do krajowych regulacji prawnych. Umowa wejdzie w życie dopiero miesiąc po jej zatwierdzeniu w co najmniej 55 państwach, które odpowiadają w sumie za co najmniej 55 proc. światowej emisji gazów cieplarnianych. (bb) <http://www.euractiv.pl>



Z żalem zawiadamiamy, że 31 października br. odszedł od nas w wieku 89 lat śp. dr hab. **PIOTR KARNKOWSKI**, wieloletni pracownik PGNiG SA.

Odkrywcą pierwszych największych złóż gazu na Przedgórzu Karpat: Lubaczów i Przemyśl. Jako długoletni dyrektor ds. poszukiwań przedsiębiorstwa PGNiG oraz dyrektor Biura Geologicznego „Geonafta” przyczynił się bezpośrednio do odkrycia większości złóż ropy i gazu w Polsce, wniósł także znaczny wkład w rozpoznanie geologiczne regionu Karpat i Podgórze.

Piotr Karnkowski jest autorem i współautorem czterech książek, w tym dzieła pt. „Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce”. W 2004 r. opublikował historię odkryć złóż ropy naftowej w Polsce.

Piotr Karnkowski – w uznaniu niepodważalnych zasług dla geologii naftowej – został członkiem Komitetu Nauk Geologicznych PAN oraz rad naukowych: Instytutu Nauk Geologicznych PAN i Instytutu Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Był członkiem Ukraińskiej Akademii Ropy i Gazu. Wieloletni działacz SITPniG.

Ten niezwykły człowiek, świetny fachowiec i wspaniały kolega na zawsze pozostanie w naszej pamięci.

Przyjaciele z Izby Gospodarczej Gazownictwa

## Dokument łaskawy dla Polski

Z paryskiego porozumienia może być zadowolona również Polska – kraj, który prawie 90 proc. energii elektrycznej produkuje z węgla. Nie tylko dlatego że z tekstu umowy zniknęło słowo „dekarbonizacja” (które prezydent Duda uznał w tym miesiącu za „herezję”, jeśli miałyby oznaczać ograniczanie wydobycia surowca), ale również dlatego że – według umowy – Polska nie będzie musiała składać się na fundusz pomocy dla państw rozwijających się.

Minister środowiska, prof. Jan Szyszko, podsumowując konferencję, powiedział:

**– Jesteśmy zadowoleni z kształtu umowy. Pozwoli ona na ograniczenie dalszego ocieplania się klimatu, jednocześnie uwzględniając możliwości gospodarcze poszczególnych krajów, w tym Polski. W umowie uwzględniony został także nasz inny postulat – aby wykorzystywać lasy do zmniejszania koncentracji dwutlenku węgla w atmosferze.**

Polska delegacja, pod przewodnictwem prof. Jana Szyszki, aktywnie uczestniczyła w negocjacji nowego porozumienia. Silna pozycja Polski w negocjacjach sprawiła, że prof. Jan Szyszko został zaproszony przez Laurenta Fabiusa, prezydenta COP21, do ścisłego grona liderów konsultujących projekt końcowego porozumienia klimatycznego.

## KOMITET STANDARDU TECHNICZNEGO

W IV kwartale br. ukazał się drukiem opracowany przez Zespół nr 2 pod kierownictwem Roberta Kwiatkowskiego standard techniczny oznaczony **ST-IGG-0207:2015 Protokół komunikacyjny GAZ-MODEM 3**. Standard jest do nabycia w wersji papierowej i elektronicznej.

16 grudnia br. odbędzie się XXXIV plenarne posiedzenie Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa, w trakcie którego zostaną poddane do zatwierdzenia:

- Opracowany przez ZR nr 2 pod kierownictwem Roberta Kwiatkowskiego projekt standardu technicznego:
    - a. ST-IGG-0206:2015 Ocena jakości gazów ziemnych. Chromatografy gazowe laboratoryjne do analizy składu gazu ziemnego.
    - opracowane przez ZR nr 10 pod kierownictwem Daniela Zwolskiego po trzech latach użytkowania projekty standardów technicznych:
      - a. ST-IGG-1001:2015 Gazociągi – oznakowanie tras gazociągów – wymagania ogólne,
      - b. ST-IGG-1002:2015 Gazociągi – oznakowanie ostrzegające i lokalizacyjne – wymagania i badania,
      - c. ST-IGG-1003:2015 Gazociągi – słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe – wymagania i badania,
      - d. ST-IGG-1004:2015 Gazociągi – tablice orientacyjne – wymagania i badania,
    - opracowany przez ZR nr 15 pod kierownictwem Lesława Łukasika po trzech latach użytkowania projekt standardu technicznego:
      - a. ST-IGG-1501:2015 Filtry do stosowania na sieciach gazowych.
- Informujemy również, iż ukazał się kolejny „**Biuletyn Techniczny – Przepisy techniczne i normy w gazownictwie**”, nr 8/2015, który zawiera rozszerzony i uaktualniony zakres przepisów technicznych, norm i standardów technicznych według stanu na 17 listopada 2015 r.

„Biuletyn Techniczny” IGG jest zalecany do wykorzystania w pracy zawodowej przez pracowników sektora gazowniczego, zwłaszcza jednostek technicznych obsługi sieci gazowej, zajmujących się przygotowaniem inwestycji, remontów, projektowaniem, nadzorem nad budową sieci gazowej oraz prowadzących jej eksploatację (użytkowanie).



# I Mistrzostwa Udzielania Pierwszej Pomocy dla Branży Gazowej i Naftowej

**Agnieszka Kosińska**

Mistrzostwa, których organizatorem była spółka GAZ-SYSTEM S.A., odbyły się 20–23 października 2015 r.

To pierwsze tego typu wydarzenie w branży, którego celem było przeciwdziałanie wypadkom przy pracy poprzez upowszechnianie wśród pracowników i wykonawców zasad bezpieczeństwa. W ramach wydarzenia promowano prawidłowe postawy i aktywne zachowania pracowników w sytuacjach zagrożenia życia czy zdrowia. Spotkanie było również okazją do integracji środowiska oraz wymiany doświadczeń i dobrych praktyk w obszarze bezpieczeństwa pracy. Inicjatywa, skierowana do firm z branży gazowej i naftowej, w tym należących do grupy roboczej ds. przemysłu naftowego i gazowego, działającej przy Państwowej Inspekcji Pracy oraz podwykonawców realizujących na rzecz spółki prace gazoniebezpieczne i niebezpieczne, spotkała się z dużym zainteresowaniem.

Pięćdziesięcioro pracowników reprezentujących 10 firm z branży gazowej i naftowej aktywnie uczestniczyło w warsztatach z zakresu udzielania pierwszej pomocy, prowadzonych przez doświadczonych ratowników medycznych. Podczas szkolenia pracownicy mieli okazję zdobyć wiedzę i umiejętności postępowania w sytuacjach zagrożenia życia i zdrowia osób poszkodowanych. Głównym elementem programu mistrzostw były konkurencje medyczne, czyli specjalnie zainscenizowane sytuacje, realne zdarzenia, z jakimi pracownicy mogą spotkać się w pracy lub codziennym życiu, ze zwróceniem uwagi na zagrożenia występujące w branży gazowej i naftowej.

Zwycięzcami I Mistrzostw Udzielania Pierwszej Pomocy dla Branży Gazowej i Naftowej zostali:

- I miejsce – Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział Wrocław
- II miejsce – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
- III miejsce – PKN Orlen S.A.

Na wyróżnienie zasłużyli pozostali uczestnicy mistrzostw, przedstawiciele firm:

- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. Oddział w Zielonej Górze




- Polskie LNG S.A.
- Grupa LOTOS S.A.
- PGNiG Technologie S.A.
- JT S.A.
- TG Plus Sp. z o.o.
- Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A.

GAZ-SYSTEM S.A. – jako członek „Porozumienia na rzecz poprawy bezpieczeństwa pracy, ochrony przeciwpożarowej i ochrony środowiska w przemyśle naftowym i gazowym”, działającym przy Państwowej Inspekcji Pracy oraz Forum Liderów Bezpiecznej Pracy, koordynowanym przez Centralny Instytut Ochrony Pracy – Państwowy Instytut Badawczy, aktywnie angażuje się w działania na rzecz podnoszenia poziomu bezpieczeństwa i ochrony zdrowia w pracy. Realizując projekty, dąży do zwiększenia świadomości w zakresie bezpieczeństwa pracy zarówno pracowników spółki, jak i firm podwykonawczych. Udział firm w organizowanym przedsięwzięciu umożliwił wymianę dobrych praktyk w obszarze bezpieczeństwa pracy, przyczyni się też do budowania i stałego podnoszenia poziomu bezpieczeństwa pracy w przemyśle gazowym i naftowym, będąc jednocześnie ciekawym i wartościowym doświadczeniem dla pracowników.

Patronat honorowy nad wydarzeniem objęła  
Izba Gospodarcza Gazownictwa







*Świątecznej atmosfery,  
radości i pozytywnych emocji  
życzy Państwu  
Polskie Górnictwo Naftowe  
i Gazownictwo.*





# Wesołych Świąt!

Niech radość i atmosfera Świąt Bożego Narodzenia towarzyszą Państwu przez cały Nowy Rok.

Życzymy Państwu dostatku, uśmiechu i satysfakcji zarówno w pracy, jak i w otoczeniu rodziny i przyjaciół.

