

wrzesień 2017

Przegląd Gazowniczy

nr 3 (55)


cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Tematy wydania:

- **Regulacje na rynku gazu ziemnego**
- **Ośrodek Mediacji Gospodarczej przy IGG**





Gromadź piękne chwile, My zajmiemy się gazem.

Zastanawiałeś się kiedyś, jak magazynuje się gaz ziemny? Nie trać na to swojego cennego czasu. Twórz nową rzeczywistość, realizuj śmiało wizje i gromadź piękne chwile. Magazynowaniem gazu zajmą się eksperci ze spółki Gas Storage Poland.

Głównym celem naszej działalności jest realizacja zadań operatora systemu magazynowania gazu w Polsce. Po co to robimy? Są dziedziny życia, w których gromadzenie zapasów jest koniecznością. Taką dziedziną jest zapas energetyczny każdego kraju.

Gromadzimy i magazynujemy gaz ziemny – to nasza pasja.

gasstoragepoland.pl

 **GAS STORAGE
POLAND**

Tematem wydania ostatniego numeru „Przeglądu Gazowniczego” były „potencjalne kierunki rozwoju rynku gazu”. Zwracaliśmy uwagę na dynamikę rozwoju rynku, którego źródłem jest dywersyfikacja kierunków i źródeł dostaw, a tym samym bezpieczeństwo rynku.

Wskazywaliśmy na ogromny potencjał wzrostu zapotrzebowania na „błękitne paliwo”, wynikający z inwestycji w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną, a więc większej dostępności gazu, a także z rosnącej popularności segmentu LNG/CNG jako alternatywnych paliw w transporcie.

To są fundamenty rozwoju rynku gazu ziemnego.

W bieżącym numerze koncentrujemy się na uwarunkowaniach rozwoju rynku gazu. Nie jest bowiem tak, że branża gazownicza ma wyłączny wpływ na dynamikę wzrostu jej znaczenia w gospodarce.

Jak każdy sektor gospodarki funkcjonuje bowiem w pewnym otoczeniu regulacyjnym, wynikającym zarówno z dyrektyw i rozporządzeń wspólnego rynku UE, jak i z ustawodawstwa krajowego, w obszarach prawa energetycznego, prawa budowlanego, inwestycji, systemu finansowego i mechanizmów wsparcia z funduszy europejskich.

Zwracamy uwagę, że źródeł regulacji rynku gazu ziemnego na poziomie Unii Europejskiej zazwyczaj szukamy w dyrektywach i rozporządzeniach unijnych. Ciężar regulacji sektora gazowniczego w ostatnich latach zaczął się jednak przesunąć w stronę szczególnych aktów – unijnych kodeksów sieciowych, które stanowią kluczowe instrumenty umożliwiające pełne wdrożenie zasad wspólnego rynku energii w zakresie gazu ziemnego na obszarze całej Unii Europejskiej, określając jednolite i wspólne zasady funkcjonowania i zarządzania systemami gazowymi, zmierzając do zniwelowania barier technicznych, ograniczających swobodny przepływ gazu ziemnego wewnątrz UE.

Również na poziomie krajowym mamy do czynienia z regulacjami prawnymi, które silnie rzutują na funkcjonowanie sektora gazowniczego. Dotyczy to szczególnie rynku inwestycji. Inwestycje liniowe w przeważającej mierze realizowane są w ramach reżimu zamówień publicznych. Zwłaszcza dokonywanie wyboru według najniższej ceny (pomimo zmienionych przepisów) oraz niedostrzeżenie wpływu zamówień

publicznych na kondycję przedsiębiorstw utrudniają poprawną, prawidłową realizację inwestycji liniowych oraz budowę stałych struktur firm wykonawczych, realizujących infrastrukturę liniową. Analiza ryzyka dla inwestycji liniowych wynika nie tylko z prawa zamówień publicznych, ale także z bardzo skomplikowanego

ustawodawstwa, regulującego procesy inwestycyjne, dotyczącego ochrony środowiska, prawa wodnego, krajobrazowego, a także prawa do informacji publicznej. W jakiejś skali specustawa o inwestycjach liniowych rozwiązuje te kwestie, ale nie obejmuje wszystkich inwestycji, a zatem inwestorzy muszą mieć świadomość ograniczeń. Rozwiązania legislacyjne w zakresie budowania reguł gry na rynku nie obejmują całej rzeczywistości funkcjonowania przedsiębiorstw, ponieważ wyznacza to również praktyka. Stąd liczne inicjatywy samorządu gospodarczego, aby cywilizować te praktyki, zmierzać w kierunku kodeksów dobrych praktyk. Izba Gospodarcza Gazownictwa bardzo aktywnie włączyła się w budowanie dobrych relacji zamawiający-wykonawca, aby proces ten był bardziej przejrzysty i równoważył pozycję stron. Odnotowaliśmy jednak, że oczekiwania naszych firm członkowskich dotyczą także sytuacji, w których dochodzi do sporów. Uznaliśmy, że IGG powinna stworzyć platformę dialogu, która pozwoli rozwiązywać spory na drodze mediacji. W związku z tym przy IGG powołaliśmy Ośrodek Mediacji Gospodarczej, który pozwoli stronom wychodzić z posiedzenia mediacyjnego z partnerem biznesowym na innym poziomie relacji (win-win) niż w przypadku zakończenia sprawy wyrokiem sądu (win-lose).

Zapraszam do lektury.

Łukasz Kroplewski, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa



RADA PROGRAMOWA

„Przeglądu Gazowniczego”

Teresa Laskowska, IGG – przewodnicząca

Grzegorz Romanowski, wiceprzewodniczący

Zbigniew Kajdanowski, PGNiG SA

Ewa Kukulska-Zajac, INiG-PIB

Sławomir Lizak, EuRoPol GAZ s.a.

Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.

Tomasz Pietrasieński, GAZ-SYSTEM S.A.

Marcin Szczudło PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.

Anna Trojanowska, PGNiG SA

Piotr Wojtasik, Gas Storage Poland sp. z o.o.



Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa

01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25

tel. 22 631 08 46, 22 631 08 38

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

Redaktor naczelny: Adam Cymer

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

DTP i druk: BARTGRAF

00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26

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

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **Unijne kodeksy sieciowe – kluczowe instrumenty rynku gazu ziemnego w UE.** Dr Mariusz Swora analizuje nowy mechanizm regulacji wspólnotowego rynku gazu
- 13 **Inwestycje liniowe w świetle nowych zasad wyboru wykonawcy.** Jan Styliński, radca prawny, przedstawia propozycje stosowania kryteriów pozacenowych
- 16 **Czy sektor CNG/LNG ma szansę na rozwój?** Marcin Budziewski z PIM wskazuje na uwarunkowania rozwoju tego rynku
- 18 **Analiza ryzyka dla inwestycji liniowych.** Dr Andrzej Sikora analizuje inwestorski tor przeszkód

NASZ WYWIAD

- 22 **Trzeba być obecnym w Brukseli.** Rozmowa z Anetą Wilmańską, dyrektorem Przedstawicielstwa PGNiG SA w Brukseli.
- 24 **Nowe rozporządzenie SoS a bezpieczeństwo gazowe Polski.** Komentarz Aleksandry Kułagi z Ministerstwa Energii

OŚRODEK MEDIACJI GOSPODARCZEJ PRZY IGG

- 26 **Nowa platforma rozwiązywania sporów.** Wypowiedź Łukasza Kroplewskiego, prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa
- 27 **Co, jeśli nie sąd?** Tobiasz Szychowski, Mariusz Mazepus i Krzysztof Czeszejko-Sochacki, radcowie prawni, charakteryzują alternatywne formy rozwiązywania sporów i zasady działania OMG przy IGG
- 29 **Skład zespołu mediatorów OMG przy IGG**

PGNiG SA

- 34 **PGNiG SA rozpoczyna wydobywanie ropy i gazu ze złoża Gina Krog w Norwegii**
- 35 **Co słyszeć w InnVento?**

PGNiG SA OBRÓT DETALICZNY

- 36 **Strategia operacyjna, czyli jak z sukcesem zrealizować strategiczne cele**

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 38 **System Informacji Zarządczej w PSG**
- 41 **Wdrożenie Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji w PSG**

GAZ-SYSTEM S.A.

- 42 **Projekt Baltic Pipe**

GAS STORAGE POLAND

- 44 **KPMG Kosakowo przykładem prośrodowiskowej realizacji inwestycji**

EuRoPol GAZ s.a.

- 46 **Niezawodność zasilania tłoczni w energię elektryczną gwarantem bezpieczeństwa dostaw gazu**

TECHNOLOGIE

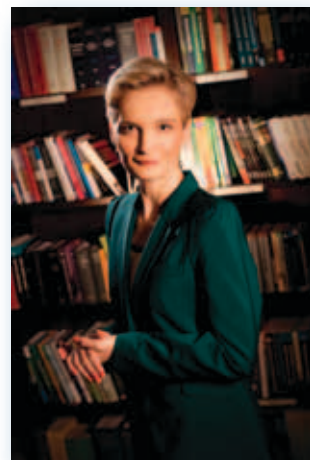
- 50 **Szanse rozwoju i synergii rynku gazu i biogazu rolniczego.** Dr inż. Wojciech Grządzielski prezentuje możliwość zasilania biogazem rolniczym „wyspowych” stref dystrybucyjnych
- 53 **PGNiG SA dołącza do Programu Kosmicznego ARP.** Anna Trojanowska prezentuje program kosmiczny jako źródło innowacji i zastosowań w różnych dziedzinach gospodarki.

OSOBOWOŚĆ

- 54 **Adam Cymer kreśli sylwetkę Władysława Mielczarskiego**

SPORT

- 58 **„Sportgas”, czyli o tradycjach sportowych w branży**



22



58

Na okładce: Platforma wiertnicza na złożu Gina Krog. Fot. Ole Jorgen Bratland, źródło: Statoil

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Za nami trzeci kwartał 2017 roku. W IGG nastąpiła kolejna już w tym roku zmiana na stanowisku wiceprezesa zarządu. W związku z cofnięciem pełnomocnictwa dla Tomasza Blacharskiego do reprezentowania Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Izbie Gospodarczej Gazownictwa, 17 sierpnia 2017 roku odbyły się wybory uzupełniające do Prezydium Zarządu IGG. W tajnym głosowaniu Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa na stanowisko wiceprezesa zarządu wybrał Dariusza Brzozowskiego, prezesa zarządu w EWE energia sp. z o.o., który z branżą gazowniczą związany jest od 17 lat.

Realizując decyzję Walnego Zgromadzenia Członków IGG, IGG podjęła działania na rzecz powołania Ośrodka Mediacji Gospodarczej. W kwietniu 2017 roku Zarząd IGG przyjął statut i regulamin Ośrodka Mediacji Gospodarczej. Na pierwszym spotkaniu mediatorów (pod koniec czerwca) przewodniczący OMG wręczył 13 aktów powołania na mediatorów Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG, co ukonstytuowało jego istnienie. W sierpniu został powołany sekretarz OMG. We wrześniu odbyło się drugie spotkanie mediatorów, podczas którego omówiono bieżącą działalność OMG oraz plany na przyszłość. Przewagą konkurencyjną dla działalności powołanego przez IGG Ośrodka Mediacji Gospodarczej może być możliwość zatwierdzenia ugody przez Sąd Arbitrażowy IGG, co pozwoli wykluczyć ewentualne problemy związane z uchylaniem się od realizacji zobowiązań będących efektem postępowania mediacyjnego. Na sierpniowym posiedzeniu Zarządu IGG powołano mec. Elżbietę Muchę na prezesa Sądu Arbitrażowego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa na 3-letnią kadencję, a na stanowisko sekretarza – Łukasza Wiatera.

W sierpniu uchwałą Zarządu IGG powołany został również Zespół Ekspertów liczący 9 osób. Członkowie zespołu swoją wiedzą

i doświadczeniem będą wspierali działania IGG i firm członkowskich w kwestiach dotyczących funkcjonowania i rozwoju polskiej branży gazowniczej. Skład Zespołu Ekspertów może być rozszerzany w zależności od potrzeb. Notki biograficzne członków Zespołu Ekspertów znajdują się na stronie internetowej IGG w zakładce Eksperti.

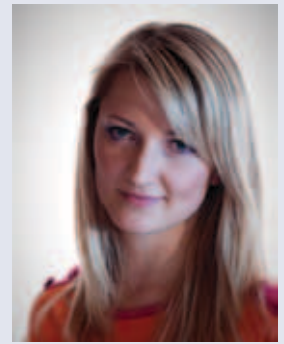
Okres wakacyjny obfitował w prace legislacyjne nad projektami ustaw i rozporządzeń.

Izba Gospodarcza Gazownictwa przez ostatnie 3 miesiące zwracała się do firm członkowskich o zaopiniowanie jedenastu następujących aktów prawnych, przesyłanych do konsultacji publicznych z właściwych ministerstw:

- konsultacje podatkowe w sprawie listy przesłanek należytej staranności po stronie nabywcy w transakcjach krajowych w kontekście prawa do odliczenia podatku naliczonego,
- konsultacje podatkowe w sprawie zmian technicznych oraz rozbudowy schemy JPK_VAT,
- projekt ustawy o zmianie ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych, ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych oraz ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne,
- projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez prezesa URE corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja,
- projekt ustawy o zarządzie sukcesyjnym przedsiębiorstwem osoby fizycznej,
- projekt nowelizacji zalecenia OIML R 139 *Compressed gaseous fuel measuring systems for vehicles* – części 1–3,
- projekt rozporządzenia MRiF, zmieniający rozporządzenie w sprawie wymagań, którym powinny odpowiadać gazomierze i przeliczniki do gazomierzy, oraz szczegółowego zakresu sprawżeń wykonywanych podczas prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych,
- projekt ustawy o architektach, inżynierach budownictwa oraz urbanistach,
- projekt ustawy o organach administracji inwestycyjnej i nadzoru budowlanego,
- projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z uproszczeniem realizacji inwestycji służących bezpieczeństwu i obronności państwa,
- projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z uproszczeniem procesu inwestycyjno-budowlanego.

Izba – w ramach współpracy pomiędzy: Polskim Towarzystwem Elektrodzielnictwa Zawodowych, Izłą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie oraz Izłą Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii – uczestniczy w pracach nad „Programem rozwoju kogeneracji”. Zaktualizowano materiał dotyczący analizy krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa, który zostanie przekazany do Ministerstwa Energii. Mamy nadzieję, że opracowanie będzie merytorycznym wsparciem w pracach nad mechanizmami rozwoju kogeneracji.

Pod auspicjami Izby Gospodarczej Gazownictwa 15 września br. w Warszawie odbyło się spotkanie śląskich firm gazowniczych, na którym przedstawiono informacje na temat działalności IGG w ostatnich dziewięciu miesiącach, rozmawiano też na temat relacji inwestor–wykonawca.



Agnieszka Luty

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

18 lipca odbyło się XXXIX Plenarne Posiedzenie Komitetu Standardu Technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa, podczas którego zaakceptowano nowe tematy prac standaryzacyjnych:

- zasady klasyfikacji uszkodzeń ścianek stalowych gazociągów oraz dalsze postępowanie, w tym określanie MOP takich gazociągów,
- metody napraw uszkodzeń w ściankach stalowych gazociągów (w zależności od sklasyfikowania uszkodzenia),
- gazociągi wysokiego ciśnienia z tworzyw sztucznych.

KST zaakceptował tematy prac standaryzacyjnych, które zgłoszono do opracowania przez członków ZR 2:

- stacje gazowe,
- przeliczniki.

Na kierownika Zespołu Roboczego nr 33 powołano Jacka Janickiego. Zespół ma opracować standard *Technologie bezwypokopowe – horyzontalne przewiertki sterowane*.

Powołano także zastępcę kierownika Zespołu Roboczego nr 02 – Grzegorza Rosłonka. Zatwierdzono skład osobowy ZR nr 02 do opracowania ST-IGG-0209 *Ocena jakości gazów ziemnych. Część 4 – Pomiary temperatur punktów rosy*.

Ostatnio zwrócono się do firm członkowskich o desygnowanie kandydatów do zespołów roboczych KST:

- ZR 28, który ma opracować standardy dotyczące klasyfikacji uszkodzeń ścianek gazociągów i ich napraw,
- ZR 34, którego zadaniem będzie opracowanie standardu dla gazociągów wykonywanych z materiałów elastycznych;
- ZR 7, który będzie opracowywał standard dotyczący nawaniania gazu ziemnego.

dokończenie na str. 56



KONFERENCJA

Krajowe rozwiązania w zakresie bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej

Hotel Warszawianka Centrum Kongresowe
Jachranka 77, 05-140 Serock

14–15 listopada 2017 r.

Tematyka konferencji

- Rozwój sieci dystrybucyjnej PSG sp. z o.o.
- Strategiczne inwestycje w planach GAZ–SYSTEM S.A.
- Dofinansowanie inwestycji infrastrukturalnych w energetyce - stan obecny i perspektywy na przyszłość
- Aktualizacja przepisów związanych z pozyskiwaniem funduszy unijnych na projekty inwestycyjne w gazownictwie
- Cyberbezpieczeństwo instalacji energetycznych
- Zastosowanie dronów w diagnostyce infrastruktury energetycznej
- Techniki diagnostyczne transportu rurociągowego
- Techniki diagnostyczne den zbiorników z wykorzystaniem ultradźwięków i magnetyzmu
- Bezpieczeństwo infrastruktury energetycznej w optyce służb ratowniczych
- Rola standaryzacji technicznej IGG w zapewnieniu bezpieczeństwa infrastruktury gazowniczej
- Mediacje jako nowoczesna i alternatywna metoda rozwiązywania sporów

Szczegółowy program konferencji oraz formularz zgłoszeniowy dostępne są na stronach internetowych IGG: www.igg.pl

● **2 października br.** PGNiG Obrót Detaliczny i Autosan podpisały porozumienie o współpracy, którego efektem będzie kompleksowa oferta sprzedaży autobusów napędzanych paliwem gazowym, a także zapewnienie infrastruktury oraz dostaw paliwa CNG i LNG dla obecnych i przyszłych klientów. – *Jest to pierwsza, nowatorska próba wypracowania atrakcyjnej oferty rynkowej dla przedsiębiorstw komunikacji miejskiej i międzymiastowej, która zintegruje sprzedaż nowoczesnych autobusów Autosana z dostawami gazu CNG wraz z niezbędną infrastrukturą od PGNiG* – powiedział Henryk Mucha, prezes zarządu PGNiG Obrót Detaliczny.

● **21 września** Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. podjęło uchwałę w sprawie zmian w zarządzie spółki. Decyzją Zgromadzenia Wspólników skład zarządu PSG został rozszerzony do czterech osób. Do sprawujących swe obowiązki od 2 marca 2016 roku Członków Zarządu II

Kadencji – Prezesa Zarządu Jarosława Wróbla oraz Członka Zarządu Adama Węgrzyna z dniem 2 października 2017 dołączyli jako nowi członkowie zarządu Wioletta Czemieli-Grzybowska, dotychczasowa dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Warszawie oraz Marian Żołyński – dotychczasowy dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Jaśle.

● **28 września br.** Ponad 5,5 mld zł przychodów, 18 koncesji i przygotowania do wydobywania 2,5 mld m³ gazu rocznie. PGNiG SA podsumowało dekadę działalności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W okresie dziesięciu lat PGNiG zainwestowało na Norweskim Szelfie Kontynentalnym ok. 5,3 mld zł. Od rozpoczęcia produkcji w 2012 r. PGNiG wydobyci tam 2,14 mld m³ gazu ziemnego i prawie 2,2 mln ton ropy naftowej. Wielkość zasobów wydobywalnych PGNiG w Norwegii to 78 mln boe. Wraz z rosnącym wydobyciem spółka osiąga coraz lepsze wyniki finansowe – tylko w ubiegłym roku przychody osiągnięte w Norwegii przekroczyły 1 mld zł. Grupa Kapitałowa PGNiG obecna jest w tym kraju za sprawą swojej spółki zależnej – PGNiG Upstream Norway, która obecnie posiada udziały w 18 koncesjach. PGNiG wydobywa gaz i ropę naftową ze złóż Skarv, Vilje, Morvin, Vale i Gina Krog. Wydobycie ze złoża Gina Krog rozpoczęło się na przełomie czerwca i lipca 2017 roku. Trwają również prace nad zagospodarowaniem złóż Storklakken i Snadd, z których wydobycie rozpocznie się w roku 2020.

● **19 września br.** Zarząd GAZ–SYSTEM wydał rekomendacje spółce Polskie LNG, dotyczące rozpoczęcia prac projektowych i przygotowawczych rozbudowy Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. W ramach projektu zbudowane zostanie dodatkowe stanowisko załadunkowo-rozładunkowe dla statków oraz stanowisko załadunku bunkierek LNG. – *To kolejny znaczący krok w rozwoju terminalu LNG w Świnoujściu i cieszę się, że skutecznie wykorzystujemy potencjał skroplonego gazu ziemnego, rozwijając perspektywiczny rynek usług przeladunku LNG i bunkrowania statków* – powiedział Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ–SYSTEM.

● **4 września br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo oraz Polski Koncern Naftowy ORLEN uruchomiły wydobycie gazu ziemnego ze złoża Miłosław E. Instalacja wydobywcza obsługiwana jest z oddalonej o 30 km kopalni. Złoże gazu Miłosław E, z którego obie spółki rozpoczęły wydobycie, leży na obszarze projektowym Płotki w gminie Miłosław (powiat wrzesiński, województwo wielkopolskie). Zostało ono udokumentowane w 2015 roku w trakcie wiercenia otworu Miłosław-4K na koncesji Kórnik–Środa (nr 32/96/p). Zasoby wydobywalne oszacowano na poziomie 680 mln m³ gazu ziemnego zaazotowanego, a prognozowana eksploatacja złoża potrwa 18 lat.

● **30 sierpnia br.** Po I półroczu 2017 r. wyniki finansowe Polskiej Spółki Gazownictwa znacznie przekroczyły wielkości planowane. Miały na to wpływ między innymi: wyższy o 844,3 mln m³ wolumen dystrybuowanego gazu, co stanowi przyrost o 15,2%, oraz wyższa o 2821 liczbą wybudowanych nowych przyłączy gazowych, czyli o 18% więcej niż zaplanowano. Nie bez znaczenia były również stale prowadzone działania w zakresie optymalizacji procesów, które przyniosły oszczędności na działalności ope-

racyjnej, mimo przyrostu zatrudnienia w PSG do 30.06.2017 r. o 460 osób, w tym bezpośrednio w obszarze eksploatacji sieci gazowych o 276 osób.

● **17 sierpnia br.** Uchwałą Zarządu IGG powołany został Zespół Ekspertów przy IGG. W jego skład wchodzi: Tomasz Blacharski, dr inż. Jacek Jaworski, prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat, Adam Matkowski, prof. dr hab. inż. Andrzej Osiadacz, Jacek Piotrowicz, dr Grzegorz Rosłonek, dr inż. Jan Sas oraz Włodzimierz Tomczak.

● **17 sierpnia br.** Prawie 1 kilometr gazociągu ma zostać położony pod rzeką San przy wykorzystaniu metody przewiertu horyzontalnego wiercenia kierunkowego (HDD). Rozpoczynający się przewiert to jedno z największych wyzwań dla GAZ-SYSTEM podczas realizacji gazociągu Hermanowice-Strachocina.

Wiercenie otworu, w którym ma zostać położony gazociąg, rozpoczęło się w miejscowości Mrzyglód (gmina Sanok). Po jego wykonaniu pod dnem rzeki San zostanie ulokowany ok. 1 km gazociągu. Skala wyzwania związana jest z długością przewiertu, który jest jednym z najdłuższych tego typu w Polsce.

● **10 sierpnia 2017 r.** w Świątkowie (gmina Janowiec Wielkopolski, województwo kujawsko-pomorskie) odbyło się uroczyste rozpoczęcie wiercenia pierwszego z dwóch otworów rozpoznawczych. Odwierty pozwolą ustalić, czy wysad solny „Damasławek” nadaje się pod planowany przez GAZ-SYSTEM kawernowy podziemny magazyn gazu.

● **3 sierpnia br.** GAZ-SYSTEM podpisał umowę z firmą Ramboll Danmark A/S na wykonanie prac analitycznych, badawczych i projektowych, niezbędnych do uzyskania wymaganych pozwoleń na budowę podmorskiego gazociągu Baltic Pipe.

Zakres prac obejmuje badania geofizyczne, geotechniczne i środowiskowe wraz z uzyskaniem niezbędnych pozwoleń na budowę podmorskiego gazociągu. Ramboll Danmark A/S będzie również odpowiedzialny za opracowanie prawnie wymaganych postępowań, uzgodnień i konsultacji. Przygotuje także dokumentację wykonawczą i zamówieniową, pozwalającą na rozpoczęcie i prowadzenie prac budowlanych.

– *Zależy nam na terminowej i sprawnej realizacji budowy gazociągu podmorskiego. Mamy nadzieję, że dotychczasowa współpraca oraz doświadczenie naszego wykonawcy przełożą się na sukces całego projektu. W sierpniu rozpoczęły się pierwsze prace geofizyczne i środowiskowe na Morzu Bałtyckim. Pozwolą one ustalić dokładny przebiegu trasy gazociągu* – powiedział Tomasz Stępień, prezes zarządu GAZ-SYSTEM.

● **27 lipca br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA oraz KGHM Polska Miedź SA zawarły nową umowę na sprzedaż paliwa gazowego. Na podstawie podpisanych umowy ramowej i kontraktów indywidualnych PGNiG będzie dostarczać do 2033 r. gaz ziemny zaazotowany do jednego z największych producentów miedzi na świecie. Szacunkowa wartość kontraktów w całym okresie trwania umowy wynosi około 4,8 mld zł.

● **27 lipca br.** W 2016 roku PSG rozpoczęło spotkania z przedstawicielami gmin w całej Polsce w sprawie gazyfikacji. Efektem tych spotkań jest podpisanie 439 listów intencyjnych, z czego 158 do końca 2016 roku, a 281 w pierwszej połowie 2017 roku. Aktywna współpraca z jednostkami samorządu terytorialnego, proaktywne podejście do potencjalnych odbiorców gazu oraz mobilizacja jednostek terytorialnych PSG w zakresie nowych gazyfikacji spowodowały, że dostęp do gazu uzyskały aż 42 nowe gminy (według raportu GUS ZPG7).

● **4 lipca br.** Paweł Jakubowski, dyrektor Pionu Rozwoju GAZ-SYSTEM, został wybrany na członka zarządu ENTOSOG. W skład Zarządu ENTOSOG wchodzi 13 reprezentantów operatorów systemów przesyłowych gazu z państw Unii Europejskiej.

Wybór przedstawiciela GAZ-SYSTEM to potwierdzenie dużego znaczenia spółki na arenie europejskiej i jej zaangażowania w realizację celów polityki energetycznej Unii Europejskiej. – *Poprzez pracę w Zarządzie ENTOSOG chcę kontynuować nasze działania na rzecz budowy zdywersyfikowanego, zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Europie Środkowej i regionie Morza Bałtyckiego* – powiedział Paweł Jakubowski.

European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTOSOG) to założona w 2009 roku organizacja, której celem jest podejmowanie działań na rzecz rozwoju wewnętrznego rynku gazu ziemnego w UE.

ENER GAS 2018

31.01–02.02.2018 r.

III Konferencja Techniczno-Naukowa

„Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej”

Rezydencja Prezydenta RP Zamek w Wiśle

Konferencja pod patronatem

Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa S.A.

oraz Prezesa Zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa



Patronat medialny



Główna tematyka konferencji:

Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego w oparciu o źródła alternatywne, produkcja biometanu oraz możliwości jego wprowadzania do systemu dystrybucyjnego, dostawy gazu LNG klientom końcowym w sytuacjach awaryjnych oraz w przypadku prac planowanych, rozwój i innowacje w branży gazowniczej, likwidacja nieszczelności na gazociągach materiałami kompozytowymi, problematyka izolacji połączeń spawanych, technologie bezwykopowe w gazownictwie, prace hermetyczne na gazociągach, regazyfikacja LNG z produkcją energii elektrycznej, możliwości wykorzystania ciepła odpadowego z tłoczni gazu, nowoczesne rozwiązania do transportu i przechowywania rur przewodowych

Ponadto:

Specjalistyczne szkolenia techniczne, wystawy produktów i urządzeń, możliwość skorzystania z regionalnych atrakcji
e-mail: energas@gascontrol-polska.pl

Organizatorzy:

Gascontrol Polska Sp. z o.o., Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej w Gliwicach



Unijne kodeksy sieciowe – kluczowe instrumenty rynku gazu ziemnego w UE

Mariusz Swora

Niniejszy artykuł ma na celu przybliżenie znaczenia kodeksów sieciowych, bez których już dziś nie wydaje się możliwe prawidłowe prowadzenie działalności regulowanej w sektorze gazu ziemnego, nie tylko na poziomie przesyłu, ale również w zakresie obrotu, magazynowania i dystrybucji.

Źródłem regulacji rynku gazu ziemnego na poziomie Unii Europejskiej tradycyjnie szukamy w dyrektywach i rozporządzeniach unijnych. Ciężar regulacji sektora gazowniczego w ostatnich latach zaczął się jednak przesuwac w stronę szczególnych aktów, które w bardzo szczegółowy sposób normują kwestie wpływające na rynek gazu w jego podstawowych segmentach. Akty te są specyficzne nie tylko ze względu na złożoną procedurę ich przyjmowania i wspomnianą szczegółowość. Również sposób ich wykładania często wymaga sięgnięcia po bardziej złożone metody interpretacji tekstów prawnych, w których liczy się nie tylko podstawowe, literalne brzmienie przepisów, ale i wykładnia systemowa i funkcjonalna. Co również istotne, stosowanie kodeksów w wymiarze europejskim powinno być spójne, co wymaga współdziałania na poziomie unijnym. Niniejszy artykuł ma na celu przybliżenie znaczenia kodeksów sieciowych, bez których już dziś nie wydaje się możliwe prawidłowe prowadzenie działalności regulowanej w sektorze gazu ziemnego, nie tylko na poziomie przesyłu, ale również w zakresie obrotu, magazynowania i dystrybucji. Autor artykułu nie stawia sobie celu w postaci szczegółowej analizy wpływu kodeksów na rynek, co jest przedmiotem prac agencji i organizacji europejskich i przekracza ramy niniejszego opracowania.

Podstawy prawne, obszary regulacji i procedura przyjmowania kodeksów sieci

Podstawą prawną opracowywania i przyjmowania kodeksów sieciowych dla rynku gazu są przepisy rozporządzenia 715/2009¹. Zwłaszcza art. 8 tego rozporządzenia zobowiązuje ENTSOg (*European Network of Transmission System Operators for Gas*, czyli europejska sieć operatorów systemów przesyłowych gazu ziemnego²), do opracowania tzw. kodeksów sieci (nazywanych również kodeksami sieciowymi) w dwunastu przedstawionych poniżej obszarach, podstawowych z punktu widzenia funkcjonowania systemu gazowego.

W konsekwencji gazowe kodeksy sieciowe stanowią kluczowe instrumenty umożliwiające pełne wdrożenie zasad wspólnego rynku energii w zakresie gazu ziemnego na obszarze całej Unii Europejskiej, określając jednolite i wspólne zasady funkcjono-

wania i zarządzania systemami gazowymi, zmierzając do zniwelowania znaczenia barier technicznych ograniczających swobodny przepływ gazu ziemnego wewnątrz UE.

Istotną rolę w opracowywaniu i przyjmowaniu kodeksów sieciowych odgrywa Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER). Zgodnie z procedurą uregulowaną także w rozporządzeniu 715/2009 (art. 6), pierwszym krokiem jest tutaj wniosek kierowany przez Komisję Europejską do ACER o przedłożenie tzw. wytycznych ramowych, których celem jest określenie jasnych i obiektywnych zasad opracowania danego kodeksu sieci, na podstawie zasad niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i niezakłóconego funkcjonowania rynku. Wniosek KE uwzględnia przy tym wcześniej przygotowane priorytety w zakresie przygotowania kodeksów odnoszących się do poszczególnych obszarów funkcjonowania systemów i rynku gazu ziemnego. ACER powinien przygotować wspomniane wytyczne w 6 miesięcy. Po ich zaakceptowaniu przez KE wytyczne są przekazywane do ENTSOg jako podstawa do opracowania projektu kodeksu sieci w terminie 12 miesięcy. Uwzględniając wytyczne, projekt kodeksu w sposób szczegółowy określa zasady harmonizacji systemów i funkcjonowania rynku gazu ziemnego. Projekt kodeksu jest przekazywany do ACER, która dokonuje jego analizy m.in. pod kątem zgodności z zasadami określonymi w wytycznych ramowych i zupełności ich uwzględnienia przez ENTSOg. Efektem analizy ACER jest uzasadniona opinia, która powinna być przekazana ENTSOg w okresie trzech miesięcy od otrzymania projektu kodeksu przez ACER. ENTSOg może zmienić projekt w świetle opinii ACER, natomiast jeśli ta opinia jest pozytywna, projekt jest przedkładany Komisji Europejskiej wraz z zaleceniem przyjęcia w rozsądnym terminie. Proces przyjmowania kodeksu przez Komisję Europejską odbywa się w ramach tzw. procedury komitetowej, czyli akceptacji przez gremium ekspertów z państw członkowskich. Ostateczne przyjęcie danego kodeksu sieciowego przez Komisję Europejską skutkuje jego mocą wiążącą w stosunku do państw członkowskich, która ma charakter bezpośredni. Innymi słowy, kodeksy przyjęte przez KE mają moc prawną równą rozporządzeniom unijnym i – co za tym idzie – nie wymagają implementacji od krajowych porządków prawnych państw członkowskich. Co niezwykle istotne,

Bezpieczeństwo i niezawodność sieci	Przyłączenie do sieci	Dostęp stron trzecich	Wymiana danych i rozliczeń
Interoperacyjność	Procedury operacyjne w sytuacjach awaryjnych	Alokacja zdolności i zarządzanie ograniczeniami	Wymiana handlowa w zakresie technologii i eksploatacyjnej organizacji usług dostępu do sieci i bilansowania
Przejrzystość	Bilansowanie, w tym procedury nominacji itd.	Zharmonizowanie struktury taryf przesyłowych	Efektywność energetyczna sieci gazowych

w trakcie pracy nad kodeksami sieci obowiązuje zasada transparentności i wymóg konsultacji z uczestnikami rynku, które wiążą wszystkich aktorów tego procesu.

Z punktu widzenia uczestników rynku krajowego, kluczowym skutkiem przyjęcia kodeksów sieciowych jest konieczność uwzględnienia wymogów w nich określonych w krajowych kodeksach sieci – instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci, zarówno przesyłowej, jak i dystrybucyjnych.

Zakres regulacji gazowych kodeksów sieciowych

Obecnie przyjętych w ramach opisanej wyżej procedury zostało pięć kodeksów sieciowych, regulujących określone obszary funkcjonowania systemów i rynku gazu ziemnego, przedstawione w zamieszczonej tabeli.

Konsekwencje dla rozwoju rynku gazu ziemnego w Europie

Próbie oceny skutków obowiązywania rozwiązań wynikających z regulacji zawartych w unijnych kodeksach sieciowych należy rozpocząć od ich ujęcia w kontekście celów ogólnych III pakietu, wynikających z rozporządzenia 715/2009, takich jak:

- efektywna konkurencja;
- skuteczne funkcjonowanie mechanizmów rynkowych;
- integracja rynków;
- równe traktowanie uczestników rynku.

Wskazane powyżej wymagania z jednej strony są podstawowymi kryteriami oceny samych wytycznych ramowych oraz kodeksów sieciowych, przygotowywanych odpowiednio ACER i ENTSOg, co wynika wprost z treści art. 6 ust. 2 i ust. 4 oraz art. 8 ust. 7 rozporządzenia 715/2009. Z drugiej strony, wymienione ogólne cele o charakterze politycznym są kluczowymi wymogami, których wypełnienie podlega monitorowaniu przez ACER w odniesieniu do wdrażania przyjętych kodeksów sieci (np. zgodnie z art. 9 ust. 1 rozporządzenia 715/2009). W tym kontekście należy zatem wskazać konkretne rozwiązania w ramach poszczególnych kodeksów i sposób, w jaki implementacja tych rozwiązań może przyczynić się do zrealizowania wymienio-

nych powyżej celów o charakterze politycznym, wynikających z rozporządzenia 715/2009.

BAL NC

W zakresie szczegółowych celów operacyjnych wdrożenie BAL NC powinno umożliwić osiągnięcie następujących celów:

- wprowadzenie mechanizmów bilansujących opartych na zasadach rynkowych;
- zapewnienie użytkownikom sieci poziomu informacji umożliwiającego efektywne zarządzanie ryzykiem związanym z bilansowaniem, przestrzegając przy tym zasad niedyskryminacji;
- zapewnienie użytkownikom sieci maksymalnego poziomu elastyczności w dostępie do sieci poprzez wykorzystanie możliwości wynikających z renominacji;
- zmotywowanie użytkowników sieci do samodzielnego bilansowania swoich portfeli i zapewnienie, aby opłaty za niezbilansowanie odzwierciedlały koszty;
- umożliwienie użytkownikom sieci i OSP korzystanie z tych samych platform obrotu w celu ułatwienia zarówno obrotu, jak i bilansowania;
- ułatwienie obrotu pomiędzy strefami bilansowania w celu zwiększenia płynności rynku krótkoterminowego i zapewnienia elastyczności za pośrednictwem mechanizmów rynkowych.

Powyższe cele szczegółowe, odnoszące się do wdrożenia kodeksu sieci w zakresie bilansowania są efektem zidentyfikowania kluczowych niedoskonałości stosowanych mechanizmów bilansujących w ramach poszczególnych systemów gazowych w państwach członkowskich, takich jak np. podział rynku oraz brak konkurencyjności wynikający z różnic między stosowanymi sposobami bilansowania czy nierynkowe metody bilansowania, w większości przypadków realizowanego przez OSP.

W tym zakresie pożądanym efektem wdrożenia BAL NC ma być uzyskanie przejrzystego, dobrze funkcjonującego rynku krótkoterminowego, zapewniającego wszystkim uczestnikom niezbędną elastyczność. W ramach takiego rynku szczególną rolę „animatora” odgrywać powinni operatorzy systemów

przesyłowych poprzez działania w trzech kluczowych dziedzinach: organizowanie lub wspieranie organizowania platformy obrotowej, maksymalizowanie możliwości użytkowników sieci w zakresie renominacji oraz zapewnianie uczestnikom rynku niezbędnych informacji. Kolejnym pożądanym efektem ma być zminimalizowanie długoterminowego kontraktowania elastyczności przez OSP, z jednoczesnym ograniczeniem bilansowania realizowanego przez OSP do minimalnych wolumenów. Elementami sprzyjającymi zniwelowaniu podziału rynku oraz zwiększeniu konkurencyjności mają też być: wprowadzenie przejrzystych mechanizmów bilansujących na podstawie *merit order*, przejrzyste metody identyfikacji niezbędnych wo-

syłowych w granicach dostępnej zdolności przesyłowej, która w optymalnym scenariuszu powinna być całkowicie wykorzystana. Drugim istotnym celem wdrożenia jednolitych zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi jest zmaksymalizowanie dostępnej stałej zdolności przesyłowej poprzez wykorzystanie mechanizmów ponownego oferowania na rynku już zarezerwowanych, ale niewykorzystywanych zdolności przesyłowych.

Problem, który leży u podstaw przekonania o konieczności wdrożenia jednolitych zasad zarządzania ograniczeniami w przesyśle, związany jest ze zidentyfikowaniem przypadków wspomnianych powyżej ograniczeń kontraktowych. Występowanie tych ograniczeń sprowadza się do przekroczenia po-

Kodeks/źródło	Obszar regulacji
Bilansowanie (BAL NC) Rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z 26 marca 2014 r., ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych; Dz. Urz. UE nr L 91 z 27.02.2014 r.	Reguły bilansowania, w tym zasady odpowiedzialności operatorów systemów przesyłowych oraz użytkowników systemu.
Interoperacyjność (INT NC) Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/703 z 30 kwietnia 2015 r., ustanawiające kodeks sieci dotyczący zasad interoperacyjności i wymiany danych; Dz. Urz. UE nr L 113 z 1.05.2015 r.	Uzgodnienie procedur technicznych poszczególnych operatorów systemów przesyłowych w ramach Unii Europejskiej. Kodeks reguluje zasady zarządzania przez operatorów transgranicznymi przepływami gazu ziemnego, sposoby postępowania w przypadku różnic w jakości gazu, zasady wymiany danych między operatorami oraz uczestnikami rynku Docelowo, ułatwiając przepływ gazu ziemnego w ramach całej UE (a nawet całego kontynentu europejskiego), omawiany kodeks ma się przyczynić do wzrostu poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia oraz konkurencyjnych cen dla odbiorców
Zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi (CMP) Decyzja Komisji (UE) 2015/715 z 30 kwietnia 2015 r., zmieniająca załącznik I do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego; Dz. Urz. UE nr L 114 z 5.05.2015 r.	Celem tego kodeksu jest zredukowanie ograniczeń przesyłowych dzięki wprowadzeniu zasady wykorzystaj lub strać (<i>use it or lose it</i> – UIOLI) w stosunku do zdolności zarezerwowanych przez uczestników rynku, przy czym niewykorzystana zdolność przesyłowa powinna wrócić na rynek.
Alokowanie zdolności przesyłowych (przepustowości) (CAM NC) – rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z 16 marca 2017 r., ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013; Dz. Urz. UE nr L 72 z 17.03.2017 r.	Ustanawia dla operatorów systemów przesyłowych obowiązek stosowania zharmonizowanych aukcji jako metody przyznawania przepustowości zarządzanej przez nich infrastruktury. Harmonizacja aukcji polega na udostępnianiu tych samych produktów w tym samym czasie i zgodnie z takimi samymi zasadami w całej Unii Europejskiej
Harmonizacja taryf przesyłowych (TAR NC) Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 r., ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu; Dz. Urz. UE nr L 72 z 17.03.2017 r.	Zwiększenie stopnia przejrzystości i wzajemnej zgodności taryf poprzez zharmonizowanie podstawowych zasad i określeń wykorzystywanych przy kalkulowaniu taryf przesyłowych oraz dzięki obowiązkowemu porównaniu krajowych metodologii ustalania taryf z metodologią wzorcową. Określa też obowiązki publikacyjne w zakresie taryf i przychodów operatorów systemów przesyłowych.

lumenów oraz jawne podejmowanie decyzji w zakresie zakupu i sprzedaż gazu. Zasadniczo w docelowym modelu główną rolę w zakresie bilansowania powinny odgrywać użytkownicy sieci, a OSP powinien pełnić jedynie rolę wspierającą w opisany powyżej sposób. Wówczas osiągnięty zostanie odpowiedni poziom płynności i konkurencyjności oraz zniwelowane zostaną bariery wejścia na rynek, a także w obrocie transgranicznym.

CMP

Wdrożenie unijnych zasad w zakresie zarządzania ograniczeniami przesyłowymi powinno doprowadzić do wyeliminowania przypadków niezaspokojenia popytu na przepustowość, związanego z ograniczeniami kontraktowymi w punktach połączeń międzysystemowych. Tego typu działanie powinno doprowadzić docelowo do efektywnego wykorzystania zdolności prze-

ziomu technicznej zdolności przesyłowej o charakterze stałym przez wolumen wynikający z ofert objęcia tej przepustowości, generowanych przez uczestników rynku, przy czym w danych warunkach istnieje niewykorzystana techniczna zdolność przemysłowa. Upraszczając, mowa w tym wypadku o sytuacjach, w których niektórzy użytkownicy sieci pomimo zarezerwowania zdolności przesyłowych, nie zamierzają jej wykorzystywać (np. w celu zamknięcia dostępu do rynku dla konkurencyjnych dostawców) i w efekcie, pomimo istnienia zapotrzebowania na tę przepustowość, pozostaje ona niewykorzystana.

W pożądanym modelu docelowym zatem OSP powinien ponownie oferować na rynku zdolność przesyłową, która wprawdzie została już przyznana i zarezerwowana na rzecz danego użytkownika sieci, ale nie jest przez niego wykorzystywana. Co istotne, stosowanie jednolitych reguł zarządzania ograniczeniami przesyłowymi powinno dotyczyć operatorów systemów

przesyłowych działających po obu stronach punktów połączeń międzysystemowych. W efekcie zminimalizowany będzie wolumen niewykorzystanej stałej zdolności technicznej, wynikający z ograniczeń kontraktowych, co z kolei powinno przyczynić się do zlikwidowania trwałych różnic cenowych pomiędzy poszczególnymi strefami rynkowymi, wynikających z nadmiernych kosztów kontraktowania zdolności przesyłowych.

CAM NC

Wdrożenie rozwiązań w zakresie skoordynowanych mechanizmów alokowania zdolności przesyłowych ma służyć – zgodnie z preambułą do rozporządzenia 2017/459 – osiągnięciu następujących celów:

- ustanowieniu przejrzystych, efektywnych ekonomicznie, zstandaryzowanych i niedyskryminacyjnych procedur i metod alokacji ujednoczonych produktów w zakresie zdolności przesyłowych w punktach połączeń międzysystemowych;
- umożliwieniu użytkownikom sieci elastycznego korzystania z możliwości oferowanych przez funkcjonujące systemy przesyłowe w celu zawierania transakcji arbitrażowych między wirtualnymi punktami obrotu;
- uproszczeniu dostępu do wykorzystania transgranicznych zdolności przesyłowych;
- przyczynieniu się do skoncentrowania płynności w hubach gazowych (a nie na połączeniach międzysystemowych);
- przyciągnięciu nowych użytkowników sieci oraz dostawców w celu zwiększenia płynności rynku i w ten sposób wzmocnienia skuteczności rynkowych mechanizmów ustalania cen;
- maksymalizacji technicznych i dostępnych zdolności przesyłowych w punktach połączeń międzysystemowych.

Zrealizowanie wskazanych powyżej celów szczegółowych jest konieczne z punktu widzenia zidentyfikowanych barier związanych z zasadami alokowania przepustowości, które skutecznie hamują rozwój zintegrowanego rynku gazu ziemnego na poziomie całej Unii Europejskiej. Bariery te są efektem np. stosowania nietransparentnych i nierynkowych mechanizmów alokowania zdolności przesyłowych, które z zasady faworyzują zasiedziały uczestników rynku w stosunku do podmiotów, które dopiero starają się wejść na rynek, czego przykładem może być model przyznawania przepustowości oparty na zasadzie *first-come-first-served*. Inną poważną przeszkodą dla integracji rynków krajowych czy stref rynkowych w ramach danego państwa członkowskiego jest brak zgodności między zasadami alokowania, stosowanymi w państwach członkowskich lub nawet przez operatorów poszczególnych systemów przesyłowych w ramach jednego państwa członkowskiego, polegający np. na zróżnicowaniu oferowanych produktów dotyczących przepustowości czy terminów wyznaczonych na zrealizowanie określonych działań w ramach procedury alokowania. Taka sytuacja prowadzi do nieuzasadnionego komplikowania wykorzystania przepustowości punktów połączeń międzysystemowych, co przyczynia się do ograniczania transgranicznych przepływów gazu ziemnego. Kolejnym zagrożeniem dla integracji i wzrostu konkurencji na rynku unijnym jest wspomniany już brak przejrzystości stosowanych mechanizmów alokowania zdolności przesyłowych, co generuje niepotrzebnie wysokie koszty oraz trudności dla uczestników rynku i w poważny sposób osłabia ewentualne sygnały inwestycyjne. Ostatnim

z istotnych mankamentów dotychczasowego modelu, opartego na zróżnicowanych metodach alokacji, jest fakt, że *de facto* ograniczają one dostęp do infrastruktury, zniechęcając potencjalnych nowych uczestników do wejścia na rynek właśnie z uwagi na trzy wymienione powyżej przesłanki, co w oczywisty sposób wpływa negatywnie na poziom konkurencji.

Implementacja unijnego kodeksu sieci w zakresie alokowania przepustowości w efekcie powinna doprowadzić do sytuacji, w której o wiele łatwiej jest uzyskać i wykorzystać zdolności przesyłowe w punktach połączeń międzysystemowych, dzięki oferowaniu przez sąsiadujących operatorów tzw. produktów powiązanych (*bundledcapacity*), dzięki czemu użytkownik może pozyskać i wykorzystać wspomnianą zdolność dzięki pojedynczej transakcji i pojedynczej nominacji. Ponadto, wspólnie (przez sąsiadujących OSP) kalkulując dostępną zdolność przesyłową można maksymalizować oferowaną zdolność techniczną w punktach połączeń międzysystemowych. Co więcej, nastąpi wyeliminowanie przypadków niezrealizowania transakcji transgranicznych, spowodowanego brakiem uzgodnień w zakresie dostępnych zdolności technicznych i stosowania zróżnicowanych procedur alokacji w punktach połączeń międzysystemowych. W dalszym etapie maksymalizacja przepustowości oferowanej jako produkty powiązane doprowadzi do zwiększenia płynności w wirtualnych punktach obrotu gazem ziemnym i stopniowego zmniejszania wolumenów będących przedmiotem obrotu w punktach połączeń międzysystemowych. Innym pozytywnym skutkiem będzie zwiększanie znaczenia wtórnego obrotu zdolnościami przesyłowymi za pośrednictwem dedykowanych platform obrotu. Wszystko to razem powinno doprowadzić do znacznego wzrostu liczby nowych użytkowników sieci, nabywających przepustowość, co w oczywisty sposób przełoży się na zwiększenie konkurencji na rynku samego gazu ziemnego i pozytywnie wpłynie na poziom cen dla odbiorców końcowych.

Przenosząc powyższe rozważania na ogólne cele polityczne, wynikające z rozporządzenia 715/2009, należy liczyć na efektywniejsze funkcjonowanie rynku, będące konsekwencją lepszego wykorzystania sieci dzięki oferowaniu maksymalnych przepustowości technicznych czy wydajniejszemu (w związku z zastosowaniem aukcji) alokowaniu przepustowości, której jest za mało w stosunku do zapotrzebowania. Także uproszczenie samej procedury alokowania w punktach połączeń międzysystemowych oraz idące za tym obniżenie kosztów w handlu transgranicznym powinno się przyczynić do wydajniejszego funkcjonowania rynku.

Z kolei będące wynikiem stosowania ujednoczonych i uproszczonych metod alokowania przepustowości na punktach połączeń międzysystemowych będzie generować wzrost i skoncentrowanie płynności oraz konkurencji w centrach handlu gazem (również wirtualnych), co z kolei przyczyni się do efektywniejszej konkurencji.

Pozytywny wpływ na poziom integracji rynku unijnego będzie efektem rosnącej zbieżności cen, zakładając zwiększenie dostępnej zdolności przesyłowej i konkurencji zarówno w zakresie samej przepustowości, jak i towaru: gazu ziemnego. Nie bez znaczenia będą również nowe możliwości wynikające z połączenia centrów handlu gazem i – co za tym idzie – efektywnego przepływu gazu między poszczególnymi strefami rynkowymi (wejścia–wyjścia).

W kontekście niedyskryminacji, dzięki stosowaniu przejrzystych, zestandaryzowanych mechanizmów alokowania przepustowości wdrożenie i stosowanie CAM NC oznaczać będzie te same warunki i wymagania dla wszystkich użytkowników sieci.

TAR NC

Kodeks sieciowy dotyczący taryf przesyłowych został przygotowany w celu osiągnięcia następujących celów:

- ograniczenia zakłóceń w obrocie transgranicznym gazem ziemnym poprzez wprowadzenie przejrzystej, niedyskryminacyjnej i uzasadnionej kosztowo metodologii taryfowej;
- umożliwienia użytkownikom sieci samodzielnego obliczania wysokości opłat z tytułu korzystania z infrastruktury przesyłowej;
- udostępnienia informacji pozwalającej użytkownikom sieci przewidywać wysokość taryf przesyłowych w przyszłości;
- stabilnego poziomu taryf przesyłowych dla użytkowników sieci i przewidywalnych przychodów dla operatorów systemów przesyłowych;
- ustalenia zharmonizowanych struktur taryfowych dla gazu, ułatwiających łączenie się sąsiadujących stref rynkowych (wejścia–wyjścia).

Powyższe cele wynikają z zidentyfikowanych, nieuzasadnionych różnic w metodologiach taryfowych stosowanych przez poszczególnych operatorów sieci przesyłowych, które z kolei mogą wpływać negatywnie na transgraniczny obrót i konkurencję. Ponadto, częstym zjawiskiem jest brak przejrzystości zarówno w samych metodologiach taryfowych, jak i w przypadkach ich zastosowań. Takie podejście prowadzi do sytuacji, w której taryfy przesyłowe nie odzwierciedlają rzeczywistego poziomu kosztów świadczenia usług w tym zakresie, ich wysokość może się znacznie wahać i – co za tym idzie – jest nieprzewidywalna. Kolejnym niepożądanym zjawiskiem z punktu widzenia konkurencji i promowania obrotu transgranicznego jest nieprawidłowa relacja cen w przypadku krótko- i długoterminowych usług przesyłowych oraz niejednolity sposób podejścia do wyceniania usług przesyłowych o charakterze przerywanym.

W kontekście zidentyfikowanych powyżej problemów wdrożenie rozwiązań wynikających z TAR NC powinno doprowadzić do powszechnego stosowania przejrzystych metodologii taryfowych, minimalizujących przypadki subsydiowania skrośnego pomiędzy użytkownikami sieci i racjonalnie odzwierciedlających koszty świadczenia usług przesyłowych. Stosowanie przejrzystych metodologii umożliwi użytkownikom racjonalne przewidywanie i obliczanie wysokości opłat przesyłowych. Z kolei operatorzy przesyłowi są w stanie osiągać uzasadnione przychody bez konieczności częstego dostosowywania taryfy; także przypadki nadmiernych lub niedostatecznych przychodów operatorów przesyłowych powinny być wyeliminowane. Co więcej, taryfy zharmonizowane, przejrzyste, odzwierciedlające rzeczywiste koszty oraz niedyskryminacyjne – z jednej strony – dają wiarygodne i miarodajne sygnały inwestycyjne, a z drugiej – promują rozwój transgranicznego obrotu gazem ziemnym.

W kontekście ogólnych celów politycznych, dzięki zwiększeniu przejrzystości i przewidywalności implementacja rozwiązań zawartych w TAR NC przyczyni się do efektywnego funkcjonowania mechanizmów rynkowych, co ograniczy ryzyko użytkow-

ników sieci i związane z nim koszty. Z kolei taryfy odzwierciedlające koszty sprzyjać będą efektywniejszemu wykorzystaniu i rozbudowie infrastruktury sieciowej. W kontekście skutecznej konkurencji oraz integracji rynków, zharmonizowane metodologie taryfowe powinny ograniczyć dyskryminacyjne skutki stosowania taryf nieodzwierciedlających koszty i w ten sposób sprzyjać konkurencji i wymianie handlowej na poziomie transgranicznym. Z kolei przejrzystość stosowanych mechanizmów taryfowych oraz minimalizowanie zjawiska subsydiowania skrośnego powinny wyeliminować lub przynajmniej w sposób znaczący ograniczyć przypadki nierównego traktowania użytkowników sieci.

* * *

Wdrażanie gazowych kodeksów sieciowych jest procesem dynamicznym, a sam ich wpływ na rozwój rynku gazu w Unii Europejskiej jest przedmiotem ciągłego monitoringu i ewaluacji. Ta ewaluacja jest dokonywana na podstawie szczegółowych wskaźników, których analiza przekracza ramy niniejszego opracowania. Z założenia wszystkie kodeksy mają realizować ogólne cele polityczne w postaci integracji, niedyskryminacji, efektywnej konkurencji i prawidłowego funkcjonowania rynku. W procesie stosowania kodeksów w celu właściwego ich rozumienia istotna jest świadomość podporządkowania ich treści konieczności realizacji tych celów oraz systemowość. W swej istocie bowiem kodeksy stanowią system naczyń połączonych, uzupełniających różne elementy integracji rynkowej.

Dr hab. Mariusz Swora, adwokat, członek rady odwoławczej ACER, prezes URE w latach 2007–2010.

Literatura:

- 1) *Implementation monitoring and evaluation of the impact of the gas network codes and guidelines on the internal market*, Final Report, Cambridge Economic Policy Associates Ltd; October 2015; http://www.acer.europa.eu/official_documents/public_consultations/pc_2015_g_04/cepa%20proposed%20methodology%20for%20monitoring%20and%20evaluation%20of%20impacts%20of%20gas%20ncs.pdf
- 2) *Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?*, P. Heather, OxfordInstitute of Energy Studies, NG 63, June 2012; <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/06/NG-63.pdf>
- 3) *The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major player*, J. Stern and H. V Rogers, OxfordInstitute for Energy Studies, OIES PAPER: NG 94 <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/12/NG-94.pdf>
- 4) *Benefits of an Integrated European Energy Market*, Booz & Company, Amsterdam, Prof. D. Newbery (University of Cambridge), Prof. G. Strbac and D. Pudjianto (Imperial College, London), Prof. P. Noël (IISS, Singapore), Leigh Fisher, London; 2013; http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130902_energy_integration_benefits.pdf

¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005; Dz. Urz. UE nr L 211, z 2009 r.

² Powołana na podstawie art. 5 rozporządzenia 715/2009 w celu „promowania dokończenia budowy i funkcjonowania rynku wewnętrznego gazu ziemnego oraz transgranicznego handlu tym gazem i zapewnienia optymalnego zarządzania, skoordynowanej eksploatacji sieci przesyłowej gazu ziemnego oraz jej właściwego rozwoju technicznego”.

Analiza ryzyk dla inwestycji liniowych

Andrzej Sikora

Od lat piszę o potrzebie zdefiniowania polityki gospodarczej, z której wynikać powinna polityka energetyczna, a z niej to wszystko, co dotyczy inwestycji w infrastrukturę liniową. Podmioty działające na polskim rynku (a także w UE) mają za sobą lata doświadczeń. Niniejszy tekst to próba podsumowania i opisu rodzajów ryzyka, które immanentnie związane są z prowadzeniem takich inwestycji. Nie zamierzam tu dokonywać analizy obowiązujących aktów prawnych. Chętnych zapraszam, bo mam je wszystkie zebrane i wylistowane...

RYZYKA PO STRONIE INWESTORA

Unia Europejska chroni przede wszystkim środowisko i chwala jej za to! Ale to ryzyko związane z zagrożeniami ekologicznymi oraz jego możliwy wpływ na tworzony/zaakceptowany harmonogram prac budowlanych jest krytyczne dla inwestycji liniowych.

Ryzyko związane z zagrożeniami ekologicznymi

Zanim podejmiesz jakiegokolwiek decyzje i zobowiązania, proszę SPRAWADŹ możliwość występowania na terenie budowy obszaru chronionego, jak na przykład Natura 2000, park krajobrazowy, rezerwat, siedlisko itd. Decyzja środowiskowa zwykle zawiera warunki dotyczące ochrony środowiska przyrodniczego, w tym obszarów Natura 2000, do uwzględnienia w fazie projektowania, budowy i eksploatacji przedsięwzięcia. To ona opisuje działania minimalizujące i łagodzące wpływ inwestycji na środowisko przyrodnicze. Pamiętaj proszę, że w ramach tych działań należy opracować „Plan zadań ochronnych”, który powinien zawierać elementy zwykle określone w decyzji środowiskowej.

Ryzyko uzyskania odpowiednich zezwoleń

Inwestor ma obowiązek uzyskania zezwoleń Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska (GDOŚ) na odstąpienie od zakazów w trybie art. 56 ustawy o ochronie przyrody (zawsze odpowiedni punkt decyzji środowiskowej). Pamiętaj proszę, że zezwolenie wydaje się na wniosek, że GDOŚ lub dyrektor regionalny może dokonywać kontroli spełnienia warunków określonych w zezwoleniu.

Ryzyko prowadzenia prac poza sezonem lęgowym

Do najbardziej uciążliwych elementów decyzji środowiskowej, mogących wpłynąć na opóźnienie prac, jest ryzyko prowadzenia prac poza sezonem lęgowym ptaków. Często w decyzji środowiskowej wprowadza się ograniczenia prowadzenia działań przygotowawczych i budowlanych ze względu na występowanie biotopów ptaków. Poza tym roboty budow-

lane i przygotowawcze w sąsiedztwie granic stref ochrony częściowej, wyznaczonych dla par lęgowych na przykład bielików, można prowadzić zwykle tylko w okresie od 1 stycznia do 30 września. Bywa, że decyzja środowiskowa nakłada na wykonawcę obowiązek przeprowadzenia kontroli terenu przez ornitologa przed rozpoczęciem jakichkolwiek prac. Wykonawca musi więc zaplanować prace w taki sposób, aby realizować je poza terminem określonym w decyzji środowiskowej i, co jest oczywiste, w pozwoleniu na budowę.

Ryzyko prac w strefie ochrony przed hałasem

Prace budowlane w sąsiedztwie terenów objętych ochroną przed hałasem należy prowadzić w porze dziennej, tj. od 6.00 do 22.00. Zazwyczaj wyznaczone są odpowiednie odległości.

Ryzyko archeologiczne

Bywa, że inwestycja zlokalizowana jest na terenach objętych ochroną konserwatorską stanowisk archeologicznych. Przed przystąpieniem do realizacji inwestycji na terenie objętym ochroną konserwatorską zabytków archeologicznych, jakimi są stanowiska archeologiczne, niezbędne jest przeprowadzenie wykopaliskowych badań archeologicznych, a cała inwestycja powinna być realizowana pod nadzorem archeologicznym. W trakcie realizacji inwestycji od właściwego konserwatora zabytków należy uzyskać zezwolenie na przeprowadzenie interwencyjnych badań archeologicznych. Zgodnie z informacją uzyskaną w biurze konserwatora, średni okres wydawania zgody trwa około 30 dni, przy czym nie można wykluczyć, że w sprawach bardziej skomplikowanych okres ten może się przedłużyć.

Może się to wiązać z istotnym ryzykiem opóźnienia pracy i dokonania odkryć archeologicznych na naszym obszarze, które mogą na długo wstrzymać prace na naszym terenie.

Osobnym tematem jest ryzyko karczowania pni i utylizacja karpiny.

Wycinka drzew i krzewów oraz utylizacja karpiny (trzeba ustalić koszt!) może być prowadzona zwykle poza okresem od 1 mar-

ca do 30 października. Karczowanie pni i utylizacja karpiny należy zwykle do obowiązków wykonawcy, co oznacza również, że musi on dostosować prace budowlane do terminu wycinki.

Ryzyko zabezpieczenia, transplantacji i przechowywania roślin i humusu

Decyzja środowiskowa nakłada na inwestora (w konsekwencji na wykonawcę) obowiązek gromadzenia humusu (organicznego materiału ziemnego) obok placu budowy (do późniejszej rekultywacji terenu). Zbieranie humusu z uwagi na okres wegetacyjny roślin należy prowadzić poza okresem od 1 marca do 30 października. Zgodnie z decyzją środowiskową, wykonawca zobowiązany jest do dokonywania odpowiednich czynności minimalizujących. W myśl decyzji transplantacja muraw lub elementów siedlisk chronionych na stanowiska zastępcze, zebranie form przetrwalnikowych lub humusu zwykle może być prowadzone równoległe z układaniem infrastruktury liniowej, ale po dokonaniu wycinki drzew i krzewów. Konieczne jest więc odpowiednie zaplanowanie działań w tym zakresie. Wykonawca pokrywa również koszt prowadzenia monitoringu środowiskowego.

RYZYKA PO STRONIE WYKONAWCY

Ryzyko związane z uwarunkowaniami ekonomicznymi

Inwestor wymaga zabezpieczenia finansowego. Zwyczajowo oczekuje:

- wadium,
- zabezpieczenia należytego wykonania umowy,
- gwarancji i rękojmi,
- ubezpieczenia.

Wadium to ryzyko jego utraty w przypadkach określonych i szczegółowo zapisanych w umowie. Zabezpieczenie należytego wykonania umowy to zwykle twarde zabezpieczenie finansowe w wysokości nawet 10% ceny całkowitej wynikającej

z oferty (całkowitego wynagrodzenia z umowy). Koszt przedłużenia terminu ważności obciąża wykonawcę. Po podpisaniu protokołu odbioru końcowego pozostaje zabezpieczenie w wysokości 30% dotychczasowej wartości do zakończenia okresu obowiązywania rękojmi. Może być stosowany wydłużony okres ważności – 30 dni od dnia wykonania zamówienia i 15 dni po upływie okresu obowiązywania rękojmi.

Gwarancje jakości i rękojmi oznaczają, że wykonawca udzieli gwarancji jakości i rękojmi na okres zwykle 36 miesięcy po „dacie zakończenia inwestycji” i umowy lub innej wspólnie określonej dacie (np. wymiany określonego elementu). Zasady wykonywania obowiązków gwarancyjnych i rękojmi zwykle wskazują krótkie terminy podjęcia niezbędnych działań (np. 72 godziny, 7 i 21 dni), pod sankcją wykonania zastępczego na koszt wykonawcy. Koszty gwarancji i rękojmi zwykle mogą zostać przeniesione na podwykonawców lub uwzględnione w cenie.

Ubezpieczenia to ryzyko/obowiązek uzyskania ubezpieczeń na wysokie kwoty i o bardzo restrykcyjnych klauzulach, na przykład:

- ubezpieczenie wszystkich rodzajów ryzyka budowy i montażu (CAR/EAR) – nie mniej niż 125 mln PLN,
- ryzyko projektanta oraz producenta – nie mniej niż 5 mln PLN za każde zdarzenie,
- mienie otaczające zamawiającego – nie mniej niż 10 mln PLN,
- klauzula konserwacji lub konserwacji rozszerzonej,
- klauzula kosztów pracy w godzinach nadliczbowych, nocnych i frachtu ekspresowego – do kwoty 5 mln PLN (odpowiedź na pytanie 67 do SIWZ),
- klauzula wzrostu wartości umowy do 110%,
- klauzula uprzątnięcia pozostałości po szkodziu – nie mniej niż 5 mln PLN,
- II ubezpieczenie OC – nie mniej niż 10 mln PLN,
- III ubezpieczenie mienia podczas transportowania – do wartości przewożonego mienia,
- IV ubezpieczenie maszyn budowlano-montażowych,

V ubezpieczenie NNW – nie mniej niż 50 tys. PLN/na osobę.

Ponadto, zwykle istnieje konieczność uzyskania akceptacji zamawiającego co do poszczególnych ubezpieczeń oraz utrzymania ich ciągłości, wraz z przedstawianiem dowodów opłat składek i przedstawieniem certyfikatów ubezpieczeniowych.

Koszt wymaganych ubezpieczeń powinien być negocjowany indywidualnie z brokerem ubezpieczeń energetycznych. Koszt dokonania poszczególnych ubezpieczeń kształtuje się na poziomie od ułamka procentu do kilku procent wartości ubezpieczenia (w zależności od ryzyka, przedmiotu ubezpieczenia, wartości udziału własnego i wielu innych elementów).

Ryzyko finansowe można zidentyfikować w następujących obszarach:

- ryzyko w obszarze płynności finansowej wykonawcy (wartość wynagrodzenia, terminy i warunki płatności),
- ryzyko dotyczące nieprzewidzianych kosztów wykonania prac (zarówno zaniżenia kosztów zdefiniowanych prac do wykonania, jak i konieczności wykonania prac dodatkowych, nieprzewidzianych do wykonania),
- ryzyko finansowe, związane z kosztami ustanowionych zabezpieczeń finansowych i wysokością odpowiedzialności za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy, w tym opóźnienia związane z wykonaniem umowy (kary umowne i szkody).

Ryzyko w obszarze płynności finansowej wykonawcy

- Wartość wynagrodzenia, która zwykle określona jest jako ryczałtowa kwota maksymalna (bez możliwości zwiększenia, ewentualnie w wyjątkowych sytuacjach). Zaniżenie wartości wynagrodzenia lub nieprzewidziane zwiększenie kosztów negatywnie wpłyną na płynność finansową wykonawcy i rentowność projektu.
- Zwykle płatności za projekt następują w wyznaczonych terminach za tzw. kamienie milowe. Procentowa wycena wartości poszczególnych kamieni milowych nie może ulec zmianie, przez co ewentualne zaniżenie wartości danego etapu prac, powstanie prac dodatkowych lub przesunięcie części prac do wcześniejszego etapu zwiększa koszty bez zwiększenia wartości płatności za dany kamień milowy (może to prowadzić do zachwiania płynności finansowej wykonawcy). Możliwą formą zarządzania tym ryzykiem jest kontrola i zarządzanie przepływami pieniężnymi oraz maksymalne opóźnienie terminów płatności swoich należności lub przeniesienie warunków płatności na dostawców/podwykonawców (ale wtedy powstaje ryzyko podwykonawcy...).
- Terminy płatności; zwykle wykonawca finansuje koszt zakupu części towarów, usług, odszkodowań oraz opłat, podatków lokalnych i innych, związanych z realizacją budowy lub koniecznością dokonania stosownych uzgodnień. Płatności za projekt następują w wyznaczonych terminach za tzw. kamienie milowe. Ponadto, wykonawca może wesprzeć się dodatkowym finansowaniem np. przez bank (ale to podnosi koszty wykonawcy).
- Warunki płatności; umowa zwykle restrykcyjnie określa warunki płatności. Brak spełnienia warunków płatności może wstrzymać lub opóźnić płatność, co również negatywnie wpływa na przepływy pieniężne.

Oprócz ww. form przeciwdziałania ryzyku należy wprowadzić zarządzanie realizacją projektu i umowy przez monitorowanie i kontrolę w obszarze zarządzania projektem i wsparciem prawnym.

Ryzyko dotyczące nieprzewidzianych kosztów wykonania prac

- zaniżenia kosztów zdefiniowanych prac do wykonania,
- konieczność wykonania prac dodatkowych, nieprzewidzianych do wykonania.

Ryzyko finansowe, związane z kosztami ustanowionych zabezpieczeń finansowych i wysokością odpowiedzialności za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy, w tym opóźnienia związane z wykonaniem umowy (kary umowne i szkody), w tym:

- znaczące koszty ustanowienia zabezpieczeń finansowych i ich odnawiania, w tym ryzyko krótkiego czasu na ustanowienie dużej liczby zabezpieczeń,
- wysokość odpowiedzialności za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy zwykle nie zostaje ograniczona do określonej kwoty. W niekorzystny sposób zostaje ustanowiony system naliczania i wysokości kar umownych (np. za opóźnienie, które może być związane z przyczynami niezależnymi od wykonawcy). Ponadto, wykonawca zwykle w szerokim zakresie odpowiada za szkody osób trzecich, wraz z kosztami wykonania zastępczego lub pomocy prawnej dla zamawiającego w przypadku sporów. Dodatkowo ponosi ryzyko braku zapłaty za zakupione towary w przypadku odstąpienia od umowy.

Mimo że w tego rodzaju i przy tych wielkościach inwestycji można spotkać się z rygorystycznymi wymogami umów w przetargach. ??? Niemniej jednak wymaga to od wykonawcy profesjonalnego zarządzania projektem i wsparcia doradczego w tym obszarze.

Ryzyko związane z wykonawstwem technicznym

Tu tylko jako przykład dla budowy gazociągów – pojawia się często ryzyko przystosowania gazociągu. Na wykonawcy spoczywa obowiązek dokonania czyszczenia gazociągu po próbach stresowych, a przed badaniem tłokiem kalibrującym; ryzyko dostarczenia łuków giętych – często zamawiający zapewnia dostawę niezbędnych rur, np. DN 800, dla potrzeb realizacji inwestycji, z wyjątkiem rur przeznaczonych na łuki gięte indukcyjnie, oraz rur DN 800 o odpowiedniej grubości ścianki (np. 12,5 mm), przeznaczonych do zabudowy na zespołach zaporowo-upustowych, które musi dostarczyć wykonawca. Każdy łuk gięty indukcyjnie przed jego zabudowaniem na gazociąg należy poddać próbie ciśnieniowej do 100% minimalnej umownej granicy plastyczności.

O wymaganiach spawalniczych można napisać osobny rozdział...

W sprawach z zakresu kontroli jakości złączy spawanych często wymagane jest w stosunku do spawanych złączy doczołowych rur gazociągu 100% badań wizualnych, magnetyczno-proszkowych lub penetracyjnych oraz radiograficznych i ultradźwiękowych. Takie same wymagania dotyczą spawanych złączy króćców i odgałęzień rurowych gazociągu, z zastrzeżeniem możliwości wykonania bądź badania radiograficznego lub ultradźwiękowego, bądź obu. W celu potwierdzenia braku rozwarstwienia

w materiale wycinanego obszaru rury należy przeprowadzić badania ultradźwiękowe zarówno przed procesem wycinania otworu w ścianie rury gazociągu, jak i spawaniem króćców i odgałęzień do rur gazociągu. Kryteria akceptacji złączy spawanych rur gazociągu opisuje się na podstawie przeprowadzonego badania jakości w protokole zawierającym wszystkie wykryte rodzaje i poziomy niezgodności. Przed przystąpieniem do badania wymaga się usunięcia wszelkich zanieczyszczeń powierzchni złącza. Tu opisują jedynie wierzchołek góry lodowej...

Ryzyko związane z kolizjami przejść gazociągów przez linie sieci energetycznych

Należy je zgłaszać w określonych terminach. Wiąże się to z kosztami, a w przypadku wystąpienia nieprzewidzianych kolizji – z zawarciem umów o usunięcie kolizji lokalizacji gazociągu i linii energetycznej. Wymagania zapewniające bezpieczeństwo prac lub budynków, bezpieczne odległości od bezpiecznych stref w pobliżu linii (dotyczących wysokości linii i szerokości rozstawienia słupów) określa rozporządzenie ministra infrastruktury z 6 lutego 2003 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy podczas wykonywania robót budowlanych (Dz.U. z 19 marca 2003 r.) i Polska Norma PN-EN 50 341-1 „Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV”. Uzgodnień należy dokonywać z Wydziałem Zarządzania Systemem Dystrybucyjnym OSD/OSP.

Odpowiedzialność za szkody rolne

Na wykonawcy zwyczajowo spoczywa obowiązek oszacowania szkód rolnych przez uprawnionego rzeczoznawcę na terenach, dla których ustanowiono służebność przesyłu na podstawie umowy cywilnoprawnej, zawartej z właścicielem nieruchomości przez zamawiającego. Wykonawca zwykle jest odpowiedzialny za sprawdzenie i potwierdzenie obmiarów oraz określenie zakresu szkód bezsprzecznie identyfikowanych jako wynikających z poprawnie prowadzonych robót. Koszty odszkodowań wykraczające poza pas ustalony w decyzji lokalizacyjnej oraz poza pas ustalony w umowach o ustanowieniu służebności przesyłu zwykle ponosi wykonawca.

Ryzyko wystąpienia niewybuchów i niewypałów

Z uwagi na prowadzone na terenie Polski działania wojenne istnieje ryzyko wystąpienia na terenie budowy infrastruktury liniowej niewypałów bądź niewybuchów. Zgodnie z przepisami ustawy o zarządzaniu kryzysowym, usuwaniem przedmiotów wybuchowych i niebezpiecznych z terenu prowadzonej inwestycji zajmują się patroli minerskie. Prace budowlane uważa się za miejsca publiczne, dlatego otrzymują charakter interwencji pilnej, dzięki czemu usuwanie przedmiotów niebezpiecznych z ich terenu odbywa się w terminie 24 godzin od przyjęcia zgłoszenia. Jednostkami zobowiązanymi do poinformowania minerskich patroli są terenowe administracje państwowe, samorządowe, policja lub straż pożarna. Do przyjazdu patrolu policja odpowiada za ochronę miejsca zlokalizowanego niewybuchu.

A termin wykonania prac zwykle zostaje określony sztywno, bez możliwości wydłużenia, pod sankcją wysokich kar umownych plus obciążenie kosztem wykonania zastępczego. Dodatkowe prace patroli minerskich nie przesuwają terminu zakończenia prac. Wykonawca w sposób własny organizuje dostawy, odbiory, pozwolenia

i wszelkie czynności wynikające z zawieranej umowy, aby dotrzymać terminu realizacji.

Odpowiedzialność na przykład:

- I) wysokie kary umowne za opóźnienie (niezawinioną zwłokę),
 - a) np. 1000 zł za każdy dzień opóźnienia opracowania lub zaktualizowania;
 - b) np. za opóźnienie w obiorze końcowym lub w usunięciu wad – 0,05% wynagrodzenia brutto do 4 tygodni, po 0,1% wynagrodzenia brutto, sumowane z karą za odstąpienie, maksymalnie do 25% wynagrodzenia brutto, z możliwością potrącenia z wynagrodzenia. Kary umowne mogą być potrącane z jakiegokolwiek płatności należnej wykonawcy. Środkiem służącym wykonawcy przed zapłatą tak wysokich kar jest jedynie tzw. miarkowanie kary w postępowaniu cywilnym;
- II) rygorystyczne przesłanki i wysokie kary umowne za odstąpienie od umowy – 10% wynagrodzenia brutto, bez zapłaty za zakupione przez wykonawcę materiały, urządzenia i wyposażenie;
- III) zwykle brak ograniczenia maksymalnej odpowiedzialności wykonawcy, jeżeli szkoda zamawiającego przekracza wysokość zastrzeżonych kar umownych.

Proszę pamiętać, że zamawiający może ponadto dochodzić odszkodowania, jeśli szkoda przewyższać będzie wysokość zastrzeżonych kar umownych, przy czym wówczas ma obowiązek udowodnienia szkody oraz jej wartości po swojej stronie;

- IV) możliwość obciążenia wykonawcy kosztami wykonania zastępczego (art. 19 ust. 3 umowy);
- V) możliwość obciążenia wykonawcy kosztami pomocy prawnej;
- VI) odpowiedzialność dotycząca zabezpieczeń i rękojmi została opisana powyżej;
- VII) każdy członek konsorcjum ponosi odpowiedzialność solidarną.

Nie opisuję ryzyka związanego z możliwością w ogóle zmiany umowy, ryzyka podwykonawstwa, pomocy publicznej. Zdarza się, że w ramach realizacji inwestycji możliwe jest ryzyko wystąpienia pomocy publicznej na rzecz wykonawcy. Zgodnie z utrwalonym orzecznictwem Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, transfer środków przypisywalnych władzy publicznej (w tym dotacji unijnych) powinien odbywać się w otwartej, niedyskryminacyjnej procedurze przetargowej. Pod pojęciem otwartej, niedyskryminacyjnej procedury przetargowej należy rozumieć przede wszystkim przetarg nieograniczony, podczas gdy zwykle zamówienie jest realizowane w trybie przetargu ograniczonego. Może to powodować zarzut Komisji Europejskiej nierynkowego wynagrodzenia wykonawcy.

W przypadku udzielenia dotacji niezgodnie z przepisami dotyczącymi pomocy publicznej Komisja Europejska może nakazać zwrot wynagrodzenia przewyższającego wynagrodzenie rynkowe z tytułu realizacji podobnej inwestycji.

W artykule wskazałem kilka – w mojej ocenie najważniejszych – rodzajów ryzyka, dotyczących inwestycji prowadzonych głównie na lądzie. Dla tych na morzu lista znacznie się wydłuża. I niekoniecznie oznacza to, że tam buduje się drożej.

Inwestycje liniowe w świetle nowych zasad wyboru wykonawcy

Jan Styliński

Inwestycje liniowe w przeważającej mierze realizowane są w ramach reżimu zamówień publicznych, bowiem dużych inwestorów w pełni „prywatnych”. działających w sektorze infrastruktury transportowej bądź przesyłowej, jest niewielu. W rezultacie wyzwania stojące przez realizacją inwestycji liniowych siłą rzeczy swoje rozwiązania znajdują na gruncie systemu zamówień publicznych oraz regulacji budowlanych.

Można zatem powiedzieć, że to od wartości leżących u podstaw systemu zamówień publicznych zależy sposób realizacji inwestycji liniowych, który powinien być wynikowy w stosunku do fundamentalnych wartości i celu zamówień publicznych. Spośród takich celów należałoby wskazać przede wszystkim bezpośrednią realizację celu publicznego (zapewnienie infrastruktury – dróg, kolei, energii, gazu itp.), a także budowę rynku i wzmocnienie przedsiębiorstw oraz racjonalizację wydawania środków publicznych. Wadliwa priorytetyzacja, a nade wszystko wadliwie stworzone, a następnie stosowane mechanizmy, mające służyć wcieleniu w życie owych celów, prowadzą do rozregulowania rynku zamówień publicznych i słabej kondycji krajowych przedsiębiorstw budowlanych.

W istniejącej dotąd praktyce, która w świetle naszych obserwacji nie uległa istotnej zmianie po głębokiej nowelizacji przepisów prawa zamówień publicznych, nadal dominują dotychczasowe pryncypia systemu zamówień publicznych, to jest 1) skupienie się na zaspokojeniu potrzeb społecznych, 2) absolutyzowanie zasady gospodarności wskutek nastawienia na najniższą cenę, oraz 3) rezygnacja z aktywności w obszarze budowy rynku i wzmocnienia przedsiębiorstw. Zwłaszcza dokonywanie wyboru według najniższej ceny (mimo zmienionych przepisów) oraz niedostrzeganie wpływu zamówień publicznych na kondycję przedsiębiorstw utrudniają prawidłową realizację inwestycji liniowych oraz budowę stałych struktur firm wykonawczych, realizujących tę infrastrukturę.

W minionych latach takie podejście do prawa zamówień publicznych czy szerzej – systemu zamówień publicznych skutkowało upadłością ponad tysiąca firm średnich i dużych, kilkudziesięcioprocentowym spadkiem produkcji budowlanej, fatalną, bowiem ujemną rentownością oraz – w konsekwencji – dramatycznym obniżeniem zdolności sektora budowlanego do budowy trwałych ram długoletniego funkcjonowania i rozwoju na rynku krajowym, a także na rynkach zagranicznych.

Do dziś w ramach znowelizowanych przepisów prawa zamówień publicznych zarysowuje się rozpacziwa próba łatania dziur legislacyjnych oraz dostosowania przepisów do dyrektyw

unijnych, niestety, w sposób istotnie niedoskonały i – zaryzykuję tezę – bez zrozumienia ratio, czyli ducha przepisów europejskich. W sposób szczególnie jaskrawy problem ten dotyczy sposobu dokonywania wyboru oferty, który – co do zasady – miał odejść od zasady wyboru ofert najtańszych na rzecz wyboru ofert najbardziej opłacalnych. Tak się jednak nie stało, w dużej mierze za sprawą złej praktyki, jednakże nie można zapominać, że do prawa należy kształtowanie prawidłowych postaw i zachowań wówczas, gdy alternatywne metody zawodzą.

Kryteria pozacenowe

Pozacenowe kryteria wyboru oferty wykonawcy w polskim systemie zamówień publicznych istnieją od 1994 roku. Niestety, mimo upływu ponad 20 lat nie wypracowano spójnego i funkcjonalnego mechanizmu ich definiowania i oceniania. Obecny wymóg ustawy określenia tych kryteriów na poziomie minimum 40% wagi sprawia zamawiającym więcej kłopotów niż przynosi korzyści, bowiem nie mają oni dobrych doświadczeń, na których mogliby się oprzeć. Powszechne jest stosowanie kryteriów o znikomym wpływie na konkurencję i proces konstrukcji ofert, w efekcie czego wszyscy oferenci w kategorii pozacenowych kryteriów otrzymują maksymalną liczbę punktów. W tak prowadzonym przetargu o wyborze oferty ponownie decyduje najniższa cena. Takie działanie nie było intencją ustawodawcy i w praktyce prowadzi do dalszego spadku efektywności funkcjonowania systemu zamówień publicznych. W procesie wyboru oferty kluczowe są dwa elementy, będące wyłączną kompetencją zamawiającego: 1) jakość opisu tego, co chce nabyć oraz 2) jego zdolność oceny złożonych ofert. Oba te elementy nie są mocną stroną instytucji zamawiających. Zainteresowani przetargiem wykonawcy zadają tysiące pytań dotyczących treści SIWZ, a prawie połowa odwołań wnoszonych do KIO dotyczy skonstruowanej przez zamawiającego umowy i opisu przedmiotu zamówienia.

Jak zatem w świetle obecnie obowiązujących przepisów prawa zamówień publicznych mogłyby wyglądać prawidłowo skonstruowane kryteria dla zamówień na infrastrukturę liniową?

Zamówienie w formule „Buduj” (na podstawie projektu zamawiającego). Rekomendowana waga pozacenowych kryteriów oceny ofert: 40%

A1	<ul style="list-style-type: none"> ● jakość (wcześniej sparametryzowana przez zamawiającego) np. na podstawie art. 30a 1. ust. 1), 2), 3) ● parametry techniczne 	A2	<ul style="list-style-type: none"> ● jakość (zdefiniowana inaczej niż parametrem) ● aspekty środowiskowe ● aspekty innowacyjne ● organizacja
B1	<ul style="list-style-type: none"> ● aspekty społeczne (wcześniej zdefiniowane) ● integracja zawodowa i społeczna osób, o których mowa w art. 22 ust.??? 	B2	<ul style="list-style-type: none"> ● aspekty społeczne ● aspekty środowiskowe

Zamówienie w formule „Zaprojektuj i wybuduj” (projektuje wykonawca). Rekomendowana waga pozacenowych kryteriów oceny ofert: 50% lub więcej w zależności od typu obiektu

A1	<ul style="list-style-type: none"> ● jakość (wcześniej sparametryzowana przez zamawiającego) np. na podstawie art. 30a 1. ust. 1), 2), 3) ● parametry techniczne 	A2	<ul style="list-style-type: none"> ● jakość (zdefiniowana inaczej niż parametrem) ● właściwości estetyczne ● właściwości funkcjonalne ● aspekty środowiskowe ● aspekty innowacyjne ● organizacja ● kwalifikacje zawodowe i doświadczenie osób wyznaczonych do realizacji zamówienia, jeżeli mogą mieć znaczący wpływ na jakość wykonania zamówienia
B1	<ul style="list-style-type: none"> ● aspekty społeczne (wcześniej zdefiniowane) ● integracja zawodowa i społeczna osób, o których mowa w art. 22 ust.??? 	B2	<ul style="list-style-type: none"> ● aspekty społeczne ● aspekty środowiskowe

Zamówienie na usługę projektowania i prac koncepcyjnych. Rekomendowana waga pozacenowych kryteriów oceny ofert: 80%

A1	<ul style="list-style-type: none"> ● jakość (wcześniej sparametryzowana przez zamawiającego) np. na podstawie art. 30a 1. ust. 1), 2), 3) ● parametry techniczne 	A2	<ul style="list-style-type: none"> ● jakość (zdefiniowana inaczej niż parametrem) ● właściwości estetyczne ● właściwości funkcjonalne ● aspekty środowiskowe ● aspekty innowacyjne ● organizacja ● kwalifikacje zawodowe i doświadczenie osób wyznaczonych do realizacji zamówienia, jeżeli mogą mieć znaczący wpływ na jakość wykonania zamówienia
B1	<ul style="list-style-type: none"> ● aspekty społeczne (wcześniej zdefiniowane) ● integracja zawodowa i społeczna osób, o których mowa w art. 22 ust.??? 	B2	<ul style="list-style-type: none"> ● aspekty społeczne ● aspekty środowiskowe

Można przyjąć, iż rola (waga) pozacenowych kryteriów oceny ofert powinna być tym większa, im mniej precyzyjnie da się opisać końcowy efekt samego zamówienia. Tę zasadę można również przedstawić alternatywnie: waga kryteriów pozacenowych powinna być tym większa, im większe znaczenie w wykonaniu zamówienia ma wkład usług intelektualnych.

Na przykład jeżeli zamawiający dysponuje kompletem projektów wykonania robót z precyzyjnie założonymi ilościami, nakładami i jakością, efekt końcowy jest precyzyjnie określony i wykonawcy mogą konkurować jedynie ceną za wykonanie tego przedmiotu, to w tym przypadku pozacenowe kryteria mogą dotyczyć parametrów jakościowych i kwestii związanych pośrednio z przedmiotem zamówienia, jak np. zagadnienia CRS.

Inaczej rzecz ma się w przypadku przetargów w formule zaprojektuj i wybuduj, w której wykonawca, realizując zamówienie, musi wykonać również projekt. Ten intelektualny komponent bezpośrednio tworzy ofertę wykonawcy i przekłada się na końcowy efekt, który zamawiającemu nie jest w szczególności znany z chwilą wszczęcia przetargu. W tym przypadku obok wymienionych wcześniej kryteriów zamawiający będzie mógł ocenić jakość proponowanych rozwiązań, trwałość, koszty eksploatacji, estetykę i doświadczenie projektantów.

Nowym, niestosowanym wcześniej w Polsce podejściem, które powinno być zastosowane na szeroką skalę po zeszlórcznej

nowelizacji przepisów prawa zamówień publicznych, jest zmiana zasad wyboru wykonawców usług intelektualnych. Głównym założeniem przy wyborze wykonawców tych usług jest określenie pozacenowych kryteriów oceny ofert na odpowiednim, adekwatnym poziomie. Celem położenia większego akcentu na pozacenowe kryteria jest zmniejszenie motywacji oferentów do konkurowania ceną. Tym samym oferenci, przy tak zdefiniowanych wagach, będą motywowani do konkurowania jakością proponowanych usług.

Generalnie, ze względu na rodzaj związku kryterium z przedmiotem zamówienia można byłoby spróbować wyróżnić dwa podstawowe obszary stosowania kryteriów pozacenowych do wyboru wykonawców inwestycji liniowych, to jest:

- kryteria związane bezpośrednio z przedmiotem zamówienia;
- kryteria związane pośrednio z przedmiotem zamówienia.

Do kryteriów związanych bezpośrednio z przedmiotem zamówienia należałoby wówczas zaliczyć takie kryteria, jak jakość (mierzona różnicowanymi metodami), parametry techniczne, właściwości estetyczne i funkcjonalne oferowane przez wykonawcę. Kryteria związane dotyczą samego przedmiotu zamówienia lub jego efektu. Innymi słowy, wybiera się ofertę pod kątem tego, co chcemy otrzymać i jakie w efekcie ma mieć parametry. Szczególnie w ramach systemu zaprojektuj i wybuduj byłyby to realne kryteria, umożliwiające dokonanie merytorycznej oceny oferty.

Z kolei kryteria pozacenowe, związane pośrednio z przedmiotem zamówienia, dają możliwość włączenia do procesu wyboru oferty oceny wpływu wykonywania zamówienia publicznego na realizację określonych celów publicznych. Ustawodawca, realizując politykę, wspiera pewne wybrane przez siebie inne polityki (wsparcie trwałych form zatrudnienia, wsparcie osób wykluczonych, promocja innowacji itp.).

Idąc dalej, obok podziału kryteriów pozacenowych według wskazanych powyżej obszarów oceny, należy przyrzeć się stosowaniu kryteriów pozacenowych od strony sposobu dokonywania oceny oferty. W tym kontekście wyróżnić można w zasadzie tylko dwie metody: parametryczną i ekspercką. Jak dotąd, stosowana była głównie pierwsza z nich, zaś metoda ekspercka raczej w okresie przedakcesyjnym do UE – w ramach ówczesnych środków pomocowych oraz środków Banku Światowego.

Kryteria pozacenowe – propozycja stosowania

Przenosząc powyższe na grunt praktyki oraz przypisania konkretnych pozacenowych kryteriów oceny ofert kategoriom ustawowym, krystalizuje się systematyka: pierwszy znak oznacza DOMENĘ, a drugi TYP.

Na przykład kryterium A1 oznacza ocenę parametru w obszarze związanym bezpośrednio z przedmiotem zamówienia.

A2 – związane bezpośrednio z przedmiotem, ocena ekspercka;

B1 – związane pośrednio z przedmiotem, ocena parametryczna;

B2 – związane pośrednio z przedmiotem, ocena ekspercka.

W świetle przepisów ustawy „Prawo zamówień publicznych”, powyższe kryteria wyglądałyby następująco:

Art. 91. 1. Zamawiający wybiera ofertę najkorzystniejszą na podstawie kryteriów oceny ofert określonych w specyfikacji istotnych warunków zamówienia.

2. Kryteriami oceny ofert są cena lub koszt albo cena lub koszt i inne kryteria odnoszące się do przedmiotu zamówienia, a zwłaszcza:

1) jakość [A1/A2], w tym parametry techniczne [A1], właściwości estetyczne [A2] i funkcjonalne [A2/A1].

W tym przypadku nie ma wątpliwości, że kryteria związane są bezpośrednio z przedmiotem zamówienia, ale już sposób oceny może być zróżnicowany: parametryczny, ekspercki i mieszany (funkcjonalność możemy zdefiniować parametrem, ale możemy posłużyć się szerszym opisem, jeżeli w ramach zamówienia ma być wykonana jakaś usługa koncepcyjna);

2) aspekty społeczne [B1/B2], w tym integracja zawodowa i społeczna osób, o których mowa w art. 22 ust. 2 [B1/B2], dostępność dla osób niepełnosprawnych lub uwzględnianie potrzeb użytkowników [A2/B2].

Aspekty społeczne i CSR nie są związane bezpośrednio z efektem zamówienia (realizują inne polityki europejskie i krajowe). Zwraca uwagę niejasna treść przepisu. Generalnie jednak, takie nieostre kryteria są możliwe do prawidłowej oceny w zasadzie wyłącznie metodą ekspercką;

3) aspekty środowiskowe [A1/A2], w tym efektywność energetyczna przedmiotu zamówienia [A1].

Tu jest pewne pole do szerszego podejścia, bo choć zarówno pierwsze, jak i drugie kryterium odnoszą się do samego przedmiotu zamówienia, to jednak „aspekty środowiskowe” mogą

dotyczyć również fazy realizacji, przez co nie będą bezpośrednio związane z efektem zamówienia. W konsekwencji kryterium można oceniać ekspercko (zwłaszcza prace koncepcyjne lub projektowe) lub parametrycznie, zwłaszcza w odniesieniu do efektywności;

4) aspekty innowacyjne [A2].

W odniesieniu do aspektów innowacyjnych w zasadzie jedynym racjonalnym podejściem byłoby dokonywanie ocen eksperckich;

5) organizacja, kwalifikacje zawodowe i doświadczenie osób wyznaczonych do realizacji zamówienia, jeżeli mogą mieć znaczący wpływ na jakość wykonania zamówienia.

Wprowadzenie wprost w ustawie „Prawo zamówień publicznych” powyższego obszaru kryteriów jest znamienne i doniosłe. Takie kryteria są nieodzowne zwłaszcza przy zamówieniach na usługi intelektualne. Organizacja – eksperckie [A2/B2], doświadczenie: parametryczne (można wykorzystać międzynarodowe wskaźniki „kategorii ekspertów” [A1]);

6) serwis posprzedażny oraz pomoc techniczna, warunki dostawy, takie jak termin dostawy, sposób dostawy oraz czas dostawy lub okres realizacji.

Kryterium odnosi się bezpośrednio do przedmiotu zamówienia i, co do zasady, ma charakter parametryczny [A1].

Podsumowując, w odniesieniu do inwestycji liniowych należałoby zastosować zaproponowany w zamieszczonych tabelach podział na kryteria i podkryteria szczegółowe, jednakże z uwzględnieniem odmienności projektów typu „Buduj” oraz projektów typu „Zaprojektuj i wybuduj”.

Szczególnym przypadkiem pozostaje wybór wykonawcy usług intelektualnych – projektant, nadzór, konsultant – w ramach realizacji inwestycji liniowej. Z uwagi na trudności w ocenie realnych kosztów świadczenia usług intelektualnych, a co za tym idzie – stwierdzenia przez zamawiającego, czy oferta zawiera cenę łącznie niską, a nade wszystko z uwagi na znaczny wpływ jakości usługi intelektualnej na prowadzenie inwestycji, zdecydowanie rekomenduje się stosowanie pozacenowych kryteriów oceny ofert o wadze na poziomie 70%–80%.

Prawidłowe i konsekwentne stosowanie pozacenowych kryteriów oceny ofert będzie służyć realizacji nie tylko samych inwestycji, ale także realizacji celów publicznych oraz budowie rynku – silnych przedsiębiorstw, konkurencyjnych na swoich rynkach. Nie będzie możliwe osiągnięcie tych celów bez podniesienia rentowności usług budowlanych, projektowych oraz inżynierskich, co w naturalny sposób musi się wiązać z urealnieniem wycen (które obecnie są nagminnie zaniżane poniżej rzeczywistych kosztów wykonywania) oraz ze zwiększeniem wydajności pracy w budownictwie. Zwiększenie wydajności pracy może nastąpić przede wszystkim przy wykorzystaniu innowacji – zarówno technologicznej, jak i procesowej. Jednakże jej wprowadzenie na szerszą skalę wymaga odejścia od dotychczasowego uproszczenia reżimu systemu zamówień publicznych, który nie realizował poprawnie celów opisanych na wstępie niniejszego artykułu.

W tym świetle pozacenowe kryteria oceny ofert powinny być traktowane jako jeden z najistotniejszych i najskuteczniejszych instrumentów realizacji szerokiej polityki gospodarczej państwa, wprowadzanej w życie z wykorzystaniem systemu zamówień publicznych.

Jan Styliński, adwokat, prezes zarządu Polskiego Związku Pracodawców Budownictwa.

Czy sektor CNG/LNG ma szansę na rozwój?

Marcin Budziewski

O rozwoju rynku CNG/LNG, wykorzystywanych jako paliwo dla samochodów, mówi się w Polsce od kilkunastu lat. Przed rokiem 2010 PGNiG SA otworzyło 24 sztandarowe stacje tankowania, zlokalizowane głównie na terenie własnych obiektów. Mijają kolejne lata, a stacji nie przybywa. Czy Polska ma szansę na rozwój tego sektora, szczególnie teraz, gdy stawia się na rozwój rynku samochodów elektrycznych?

– Producentom samochodów „odrobili lekcje” w obu przypadkach już dawno. Dostępne są zarówno nowe pojazdy elektryczne, jak i samochody z fabrycznie wmontowanymi instalacjami CNG. Wspólnym mianownikiem w obu przypadkach jest jednak brak infrastruktury. Fakt, że łatwiej i taniej jest postawić słupki do ładowania akumulatorów niż stację tankowania gazem ziemnym – mówi **Roman Kantorski**, prezes Polskiej Izby Motoryzacji.

Niemal każdy producent nowych samochodów ma w swojej ofercie pojazdy napędzane CNG. Ich cena nie jest nadmiernie wygórowana i oscyluje na pułapie kwotowym zbliżonym do samochodu z silnikiem wysokoprężnym. Dlaczego zatem rozwój stacji tankowania tego ekologicznego paliwa nie postępuje? – *Dużą rolę w tym obszarze powinno odegrać Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG SA), które w rzeczywistości jest liderem rynku* – mówi **Bartłomiej Kamiński**, dyrektor zarządzający portali cng.auto.pl i prezes Fundacji Green Fuel. – *Z moich obserwacji wynika, że głównym problemem jest brak konsekwencji w realizacji programu rozwoju rynku paliw alternatywnych. Ponadto, zarówno zasady dostępności tych nieco ponad dwudziestu stacji tankowania, jak i sposób obsługi, pozostawiają wiele do życzenia. Zazwyczaj trzeba uzyskać pozwolenie na wjazd na teren zakładu, na którym stacje najczęściej są zlokalizowane, udać się do kasy „gdzieś tam”, czasem zapłacić gotówką* – dodaje Bartłomiej Kamiński.

To jednak nie wszystko. Niebezpieczne dla stabilności biznesu są obowiązujące w Polsce taryfy zużycia gazu, dedykowane głównie takim odbiorcom, jak domostwa, fabryki itp. Stacja tankowa-

nia CNG wymaga innego podejścia, innego sposobu rozliczeń, ponieważ liczba sprzedanych m³ w danym okresie jest trudno przewidywalna.

– *Jeżeli zamówimy dostawę np. 100 m³ gazu na godzinę, płacąc abonament, ale okaże się, że mieliśmy sprzedaż, która znacznie przekroczyła ilość gazu zakontraktowanego, to zamiast cieszyć się osiągniętym zyskiem, czeka nas zapłacenie dosyć wysokich kar za przekroczenie ustalonego limitu* – mówi **Roman Kantorski**.

W Niemczech rynek tankowania CNG jest wysoko rozwinięty. Działa ponad tysiąc stacji tankowania, dostępnych 24 godziny na dobę. Inaczej rozwiązano również sposób rozliczeń dedykowany dla stacji tankowania, dzięki czemu wyeliminowano kary za sprzedaż większej ilości gazu. W Polsce doszło do takiego kuriozum, że w niektórych punktach tankowania CNG zmniejszana jest moc sprzężarek w obawie przekroczenia ilości zakontraktowanego paliwa. – *Dlatego w Polsce, przy obecnym stanie rzeczy, raczej bytu mogą mieć stacje tankowania LNG (skroplonego gazu ziemnego), z którego „zrobiony” zostanie CNG, czyli sprężony gaz ziemny. Patrząc ze strony technicznej, na stację przywożony jest w cyfryście gaz skroplony i tankowany do stacjonarnego zbiornika. Za pomocą instalacji trafia, już jako gaz sprężony, do zbiorników samochodów* – wyjaśnia Bartłomiej Kamiński.

Co zatem może poprawić kondycję tego sektora?

W listopadzie 2013 roku wprowadzony został podatek akcyzowy od sprężonego gazu ziemnego (CNG), wykorzystywanego do celów napędowych. Wynosi on 32 grosze netto za 1 m³ gazu. W wyniku tej regulacji na stacjach paliw nastąpił wzrost ceny CNG o 52 grosze brutto, ponieważ do ceny paliwa doliczony został podatek drogowy oraz VAT. W efekcie, w Polsce mamy do czynienia z jednymi z najwyższych cen CNG w Europie, która obecnie wynosi około 3,30 zł za m³. Paliwo to jest tańsze nawet w Holandii, Niemczech czy we Włoszech, gdzie siła nabywczą ludności jest o wiele wyższa niż w Polsce. Sytuacja ta dotyczy również skroplonego gazu ziemnego (LNG).

Obecnie wpływy z tego tytułu do Skarbu Państwa kształtują się tylko na poziomie kilku milionów złotych rocznie. Jednocześnie stanowią poważne obciążenie dla podmiotów, które ze względów ekologicznych do zasilania pojazdów wybrały gaz ziemny. Co więcej, obecna sytuacja stoi w sprzeczności z polityką zrówno-

15 września 2017 Wiesław Janczyk, wiceminister finansów, zapowiedział wprowadzenie zachęt podatkowych dla rozwiązań proekologicznych, w tym m.in. zerową stawkę akcyzy na CNG (sprężony gaz ziemny), zwolnienie z akcyzy oraz wyższą kwotę amortyzacji dla aut elektrycznych. Wiceminister przypomniał, że trwają prace nad projektem ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, której gospodarzem jest Ministerstwo Energii. Zaznaczył, że Ministerstwo Finansów ma bardzo istotny wkład w zapisy tej ustawy. Dotyczą one mechanizmów podatkowych w stymulowaniu rozwiązań proekologicznych.

ważnego transportu oraz promocją niskoemisyjnych paliw. Dlatego niezbędne jest obniżenie podatku akcyzowego co najmniej o połowę względem obecnych wartości. Warto w tym przypadku zastosować okres przejściowy, w którym wysokość podatku akcyzowego narastałaby wraz z rosnącym wolumenem sprzedaży tego paliwa. Pozwoliłoby to na ograniczenie w Polsce negatywnego oddziaływania akcyzy na rozwój rynku CNG i LNG.

Z zupełnie niezrozumiałych względów samodzielne tankowanie paliwa CNG w Polsce jest zabronione. Czynność tę mogą wykonywać wyłącznie osoby, które przeszły specjalne przeszkolenie. Co ciekawe, na mocy obecnie obowiązujących regulacji dozwolone jest samodzielne tankowanie gazu propan-butan (LPG), a jest to o wiele bardziej niebezpieczne niż tankowanie CNG.

Zakaz samodzielnego tankowania CNG negatywnie wpływa na koszty obsługi punktów tankowania tego paliwa. W związku z tym operatorzy stacji paliw zmuszeni są do ograniczenia czasu pracy punktów tankowania CNG. Zaledwie 9 z 24 ogólnodostępnych stacji CNG w Polsce jest czynnych w trybie całodobowym. Wpływa to negatywnie na dostępność tego paliwa oraz na jego popularność wśród kierowców.

Zarówno badania laboratoryjne, jak i doświadczenia praktyczne pokazują, że paliwo CNG jest dużo bezpieczniejsze niż paliwa naftowe – benzyna, olej napędowy czy LPG. Niestety, z niewiadomych względów w polskim porządku prawnym jest zupełnie inaczej. Na mocy obowiązujących przepisów posiadacz auta CNG zmuszony jest do dokonywania regularnych kontroli zbiorników CNG, wykonywanych przez Transportowy Dozór Techniczny. Jest to duże obciążenie, bo wiąże się z koniecznością skorzystania z bardzo ograniczonej sieci punktów dozoru. Ponadto, procedura

Innomoto jest również dedykowane sektorowi CNG

– CNG jest elementem istotnym dla tzw. motoryzacji niskoemisyjnej. Szkoda, że rozumiany szeroko sektor związany z CNG/LNG nie zainteresował się programem badawczo-rozwojowym Innomoto, którego Polska Izba Motoryzacji jest koordynatorem. Jednak nic straconego, ponieważ w 2018 roku rozpisany zostanie kolejny konkurs.

W programie przewidziane jest miejsce zarówno dla napędów alternatywnych, jak i związanej z nimi infrastruktury (zagadnienie nr II.C.1.). Celem jest wykonanie demonstratorów technologii innowacyjnych układów napędowych pojazdów samochodowych, wykorzystujących konwencjonalne i niekonwencjonalne (w tym odnawialne) źródła energii oraz podzespołów związanych z tymi układami, w tym układów ładowania i magazynowania paliwa/energii, a także infrastruktury do tankowania/ładowania tego typu pojazdów, przystosowanych do zasilania: energią elektryczną, paliwami alternatywnymi oraz gazami nieenergetycznymi.

Kolejny ważny punkt programu Innomoto (zagadnienie nr II.A.1. – pojazdy osobowe) to opracowanie innowacyjnych prototypów lekkich pojazdów osobowych o napędzie alternatywnym (np. elektrycznym – EV, hybrydowym – HEV, wodorowym – H2, sprężonym metanem – CNG, skroplonym metanem – LNG, propanem-butanem skroplonym – LPG itp.), przeznaczonych do użytkowania zwłaszcza w aglomeracjach miejskich.

Roman Kantorski, prezes Polskiej Izby Motoryzacji

ta jest niezwykle kosztowna. – Według zebranych przez nas informacji, koszt wszystkich badań wykonywanych przez TDT dla auta z czterema zbiornikami CNG w okresie dziesięciu lat wynosi aż 3280 zł! Zawarte są tutaj trzykrotne badania „rewizja zbiorników CNG” oraz jedna próba ciśnieniowa. Dla porównania: koszt podobnych badań w Niemczech wynosi obecnie około 1100 zł (260 euro) – wskazuje Bartłomiej Kamiński.

Niezbędne zatem jest wprowadzenie nowych rozwiązań prawnych, odpowiadających współczesnym standardom technicznym dla zbiorników CNG na mocy regulaminu R 110. Obecna częstotliwość badań oraz koszty procedury ze strony TDT nie znajdują uzasadnienia w trosce o bezpieczeństwo użytkowników, a stanowią wyłącznie niepotrzebne obciążenie finansowe dla posiadaczy aut na gaz ziemny. Potrzebna jest również poprawa w dostępności punktów dokonujących badań. Obecnie użytkownicy aut CNG w celu przeprowadzenia badań przez Transportowy Dozór Techniczny nierzadko muszą pokonać nawet kilkaset kilometrów.

Ze względu na wysokie ciśnienie paliwa CNG w instalacji gazowej niezbędne jest stosowanie wysokociśnieniowych zbiorników w celu magazynowania sprężonego gazu ziemnego. Niestety, wiąże się to z wysoką masą całej instalacji gazowej. Zbiorniki, najczęściej wykonane ze stali, znacznie podwyższają masę pojazdu. Przekłada się to na zwiększenie masy całkowitej pojazdu, a przez to na zmniejszenie ładowności. Problem ten dotyczy zwłaszcza aut dostawczych o dopuszczalnej masie całkowitej do 3,5 tony.

– Parlament Europejski wyszedł naprzeciw temu wyzwaniu, związanemu z ekologicznymi napędami, i obecnie pracuje nad zmianą dyrektywy 96/53 o masach i wymiarach. Przy homologacji pojazdu możliwe byłoby odjęcie od masy całkowitej pojazdu masy instalacji przeznaczonej dla paliw alternatywnych. W dokumencie przewidziane jest wprowadzenie preferencji dla instalacji zasilania gazem ziemnym (CNG i LNG), wodorem, a także energią elektryczną – mówi Roman Kantorski.

Samochody zasilane CNG spotykają się z ograniczeniem dostępności do parkingów podziemnych. W tym przypadku dokonana jest nadinterpretacja prawa, gdyż paliwo CNG traktuje się niezasadnie jak paliwo LPG. W myśl obowiązujących przepisów prawa budowlanego, podziemne garaże muszą posiadać wentylację umożliwiającą pozbycie się spalin, co pokrywa się z wymaganiami dotyczącymi gazu ziemnego.

Zdaniem Bartłomieja Kamińskiego, wskazane jest ustalenie zasad parkowania aut zasilanych gazem w garażach podziemnych, z wyraźnym rozróżnieniem na auta zasilane CNG i LPG. Obecny brak doprecyzowania w tej dziedzinie powoduje nadinterpretację prawa i przerzucanie niepotrzebnych zakazów na paliwo CNG.

Paliwa CNG i LNG zasługują w Polsce na wiele preferencji natury prawnej i fiskalnej, które od dawna są powszechnie przyjętą praktyką w państwach Europy Zachodniej. W prosty sposób mogą przyczynić się do poprawy konkurencyjności polskiej gospodarki oraz wzrostu zatrudnienia w innowacyjnym dziale transportu i sektora paliwowego.

Wprowadzenie zmian pozwoliłoby na przywrócenie pozytywnego wizerunku ekologicznych aut zasilanych gazem ziemnym w polskiej literze prawa. Niestety, obecnie obowiązujące przepisy nie dość, że nie wspierają użytkowników pojazdów zasilanych metanem, to dodatkowo nakładają na nich nieuzasadnione restrykcje.

Marcin Budziewski jest pracownikiem Polskiej Izby Motoryzacji.



Trzeba być obecnym w Brukseli

Rozmowa z **Anetą Wilmańską**, dyrektorem Przedstawicielstwa PGNiG SA w Brukseli

Jak można określić misję takiej placówki, jak przedstawicielstwo koncernu gazowego w Brukseli?

Misją Przedstawicielstwa PGNiG SA w Brukseli, którym kieruję od prawie półtora roku, jest budowanie relacji sprzyjających tworzeniu sojuszy wokół interesów Grupy Kapitałowej PGNiG zarówno wśród instytucji unijnych, jak i wybranych firm oraz stowarzyszeń branżowych działających w Brukseli. Pracujemy wspólnie z kolegami z Centrali PGNiG na to, aby Przedstawicielstwo PGNiG SA było postrzegane jako aktywny i rzetelny partner. Chcemy skutecznie budować sojusze wokół naszych interesów.

Unia Europejska jest politycznym, wielonarodowym organizmem, o rozbudowanej polityczno-administracyjnej strukturze, a tym samym bardzo trudnym obszarem do prowadzenia rzecznictwa gospodarczego. Czy można jakoś scharakteryzować arenę działań przedstawicielstwa w instytucjach unijnych?

Proces tworzenia unijnych strategii rozwoju oraz ram prawnych jest niezwykle ważny i złożony. Ważny przede wszystkim dla podmiotów gospodarczych, ponieważ ponad 70% legislacji dotyczącej aktywności gospodarczej jest tworzone w Brukseli. Złożoność tego procesu wynika z dwóch powodów: po pierwsze, z unijnego wymiaru spraw, wymuszającego pogodzenie wielu, często odmiennych interesów, w tym krajów członkowskich, przemysłu czy organizacji pozarządowych, a po drugie – z mnogości podmiotów i osób zaangażowanych w te procesy, tworzących bardzo silną konkurencję w grze interesów.

Nasza aktywność lobbingowa w Brukseli koncentruje się wokół czterech grup podmiotów. Pierwsza z nich to instytucje unijne, czyli Komisja Europejska i jej służby, takie jak np. Euro-

pejska Służba Działań Zewnętrznych oraz Parlament Europejski, ale również stałe przedstawicielstwa krajów członkowskich przy UE oraz – co istotne w branży gazowej – wybranych krajów trzecich, takich jak Norwegia czy USA.

Drugim forum naszej bieżącej aktywności są organizacje branżowe, w naszym przypadku jest to International Oil & Gas Producers (IOGP) oraz wybrane spółki, zwłaszcza z branży gazowej. To w tym gronie bardzo często budujemy sojusze wokół naszych interesów i wspólnie promujemy je wobec decydentów. Do sukcesów przy współpracy z branżą zaliczamy np. złagodzenie stanowiska KE, pod wpływem argumentów przemysłu, odnośnie do przygotowania dokumentów referencyjnych w sprawie wydobycia węglowodorów (HC BREF) – ostatecznie pracujemy z KE nad dokumentem o charakterze wytycznych. W tym roku udało się nam na poziomie Parlamentu Europejskiego wyeliminować z raportu w sprawie polityki unijnej wobec Arktyki groźne zapisy dla sektora wydobywczego. Działamy też przy European Energy Forum, współorganizując debaty z udziałem europosłów i uczestnicząc w nich.

Trzecią, bardzo ważną grupą, która może pomóc w dotarciu do szerszej grupy adresatów z naszym przekazem, są dziennikarze piszący do gazet i portali powszechnie czytanych przez ludzi tworzących tzw. *Brussels bubble*.

Do czwartej grupy należą organizacje pozarządowe oraz ośrodki analityczne, z którymi warto dzielić się naszym spojrzeniem na kluczowe kwestie, bo to one nierzadko wpływają na kształt ważnych dla nas dokumentów.

Wsparciem dla funkcjonowania przedstawicielstwa są także członkostwo i współpraca z funkcjonującymi w Brukseli europejskimi organizacjami parasolowymi, często o charakterze branżowym, ale także inne for-

malne lub nieformalne sieci kontaktów. Czy takie relacje funkcjonują?

Z uwagi na mnogość interesów zderzających się w Brukseli, skuteczne forsowanie własnych interesów wymaga najczęściej gry zespołowej. Dlatego tak ważna jest umiejętność identyfikowania sojuszników i budowania z nimi wspólnych stanowisk, co często wymaga pójścia na kompromis. Zazwyczaj sojuszników znajdujemy w stowarzyszeniach branżowych, do których należymy lub w spółkach z danej branży lub branż powiązanych. Innymi kręgami, w których również można pozyskać sojuszników, są: administracja publiczna własnego kraju, a czasem również innych, Komitet Regionów czy organizacje pozarządowe.

Identyfikacja sojuszników wymaga dobrej orientacji w interesach innych podmiotów. Nieformalne kontakty pomagają w identyfikacji naszych sojuszników w danej sprawie. Pamiętajmy, że w każdej instytucji pracują ludzie i dobre relacje z nimi mogą być pomocne. Dyskusje na szczeblu nieformalnym są bardzo ważne, gdyż stwarzają okazję do prezentowania naszej perspektywy, która nie w każdym przypadku jest znana i dobrze rozumiana przez naszych partnerów.

Aby rozwijać relacje, trzeba być obecnym w Brukseli. Niestety, liczba przedstawicielstw podmiotów pochodzących z Polski w Brukseli jest bardzo skromna. Na ponad 11 tysięcy lobbystów zarejestrowanych w Brukseli, z czego połowa to spółki i stowarzyszenia branżowe, podmiotów pochodzących z Polski jest kilkanaście, nie licząc 16 przedstawicielstw polskich regionów.

Rzecznictwo gospodarcze to również zaplecze eksperckie. Nie tylko branżowe, ale też legislacyjne, administracyjne i polityczne. Jak w Brukseli się je buduje?

Oprócz zrozumienia interesów interesariuszy oraz zasad funkcjonowania otoczenia, w którym działamy (wspomniany już tzw. *Brussels bubble*) oraz silnie rozwiniętych relacji z interesariuszami, aktywność lobbingsowa wymaga solidnego zaplecza analitycznego. Zaplecza, które potrafi zdefiniować priorytety, zaproponować rozwiązania na poziomie unijnym oraz ocenić szanse i zagrożenia wynikające z projektów unijnych dokumentów. Bez zaplecza ekspertów, prawników trudno mówić o konstruktywnym udziale w europejskim dialogu.

Do lobbystów należy najczęściej pierwszy i ostatni etap pracy nad rozwiązaniami dotyczącymi unijnych ram regulacyjnych – dostarczyć informacje, które uruchamiają prace analityczne oraz przekonać interesariuszy w Brukseli do ich przyjęcia. Stąd tak ważna jest praca zespołowa, na czele z osobami z central spółek, zajmującymi się *public affairs*, niekiedy wsparta zewnętrznymi zasobami i sojusznikami.

Lobbing, jak każda profesjonalnie prowadzona działalność, oprócz zaangażowania wysokiej klasy zasobów ludzkich wymaga dość dużych nakładów finansowych, w tym na analizy, doradztwo, działania PR i marketingowe. Stanowią one niezbędne elementy budowania pozytywnego wizerunku reprezentowanych podmiotów oraz efektywnej promocji ich stanowisk.

Forum Unii Europejskiej opisuje się często jako obszar dwóch dychotomii: szczebel krajowy w opozycji do szczebla europejskiego oraz sektor prywatny

w opozycji do publicznego. Przedstawicielstwo sektora prywatnego musi dysponować wsparciem nie tylko swojej macierzystej organizacji, ale też administracji krajowej i krajowych przedstawicieli w instytucjach europejskich. Czy ten mechanizm działa?

Jako że reprezentuję PGNiG SA – spółkę Skarbu Państwa o znaczeniu strategicznym dla bezpieczeństwa energetycznego kraju – trudno mi mówić o perspektywie typowego przedsiębiorstwa sektora prywatnego, która może być odmienna. Jednakże, bazując na mojej wiedzy i doświadczeniu, mogę stwierdzić, że skuteczność w Brukseli wymaga skoordynowanej, systematycznej, wielowymiarowej (z różnymi interesariuszami, w tym administracją, stowarzyszeniami branżowymi oraz NGO) aktywności lobbingsowej na wszystkich szczeblach i etapach prac nad kluczowymi dla nas dokumentami. Dlatego ważne jest utrzymywanie relacji z wieloma partnerami na wszystkich możliwych szczeblach.

Rolę koordynatora takiej współpracy wszystkich podmiotów reprezentujących podmioty pochodzące z Polski upatruję, za

Aby rozwijać relacje, trzeba być obecnym w Brukseli. Niestety, liczba przedstawicielstw podmiotów pochodzących z Polski w Brukseli jest bardzo skromna. Na ponad 11 tysięcy lobbystów zarejestrowanych w Brukseli, z czego połowa to spółki i stowarzyszenia branżowe, podmiotów pochodzących z Polski jest kilkanaście, nie licząc 16 przedstawicielstw polskich regionów.

przykładem innych krajów, w Stałym Przedstawicielstwie RP przy UE. Rola administracji publicznej w ramach Rady w tworzeniu unijnych ram prawnych jest bowiem wciąż realnie silniejsza niż Parlamentu Europejskiego.

Pozostałe kanały, w tym przez stowarzyszenia, organizacje pozarządowe, pracę w różnych doradczych grupach roboczych przy Komisji Europejskiej zdecydowanie mogą wesprzeć starania firm w uwzględnianiu naszych interesów przy tworzeniu strategii czy ram prawnych na poziomie unijnym. Obecnie świat lobbingsowy w Brukseli jest zdominowany przez podmioty pochodzące z krajów Europy Zachodniej, zwłaszcza z Niemiec, Francji czy Wielkiej Brytanii. Często to te kraje i ich sojusznicy nadają kierunki rozwoju UE, określają zasady funkcjonowania jednolitego rynku oraz relacje z krajami trzecimi, nie uwzględniając odmierności uwarunkowań na rynkach Europy Środkowo-Wschodniej. Dużą aktywność wykazują też podmioty z krajów trzecich, np. Gazprom – bezpośrednio i pośrednio – przez różne podmioty bardzo silnie promuje swoje interesy. Aby mitygować działania prowadzące do osłabiania pozycji konkurencyjnej krajowych podmiotów, a co za tym idzie – wymiernych strat w sferze gospodarczej, konieczne jest dalsze wzmacnianie aktywności lobbingsowej promującej polskie interesy w Brukseli.

Rozmawiał Adam Cymer

Nowe rozporządzenie SoS a bezpieczeństwo gazowe Polski

Aleksandra Kułaga

Nowe przepisy w zakresie obowiązkowej współpracy regionalnej, mechanizmu solidarności w sytuacjach kryzysowych oraz przejrzystości kontraktów gazowych wymiany informacji między państwami członkowskimi znalazły się w rewizji rozporządzenia w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego.

W lutym 2016 roku Komisja Europejska przedstawiła tzw. pakiet propozycji w zakresie zrównoważonego bezpieczeństwa energetycznego. Obejmował on cztery dokumenty, wprowadzające instrumenty mające na celu podniesienie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Rewizja rozporządzenia nr 994/2010 w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego (tzw. rozporządzenie SoS – *security of supply*), stanowiła kluczowy element pakietu. W czerwcu 2016 r. Rada UE przyjęła podejście ogólne do przeglądanego rozporządzenia, w którym zaakcentowała konieczność wzmocnienia współpracy regionalnej, przejrzystości kontraktów gazowych oraz wprowadzenia obowiązkowych przepisów w zakresie solidarności. Po kilkumiesięcznych negocjacjach na poziomie Rady UE przystąpiono do rozmów z Parlamentem Europejskim. Ostateczny kompromis w sprawie nowych przepisów rozporządzenia SoS został osiągnięty z końcem kwietnia 2017 roku.

Państwa członkowskie zostały podzielone na tzw. grupy ryzyka – zlokalizowane wokół poszczególnych szlaków dostaw gazu ziemnego do Unii. Polska znalazła się w dwóch grupach regionalnych zidentyfikowanych wzdłuż szlaku ukraińskiego i białoruskiego. Nowa formuła współpracy regionalnej, ma polegać na kolejnym sporządzaniu ocen ryzyka oraz tworzeniu rozdziałów regionalnych w planach krajowych. Przygotowywane plany zapobiegawcze i na wypadek sytuacji nadzwyczajnej, określają niezbędne środki do przeciwdziałania i ograniczania ewentualnych skutków związanych z zakłóceniami w dostawach gazu ziemnego. Wskazując na transgraniczny wymiar sytuacji kryzysowych, nowe przepisy przewidują współpracę z państwami Wspólnoty Energetycznej, które pozostają w sąsiedztwie UE, tj. z Ukrainą, Mołdawią, Albanią, Bośnią i Hercegowiną, Czarnogórą, Gruzją, Kosowem, Macedonią i Serbią. Współpraca ta polegać ma na włączaniu stron Wspólnoty Energetycznej do tworzenia wspólnych ocen ryzyka oraz na zapewnieniu transgranicznej spójności planów działań zapobiegawczych i na wypadek sytuacji nadzwyczajnej.

W rozporządzeniu wskazane są trzy stany kryzysowe związane z zakłóceniami w dostawach gazu ziemnego, tj. stan wczesnego ostrzeżenia, stan alarmowy i stan nadzwyczajny. Mechanizm solidarności jest środkiem ostatecznej potrzeby, który zostaje uruchomiony po wykorzystaniu wszystkich dostępnych środków, wynikających z krajowych planów na wypadek sytuacji nadzwyczajnej. Polega on na udostępnieniu przez państwo X wolumenów gazu niezbędnych do utrzymania dostaw do odbiorców chronionych, np. gospodarstw domowych w państwie Y. Przepisy rozporządzenia SoS określają wytyczne w sprawie mechanizmu solidarności oraz gwarantują jego automatyczny charakter i przyjmowanie środków *ad hoc* w nagłych sytuacjach. Konkretnie postanowienia finansowe, techniczne i prawne będą przedmiotem porozumień między państwami członkowskimi, które mają zacząć obowiązywać od grudnia 2018 roku.

Sukcesem polskich negocjatorów było włączenie do treści rozporządzenia priorytetyzacji dla konkurujących połączeń międzysystemowych nad zdolnościami magazynowymi w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego w państwie sąsiednim. Aspekt ten jest powiązany z połączeniem międzysystemowym Polski i Niemiec (IP Mallnow) i polityką operatora niemieckiego, który przesądził, że zdolności transgraniczne i magazynowe powinny ze sobą konkurować z uwagi na uwarunkowania funkcjonowania systemu niemieckiego. Na mocy rozporządzenia w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego w Polsce, operator niemieckiego systemu przesyłowego zapewni pierwszeństwo w przesyłce gazu przez interkonektor do Polski nad konkurencyjnymi zdolnościami w punktach wyjścia do instalacji magazynowych (magazyn Katharina). Priorytet dla IP Mallnow będzie utrzymany niezależnie od tego, czy zdolności te są ciągłe czy przerywane oraz czy były one zarezerwowane wcześniej lub w trakcie trwającego stanu nadzwyczajnego. Podkreślić przy tym należy, że dotyczy to wyłączenie przypadku zdolności konkurencyjnych. Nie stanowi to natomiast bezwarunkowego priorytetu dla gazu przesyłanego do Polski połączeniem w IP Mallnow w przypadku kryzysu.

Nowe przepisy wprowadzają większą przejrzystość w zakresie kontraktów gazowych podpisywanych przez państwa członkowskie UE z krajami trzecimi. Istniejące oraz nowe kontrakty na dostawy gazu będą podlegać dwustopniowej kontroli (bez informacji w zakresie cen gazu). Kontrakty długoterminowe, tj. m.in. 12-miesięczne, które odpowiadają ekwiwalentowi co najmniej 28% rocznego zużycia gazu w danym państwie członkowskim, będą podlegać notyfikacji do instytucji publicznej, która odpowiada za bezpieczeństwo energetyczne kraju (w Polsce – Ministerstwo Energii). W przypadku wątpliwości co do zgodności kontraktu z prawem unijnym, właściwy organ krajowy ma przekazywać taką informację do rozpatrzenia Komisji Europejskiej.

Niezależnie od ustanowionych rozporządzeniem SoS progów i wymagań, zarówno każde państwo członkowskie, jak i KE, będzie miało możliwość zażądania informacji dotyczących danego kontraktu i umów z nim powiązanych w przypadku uzasadnionej wątpliwości co do jego negatywnego wpływu na bezpieczeństwo dostaw do danego państwa/regionu/UE.

Geneza przeglądu unijnego ustawodawstwa w dziedzinie bezpieczeństwa dostaw

Początek debaty dotyczącej przeglądu unijnego ustawodawstwa w zakresie wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego związany jest z kryzysami gazowymi z 2006 i 2009 r. Pierwszy z nich wiązał się z ograniczeniem dostaw tranzytu gazu przez terytorium Ukrainy. Natomiast w styczniu 2009 r. nastąpił znaczny spadek przesyłanego przez Ukrainę i Mołdawię wolumenu gazu ziemnego, powodując jego niedobory w państwach europejskich. Całkowite zatrzymanie dostaw gazu ziemnego, przesyłanego z Rosji przez Ukrainę i dalej do państw członkowskich UE, nastąpiło 6 stycznia 2009 r. W Bułgarii oraz w państwach bałtyckich, które są całkowicie uzależnione od dostaw gazu ziemnego z Rosji, sytuacja ta spowodowała odcięcie wielu gospodarstw domowych od ogrzewania w samym środku zimy. 19 stycznia 2009 roku strony konfliktu podpisały porozumienie o wznowieniu dostaw, natomiast ich całkowite odnowienie nastąpiło dwa dni później. Rzeczywistym powodem trwającego piętnaście dni kryzysu był spór między Rosją a Ukrainą, spowodowany nieuregulowanymi rachunkami pomiędzy ukraińskim Naftogazem a rosyjskim Gazpromem.

W związku z zaistniałą sytuacją, rozpoczęła się debata dotycząca ram ustawodawstwa unijnego, które wzmocnią system bezpieczeństwa gazowego UE, nie dopuszczając tym samym do podobnych kryzysów w przyszłości.

Prawo pierwotne UE określa cele unijnej polityki energetycznej – jednym z nich jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w UE¹. Już w 2010 roku pojawiła się idea powstania unii energetycznej, której pomysłodawcami byli: prof. Jerzy Buzek oraz Jacques Delors. W maju 2014 r. Komisja Europejska wydała komunikat pt. „Europejska strategia bezpieczeństwa energetycznego”, którego efektem było przeprowadzenie tzw. stress-testów, w zakresie oceny wpływu ewentualnych zakłóceń dostaw gazu w krajach europejskich oraz opracowanie rekomendacji dla niwelowania negatywnych skutków takich sytuacji.

Kolejnym krokiem KE była publikacja „Strategii ramowej na rzecz stabilnej unii energetycznej, opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu”². Unia Energetyczna opiera się na pięciu filarach, a pierwszym z nich jest bezpieczeństwo energetyczne, solidarność i zaufanie. Dodatkowym impulsem politycznym dla tworzenia silnych ram legislacyjnych w zakresie bezpieczeństwa gazowego w UE było posiedzenie Rady Europejskiej w marcu 2015 roku, która zobligowała Komisję Europejską do podjęcia działań mających na celu przegląd istniejącego ustawodawstwa w tym zakresie³. Rewizja rozporządzenia nr 994/2010 była więc efektem kierunku wyznaczonego przez państwa członkowskie w latach ubiegłych.

Ocena nowych przepisów

Ambitne rozwiązania, które zostały przekute na przepisy nowego rozporządzenia SoS w dużej mierze opierają się na założeniu, że państwa członkowskie chcą i będą współpracować w duchu solidarności. W związku z tym mogą nasuwać się pytania i wątpliwości co do operacyjności nowo przyjętych przepisów. Na przykład można poddawać w wątpliwość skuteczność działania mechanizmu solidarności. Przecież opierać się on będzie na dwu- lub wielostronnych porozumieniach między państwami członkowskimi Unii Europejskiej. Zasady, na podstawie których będzie miał funkcjonować mechanizm solidarności, zostaną więc ostatecznie ukształtowane w grudniu 2018 roku – termin ten wynika z przepisów rozporządzenia SoS. Ewaluacji podpisanych porozumień i ewentualnej potencjalnej skuteczności mechanizmu (założeniem optymalnym jest pozostawienie go martwym) można będzie dokonać dopiero za kilka lat.

Trudny do przewidzenia jest też scenariusz przebiegu współpracy regionalnej pomiędzy państwami członkowskimi. Pewne jest, że praca nad przygotowaniem wspólnej oceny ryzyka oraz rozdziałów regionalnych w krajowych planach zapobiegawczych i na wypadek sytuacji nadzwyczajnej nie będzie zadaniem prostym. Wynika to z faktu liczby uczestników biorących udział w pracach, ich zaangażowania i terminowości oraz sprawności i efektywności działań koordynatora procesu – Komisji Europejskiej. W zakresie mechanizmu wymiany informacji i przejrzystości duża odpowiedzialność została nałożona na właściwe organy, czyli na resorty administracji rządowej, właściwe w dziedzinie energii. To od ich oceny zależeć będzie jakość współpracy w zakresie wzmocnienia unijnego systemu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. W tym zakresie należy zastanowić się nad tym, czy właściwe instytucje z państw członkowskich będą odpowiedzialnie podchodzić do tematu i konsultować się z KE w przypadku wątpliwości. Pojawia się też pytanie o włączanie państw-stron Wspólnoty Energetycznej do unijnego systemu bezpieczeństwa dostaw, które – jak wynika z preambuły rozporządzenia – nastąpi dopiero po zmianach w traktacie Wspólnoty. Proces negocjacji nad zmianami traktatowymi rozpoczął się już w 2014 roku i obecnie trudno przewidzieć termin jego zakończenia.

W myśl zasady w grupie siła, współpraca z partnerami unijnymi powinna być jednak, mimo wszystko, rozpatrywana w kategoriach szansy. Najlepszym tego przykładem może być rozwiązanie spornej kwestii IP Mallnow. Długotrwałe, bilateralne rozmowy prowadzone między polskimi a niemieckimi negocjatorami, przy dobrej woli obu stron, doprowadziły do osiągnięcia korzystnego kompromisu. Wprowadzone przepisy w zakresie solidarności są precedensem w skali europejskiej, ponieważ tego typu obligatoryjne rozwiązania pierwszy raz znalazły się w akcie ustawodawczym na poziomie unijnym. Pozytywnym zjawiskiem jest też wzmocniona współpraca regionalna, która zapewni co najmniej zwiększenie poziomu wymiany informacji i spojrzenie na te same problemy bezpieczeństwa z różnych perspektyw.

Aleksandra Kułaga, specjalista w Departamencie Ropy i Gazu Ministerstwa Energii

Poglądy wyrażone przez autora są jego poglądami osobistymi i nie stanowią stanowiska pracodawcy.

¹ Art. 194 TUE, Dz.U. C 326 z 26.10.2012.

² Komisja COM(2015)80, 25.02.2015 r., Bruksela.

³ Rada Europejska, EUCO 11/15, 20.03.2015 r., Bruksela.



Nowa platforma rozwiązywania sporów

Wypowiedź **Łukasza Kroplewskiego**, prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa

IGG podejmuje nową inicjatywę – stworzenie Ośrodka Mediacji Gospodarczej. Jakie są przesłanki tej decyzji?

Po objęciu funkcji wiceprezesa IGG, zainicjowałem stworzenie Ośrodka w ramach Izby. Pomysł spotkał się z aprobatą członków Izby. Dyskusja na ten temat odbyła się na Walnym Zgromadzeniu w dniu 26 lipca 2016 roku. Brałem w niej udział i w mojej ocenie jego utworzenie to naturalna potrzeba ponad 140 podmiotów zgromadzonych w IGG. Zmiana statutu IGG pozwoliła na utworzenie Ośrodka.

Ośrodek osiągnął pełną zdolność operacyjną do przyjmowania i rozwiązywania sporów 29 czerwca tego roku, kiedy powołano 13 pierwszych mediatorów. Są to wybitni specjaliści w swoim dziedzicach. To nie tylko mediatorzy, arbitrzy, adwokaci i radcowie prawni, ale również syndycy, inżynierowie, gazownicy, doświadczeni członkowie rad nadzorczych. Dzięki temu oferta Ośrodka Mediacji Gospodarczej jest rzeczywiście interdyscyplinarna.

Warto również podkreślić, że utworzenie Ośrodka Mediacji jest zgodne z trendami ogólnosięciowymi i krajowymi. Ten sposób rozwiązywania sporów jest promowany również przez ustawodawcę. Nie ulega wątpliwości, że zarówno sam wymiar sprawiedliwości, jak i przedsiębiorcy mogą odnieść wyłącznie korzyści. Proszę sobie wyobrazić że z kilku sporów, które toczą Państwo teraz w sądzie, jeden lub dwa kończą się ugodą wypracowaną wspólnie przed mediatorem, zatwierdzoną przez sąd. Ponoszą Państwo tylko koszty mediacji, a co najważniejsze – w optymalnym scenariuszu – a do takiego zmierza mediacja, wychodzicie z posiedzenia mediacyjnego z partnerem biznesowym na zupełnie innym poziomie relacji (win-win) niż w przypadku zakończenia sprawy wyrokiem sądu (gdzie większość przypadków to jednak win-lose).

Inicjatywa jest adresowana do firm członkowskich IGG czy może mieć szerszy zasięg?

Oczywiście, w pierwszej kolejności inicjatywa ma służyć członkom IGG, bo przecież Ośrodek powstał właśnie dla nich. Pierwsze sprawy, które wpłynęły do Ośrodka Mediacji IGG, to sprawy dotyczące członków Izby, jednak jako Ośrodek mediacji jesteśmy dostępni dla wszystkich przedsiębiorców. Teraz, po ukonstytuowaniu się Ośrodka, trwają intensywne prace Zgromadzenia Mediatorów nad inicjatywą skierowaną do sądów i przedsiębiorców, dotyczącą rzetelnej informacji na temat naszego Ośrodka.

Nie ma co ukrywać, że wypromowanie Ośrodka będzie wymagać dużej pracy nad zmianą sposobu myślenia o rozwiązywaniu sporów. To kwestia czasu, większego otwarcia przedsiębiorców na dialog oraz uświadomienia sobie, że nie zawsze warto wytaczać sądowe armaty. Zwłaszcza w sytuacji gdy mamy do czynienia z drobnym nieporozumieniem. To zresztą jest problem zmiany myślenia nie tylko samego klienta (przedsiębiorcy), ale również jego pełnomocnika. Proszę sobie wyobrazić, że zamiast dyspozycji wygrania sprawy przed sądem, zlecacie Państwo swojemu pełnomocnikowi wypracowanie „optymalnego rozwiązania sporu” albo wprost – „zawarcie ugody przed mediatorem”. To wymaga od pełnomocnika innego nastawienia do rozwiązania problemu.

Członkowie IGG to wielkie koncerny, ale też średnie i małe firmy wykonawcze i usługowe. Są szanse, że spotkają się w Ośrodku Mediacji w poszukiwaniu ugody?

Myślę, że tak. Jak już wspomniałem, zmiany legislacyjne otwierają nowe możliwości dla ośrodków mediacyjnych. W mojej ocenie, dużą zachętą jest także to, że efekt pracy stron i mediatora, czyli ugoda, może podlegać zatwierdzeniu przez sąd powszechny. To jest kluczowa sprawa dla zrównania skutków prawnych mediacji i postępowania przed sądem. Sąd badając taką ugodę sprawdza przecież jej zgodność z prawem i może odmówić jej zatwierdzenia, jeśli stwierdzi, że narusza prawo lub jest sprzeczna z elementarnymi zasadami współżycia społecznego czy dobrymi obyczajami kupieckimi. Inną sprawą natomiast jest fakt, że w przypadku wielkich koncernów mogą wystąpić ograniczenia, zarówno natury ustawowej jak i w zakresie wewnętrznych regulacji, jeśli chodzi o możliwość kierowania spraw do postępowania mediacyjnego. Ten temat wymaga samodzielnego zbadania przez każdego z członków IGG.

Czy działający przy IGG Sąd Arbitrażowy będzie wsparciem dla prac Ośrodka Mediacji Gospodarczej?

Ośrodek Mediacji powstał jako samodzielna jednostka i organizacyjnie pozostaje wyodrębniony od Sądu Arbitrażowego. Nie ulega natomiast wątpliwości, że jest tu pole do poszukiwania synergii. Jednym z tematów analiz prawnych prowadzonych obecnie w Ośrodku jest właśnie zagadnienie możliwości, skutków i benefitów takiej współpracy, chociażby w postaci zatwierdzenia ugód zawieranych przed Ośrodkiem Mediacji Gospodarczej IGG nie tylko przed sądem powszechnym, ale również arbitrażowym, działającym przy IGG.

Co, jeśli nie sąd?

Tobiasz Szychowski, Mariusz Mazepus, Krzysztof Czeszejko-Sochacki

Powszechnie przyjmuje się, że jedynym skutecznym sposobem rozwiązywania sporów pomiędzy podmiotami jest postępowanie sądowe. Ale czy jest to założenie poprawne? Co, jeśli istnieje inna, równie skuteczna, ale tańsza i szybsza alternatywa?

Niniejszy artykuł ma przybliżyć czytelnikom pojęcie ADR (*Alternative Dispute Resolution*) i uświadomić, że obok tradycyjnego postępowania sądowego, w którym strony występują jako przeciwnicy procesowi, istnieją również metody alternatywnego rozwiązywania sporów.

Metody ADR – nie koncentrują się na polaryzacji stanowiska stron. Partnerzy biznesowi nie konfrontują się w sądzie, nie są przeciwnikami. Nadal pozostają partnerami, którzy sami lub przy pomocy profesjonalisty (mediatora) próbują dojść do porozumienia, zanim zostaną wytoczone najcięższe działa.

Do form alternatywnego rozwiązywania sporów należą:

negocjacje – podejmowane przez strony dobrowolne pertraktacje, mające na celu samodzielne wypracowanie stanowiska kompromisowego;

mediacja¹ – jest również dobrowolną i, co ważne, poufną metodą rozwiązywania sporu, w której strony sporu, przy pomocy bezstronnego, neutralnego i zaakceptowanego przez siebie mediatora, prowadzą rozmowy ugodowe. Osoba mediatora jest niezwykle istotna w całym procesie mediacji, ponieważ pomaga stronom określić ich interesy i kwestie do dyskusji, wspomaga przebieg komunikacji i stara się doprowadzić do wspólnie akceptowalnego porozumienia. Zastosowanie mediacji jest możliwe we wszystkich sprawach, w których prawo dopuszcza zawarcie ugody²;

arbitraż – metoda rozwiązywania sporów prawnych, podobnie jak w przypadku mediacji – bez udziału sądu powszechnego, której istotą jest powierzenie kompetencji sądu bezstronnemu specjalście. Sąd arbitrażowy (sąd polubowny) proceduje zgodnie z własnym regulaminem i zasadami prawa.

Mediacja jest zatem formą pośrednią, plasującą się pomiędzy negocjacjami a arbitrażem. Łączy w sobie zalety negocjacji, z tym że w rozwiązaniu sporu stronom pomaga bezstronny i fachowy mediator, zachowując jednocześnie mniej sformalizowany od arbitrażu charakter, co z kolei kładzie nacisk na wypracowanie kompromisu, a nie oddanie rozstrzygnięcia „w ręce” arbitra.

Istotą mediacji jest to, że opiera się ona na dobrowolności i pozwala na samodzielne wypracowanie najlepszego rozwiązania konfliktu, zamiast odwoływania się do wcześniejszych rozstrzygnięć i wyroków. Często w przypadku, gdy same unormowania kodeksowe bądź nieprzychylna wykładnia Sądu Najwyższego nie pozwalają na wprowadzenie konkretnego rozwiązania, stosuje się umowne odstępstwa, na przykład wyłącznie zasadę słuszności danego rozwiązania, z wyłączeniem odpowiedzialności na zasadach ryzyka czy winy. Ponadto, strony mają zapewnione lepsze możliwości zidentyfikowania i wyrażenia swoich rzeczywistych potrzeb

i interesów, czego zakładanym efektem jest osiągnięcie przez nie porozumienie³.

Przedmiotem mediacji mogą być na przykład sprawy z zakresu prawa gospodarczego, zwłaszcza o zapłatę, rozwiązanie lub niewykonanie umowy, wszelkie spory dotyczące wykonywania kontraktu, a także sprawy cywilne, rodzinne i z zakresu prawa pracy.

Korzyści z mediacji:

- samodzielne, szybkie i tanie rozwiązanie sporu w formie ugody,
- utrzymanie wzajemnych relacji biznesowych,
- zachowanie korzystnego wizerunku,
- lepsze zrozumienie potrzeb własnych i drugiej strony, ułatwiająca dalszą współpracę i minimalizujące ryzyko wystąpienia kolejnego konfliktu⁴.

Jak sprawa trafia do mediacji?

- Wystarczy do Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG złożyć wniosek o przeprowadzenie mediacji (wzór wniosku będzie wkrótce dostępny na stronie IGG).
- Jeśli trwa już postępowanie sądowe, sprawę do mediacji kieruje sąd na wniosek stron procesu, złożony do sądu ze wskazaniem jako mediatora OMG przy IGG.
- W każdym przypadku warunkiem prowadzenia mediacji jest zgoda stron.
- Każda ze stron może złożyć wniosek o przeprowadzenie mediacji na każdym etapie sporu lub negocjacji.

Jak opłacić wniosek?

- Strona lub strony składające wniosek o przeprowadzenie mediacji wpłacają bezzwrotną opłatę rejestracyjną w wysokości 400,00 zł na rachunek bankowy lub w kasie Izby Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie, przeznaczoną na pokrycie kosztów rozpatrzenia wniosku.
- Rozpatrywane są jedynie wnioski, w odniesieniu do których wniesiona została wymagana opłata rejestracyjna.

Kto decyduje o wyborze mediatora?

- Mediatora wybierają wspólnie strony lub wyznacza na wniosek stron przewodniczący OMG, a w postępowaniu sądowym – sąd kierujący sprawą do mediacji z listy mediatorów.

- Jeżeli strony nie wyznaczyły wspólnie mediatora ani nie wniosły o jego wyznaczenie przez przewodniczącego OMG bądź mediator nie został wskazany w postanowieniu sądu kierującego strony do mediacji, mediatora wyznacza – niezwłocznie po wszczęciu postępowania mediacyjnego – przewodniczący OMG.
- Co ważne, każda ze stron może żądać wyłączenia mediatora, składając wniosek do przewodniczącego OMG lub do protokołu w trakcie posiedzenia mediacyjnego. W przypadku uwzględnienia wniosku, przewodniczący OMG niezwłocznie powoła innego mediatora w danej sprawie.

Jak przebiega mediacja?

- Niezwłocznie po otrzymaniu informacji o wyborze lub wskazaniu do prowadzenia mediacji, mediator kontaktuje się ze stronami, wyznaczając termin i miejsce pierwszego spotkania mediacyjnego (co do zasady, siedziba IGG w Warszawie).
- Mediator wyjaśnia zasady i cele postępowania mediacyjnego i pyta, czy strony wyrażają zgodę na mediację. Mediacja prowadzona jest w obecności obu stron. Mogą się także odbywać indywidualne spotkania mediatora z każdą ze stron.
- Strony mogą zrezygnować z udziału w mediacji na każdym etapie postępowania mediacyjnego.
- Strony podczas mediacji mogą działać osobiście lub z udziałem umocowanych pełnomocników.
- Sesja mediacyjna trwa 1,5 godziny. W trakcie sesji mediacyjnej mediator może się spotykać osobno z każdą ze stron.
- Postępowanie mediacyjne nie jest jawne, ale w sesji mediacyjnej mogą brać udział osoby trzecie, na których obecność wyrażą zgodę obie strony oraz mediator.
- Mediator udziela stronom pomocy w rozmowie, prowadzonych negocjacjach zmierzających do polubownego rozwiązania sporu w sposób bezstronny i niezależny.
- Mediator nie rozstrzyga sporu, nie narzuca rozwiązania, a jedynie podejmuje czynności zmierzające do rozwiązania sporu przez strony poprzez osiągnięcie porozumienia.
- Na każdym etapie mediacji mediator może zwrócić się do strony o dodatkowe informacje. Informacje te mediator ujawnia drugiej stronie, chyba że udzielająca je strona zastrzegła, że mediator ma je zachować w poufności.
- Strony mogą korzystać z ekspertów lub konsultantów posiadających wiedzę w danej dziedzinie.
- Z przebiegu mediacji sporządza się protokół, w którym zaznacza się miejsce i czas prowadzenia mediacji, a także podaje się nazwy i adresy stron oraz nazwiska mediatorów lub mediatora i adres OMG oraz wynik mediacji. Protokół podpisują mediatorzy lub mediator.

Czym kończy się mediacja?

- Jeżeli strony zawarły ugodę przed mediatorem, jej istotną treść wciąga się do protokołu lub załącza do protokołu egzemplarz ugody, podpisany przez strony. Niemożność podpisania ugody mediator stwierdza w protokole.
- Jeżeli wymagają tego obowiązujące przepisy prawa, protokół składa się we właściwym sądzie.
- Ugoda zawarta przed mediatorem stanowi tytuł egzekucyjny. Mediator doręcza stronom odpis protokołu zawierającego ugodę, z pouczeniem o możliwości wystąpienia do sądu o zatwierdzenie ugody. Ugoda zawarta przed mediatorem po jej

zatwierdzeniu przez sąd ma moc ugody zawartej przed sądem. Nie uchybia to przepisom o szczególnej formie czynności prawnej. Zatwierdzenie ugody poprzez nadanie klauzuli wykonalności powoduje, iż ugoda stanowi tytuł wykonawczy.

- W wypadku braku ugody strony mogą dochodzić swoich praw w postępowaniu sądowym.

Ile kosztuje mediacja?

- Koszty mediacji (opłata rejestracyjna, opłata mediacyjna i wydatki związane z przeprowadzeniem mediacji) obciążają strony, co do zasady, w równych częściach, chyba że strony ustalą inny podział rozliczeń.
- Opłata mediacyjna wynosi:
 - w sprawach majątkowych – 3% wartości przedmiotu sporu, ustalonej według przepisów kodeksu postępowania cywilnego, nie mniej niż 200,00 zł za sesję mediacyjną,
 - w sprawach niemajątkowych lub gdy nie można ustalić wartości przedmiotu sporu – 200,00 zł za każdą godzinę posiedzenia.
- W przypadku mediacji skierowanej przez sąd opłatę, wydatki i koszty postępowania mediacyjnego rozlicza mediator według rozporządzenia ministra sprawiedliwości z 20 czerwca 2016 r. w sprawie wysokości wynagrodzenia i podlegających zwrotowi wydatków mediatora w postępowaniu cywilnym:
 - w sprawach o prawa majątkowe wynagrodzenie mediatora wynosi 1% wartości przedmiotu sporu, jednak nie mniej niż 150,00 zł i nie więcej niż 2000,00 zł za całość postępowania mediacyjnego,
 - w sprawach o prawa majątkowe, w których wartości przedmiotu sporu nie da się ustalić, oraz o prawa niemajątkowe wynagrodzenie mediatora za pierwsze posiedzenie mediacyjne, przeprowadzone w wyznaczonym przez sąd czasie mediacji wynosi 150,00 zł, a za każde następne posiedzenie – 100,00 zł, łącznie nie więcej niż 450,00 zł,
 - zwrotowi podlegają udokumentowane i niezbędne wydatki mediatora, poniesione w związku z przeprowadzeniem mediacji na pokrycie kosztów:
 - przejazdów – w wysokości i na warunkach określonych w przepisach dotyczących wysokości oraz warunków ustalania należności przysługujących pracownikowi zatrudnionemu w państwowej i samorządowej jednostce sfery budżetowej z tytułu podróży służbowej na obszarze kraju;
 - wynajmu pomieszczenia niezbędnego do przeprowadzenia posiedzenia mediacyjnego, w wysokości nieprzekraczającej 70,00 zł za jedno posiedzenie;
 - korespondencji, w wysokości nieprzekraczającej 30,00 zł.

Tobiasz Szychowski, adwokat, przewodniczący Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG w Warszawie, zastępca dyrektora Departamentu Obsługi Korporacyjnej i Prawnej PGNiG SA
Mariusz Mazepus, adwokat, mediator Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG w Warszawie, In-house w Chopin Airport Development Sp. z o.o.

Krzysztof Czeszejko-Sochacki, adwokat, mediator Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy IGG w Warszawie

¹ Łac. *mediatio od mediare* „być w środku, pośredniczyć” od *medius* „środkowy, bezstronny”.

² www.mediacja.gov.pl

³ Maciej Stępień, www.prawodlakazdego.pl

⁴ www.mediacja.gov.pl

PRZEWODNICZĄCY

Tobiasz SZYCHOWSKI

Adwokat. Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego oraz Szkoły Prawa Niemieckiego Uniwersytetu Wilhelma w Münster. Jest członkiem Izby Adwokackiej w Łodzi. W latach 2013, 2014, 2015 rekomendowany w dziedzinie Sporów Sądowych i Arbitrażu w Legal 500 i Chambers&Partners. Posiada ponad 10 lat doświadczenia w branży prawniczej zarówno od strony organów wymiaru sprawiedliwości (aplikacja sądowa), jak i w sektorze prywatnym (adwokat). Przez 5 lat był szefem departamentu procesowego w topowej polskiej kancelarii. Specjalizuje się w arbitrażu gospodarczym, inwestycyjnym, sporach gospodarczych, dochodzeniu wiarygodności, mediacji i negocjacjach, prawie ubezpieczeniowym, przestępstwach gospodarczych, sporach dotyczących patentów i znaków towarowych, sporach pracowniczych, sporów prawa mediów, autorskiego i z zakresu nieuczciwej konkurencji, w prawie nieruchomości i prawie energetycznym. Od 2015 r. mec. Szychowski jest odpowiedzialny za pracę prawników w Grupie Kapitałowej PGNiG SA. Prowadził spory we wszystkich niemal dziedzinach prawa materialnego i na gruncie każdej z procedur prawa powszechnego (karnego, cywilnego, gospodarczego, administracyjnego), jak również w ramach tzw. *Alternative Dispute Resolution*, zarządzając zespołem adwokatów i radców prawnych (negocjatorów, mediatorów i litygatorów). Zyskał laur w postaci Dyplomu Uznania Centrum Mediacji Lewiatan za pozytywny stosunek do mediacji, zwłaszcza za stanowcze „TAK” dla mediacji ze skierowania sądu w roku mediacji gospodarczej 2015. Od 2017 roku jest przewodniczącym Ośrodka Mediacji Gospodarczej przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa w Warszawie oraz mediatorem ośrodka.



SEKRETARZ

Łukasz WIATER



Radca prawny, absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie, studiów podyplomowych w Wyższej Szkole Ekonomii i Innowacji w Lublinie w zakresie przygotowania projektów i zarządzania funduszami europejskimi oraz studiów podyplomowych w Szkole Głównej Handlowej w Warszawie w zakresie zamówień publicznych. W latach 2003–2009 ekspert ds. formalnoprawnej oceny jakości kształcenia w Państwowej Komisji Akredytacyjnej. Od 2009 roku pracuje w Kancelarii Prawnej Elżbieta Mucha. Od 2012 roku wspólnik w spółce Proacademia Małeczka Wiater sp.j., zajmującej się wsparciem instytucji sektora szkolnictwa wyższego.

ZESPÓŁ

Krzysztof CZESZEJKO-SOCHACKI



Adwokat, arbiter, mediator, absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Po złożonych egzaminach: sędziowskim i adwokackim (1983 r.) rozpoczął wykonywanie zawodu adwokata,

od 1992 roku w kancelarii własnej. Pełnomocnik w licznych procesach sądowych i arbitrażowych. Pełnił funkcję szefa Kancelarii Sejmu, sędziego

Trybunału Stanu, wiceprezesa Krajowej Izby Gospodarczej, zastępcy prezesa Sądu Arbitrażowego przy KIG w Warszawie, członek wielu rad nadzorczych. Obecnie jest arbitrem i mediatorem Sądu Arbitrażowego przy KIG w Warszawie, Sądu Polubownego Adwokatury Polskiej przy NRA, Sądu Arbitrażowego przy Polsko-Niemieckiej Izbie Przemysłowo-Handlowej w Warszawie, Sądu Arbitrażowego przy Stowarzyszeniu Inżynierów Doradców i Rzeczników w Warszawie, Sądu Arbitrażowego Pomorza Zachodniego przy Północnej Izbie Gospodarczej w Szczecinie, Międzynarodowego Centrum Mediacji w Polsce, a także członkiem Komisji Legislacyjnej NRA, członkiem honorowym Stowarzyszenia Międzynarodowego Prawa Prywatnego w Lugano.

Specjalizacja: budownictwo, nieruchomości, finanse, prawo energetyczne, prawo administracyjne, prawo bankowe, prawo cywilne, prawo lokalowe, prawo ochrony środowiska, prawo europejskie, prawo rodzinne, prawo gospodarcze, prawo handlowe międzynarodowe, prawo podatkowe, prawo pracy, prawo reklamy i mediów, prawo konstytucyjne, prawo sportowe, prawo ubezpieczeniowe, prawo zamówień publicznych, prawo telekomunikacyjne, IT, prawo własności intelektualnej, projekty infrastrukturalne, projekty inwestycyjne, umowy dystrybucyjne, franchising, FIDiC.

Dr Joanna GŁOWACKA



Radca prawny, absolwentka Wydziału Prawa i Administracji UJ (1994), ukończyła pomagisterskie studia na Wydziale Prawa Uniwersytetu Karola Ruprechta w Heidelbergu (1995, LL.M.), a także studia doktoranckie na Wydziale Prawa

Uniwersytetu Johanna Wolfganga Goethego we Frankfurcie nad Menem, gdzie uzyskała stopień naukowy doktora nauk prawnych (1998, stypendystka Fundacji Konrada Adenauera w Bonn). W latach 1992–1994 pracowała w Międzyuczelnianym Instytucie Wynalazczości i Ochrony Własności Intelektualnej UJ, prowadziła seminaria jako profesor wizytujący (Gastprofessor) na Uniwersytecie Ekonomicznym w Wiedniu (1997), od roku 2003 wykonuje zawód radcy prawnego w prywatnej kancelarii w Warszawie, specjalizując się w prawie zamówień publicznych i prawie budowlanym. Autorka artykułów z tematyki robót budowlanych i zamówień publicznych. Od roku 2012 pełni honorowo funkcję adwokata zaufania (*Vertrauensanwalt*) w Ambasadzie Austriackiej w Warszawie.

Filip KONA



Z wykształcenia politolog i prawnik, z zawodu adwokat, z rodziny o łódzko-lwowskich tradycjach adwokackich. Absolwent stosunków międzynarodowych oraz prawa Uniwersytetu Łódzkiego. Stypendysta Uniwersytetu Wschodniej Karelii w Joensuu

(Finlandia) oraz Roehampton University w Londynie (Wielka Brytania), słuchacz studium menedżerskiego współorganizowanego przez Robert H. Smith School Uniwersytetu Maryland (USA). Praktykował zarówno

w kancelariach wyspecjalizowanych w procesach karnych, jak i w czołowej polskiej firmie prawniczej. Doradzał klientom w zakresie polityki zgodności z prawem (*compliance*), reprezentował też ich w charakterze obrońcy i pełnomocnika oskarżycieli posiłkowych. Prelegent szkoleń dotyczących przeciwdziałania popełnianiu przestępstw. Obecnie odpowiedzialny za kierowanie projektami o międzynarodowym zasięgu w branży gazowniczej. W swej pracy łączy wszechstronne doświadczenie z niekonwencjonalnymi rozwiązaniami zagadnień z wielu dziedzin.

Wacław KRZYWOSZYŃSKI



Absolwent Politechniki Wrocławskiej (1982 r.). Studia podyplomowe – Politechnika Warszawska, Wirtschaftsforerungsinstitut (WIFI – Wiedeń) oraz Wrocław (zarządzanie w warunkach prawa Unii Europejskiej). Egzamin dla kandydatów

na członków rad nadzorczych w spółkach Skarbu Państwa oraz jednoosobowych spółkach z udziałem Skarbu Państwa (1996 r.). Duże doświadczenie w przygotowaniu inwestycji i w obszarze finansowania projektów energetyki – przygotowanie koncepcji i pełna realizacja budowy 6 bloków energetycznych w Elektrowni Turów (wartość 1500 milionów USD). Doświadczenie w zarządzaniu finansami dużych przedsiębiorstw przy zmiennym rynku finansowym. Współpraca przy zawieraniu umów ubezpieczeniowych i rozliczaniu odszkodowań za szkody o wielkim rozmiarze. Szeroka wiedza w zakresie wytwarzania i wykorzystania energii. Ekspert w zakresie energetyki i energii oraz nowych rozwiązań dla energetyki.

Karolina KULESZA



Radca prawny. Ukończyła Wydział Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego. Stypendystka Programu Erasmus na Uniwersytecie Wileńskim. Odbyła aplikację radcowską przy Okręgowej Izbie Radców Prawnych w Łodzi. Od 2013 r.

wpisana na listę radców prawnych. Doświadczenie zdobywała w kancelariach prawnych, prowadząc sprawy z zakresu prawa cywilnego, gospodarczego, obsługi spółek prawa handlowego, prawa telekomunikacyjnego oraz prowadzenia sporów sądowych. Od 2013 r. pracuje w Dziale Prawnym PGNiG SA. Specjalizuje się w prawie energetycznym.

prawie gospodarczym, administracyjnym, a także w prowadzeniu sporów przed sądami powszechnymi i arbitrażowymi. Wspiera zespoły negocjacyjne przy zawieraniu kontraktów z kluczowymi dla spółki odbiorcami. Pracuje w języku polskim i angielskim.

Andrzej KWAŚNIK



Radca prawny. Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego, a także podyplomowych studiów w zakresie polityki społecznej oraz podyplomowych studiów dyplomatycznych.

W latach 70. radca prawny w przedsiębiorstwach państwowych, w latach 80. radca prawny w administracji państwowej, w tym zastępca dyrektora Biura Prawnego Urzędu Rady Ministrów. W latach 1987–1992 kierownik działu prawnego w ambasadzie RP w Bonn. Od 1992 roku własna kancelaria prawnicza. W latach 1997–2000 partner i prezes zarządu Feddersen Laule Scherzberg & Ohle Hansen Ewerwahn sp. z o.o. w Warszawie. Wiceprezydent sądu, sędzia Sądu Polubownego przy Polsko-Niemieckiej Izbie Przemysłowo-Handlowej w Warszawie, przewodniczący Komisji Rewizyjnej przy Polsko-Niemieckiej Izbie Przemysłowo-Handlowej (2004 – nadal). Sędzia Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarczej, sędzia Sądu Arbitrażowego przy Polskiej Konfederacji Pracodawców Prywatnych Lewiatan. Członek Polskiego Towarzystwa Legislacyjnego, Polskiego Towarzystwa Badań nad Prawem Europejskim. Specjalizacja: prawo gospodarcze, prawo spółek, prawo budowlane i umowy o roboty budowlane, prawo ochrony konkurencji, prawo o zamówieniach publicznych oraz prawo obrotu nieruchomościami. Autor licznych publikacji w prawniczych periodykach, autor komentarza do ustawy o prawie zamówień publicznych w wydawnictwie Beck.

Dr Ireneusz MATUSIAK



Prawnik z ponad 20-letnim doświadczeniem zawodowym, obejmującym wykonywanie zawodu sędziego sądu powszechnego (orzekania w I i II instancji)

oraz radcy prawnego specjalizującego się m.in. w sporach sądowych. Znajomość zagadnień dotyczących postępowań mediacyjnych wynika m.in. z wykonywanej społecznie od 2003 r. funkcji prezesa Sądu Polubownego ds. Domen Internetowych przy Polskiej Izbie Informatyki i Telekomunikacji w Warszawie oraz funkcji arbitra w Stałym Polubownym Sądzie Konsumenckim przy Prezesie Urzędu Komunikacji Elektronicznej. Praca doktorska z zakresu prawa własności intelektualnej. Autor/współautor monografii, komentarzy i opracowań dotyczących prawa autorskiego oraz własności przemysłowej. Pełnomocnik procesowy w sporach dotyczących m.in. własności intelektualnej, zagadnień IT, prawa cywilnego i prasowego.

Mariusz MAZEPUS



Adwokat. Absolwent Wydziału Prawa Uniwersytetu Łódzkiego. Odbył aplikację adwokacką w Łódzkiej Izbie Adwokackiej, wpisany na listę adwokacką w 2010 r. Od 2016 roku członek Okręgowej Rady Adwokackiej w Łodzi.

Przewodniczący Komisji Parlamentarno-Prawnej ORA w Łodzi. Członek Komisji ds. Ośrodka Mediacji przy ORA w Łodzi. Organizator programu „Łódzcy adwokaci dla swojego miasta”. Wiceprzewodniczący Łódzkiego Porozumienia Samorządów Zawodów Zaufania Publicznego, skupiającego m.in. władze: adwokatury, lekarzy, notariuszy, architektów, radców prawnych, inżynierów budownictwa, rzeczoznawców majątkowych. Od 2010 roku prowadzi własną kancelarię adwokacką. Specjalizuje się w dziedzinie nauki prawa cywilnego, gospodarczego i administracyjnego. Prowadzi spory gospodarcze, mediacje sądowe, doświadczony negocjator.

Małgorzata MŁYNARSKA



Radca prawny, absolwentka Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Aplikacja radcowska w 1986 r. Ukończyła Roczne Studia Podyplomowe w Instytucie Własności Intelektualnej

na Uniwersytecie Jagiellońskim z zakresu prawa własności intelektualnej, prawa autorskiego

oraz prawa reklamy, odbyła też wiele szkoleń z dziedziny prawa autorskiego i reklamy, zamówień publicznych oraz problematyki gospodarki nieruchomościami, a także organizacji pracy dla osób na stanowiskach kierowniczych. Specjalizuje się w prawie gospodarczym, w tym w zakresie windykacji należności, cywilnym (ze szczególnym naciskiem na nieruchomości), handlowym, pracy, autorskim oraz ogólnie pojętej własności intelektualnej. W 1995 roku rozpoczęła pracę w mediach publicznych, w Regionalnej Rozgłośni Radiowej „Radio dla Ciebie” SA jako radca prawny zajmujący pełną obsługę prawną rozgłośni. W latach od 1999 do 2007 pracowała jako zastępca dyrektora Biura Prawno-Organizacyjnego, a następnie dyrektor Biura Prawno-Organizacyjnego w Polskim Radiu S.A., oraz jako radca prawny i dyrektor Biura Organizacyjno-Prawnego Poczty Polskiej S.A.

Paweł NIEDZIAŁEK



Adwokat i doradca restrukturyzacyjny, negocjator, mediator. Jest absolwentem Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego. Aplikację adwokacką odbył w latach 2006–2010 w Izbie Adwokackiej w Łodzi.

Od 2011 roku prowadzi indywidualną kancelarię adwokacką specjalizującą się w sprawach z zakresu prawa cywilnego, gospodarczego i upadłościowego. Pełni funkcję likwidatora spółek i stowarzyszeń, kuratora spółek i stowarzyszeń oraz syndyka. Od 2015 roku posiada licencję syndyka (doradcy restrukturyzacyjnego). Zastępca przewodniczącego Komisji Parlamentarno-Prawnej Okręgowej Rady Adwokackiej w Łodzi.

Janusz PIETRUSZEWSKI



Absolwent Wydziału Metalurgicznego Politechniki Śląskiej w Gliwicach oraz studiów podyplomowych w zakresie zarządzania przedsiębiorstwem gazowniczym. Na Politechnice Warszawskiej ukończył studia podyplomowe

w zakresie Inżynierii gazownictwa. Po studiach pracownik biura projektowego, kopalni węgla kamiennego, a od 1993 roku związany z sektorem

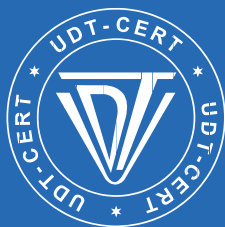
gazowniczym – od stanowiska starszego mistrza sieci przesyłowej po funkcję zastępcy dyrektora OGP GAZ–SYSTEM S.A., Oddział w Świerklanach. Odbył wiele specjalistycznych szkoleń, m.in. w zakresie: audytor wewnętrznego systemu zarządzania jakością, audytor SESP, kontrola robót spawalniczych w przemyśle gazowniczym, ratownictwo gazowe dla osób dozoru, badania nieniszczące złączy spawanych w świetle wymagań normy EN 12732. Jest biegłym sądowym w zakresie: instalacje i urządzenia gazowe, stalowe sieci gazowe, Sądu Okręgowego w Gliwicach.

Rafał WIATR



Radca prawny. Absolwent Wydziału Prawa, Administracji i Ekonomii Uniwersytetu Wrocławskiego. W latach 2000–2007 był pracownikiem naukowym tego wydziału i tam również otworzył przewód doktorski z zakresu prawa spółek

pod kierunkiem sędziego Sądu Najwyższego prof. dr. hab. Józefa Frąckowiaka. Od 2005 r. radca prawny, członek Okręgowej Izby Radców Prawnych w Wałbrzychu. Doświadczenie zawodowe zdobywał w renomowanych kancelariach prawnych pracowników naukowych Uniwersytetu Wrocławskiego, Od 2010 do dziś partner zarządzający w Kancelarii Radców Prawnych Wiatr i Partnerzy. Laureat konkursu Profesjonaliści Forbesa (2012 r.) w kategorii radca prawny – zawód zaufania publicznego. Członek licznych rad nadzorczych. Specjalizuje się w transakcjach związanych z obrotem nieruchomościami oraz w transakcjach fuzji i przejęć. Świadczy pomoc prawną przy zabezpieczaniu transakcji handlowych oraz zagadnieniach z zakresu prawa budowlanego i umów handlowych w obrocie międzynarodowym, prawa własności intelektualnej oraz prawa własności przemysłowej – prawa energetycznego, prawa zamówień publicznych i prawa nowych technologii. Bierze również czynny udział w akcjach społecznościowych, takich jak Niebieski Parasol, zainicjowany przez KRRP, a także jako członek Stowarzyszenia Braterskiej Pomocy „OddFellows”, niesie idee wspierania najuboższych, przede wszystkim dzieci oraz osób niepełnosprawnych.



NOWOCZESNE ROZWIĄZANIA DLA BEZPIECZEŃSTWA

 www.udt-cert.pl  [Urząd Dozoru Technicznego](#)  [@UrządDozoruTech](#)

UDT-CERT to nowoczesna jednostka notyfikowana, certyfikująca i ekspercka. Rozwijamy się wraz z postępem technologii, potrzebami przemysłu i naszych klientów. Wdrażamy rozwiązania z wykorzystaniem nowych narzędzi badawczych. Wykorzystujemy naukowe metody analizy zagrożeń i oceny ryzyka. Przeprowadzamy analizy niezawodności układów bezpieczeństwa. Wspieramy przedsiębiorców z sektora energetyki, petrochemii, gazownictwa, współpracujemy przy największych przedsięwzięciach gospodarczych. Nasi eksperci analizują światowe trendy rozwojowe w zakresie metod diagnostycznych, badawczych pomiarowych. Testujemy innowacyjne rozwiązania, aby rozszerzać zakres usług skierowanych do przemysłu.

- **FSA** – ocena bezpieczeństwa funkcjonalnego – (SIL, ocena niezawodności oprogramowania)
- **HAZOP** - analiza zagrożeń i zdolności operacyjnych
- **C-HAZOP** - analiza zagrożeń i zdolności operacyjnych automatyki
- **Nadzór nad testami** i udział w testach (np. FAT, SAT i inne)
- **Nadzór nad modernizacją** systemów bezpieczeństwa
- **Expediting**: nadzór w formie inspekcji, nadzór nad dostawcami, nadzór spawalniczy, nadzór antykorozji
- **Analiza ryzyka** względnego eksploatowanego gazociągu przesyłowego – (metoda punktowa)
- **ATEX User** – ocena dokumentu zabezpieczenia przed wybuchem / weryfikacja poprawności doboru urządzeń do stref zagrożenia wybuchem
- **Emisja akustyczna** - wykrywanie degradacji, korozji i naruszeń integralności mechanicznej zbiorników i gazociągów
- **Badanie dronem** – badania stanu technicznego gazociągów, urządzeń i instalacji
- **Impulsowe prądy wirowe** – badania degradacji pod obudową i izolacją gazociągów
- **SLOFEC** (Saturated Low Frequency Eddy Current) – mapowanie dna zbiorników
- **Fale prowadzone** (guided waves) – badanie gazociągów w miejscach niedostępnych (pod ziemią, w tunelach)
- **Termowizja aktywna** – badania delaminacji w materiałach kompozytowych zbiorników, gazociągów, identyfikacja pęknięć w spawach
- **Cyberbezpieczeństwo** - badanie podatności komponentów instalacji na potencjalny atak
- **Szkolenia techniczne** – zajęcia z najlepszymi ekspertami UDT

Dowiedz się więcej >>

Zadzwoń: tel. 22 57 22 110

Napisz: cert@udt.gov.pl

Odwiedź: www.udt-cert.pl

PGNiG rozpoczyna wydobywanie gazu i ropy ze złoża Gina Krog w Norwegii

Anna Trojanowska

30 czerwca ruszyła eksploatacja zlokalizowanego na Morzu Północnym złoża Gina Krog. PGNiG Upstream Norway jest jednym z czterech partnerów konsorcjum na tym złożu – polska spółka dysponuje 8 proc. udziałów w koncesji. Wolumen wydobywalnych zasobów złoża wynosi 218 mln boe (baryłek ekwiwalentu ropy naftowej), a więc tyle, ile wyniosła ubiegłoroczna produkcja na całym Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Złoże Gina Krog znajduje się około 30 km od wybrzeża Norwegii. To jedno z pięciu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, zlokalizowanych w tym regionie, w których PGNiG posiada udziały. Odkryte w 1974 r. Gina Krog początkowo oceniane było jako małe złożo gazowe. Dopiero w 2007 r. okazało się, że jest ono zasobne także w duże ilości ropy naftowej. Udziały w złożu PGNiG Upstream Norway nabyła w 2014 roku. Operatorem koncesji jest Statoil Petroleum AS, który posiada 58,7 proc. udziałów. Pozo-

stałymi konsorcjantami są: Total E&P Norge AS (15 proc.), KUFPEC Norway AS (15 proc.) i Aker BP ASA (3,3 proc.).

– *Rozpoczęcie produkcji na Gina Krog to bardzo dobra wiadomość nie tylko dla PGNiG, ale dla całej polskiej branży gazowniczej. Wysoka produktywność tej koncesji będzie miała istotny wpływ na wolumen naszego wydobycia na Norweskim Szelfie Kontynentalnym w 2017 roku – powiedział Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG SA. – Dzisiejsze uruchomienie złoża to także kolejny krok do systematycznego podnoszenia pozio-*



Platforma wiertnicza na złożu Gina Krog.
Fot. Ole Jorgen Bratland, źródło: Statoil

mu naszego wydobycia w Norwegii – zakładamy, że od 2022 r. będziemy w stanie, za pośrednictwem połączenia z Norwegii poprzez Danię do Polski, dostarczać do kraju rocznie około 2,5 mld m³ własnego gazu – dodał Piotr Woźniak.

Jednym z ważniejszych elementów strategii GK PGNiG na lata 2017–2022 jest rozwój zagranicznej działalności upstream. Naturalnym kierunkiem inwestycyjnym jest rynek norweski, na którym PGNiG posiada już duże doświadczenie związane z eksploatacją złóż ropy i gazu. Norweski Szelf Kontynentalny uznaje się za obszar o perspektywicznych zasobach. Tamtejsze projekty charakteryzują się wysokim poziomem rentowności i niskim ryzykiem. Zarówno obecne, jak i przyszłe inwestycje w tym regionie będą tworzyć bazę dla przyszłych dostaw gazu do Polski.

Do roku 2022 operatorzy systemów przesyłowych w Norwegii, Danii i Polsce zbudują system gazociągów nazywany korytarzem norweskim – BalticPipe, zapewniający możliwość bezpośredniego sprowadzenia gazu

z Norwegii do Polski. Grupa PGNiG jest zaangażowana w działania, których celem jest sprowadzenie gazu wydobywanego w Norwegii do Polski nowym połączeniem.

PGNiG rozpoczęło działalność w Norwegii w 2007 r., po nabyciu od ExxonMobil udziałów w złożu Skarv. Uruchomienie wydobycia nastąpiło w 2012 r. i od tego czasu projekt ten znacząco wpływa na wyniki finansowe segmentu upstream. Przewidywana wielkość produkcji ze złóż norweskich w 2017 r. to 571 tys. ton ekwiwalentu ropy naftowej i 0,5 mld m³ gazu ziemnego.

Obecnie zaangażowanie PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym obejmuje 18 koncesji. Grupa posiada udziały w pięciu złożach ropy naftowej i gazu ziemnego (Skarv, Vilje, Morvin, Vale, Gina Krog), a wielkość jej zasobów w Norwegii to 78 mln boe (wg stanu na 1 stycznia 2017 r.) Działalność poszukiwawcza prowadzona jest w ramach dziewięciu koncesji, z czego w wypadku dwóch PGNiG pełni funkcję operatora. Spółka zamierza wziąć udział w kolejnych rundach koncesyjnych.

Co słyhać w InnVento

Anna Trojanowska

Popieramy inicjatywy wspierające młodych, ambitnych ludzi, ponieważ wierzymy, że jest to dobra inwestycja w przyszłość. Konsekwentnie i kompleksowo działamy na rzecz wzrostu innowacyjności sektora energetycznego, poszukujemy nowych rozwiązań technologicznych oraz biznesowych – powiedział podczas wizyty w Inkubatorze InnVento Michał Kurtyka, wiceminister energii. – Cieszymy się, że spółki Skarbu Państwa dostrzegają zasadność takich działań i włączają się w ten proces. Liczymy, że to dopiero początek fundamentalnej zmiany w sektorze – podkreślił M. Kurtyka.

W okresie dwóch miesięcy od oficjalnego otwarcia InnVento w PGNiG zorganizowano wiele wydarzeń animujących środowisko start-upowe. Odbyła się debata o innowacjach, w której udział wzięli prezesi GK PGNiG i prezesi start-upów, zorganizowano szkolenie z teorii rozwiązywania innowacyjnych zadań (TRIZ), „Integracja” – spotkanie społeczności MIT Enterprise Forum Poland, odbyła się też prezentacja dotycząca uczestnictwa start-upów na BootCamp w MIT w Bostonie.

W tym czasie wpłynęło już 66 propozycji pomysłów, możliwych do realizacji w inkubatorze. W ramach oceny merytorycznej zorganizowano pierwszą edycję Pitch Day. Startupy miały 3 minuty na zaprezentowanie swojej koncepcji przed kapitułą, w której skład wchodził: Mark Zurada Founder/CEO start-upu Shopography, dr inż. Jacek Jaworski, zastępca dyrektora ds. gazownictwa, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Bartosz Sokoliński, dyrektor Biura Rozwoju i Innowacji, Agencja Rozwoju Przemysłu, Stanisław Jasnosz, główny specjalista ds. zarządzania operacyjnego, Polska Spółka Gazownictwa, oraz Jacek Brzozowski, dyrektor Biura Rozwoju Ofer-

ty PGNiG Obrót Detaliczny. Podczas wydarzenia przedstawiono 18 pomysłów, możliwych do zastosowania w PGNiG – od nowoczesnych rozwiązań wykorzystujących mapy 3D, przez robot podwodny czy całkowicie zautomatyzowany proces kontroli rurociągów i gazociągów za pomocą dronów ładowanych bezprzewodowo. – *Żeby funkcjonować w biznesie oil&gas, musimy skupić się na rozwoju i innowacjach. Nie wyobrażamy sobie, żeby być konkurencyjnym dzisiaj bez mocnego zaangażowania się w tego typu przedsięwzięcia* – powiedział **Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG SA ds. rozwoju**, który otwierał Pitch Day w InnVento.

– *Podjęliśmy się dużego wyzwania, którym było uruchomienie Inkubatora InnVento. Szukamy start-upów, których pomysły mogłyby zostać wykorzystane w naszej spółce, ale również u naszych partnerów* – podsumował **Maciej Szota, p.o. dyrektora Departamentu Innowacji i Rozwoju Biznesu**.

Wydarzenie było transmitowane na żywo na facebookowym profilu InnVento – Inkubator. Zachęcamy do odwiedzenia profilu FB/inkubatorinnvento.

Strategia operacyjna, czyli jak z sukcesem zrealizować strategiczne cele

18 lipca 2017 roku Zarząd PGNiG Obrót Detaliczny przyjął „Strategię operacyjną PGNiG OD na lata 2017–2020”. Poprosiliśmy Tomasza Krasa, dyrektora Departamentu Strategii i Rozwoju PGNiG OD, o wypowiedź, jak przebiegały prace nad „Strategią” i co udało się osiągnąć, realizując ten projekt.



13 marca PGNiG SA ogłosiło „Strategię Grupy Kapitałowej PGNiG na lata 2017–2022”. W dokumencie znalazła się też część dotycząca PGNiG Obrót Detaliczny – po co w takim razie rozpoczęliście pracę nad własną strategią?

Tomasz Kras: Strategia GK PGNiG określa misję, wizję oraz cele z perspektywy całej Grupy Kapitałowej, wyznacza poszczególnym spółkom cele do osiągnięcia, pozostawiając jednak przestrzeń dla określenia, jak to zrobić. Dodatkowo koncentruje się, co zrozumieliśmy, na kluczowych aspektach biznesowych. Nasza „Strategia” jest odpowiedzią na pytanie, jak osiągnąć sukces, czyli jak zrealizować strategię GK PGNiG – zarówno w obszarach wyznaczonych przez Zarząd PGNiG SA, jak i tych, które sami postawiliśmy przed sobą. Jest więc elementem naszego przygotowania do realizacji celów strategicznych, czyli zasadniczej części strategii GK PGNiG, tylko uszczegółowiona, rozpisana na projekty, kluczowe działania, tzn. zoperacjonalizowana. Otoczenie rynkowe zmienia się tak szybko, że musieliśmy przyjrzeć się mu wnikliwiej i z naszej perspektywy. Ważnymi założeniami dla nowej strategii operacyjnej było uporządkowanie poszczególnych obszarów funkcjonalnych naszych procesów, naszego podejścia do budowania i zachowania wiedzy i realizowanych projektów. Wierzę, że to wszystko pozwoli na sprawniejsze działanie oraz efektywniejsze wykorzystanie zasobów spółki. Słowem, po kilkumiesięcznej pracy otrzymaliśmy mnóstwo informacji, które pozwolą nam szybciej i skuteczniej się zmieniać.

Punktem wyjścia każdej strategii jest dobra diagnoza. Czego dowiedzieliście się o sobie samych?

Przeprowadziliśmy dogłębną diagnozę całego otoczenia spółki, warunków zewnętrznych i wyzwań, przed którymi stajemy. Co najmniej tyle samo uwagi poświęciliśmy analizie naszego wnętrza, diagnozie skoncentrowanej na tym, kim i jacy jesteśmy. Ważnym jej elementem były spotkania w regionach z pracownikami i kadrą kierowniczą. Dostarczyły nam one ogromnej wiedzy, a wiele pozyskanych wtedy informacji stało się źródłem dla kluczowych projektów strategicznych. Pierwszy raz w historii naszej spółki przeprowadzono badanie kultury organizacyjnej. Pokazało ono, że nasi pracownicy utożsamiają się z firmą, czują się dumni z pracy dla niej, ale też widzą duże potrzeby w kilku ważnych obszarach. Musimy na pewno wzmocnić komunikację wewnętrzną oraz poprawić system motywacyjny. Komunikacja prac nad strategią była dla nas niezwykle ważna. Pracownicy mieli możliwość śledzenia postępów prac na bieżąco, na specjalnie stworzonej do tego stronie w naszym Intranecie. Dodatkowo uruchomiliśmy wiele narzędzi, dzięki czemu udało nam się zaangażować na różnych etapach prac szerokie grono pracowników.

Może jakieś przykłady?

Na ogłoszony konkurs Innowacyjny Bank Pomysłów w 3 tygodnie przysłano 254 zgłoszenia – inicjatyw i pomysłów różnego kalibru – od drobnych usprawnień, wynikających z zauważonych niedomagań pracy codziennej, po ważne i dalekosiężne pomysły rozwojowe na przyszłość. W spotkaniach regionalnych uczestniczyło ponad 380 osób, a w warsztatach dotyczących wartości – około 90% załogi. W audycie kultury organizacyjnej wypowiedziały się 1883 osoby – tyłu pracowników zechciało podzielić się z nami swoimi opiniami i uwagami o firmie. Za

całe to zaangażowanie wszystkim bardzo dziękuję. Wierzę, że jest to potencjał, który przyczyni się do sukcesu naszej strategii, że nasze projekty będą miały wsparcie na etapie wdrożenia, przekładając się na trwałą poprawę zarówno naszych wyników, jak i satysfakcji naszych pracowników.

Jak zatem PGNiG Obrót Detaliczny będzie się zmieniał?

Kierunki zmian będą się koncentrowały na czterech obszarach. Pierwszym jest wzmacnianie kompetencji i motywacji pracowników poprzez powiązanie wyników pracy z wynagrodzeniem oraz budowanie kultury wiedzy. Drugi obszar to odpowiadanie na potrzeby klienta poprzez rozwój oferty produktów i usług oraz budowanie centrów kompetencyjnych. Trzeci element to budowa skutecznych narzędzi i procesów, w tym ich upraszczanie i ujednolicanie. No i czwarty obszar – szeroko pojętego zwiększenia efektywności operacyjnej – obejmujący m.in. standaryzację działań, rozwój naszych narzędzi oraz większą samodzielność i odpowiedzialność menedżerów i pracowników.

Te obszary są dla nas kluczowe, abyśmy mogli sku-

Docelowo będzie kilkadziesiąt inicjatyw operacyjnych i zadań strategicznych, zgłaszanych przez poszczególne departamenty i zespoły projektowe. To naprawdę ogromne przedsięwzięcie, które zmieni naszą spółkę w nowoczesną i sprawną organizację. Musimy pamiętać, że jesteśmy blisko Polaków, ich gospodarstw domowych oraz biznesu. Klienci przez pryzmat kontaktu z nami kształtują sobie opinię o całej Grupie PGNiG, a to zobowiązuje.

Czy w „Strategii” znalazło się miejsce dla innych spółek Grupy PGNiG?

PGNiG Obrót Detaliczny, jako część Grupy Kapitałowej, ściśle współpracuje z innymi spółkami z grupy. Jesteśmy przekonani, iż aby osiągnąć powodzenie, nasza „Strategia” musi wspierać model rzeczywistego wykorzystania synergii z innymi spółkami GK, stąd mocny akcent, że wspólnie budujemy sukces Grupy Kapitałowej PGNiG, dotyczy to zwłaszcza tych spółek, które razem z nami tworzą łańcuch wartości dla odbiorców. Wzajemne rozumienie potrzeb i oczekiwań klientów oraz dynamiki zmian jest tu kluczowe.



Sukces realizacji „Strategii” opiera się na zmianie kultury organizacyjnej, poprawie procesów oraz poszerzeniu oferty produktowej przy konsekwentnym budowaniu wizerunku spółki jako firmy gwarantującej atrakcyjną cenę i najlepszą jakość.

tecznie odpowiedzieć na oczekiwania właściciela, a tym samym utrzymać naszą pozycję na dynamicznie zmieniającym się rynku. Bardzo ważne dla nas będzie osiągnięcie celów, zaspokajanie potrzeb naszych klientów, przy zapewnieniu, że dajemy pracownikom warunki i narzędzia do realizacji zadań oraz możliwości rozwoju. Nikt nie ma wątpliwości, że czeka nas sporo pracy.

To ambitne plany. Jak zamierzacie je zrealizować?

„Strategia operacyjna PGNiG OD” to kilkanaście obszernych projektów, z których część już się rozpoczęła, na przykład prace nad nowym systemem motywacyjnym, optymalizacja działania naszego call-center czy wypracowanie pierwszych elementów e-commerce.

Kiedy poznamy szczegóły dotyczące „Strategii operacyjnej” waszej spółki?

Mam nadzieję, że w najbliższym numerze zaprezentujemy nie tylko szczegóły „Strategii”, ale i kluczowe projekty realizowane w ramach implementacji. Przygotowujemy i niedługo rozpoczynamy kolejny cykl spotkań w naszych regionach, aby mieć pewność, że cała kadra kierownicza i pracownicy dobrze rozumieją nakreślone w „Strategii” plany i zamierzenia projektowe, znają swoje zadania i spoczywającą na nich odpowiedzialność. Zapraszam do lektury kolejnego numeru „Przeglądu Gazowniczego”.

Dziękuję za rozmowę.

Bartosz Cholawo

System Informacji Zarządczej w PSG

Piotr Skrzyniarz

W 2016 roku Zarząd PSG drugiej kadencji rozpoczął działalność od przeprowadzenia wieloaspektowej diagnozy Polskiej Spółki Gazownictwa. Jednym z badanych aspektów był stan systemu informacji zarządczej.

Dogłębna jego analiza wykazała jedynie szątkową wartość stosowanych do tej pory rozwiązań. Wynikało to z braku przeprowadzenia na poziomie operacyjnym faktycznej konsolidacji sześciu byłych spółek dystrybucyjnych. Między innymi nie zostały ujednoczone metody generowania, przetwarzania i prezentacji informacji zarządczych oraz dedykowane dla nich rozwiązania informatyczne. Skutkowało to tworzeniem informacji nieprawdziwych, sprzecznych lub obciążonych dużym błędem. W wielu przypadkach uzyskanie pożądanych informacji było wręcz niemożliwe.

Następstwem takiej diagnozy było podjęcie przez Zarząd PSG decyzji o uruchomieniu intensywnych prac nad opracowaniem i wdrożeniem nowoczesnego Systemu Informacji Zarządczej (SIZ), który odpowiadałby na wymagania dynamicznie zmieniającego się otoczenia,

Rys. 1. Mapa celów strategicznych PSG



Źródło: „Strategia PSG na lata 2016–2022”.

a także pozwolił skutecznie monitorować dużą, wielooddziałową organizację, identyfikować obszary potencjalnej optymalizacji i podejmować skuteczne decyzje. Od samego początku przyjęto założenie, że jego poszczególne elementy muszą być spójne i logicznie ze sobą powiązane na wszystkich szczeblach zarządzania, począwszy od centrali, przez zakłady gazownicze, po gazownie. Z uwagi na skalę przedsiębiorstwa i specyfikę prowa-

dzonej działalności podjęto również kierunkową decyzję o rozwijaniu własnych kompetencji oraz o samodzielnym opracowaniu i wdrożeniu kluczowych rozwiązań w zakresie Systemu Informacji Zarządczej. Jako kluczowe określono subsystemy oparte na następujących metodykach: 1) *Balanced Scorecard*, 2) Zarządzanie projektami, 3) Zarządzanie procesami, 4) Zarządzanie ryzykiem, 5) Kokpity menedżerskie.

Znalazło to odzwierciedlenie w strukturze Departamentu Strategii Polskiej Spółki Gazownictwa, na który składają się: Biuro Strategii, Biuro Analiz Strategicznych (odpowiedzialne m.in. za kokpity menedżerskie), Biuro Zarządzania Procesami, Biuro Zarządzania Projektami oraz Biuro Zarządzania Ryzykiem.

Poniżej zaprezentowano dotychczasowe działania oraz stan zaawansowania w budowie i rozwoju holistycznego Systemu Informacji Zarządczej w Polskiej Spółce Gazownictwa.

BALANCED SCORECARD

W marcu 2016 roku rozpoczęto prace nad opracowaniem i wdrożeniem nowej „Strategii Polskiej Spółki Gazownictwa na lata 2016–2022”. Do opracowania i zarządzania jej realizacją zastosowano metodykę *Balanced Scorecard* (BSC), w ramach której określono 14 celów strategicznych w czterech perspektywach, do których prowadzi 45 ścieżek realizacji oraz 138 pojedynczych inicjatyw.

W dalszym opisie ograniczono się do prezentacji tych aspektów wdrożonej metodyki, które bezpośrednio determinują holistyczny charakter przyjętych rozwiązań.

Największą wartością dodaną BSC jest sposób operacjonalizacji strategii. W PSG dokonano autorskich modyfikacji metodyki w tym zakresie, które istotnie podnoszą jej skuteczność i odpowiadają potrzebom przeprowadzenia gruntownej transformacji przedsiębiorstwa. Zastosowano między innymi element pośredni, między celem strategicznym a inicjatywą, w postaci „ścieżki realizacji celu” z określeniem jej siły wpływu na realizację celu. Rozwiązanie to pozwala na logiczne powiązanie inicjatyw w progra-

Rys. 2. Przykładowa mapa realizacji celu strategicznego



Źródło: „Strategia PSG na lata 2016–2022”.

my. Dodatkową korzyścią jest wizualizacja realizacji celów w postaci map przedstawiających logiczny ciąg przyczynowo-skutkowy między pożądanym efektem a podejmowanymi działaniami w ramach inicjatyw.

OPERACJONALIZACJA STRATEGII

Operacjonalizacja strategii na podstawie metodyki BSC kojarzona jest zazwyczaj z podejmowaniem inicjatyw mających wspierać realizację celów strategicznych. Doświadczenia wielu przedsiębiorstw pokazują, że dość enigmatyczne określenie „inicjatywa” stwarza szerokie możliwości jej dowolnej interpretacji. Brak dokładnego sprecyzowania czym jest inicjatywa, może w istotny sposób ograniczyć skuteczność operacjonalizacji strategii. W PSG przyjęto założenie, że inicjatywa musi spełniać następujące warunki: 1) być działaniem jednorazowym, 2) wprowadzać istotną zmianę w przedsiębiorstwie, 3) mieć cechy projektu i być realizowana na podstawie metodyki zarządzania projektami. Jednak poza zmianą przeprowadzaną zgodnie z inicjatywami nie mniej istotnym aspektem operacjonalizacji strategii jest monitorowanie bieżącej realizacji procesów i działań operacyjnych. Uwzględnienie metodyki zarządzania procesami w realizacji celów strategicznych jest tym bardziej uzasadnione, że w praktyce duża część inicjatyw bezpośrednio dotyczy właśnie zmian w procesach. Komplementarne podejście do operacjonalizacji strategii, zastosowane w PSG, przedstawia rysunek nr 3.

Rys 3. Komplementarne podejście do operacjonalizacji strategii



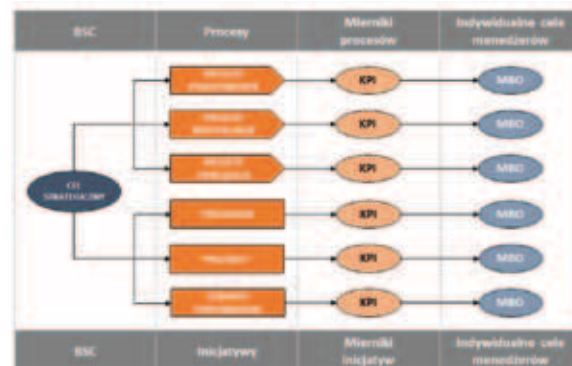
Źródło: Opracowanie własne.

Zasadność realizacji poszczególnych procesów i inicjatyw określają cele strategiczne w poszczególnych perspektywach BSC. Z kolei możliwość realizacji tych procesów i inicjatyw determinuje określony poziom ryzyka. Dlatego również zarządzanie ryzykiem należy uwzględnić jako niezbędny element operacjonalizacji strategii. PSG wykorzystwała dodatkowo określenie siły wpływu poszczególnych inicjatyw i procesów na realizację celów strategicznych. Rozwiązanie to pozwoliło skutecznie reagować na odchylenia poprzez zmiany w procesach lub uruchamianie i wygaszanie inicjatyw niezgodnych z założeniami zarządzania strategicznego. Zwiększa ono znacząco reaktywność PSG oraz jej zdolność dopasowania się do zmian w otoczeniu.

KASKADOWANIE CELÓW

Skuteczność operacjonalizacji strategii w dużym stopniu zależy również od korelacji interesu poszczególnych menedżerów z interesem przedsiębiorstwa. Zarządzanie procesowe w tym aspekcie doskonale wpisuje się w koncepcję BSC. Procesy, wraz z kluczowymi wskaźnikami efektywności KPI (ang. *Key Performance Indicators*), stanowią ogniwo logicznie łączące cele strategiczne przedsiębiorstwa z indywidualnymi celami poszczególnych menedżerów. Rysunek nr 4 przedstawia model kaskadowania celów na podstawie procesów i projektów w ramach zastosowanego w PSG zarządzania przez cele MBO (ang. *Management by Objectives*).

Rys 4. Modelowe kaskadowanie celów zgodnie z procesami w PSG



Źródło: Opracowanie własne.

PERSPEKTYWA ZASOBÓW

Istotnym przedmiotem operacjonalizacji strategii są także zasoby, niezbędne do realizacji celów strategicznych zawartych w BSC. W tym wypadku zarządzanie procesowe jest również warunkiem koniecznym dla optymalnego dopasowania zasobów do procesów, które bezpośrednio wpływają na realizację celów strategicznych. Chcąc odzwierciedlić tę logikę w BSC, w PSG zmodyfikowana została nomenklatura perspektyw, dość aksjomatycznie przyjęta w literaturze przedmiotu. Ostatnia perspektywa, nazywana często perspektywą rozwoju, została nazwana perspektywą zasobów. Przy czym

w PSG jako zasoby traktuje się również wartości niematerialne i prawne, w tym między innymi licencje, certyfikaty, innowacje, patenty, wiedzę, szkolenia itp. Podejście to zasadniczo nie zmienia samej logiki BSC, a jedynie odzwierciedla naturalne zależności przyczynowo-skutkowe. Rozwój dotyczy bowiem szeroko rozumianych zasobów, niezbędnych do realizacji procesów, które z kolei określają sposoby osiągania wyznaczonych przez przedsiębiorstwo celów strategicznych.

INTEGROWANIE METOD I TECHNIK ZARZĄDZANIA

Komplementarne potraktowanie metodyki BSC, powiązanej z zarządzaniem procesowym, pozwala zintegrować w jednym, spójnym rozwiązaniu wiele metod i technik zarządzania opartych na procesach, takich jak procesowy rachunek kosztów (ang. *Activity Based Costing*), analiza wrażliwości celu strategicznego na odchylenia w realizacji procesów, analiza ABC procesów, analiza „wąskich gardeł”.

Balanced Scorecard w Polskiej Spółce Gazownictwa stanowi zatem element integrujący i sprowadzający do wspólnego mianownika różne narzędzia i techniki zarządzania. Informacje pozyskane z takich rozwiązań przekłada się bezpośrednio na skuteczność podejmowania decyzji, między innymi w zakresie oceny rentowności, optymalizacji kosztów, delegowania uprawnień i odpowiedzialności, polityki taryfowej oraz rozliczania świadczeń wewnętrznych.

KOKPITY MENEDŻERSKIE

Przez System Informacji Zarządczej w PSG rozumie się powiązaną ze sobą w sposób pośredni bądź bezpośredni sieć mierników służących pomiarowi stopnia realizacji określonych w organizacji celów (KPI), a także mierników umożliwiających kwantyfikację efektu realizacji tych celów

Rys. 5. Przykład kokpitu menedżerskiego z realizacją celów MBO zakładów gazowniczych



Źródło: Kokpity menedżerskie PSG.

(MBO). Powiązanie to powinno spełniać logiczne kryteria, umożliwiające w określonych miejscach kaskadowanie (dekompozycję) mierników, ze wskaźników zagregowanych na wskaźniki zdezagregowane. System Informacji Zarządczej PSG w warstwie użytkowej przyjmuje zatem postać powiązanych ze sobą kokpitów menedżerskich.

W lipcu 2016 roku podjęto prace nad opracowaniem metodyki oraz wyborem narzędzi do budowania i administrowania kokpitami menedżerskimi w Polskiej

Spółce Gazownictwa. Tak jak w przypadku pozostałych rozwiązań, w PSG zostały w tym zakresie zbudowane własne kompetencje. ??? Koncepcją kokpitów menedżerskich objęto ponad 800 kluczowych stanowisk menedżerskich, dla których zaplanowano opracowanie 42 różnych typów kokpitów.

Efektem rocznych prac zespołu Biura Analiz Strategicznych PSG było opracowanie „Polityki tworzenia i obiegu informacji zarządczej w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o.”.

Rys. 6. Przykład kokpitu menedżerskiego – Harmonogram Realizacji Inwestycji



Źródło: Kokpity menedżerskie PSG.

Integralną częścią Systemu Informacji Zarządczej w PSG są udostępnione kadrcie zarządzającej, zarówno w Centrali PSG, jak i w zakładach gazowniczych i gazowniach kokpity menedżerskie. Zostały one oparte na tzw. Dynamicznym Repozytorium Danych, stanowiącym pierwsze i podstawowe źródło danych wykorzystywanych do wszelkiego typu analiz, opracowań i prezentacji, tworzonych na potrzeby wewnętrzne spółki, a także wykorzystywanych w komunikacji z interesariuszami zewnętrznymi.

System kokpitów menedżerskich PSG ma na celu standaryzację działań i monitoring przebiegu procesów w megaprocesach. Po jego wprowadzeniu dane obszarowe są jednolicie i spójnie raportowane, dzięki czemu istnieje możliwość ich porównywania w czasie, a także wykorzystywania w bieżącej działalności zarządczej. Polityka tworzenia i obiegu informacji zarządczej w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. realizowana jest zwłaszcza w celu zwiększenia poziomu reaktywności spółki, przez co należy rozumieć zwiększenie poziomu jej elastyczności i reakcji na odchylenia od zakładanych planów. Konsultacje z właścicielami procesów pozwalają na ciągłe doskonalenie kokpitów menedżerskich i wypracowywanie najważniejszych dla spółki wskaźników.

Aktualna funkcjonalność Systemu Kokpitów Menedżerskich pozwala na bieżące raportowanie między innymi:

- celów MBO na poziomie dyrekcji oddziałów zakładów gazowniczych, udostępnionych na potrzeby zarządcze zarówno kadrcie menedżerskiej jednostek terenowych, jak i Centrali PSG,
- zmian w liczbie i stanie zaawansowania projektów, w tym m.in. bazy kompetencji PMO, a także poziomu zaangażowania poszczególnych pracowników w realizowane w spółce projekty,
- skali zmian oraz rozkładu przestrzennego podpisanych przez spółkę listów intencyjnych,

Rys. 7. Przykład kokpitu menedżerskiego, prezentujący podpisane listy intencyjne



Źródło: Kokpity menedżerskie PSG.

- benchmarking zakładów w postaci analizy luk efektywności, struktury kosztów na poziomie oddziału i gazowni.

Kokpity menedżerskie prezentować będą wszystkie merytorycznie uzasadnione dane o charakterze strategicznym, taktycznym i operacyjnym, tj. nie tylko dane użyte do mierzenia samych procesów, ale także dane pozwalające na tworzenie kolejnych mierników. Tworzone w ramach polityki SIZ Repozytorium Danych jest ewoluującym systemem, który będzie rozwijany z uwzględnieniem na bieżąco zgłaszanego zapotrzebowania.

Autor jest doradcą prezesa zarządu PSG.

Wdrożenie Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji w PSG

Genowefa Marks-Ziaja

W lutym 2017 roku Zarząd Polskiej Spółki Gazownictwa podjął decyzję o wdrożeniu nowej koncepcji Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji (SZBI) na zgodność z wymaganiami międzynarodowej normy ISO/IEC 27001:2013.

Dzięki wdrożeniu SZBI Polska Spółka Gazownictwa uzyska adekwatny poziom mechanizmów ochrony informacji w stosunku do aktualnych zagrożeń, podniesie poziom poufności informacji oraz zapewni wyższy poziom dostępności informacji i kontroli błędów w systemach informatycznych.

Wprowadzenie systemowego podejścia do zarządzania bezpieczeństwem informacji zapewni po wdrożeniu bieżące identyfikowanie pojawiających się nowych zagrożeń, monitorowanie w sposób ciągły skuteczności procesów mających istotny wpływ na bezpieczeństwo informacji oraz podejmowanie ważnych działań w sposób spójny i zintegrowany.

Wdrożenie SZBI przeprowadzane jest projektowo, projekt został podzielony na etapy, których koncepcja zapewnia spójne podejście do wdrożenia SZBI. Zakończenie projektu planowane jest na pierwszy kwartał 2018 roku. W ramach projektu przeprowadzono audyt wstępny, szkolenia świadomościowe dla wybranych grup pracowniczych, szacowanie ryzyka i szans według po-

dejścia wskazanego w normie ISO/IEC 27001. Obecnie trwają intensywne prace nad zakończeniem opracowania nowej dokumentacji SZBI, która będzie regulowała zasady, procedury i procesy bezpieczeństwa informacji. W bieżącym roku planuje się jeszcze przeprowadzenie szkoleń z dokumentacji, ponownego szacowania ryzyka oraz pierwsze audyty wewnętrzne.

Wdrożenie Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji obejmuje następujące obszary zarządzania:

- bezpieczeństwo IT,
- bezpieczeństwo fizyczne,
- bezpieczeństwo personalne,
- bezpieczeństwo prawno-organizacyjne,
- monitorowanie i doskonalenie SZBI

Wdrożenie SZBI jest świadectwem zaangażowania i dużej świadomości Zarządu PSG w proces zarządzania bezpieczeństwem informacji.

Autorka jest pełnomocnikiem ds. SZBI, PSG.

Projekt Baltic Pipe

Agnieszka Ozga, Agata Zamłyńska

Poszukiwania alternatywnych wobec kierunku wschodniego źródeł dostaw gazu do Polski oraz działania podejmowane w celu bezpośredniego połączenia Polski ze złożami gazu w Norwegii sięgają lat 90. ubiegłego wieku. Niestety, z uwagi na różne uwarunkowania, zarówno polityczne, jak i gospodarcze, projekt ten nie mógł dotychczas zostać zrealizowany. Niezależnie jednak od powyższych uwarunkowań zainteresowanie realizacją projektu zostało podtrzymane, a operatorzy systemów przesyłowych Polski i Danii, tj. spółki Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM oraz Energinet, kontynuowali rozmowy w zakresie możliwości ponownego rozpoczęcia prac nad projektem.

Kluczowym działaniem dla realizacji projektu było przygotowane w 2016 roku „Studium wykonalności”, którego przedmiotem była szczegółowa analiza techniczna, finansowa oraz społeczno-ekonomiczna projektu. W ramach prac nad „Studium wykonalności” przeprowadzone zostało także niewiążące badanie rynku, które miało na celu wstępne określenie zainteresowania rynku projektem Baltic Pipe, wraz z poziomem przepustowości, niezbędnym do przeprowadzenia analiz opłacalności projektu. Dodatkowo, w celu zapewnienia kompleksowej realizacji projektu, obaj operatorzy równolegle rozpoczęli współpracę ze stroną norweską w zakresie analizy infrastruktury

woju rynku gazu w regionie bałtyckim oraz Europy Środkowo-Wschodniej. Prowadzone analizy pozwoliły na właściwe zdefiniowanie roli i zakresu projektu w obecnej sytuacji rynkowej. Ostatecznie zdefiniowane zostały wszystkie parametry techniczne projektu, umożliwiające przesył gazu na poziomie maksymalnie do 10 mld m³ rocznie na całej trasie z Norwegii do Polski oraz do 3 mld m³ rocznie do Danii i Szwecji z Polski.

Zdefiniowany na podstawie studium wykonalności projekt Baltic Pipe składa się z pięciu głównych elementów:

- gazociąg prowadzący z systemu norweskiego na Morzu Północnym do punktu odbioru w systemie duńskim,
- rozbudowa istniejących zdolności w duńskim lądowym systemie przesyłowym,
- tłocznia gazu na Zelandii w Danii,
- podmorski gazociąg międzysystemowy, biegnący z Danii do Polski wraz z terminalem odbiorczym,
- rozbudowa polskiego systemu przesyłowego.



ZAINTERESOWANIE RYNKU I PROCEDURA OPEN SEASON

Ponieważ realizacja projektu Baltic Pipe charakteryzuje się wysoką kapitałochłonnością i wymaga od promotorów projektu poniesienia znacznych nakładów finansowych, podjęto decyzję o przeprowadzeniu wiążącej procedury Open Season, która ma na celu potwierdzenie rzeczywistego (zatwierdzonego podpisanymi warunkowymi umowami przesyłowymi) zainteresowania przepustowością powstałą w wyniku realizacji projektu Baltic Pipe.

Procedura Open Season ma na celu zebranie wiążących zamówień na rezerwację przepustowości jeszcze przed podjęciem przez obu operatorów ostatecznej decyzji inwestycyjnej, przewidzianej na koniec 2018 r. Aby to było możliwe, kontrakty przesyłowe w ramach Open Season powinny zostać zawarte najpóźniej do

tury umożliwiającej przesył gazu na odpowiednim poziomie z Norwegii w kierunku Danii, a następnie do Polski.

W efekcie prowadzonych prac studialnych przygotowana została nowa charakterystyka projektu, uwzględniająca aktualne i przewidywane uwarunkowania roz-

I kwartału 2018 r. Intencją obu operatorów jest umożliwienie przesyłu gazu z wykorzystaniem projektu Baltic Pipe już od IV kwartału 2022 r.

6 czerwca 2017 roku GAZ–SYSTEM oraz Energinet uruchomiły procedurę Open Season dla projektu Baltic Pipe. 25 lipca 2017 roku zakończona została faza 1. procedury Open Season, która potwierdziła zainteresowanie rynku realizacją tej inwestycji poprzez zgłoszenie wystarczającego popytu na przesył gazu ziemnego.

Pozytywny wynik fazy 1. pozwolił na uruchomienie 5 września 2017 roku 2. fazy procedury, której celem będzie ostateczne zadeklarowanie przez uczestników rynku wolumenu rezerwowanej przepustowości, a następnie zawarcie umów przesyłowych na okres do 15 lat gazowych. Zakończenie procedury Open Season zaplanowano na 31 października 2017 roku. Następnie, zgodnie z dokonaną alokacją przepustowości, przeprowadzony zostanie test ekonomiczny, a jego pozytywny wynik pozwoli na zawarcie umów przesyłowych.

KONTEKST KRAJOWY

Z punktu widzenia dostaw gazu do Polski, rok 2022 jest bardzo istotny. Właśnie wtedy kończy się, obowiązujący od 1996 roku, kontrakt na dostawy gazu z Rosji do Polski. Oznacza to, iż jeśli Polska chce zmienić kierunek dostaw gazu w długoterminowej perspektywie, już od 2022 roku musi zostać utworzony nowy kierunek i źródło dostaw gazu, niezależne od kierunku wschodniego.

W 2016 roku zużycie gazu ziemnego w Polsce wynosiło około 16 mld m³, a produkcja i import – prawie 18 mld m³. Z tego 10,3 mld m³ pochodziło bezpośrednio z Rosji, 2,5 mld m³ z Niemiec, 4,2 mld m³ stanowiło wydobycie krajowe, a 0,96 mld m³ pochodziło z importu LNG przez terminal w Świnoujściu. Biorąc pod uwagę fakt, że przepustowość oddanego w 2016 roku do użytku terminalu wynosi 5 mld m³ rocznie (a po przygotowywanej obecnie rozbudowie – 7,5 mld m³/r., z możliwością rozbudowy w przyszłości do 10 mld m³/r.), realizacja projektu Baltic Pipe przy obecnie zakładanej przepustowości do 10 mld m³/r. pozwoliłaby Polsce na uzyskanie całkowitej niezależności od dostaw gazu ziemnego z Rosji i umożliwiłaby pełną niezależność energetyczną Polski.

KONTEKST EUROPEJSKI

Ocenia się, że realizacja projektu Baltic Pipe podniesie bezpieczeństwo rynku gazu nie tylko Polski, ale także w ujęciu europejskim, wpłynie też pozytywnie na integrację rynków oraz wzmocnienie konkurencji w sektorze energii. Projekt Baltic Pipe wpisuje się w koncepcję Korytarza Północ–Południe oraz *Baltic Energy Market Interconnection Plan* (BEMIP), które stanowią priorytety rozwoju infrastruktury energetycznej, wyznaczone przez Unię Europejską. Realizacja projektu jest zbieżna z realizacją celów polityki energetycznej Unii Europejskiej, tj. wzmocnienia konkurencji, integracji rynków gazu,

podniesienia bezpieczeństwa dostaw oraz skutecznego wdrożenia zasad zrównoważonego rozwoju.

Na uwagę zasługuje także fakt, że dzięki działaniom podejmowanym przez GAZ–SYSTEM oraz Energinet projekt Baltic Pipe został już dwukrotnie (w latach 2013 oraz 2015) uwzględniony na opracowanej przez Komisję Europejską liście projektów PCI, co podkreśla jego znaczenie w wymiarze europejskim.

BRAMA PÓŁNOCNA

Zarówno projekt Baltic Pipe, jak i planowana rozbudowa oraz zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych funkcjonującego już terminalu LNG w Świnoujściu stanowią fundamenty koncepcji Bramy Północnej, umożliwiającej dywersyfikację źródeł gazu nie tylko Polsce, ale także Europie Środkowo-Wschodniej i państwom regionu Morza Bałtyckiego.

Kryzysy gazowe z ostatnich dziesięciu lat pokazały, że rynki gazu ziemnego w regionie charakteryzują się fragmentacją, izolacją i uzależnieniem państw regionu od jednego dostawcy gazu. Wraz z planowaniem budowy połączenia Polski z szelfem norweskim oraz zwiększeniem możliwości regazyfikacyjnych terminalu LNG, GAZ–SYSTEM jest jednocześnie zaangażowany w rozbudowę krajowego systemu przesyłowego, a także budowę połączeń międzysystemowych z sąsiadami: Litwą, Ukrainą, Słowacją i Czechami. Kompleksowa strategia rozbudowy infrastruktury, uwzględniająca zarówno gazociągi krajowe, jak i zintegrowanie krajowego systemu przesyłowego z systemami państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz regionu Morza Bałtyckiego, umożliwi nie tylko Polsce, ale i państwom regionu korzystanie z nowych źródeł dostaw gazu ziemnego, co znacznie wzmocni stopień zdwersyfikowania dostaw gazu w regionie i bezpośrednio wpłynie na poprawę bezpieczeństwa energetycznego.

Brama Północna będzie stymulować rozwój silnego regionalnego rynku gazu. Państwa uwzględniane w koncepcji: Finlandia, Estonia, Łotwa, Litwa, Czechy, Słowacja, Węgry i Ukraina tworzą rynek o zapotrzebowaniu na gaz ziemny wynoszący obecnie około 81 mld m³/r., a w perspektywie kilkunastu lat – około 91 mld m³/r. Biorąc pod uwagę unijny program rozbudowy południowego korytarza gazowego, Brama Północna będzie miała realny wpływ nie tylko na bezpieczeństwo dostaw, ale także na poprawę konkurencyjności i niższe koszty energii, a dzięki temu na zwiększenie wydajności ekonomicznej gospodarek w całym regionie.

Agnieszka Ozga, starszy koordynator w Dziale Projektów Międzynarodowych, Pion Rozwoju, GAZ–SYSTEM.
Agata Zamłyńska, specjalista w Dziale Projektów Międzynarodowych, Pion Rozwoju, GAZ–SYSTEM.

KPMG „Kosakowo” przykładem prośrodowiskowej realizacji inwestycji

Marian Ceklarz, Hubert Mierzejewski, Wojciech Robakiewicz, Paweł Wilkosz

Budowa Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu „Kosakowo” (KPMG „Kosakowo”) od samego początku realizowana była w sposób przyjazny dla środowiska naturalnego Zatoki Puckiej. Na etapie projektowania wykonano wiele badań modelowych, które stały się podstawą wyboru rozwiązań technicznych i technologicznych, gwarantujących minimalizację negatywnego wpływu na środowisko naturalne. Na wszystkich etapach realizacji inwestycji prowadzony był monitoring środowiskowy zgodnie z uzyskanymi przez inwestora – PGNiG SA – decyzjami. Realizacja budowy KPMG „Kosakowo” została powierzona spółce Investgas SA – obecnie jest to spółka Gas Storage Poland (GSP). Po kilku latach realizacji inwestycji można dokonać obiek-

pracy efektywnie wpisuje się w zapotrzebowanie rynku. Sezonowa zmienność zużycia gazu, a także wzrastające dostawy drogą morską, charakteryzujące się koniecznością odbioru znacznej ilości gazu w krótkim czasie, zwiększyły zapotrzebowanie na pojemność magazynową. W KPMG „Kosakowo” gaz magazynowany jest w komorach wytworzonych w złożu soli kamiennej „Mechelinki” na głębokości ponad 1000 m pod powierzchnią terenu. Obecnie oddano już do eksploatacji 5 komór magazynowych, a kolejne 3 komory zostaną oddane do eksploatacji do końca 2018 r. Do końca 2021 r. planuje się oddanie do eksploatacji 10 komór magazynowych.

Do wytworzenia dziesięciu komór magazynowych konieczne jest wydobycie ok. 4 mln ton soli w postaci solanki o objętości około 18 mln m³. Ze względu na brak możliwości zagospodarowania przemysłowego solanka jest odprowadzana do wód Zatoki Puckiej za pomocą specjalnej instalacji. Od samego początku realizacji inwestycji takie rozwiązanie „zagospodarowania” solanki budziło duże kontrowersje w środowisku naukowym i lokalnej społeczności, a zdania były podzielone.

Po siedmiu latach prowadzonej działalności można stwierdzić, że obawy o stan środowiska Zatoki Puckiej były bezzasadne i na wyrost.

Podczas dotychczasowej budowy komór w latach 2010–2017 wydobyto i odprowadzono do wód Zatoki Puckiej ponad 2,6 mln ton soli w postaci solanki o objętości ponad 13,6 mln m³ i średnim nasyceniu około 215 kg/m³.

W celu minimalizacji negatywnego oddziaływania solanki o dużej zawartości soli na środowisko naturalne wód Zatoki Puckiej zastosowano wiele innowacyjnych rozwiązań technicznych i technologicznych oraz prowadzono monitoring środowiskowy i techniczny na wszystkich eta-

pach realizacji inwestycji.

Do ługowania komór wykorzystuje się oczyszczone ścieki, pobierane z oczyszczalni ścieków w Dębogórz, nie powodując zużycia cennych zasobów wód podziemnych. Solanka z komór jest natleniana i tłoczona rurociągiem zakończonym instalacją dyfuzorową (patrz rysunek), zlokalizowaną w Zatoce Puckiej, w odległości 2,3 km od brzegu, na wysokości miejscowości Mechelinki, w miejscu, w którym głębokość wody wynosi 8 m.

Lokalizacja KPMG „Kosakowo” oraz rurociągu zrzutowego solanki



Źródło: opracowanie własne GSP.

tywnej oceny jej wpływu na środowisko naturalne, a zwłaszcza wpływu zrzutu solanki na zmiany w środowisku naturalnym Zatoki Puckiej. W artykule podsumowano najważniejsze wyniki badań i pomiarów monitoringowych oraz skuteczność zastosowanych rozwiązań technicznych i technologicznych.

Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu „Kosakowo” jest jednym ze strategicznych elementów systemu gazowego w Polsce. Ze względu na lokalizację na północy kraju i charakterystykę

Rurociąg zakończony jest komorą rozdzielczą solanki, posadowioną na głębokości 2,6 m pod dnem morza. W komorze zainstalowano element rozdzielający strumień na cztery osobne ramiona zrzutu, urządzenia odcinające dopływ solanki do poszczególnych ramion oraz urządzenia pomiaru przepływu i ciśnienia odprowadzanej solanki. Cała instalacja odprowadzająca solankę zajmuje obszar około 200 x 200 m i składa się z czterech ramion, 16 bloków z głowicami wyposażonymi w sumie w 48 dysz. Strumień solanki „wyrzucany” jest z każdej dyszy ku powierzchni po kącie 45° z prędkością około 25 m/s. Instalacja oznakowana jest zlokalizowaną centralnie stawą nawigacyjną, w której dodatkowo zainstalowano aparaturę kontrolno-pomiarową i sterującą, w tym 4 salinometry na głębokościach: 1,5 m, 3,5 m, 5,5 m i 7,5 m od powierzchni wody, w celu ciągłej kontroli zasolenia w polu bliskim zrzutu.

Takie rozwiązanie techniczne oraz przestrzeganie rygorystycznych parametrów pracy instalacji dyfuzorowej, tj. wielkości przepływu, ciśnienia, prędkości wylotowej solanki itd., zapewnia efektywne rozproszenie solanki w polu bliskim do wartości zasolenia wody morskiej. Wyniki prowadzonych pomiarów zasolenia wskazują, że solanka wypływająca z dyszy rozprzestrzenia się i miesza z wodą morską zgodnie z założeniami wynikającymi z badań modelowych. Wyniki pomiarów zasolenia pozwalają na określenie ogólnych tendencji zmian struktury zasolenia wód. Wzrost zasolenia w polu bliskim w warstwie przydennej nie jest duży i wynosi około 0,3–0,4 PSU w stosunku do warunków naturalnych „tła”. Dla porównania: średnie zasolenie w Zatoce Puckiej wynosi 7,5 PSU i z przyczyn naturalnych waha się plus minus 2 PSU (wlewy wód z Morza Północnego). Odprowadzana solanka rozprzestrzenia się w polu bliskim przy dnie w warstwie o miąższości około 3–4 m. W okresach zaprzestania zrzutu (przerwy technologiczne) w krótkim czasie zasolenie powraca do wartości zasolenia „tła”, co wskazuje na szybkie odprowadzenie ładunku soli z obszaru prowadzonego zrzutu.

W celu określenia ewentualnych zmian w środowisku od roku 2009 prowadzony jest monitoring środowiskowy obejmujący część lądową i morską inwestycji. Zakres, etapy i częstotliwość monitoringu zostały określone w decyzji wojewody pomorskiego z 23 października 2008 roku oraz w „Programie monitoringu kontrolnego – podstawowego i awaryjnego dla KPMG «Kosakowo»”, opracowanego w roku 2014 i zaakceptowanego przez Urząd Morski w Gdyni.

Monitoring obejmuje badania i pomiary biologiczne i hydrologiczne oraz badanie parametrów technicznych pracy instalacji zrzutowej.

W roku 2009 określone zostało „tło zerowe” w obszarze planowanego zrzutu solanki w tzw. polu bliskim oraz w wyznaczonych rejonach Zatoki Puckiej, tzw. polu dalekim. Zrealizowany zakres badań obejmował pomiary prądów, temperatury, zasolenia, przezroczystości, zawiesiny, związków biogenicznych, materii organicznej, fitoplanktonu, zooplanktonu, chlorofilu a, makrozoobentosu, makrofitów, ichtiofauny i bakterii E. coli. Na etapie opracowywania „Programu monitoringu kontrolnego – podstawowego i awaryjnego KPMG «Kosakowo»” dodatkowo wprowadzono pomiary stopnia natlenienia wody w bezpośrednim rejonie zrzutu solanki, spełniając tym samym zalecenia części środowiska naukowego. Pomiary zawartości tlenu pro-

wadzone są od 2015 roku. Dotychczas wykonano 11 serii pomiarowych. Wyniki pomiarów wskazują, że natlenienie wody morskiej w rejonie prowadzonego zrzutu jest dobre, waha się – w zależności od pory roku – w przedziale 7,93–13,96 mg/l i nie odbiega od warunków tlenowych wód w pozostałej części Zatoki Puckiej.

Badania i pomiary wykonują instytucje naukowe, tj. Instytut Morski w Gdańsku, Instytut Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku, Instytut Oceanologii PAN w Sopocie oraz Stacja Morska Uniwersytetu Gdańskiego w Helu.

Na podstawie wyników badań i pomiarów prowadzonych w latach 2009–2017 można dokonać oceny wyboru zastosowanych rozwiązań technicznych i wpływu solanki na stan środowiska wodnego.

1. Zastosowanie systemu dysz powoduje efektywne mieszanie się i rozprzestrzenianie zrzucanej solanki zgodnie z założeniami wynikającymi z obliczeń modelowych i teoretycznych.
2. Mieszanie solanki wyrzucanej z dużą prędkością z dysz jest efektywniejsze niż przewidywano w obliczeniach.
3. Pomiar rozchodzenia się pojedynczej strugi wykazał, że wyrzucana z dyszy solanka unosi się znacznie wyżej ku powierzchni wody niż wynikało to z obliczeń teoretycznych i modelowych. Solanka dociera do warstwy wody, w której występuje falowanie oraz są silniejsze prądy wywołane przez wiatr.
4. Prowadzony zrzut solanki do wód Zatoki Puckiej nie powodował przekroczenia wartości zasolenia w polu bliskim w stosunku do naturalnego zasolenia wód Zatoki Puckiej o więcej niż 0,5 PSU.
5. Przyrosty zasolenia wahały się w granicach 0,35–0,4 PSU.
6. Wyniki pomiarów natlenienia wody morskiej w rejonie zrzutu solanki wskazują na dobre natlenienie we wszystkich badanych profilach pionowych niezależnie od pory roku. Zawartość tlenu określona we wszystkich seriach pomiarowych mieściła się w przedziale 7,93–13,96 mg/l.
7. Wyniki badań hydrologicznych (zawartość tlenu, przezroczystość, temperatura i zasolenie) i biologicznych (makrofity, makrozoobentos i ichtiofauna) wskazują jednoznacznie, że zrzut solanki nie wpływa negatywnie na stan środowiska wód Zatoki Puckiej, a zmiany w strukturze biologicznej i hydrologicznej są niewielkie.
8. Chwilowe zmiany wartości zasolenia wód Zatoki Puckiej są wynikiem warunków hydrologiczno-meteorologicznych, takich jak szybkie zmiany poziomu wody, wynikające z silnych i zmiennych kierunków wiatru, napływów chłodniejszej i bardziej słonej wody (11–13 PSU) z głębszej części Zatoki Gdańskiej – z Głębi Gdańskiej. W Głębi Gdańskiej odczuwane są skutki wylewów wód o dużym zasoleniu z Morza Północnego. Notowane są także powierzchniowe napływy mniej zasolonej wody z rejonu Ujścia Wisły.

dr Paweł Wilkosz, mgr inż. Hubert Mierzejewski, Dział Geologii i Ochrony Środowiska Gas Storage Poland sp. z o.o.,
mgr inż. Marian Ceklarz, KPMG „Kosakowo” Gas Storage Poland sp. z o.o.,
doc. dr inż. Wojciech Robakiewicz, konsultant naukowy Gas Storage Poland sp. z o.o.

Niezawodność zasilania tłoczni w energię elektryczną gwarantem bezpieczeństwa dostaw gazu

Dariusz Ziółkowski

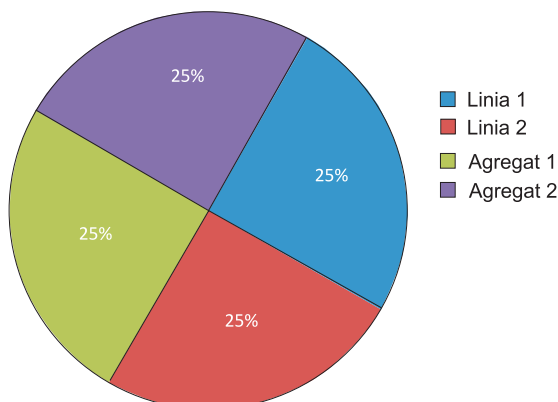
Podstawą bezpiecznej i nieprzerwanej pracy tłoczni jest pewność i ciągłość zasilania w energię elektryczną wszystkich systemów, a szczególnie tych, które są odpowiedzialne za bezpieczeństwo i ciągłość przesyłu. Aby zrealizować ten cel, należy zapewnić kilka równoważnych i niezależnych źródeł zasilania.

Wszystkie tłocznie na polskim odcinku gazociągu Jamał-Europa zasilane są w energię elektryczną z Energetyki Zawodowej poprzez dwie linie kablowe lub napowietrzno-kablowe średniego napięcia 15 kV i, dodatkowo, przez agregaty prądotwórcze zamontowane na każdej tłoczni. Zapewnia to prawidłowy i bezpieczny stan systemów elektroenergetycznych, a tłoczniom ciągłość ich zasilania w energię elektryczną. To z kolei umożliwia w sposób bezpieczny i ciągły realizować usługę przesyłu gazu dla naszych klientów, a tym samym odbiorcom w Polsce i Europie zapewnia niezakłócony dostęp do paliwa gazowego. Takie zasilanie tłoczni spełnia wszystkie wymogi bezpieczeństwa technicznego.

TŁOCZNIA I POMIAROWNIA GAZU KONDRATKI

Dwie linie energetyczne 15 kV, o długości około 26 km każda, zasilające Tłocznię i Pomiarownię Gazu Kondratki, oraz dwa agregaty prądotwórcze o mocy 900 kW każdy tworzą cztery wzajemnie równoważne źródła zasilania dla zaspokojenia potrzeb tłoczni w energię elektryczną (rys. 1.). Linie napowietrzno-kablo-

Rys. 1. Możliwość pokrycia zapotrzebowania pracy tłoczni z każdego źródła



Rys. 2. Agregat prądotwórczy



we prowadzone są równolegle do siebie ze stacji GPZ na słupach betonowych, a w miejscach skrzyżowań z drogami – na słupach kratownicowych przez tereny uprawne oraz leśne. Agregaty prądotwórcze zainstalowane zostały w specjalnie do tego celu zaprojektowanym i wybudowanym budynku energetycznym. Spełniają one wszystkie wymogi dotyczące czystości emisji spalin.

Głównym elementem układu elektroenergetycznego (np. Pomiarowni i Tłoczni Gazu Kondratki) jest stacja elektroenergetyczna 15/0,4 kV wraz z agregatami prądotwórczymi. Rozdział energii odbywa się po stronie niskiego napięcia z rozdzielni głównej 0,4 kV.

W przypadku awarii linii zasilających Energetyki Zawodowej zainstalowane agregaty prądotwórcze grupy GE, każdy o mocy 900 kW (generator napędzany silnikiem gazowym – rys. 2.), w 100% przejmują zasilanie tłoczni. Wraz z liniami z Energetyki Zawodowej stanowią rezerwę zasilania, w pełni zastępując się i zaspokajając potrzeby tłoczni. Układ ten sterowany jest zdalnie poprzez systemy sterowania tłocznia (SCS) – rys. 3.

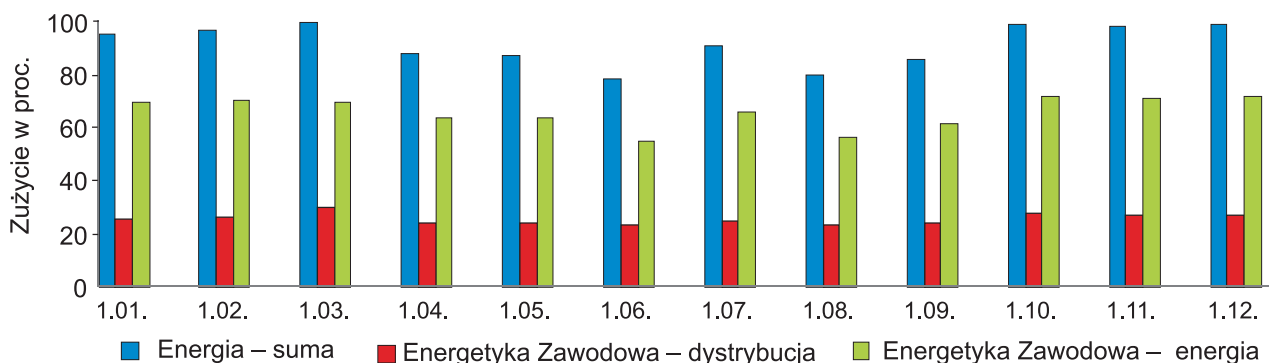
Wzajemne rezerwowanie źródeł zasilania w zasadniczy sposób zwiększa bezpieczeństwo pracy tłoczni, a tym samym gwaran-

Rys. 3. Sterownia agregatów prądotwórczych

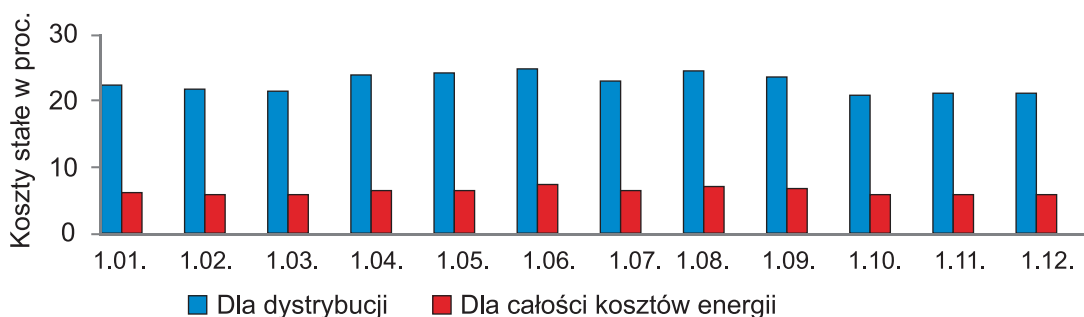


tuje ciągłość tranzytu. Agregaty prądotwórcze zasilane są paliwem gazowym dostarczanym z instalacji technologicznej stacji redukcyjno-pomiarowej, znajdującej się na terenie tłoczni, i nie są uzależnione od dostaw z innych źródeł niż własny gazociąg.

Rys. 4. Struktura zużycia energii w poszczególnych miesiącach



Rys. 5. Udział kosztów stałych w cenie energii elektrycznej



Gwarantuje to niezmiennosc parametrów paliwa – inaczej niż w przypadku oleju napędowego do zasilania silników spalinyowych. Tam w zależności od temperatury zewnętrznej zmieniają się parametry oleju napędowego. Jest to szczególnie istotne w warunkach zimowych. Zła jakość może spowodować uniemożliwienie uruchomienia silnika spalinyowego.

Agregaty prądotwórcze na etapie założeń projektowych nie były przewidywane jako podstawowe źródło zasilania tłoczni, a jedynie jako zasilanie awaryjne. Biorąc pod uwagę obecną na rynku cenę energii elektrycznej oraz inne aspekty techniczne i prawne, spółka może zmienić koncepcję zasilania tłoczni, traktując agregaty prądotwórcze jako podstawowe źródło zasilania

tłoczni, a linie z Energetyki Zawodowej jako zasilanie rezerwowe.

Koszt wytworzenia energii z wykorzystaniem agregatów prądotwórczych, biorąc pod uwagę tylko cenę paliwa gazowego, jest niższy niż koszt pobieranej energii z sieci energetycznych o około 10% przy obecnej strukturze zużycia (rys. 4.) i cenach energii. Dostawcy energii elektrycznej mogą zmienić warunki dostaw na niekorzystne dla spółki, a spółka może z tego powodu – również w każdej chwili – zmienić zasady, wykorzystując własne źródło zasilania. Wymagać to będzie dostosowania się do warunków zawartych w ustawach „Prawo energetyczne” i „Prawo ochrony środowiska”.

Pod uwagę należy również wziąć koszty stałe, które są znaczącym czynnikiem, mającym bezpośredni wpływ na cenę wytwarzanej energii (rys. 5.).

Przy zasilaniu z agregatów możliwe jest zmniejszenie kosztów związanych z opłatami stałymi. Zmianę koncepcji zasilania w celu obniżenia kosztów można rozważyć w zależności od sytuacji rynkowej.

* * *

Posiadanie wielu równoważnych i niezależnych źródeł zasilania daje gwarancję, że od strony energetycznej nie ma zagrożenia dla bezpieczeństwa prawidłowego funkcjonowania tłoczni oraz ciągłości przesyłu polskim odcinkiem gazociągu Jamał–Europa. Jest to jeden z podstawowych elementów zapewniających stabilność dostaw gazu do odbiorców w Polsce i Europie.

Autor jest pracownikiem SGT EuRoPol GAZ s.a.

Budowa gazociągu relacji Lwówek–Odolanów na półmetku

Marcin Tadeusiak

Umowę na realizację zadania „Budowa gazociągu w/c DN1000 MOP 8,4 MPa relacji Lwówek–Odolanów” etap II, w ramach utworzonego konsorcjum, którego liderem jest JT S.A., podpisaliśmy 30 grudnia 2016 roku. Po pięciu miesiącach rozpoczęliśmy prace spawalnicze, a po siedmiu zaczęliśmy układać rurociąg. Zbliżamy się do półmetka, utrzymując się w założeniach harmonogramu.

Stan zaawansowania przedstawia się następująco:

Lp.	Element robót – stan na 14.09.2017	Zaawansowanie prac [proc.]
1	Tyczenie trasy	100,00
2	Wycinka drzew	100,00
3	Zdjęcie humusu	97,04
4	Rozwózka rur i łuków	96,32
5	Gięcie łuków	100,00
6	Rozwózka obciążników siodłowych	42,69
8	Przejęcia nieruchomości	100,00
9	Spawanie liniowe	41,76 (1214 spoin)
10	Spawanie montażowe	20,33 (195 spoin)
11	Badania nieniszczące	41,36
12	Izolacja styków	27,68 (1070 spoin)
13	Układka	17,49 (9468 mb)
14	Przewierty poziome (przeciski, przewierty, mikrotuneling)	62,16 (23 z 37)

Od początku mieliśmy świadomość, że realizacja tego zadania będzie pionierskim wyzwaniem. Przygotowaliśmy do niego kompetentny i doświadczony zespół, przemyślany projekt zarządzania kontraktem oraz strategię jego realizacji. Zaskoczyła nas, pomimo istnienia dokumentacji projektowej, szczegółowości, złożoności oraz liczba koniecznych do utworzenia in-

strukcji technicznych, planów i procedur, których bezwarunkowe zatwierdzenie umożliwiło przejście terenu budowy i rozpoczęcie prac. Narzucony bezwarunkowo na wykonawcę tryb całkowitej odpowiedzialności za bezpieczeństwo i pełne powodzenie realizacji kontraktu, narzucone wykonawcy działania pod wyraźną presją czasu, obowiązek w kalkulowaniu nierozpoznanych i niemożliwych do przewidzenia i tym samym oszacowania rodzajów ryzyka w koszty budowy, dociążenie bogatym katalogiem umownych obwarowań karnych, obowiązek przewidywania rzeczy nieprzewidzianych w dokumentacji czy w kontrakcie, doprojektowywanie elementów niezaprojektowanych, uwzględnienie w kilkutygodniowych pozycjach harmonogramu nawet ryzyka czasowego przesunięć wynikających z działań administracyjnych czy działań zewnętrznych, na które wykonawca zupełnie pozbawiony jest wpływu, notoryczne kontrole dopuszczeniowe, wprowadzające i realizacyjne, dające wrażenie prowadzenia kontroli z kontroli – to wszystko stanowi potężną przeszkodę realizacyjną nawet dla tak zaangażowanego i sprawnie funkcjonującego zespołu, jaki stworzyło JT S.A. Oczywiście jest także – w ocenie każdego wykonawcy – że czas na uzgodnienia to strata produkcyjna, to czas, który powinien być mierzony odrębną, pozakontraktową miarą czasu w tzw. trybie przygotowania wstępnego i nie powinien być wliczany w bardzo wąski terminarz na realizację kontraktu. Jednakże wymogi kontraktu są w tym aspekcie bezwzględne. Mimo zaangażowania dwukrotnie liczniejszego personelu (niż minimalne wymogi i wytyczne zamawiającego w SIWZ) dopiero po trzech miesiącach pracy większość niezbędnych dokumentów została uzgodniona (same działania planistyczne, budowanie harmonogramu robót zaangażowało grupę wysoko wykwalifikowanych specjalistów na niemal trzy miesiące). Spośród wykonawców, z którymi pod koniec 2016 roku GAZ–SYSTEM zawarł umowy na realizację równoległych kontraktów, JT S.A. jako pierwsza firma w Polsce, mimo iż nie jako pierwsza podpisała kontrakt – osiągnęła I kamień milowy, oznaczający formalne rozpoczęcie budowy, oraz jako pierwsza rozpoczęła prace spawalnicze. Na osiągnięcie

takich rezultatów składało się wielomiesięczne przygotowywanie się do inwestycji i zaangażowanie wykwalifikowanego, doświadczonego zespołu specjalistów.

Reasumując, najbardziej uciążliwa dla pracowników budowy jest biurokratyczna strona realizacji tego kontraktu, czego widocznym efektem są puchnące od raportów, protokołów, dopuszczeń, zatwierdzeń i kolejnych instrukcji segregatory. Nie ma tu miejsca na nieformalne uzgodnienia – przed rozpoczęciem jakichkolwiek prac dosłownie każda czynność musi formalnie być zgłoszona i zatwierdzona przez nadzór inwestorski, a potem zamawiającego. Profesjonalne podejście i widoczne zaangażowanie wszystkich stron procesu inwestycyjnego, coraz lepsze zgranie się zespołów pracowników zamawiającego (GAZ–SYSTEM), nadzoru inwestorskiego (SGS), nadzoru autorskiego (ILF) oraz wykonawcy (JT) pozwala – pod presją czasu i pośród wyśrubowanych wymogów – oswojać nową kontraktową rzeczywistość oraz utrzymywać poprawną atmosferę pracy.

SPRZĘT

Kontrakt stawia wysokie wymagania również w aspekcie sprzętowym. Wymaga zaangażowania dużej ilości specjalistycznego sprzętu, spełniającego wysokie wymagania zarówno techniczne, BHP, jak i ochrony środowiska. Podkreślenia wymaga fakt, iż pojedyncza rura DN 1000 waży ok. 9 ton, a do jej rozwiezienia, wykopania i ułożenia w wykopie niezbędne są odpowiednie ilości ciężkiego sprzętu oraz doświadczone zasoby ludzkie. Obecnie na budowie na odcinku ponad 20 km pracuje ponad 200 jednostek sprzętowych, w tym ciężkie, ponad 30-tonowe koparki, dźwigi boczne (40–90 ton) oraz kołowy i gąsienicowy sprzęt pomocniczy. JT S.A. dysponuje dwoma kompletnie wyposażonymi czołówkami spawalniczymi (uzbrojonymi w 24 automaty spawalnicze)



oraz dwoma grupami układowymi. Jest to jeden z największych w Polsce potencjałów wykonawczych. Należy też zauważyć, że umiejętności i doświadczenia z budowy gazociągów DN 700 są już niewystarczające do pracy z rurami DN 1000. Z uwagi na ciężar oraz parametry rury DN 1000 zwiększona jest ilość nakładów podczas prac tymczasowych, przygotowawczych oraz wykonywaniu spoin montażowych, ponieważ czasy operacyjne i międzyoperacyjne są dwukrotnie dłuższe, co powoduje, iż wykonanie spoin montażowych jest wielokrotnie droższe od spoin liniowych. Warto o tym pamiętać przy konstruowaniu budżetu.

LUDZIE

Obecnie na placu budowy zaangażowanych jest ponad 300 osób, a docelowo ma pracować około 400. Cały czas prowadzimy nabór inżynierów, spawalników, techników, monterów spawaczy i operatorów maszyn i urządzeń.

SPRZEDAŻ NA ZADANIU

Aby złożyć fakturę nie wystarczy już podpisany kilkunastopięciodobowy protokół. Wymagana jest dokumentacja potwierdzająca wykonanie robót, porównywalna z dokumentacją odbiorową zawierającą wytyczenia, szkice, dzienniki spawania i izolacji oraz protokoły



z dopuszczeń i odbiorów częściowych robót. Proces prawidłowego tworzenia i kompletowania takiej dokumentacji wymaga ciągłego oddelegowania do tych czynności właściwej, kilkunastoosobowej grupy osób, a sam zbiór dokumentów pod fakturowanie zabiera co najmniej półtora tygodnia i angażuje w tym celu 6–8 osób z zespołu. W planie zasad płatności zamawiający przyjął taki sposób rozliczenia kontraktu, który powoduje, iż istotna część wykonanych prac zostaje czasowo zamrożona, nie może być sprzedana na bieżąco i jest przesunięta na późniejszy etap realizacji kontraktu. Rozbieżność między fakturoowaniem a poniesionymi kosztami w dłuższej perspektywie może przekraczać nawet 20%. Liczymy, że nowe przetargi zawierane będą korzystniejsze dla polskich firm wykonawczych zapisy i regulacje, dotyczące zasad płatności.

JT S.A. STRATEGIA

Od 2010 roku przygotowaliśmy się do budowy rurociągów przesyłowych dużych średnic. Przyjęliśmy strategię organicznego wzrostu, optymalizując i udoskonalając procesy i system zarządzania firmą. Postawiliśmy na jakość, terminowość oraz transparentność. Bardzo ważny jest dobór partnerów, podwykonawców i dostawców materiałów. Rzetelnych i spełniających oczekiwania zamawiającego jest niewiele. Dlatego współpracujemy z najlepszymi i wzajemnie się wspieramy. Przyjęte założenia pozwoliły przetrwać najtrudniejsze lata, podczas których nieustannie rozwijaliśmy kompetencje i konkurencyjność całego przedsiębiorstwa. Teraz ta wieloletnia praca zaczyna procentować.

Szanse rozwoju i synergii rynku gazu i biogazu rolniczego

Wojciech Grządzielski

Zasilanie biogazem rolniczym „wyspowych” stref dystrybucyjnych może stanowić alternatywę dla rozwoju i synergii rynku gazu i biogazu rolniczego.

Tematyka wykorzystania biogazu rolniczego od kilku lat jest aktualna zarówno w Polsce, jak i w krajach europejskich.

W końcu 2015 r. w krajach Unii Europejskiej pracowało 381 biogazowni rolniczych, dostarczających biometan do sieci gazowej oraz do jego wykorzystania w transporcie. Obecnie w Polsce energetyczne wykorzystanie biogazu rolniczego zasadniczo dotyczy lokalnej produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu. Natomiast wykorzystanie biogazu rolniczego w sieci gazowej nie istnieje, nie licząc dotychczasowych wystąpień do Operatorów Systemu Dystrybucyjnego (OSD) o określenie warunków przyłączenia. Wpływ na to mają czynniki zarówno techniczne, jak i ekonomiczne. Jednakże regulacje prawne, ich znajomość i interpretacja w dużej mierze determinują rozwój tego ekologicznego paliwa i wzrost jego udziału w miksie energetycznym kraju. Akty prawne w Polsce, tj. ustawa „Prawo energetyczne” [1] oraz rozporządzenie [2] regulują możliwość rozwoju biogazowni rolniczych poprzez wprowadzanie tego paliwa do dystrybucyjnej sieci gazowej. Określają m.in. kwestie wprowadzania do dystrybucyjnej sieci gazowej biogazu rolniczego oraz jego parametrów jakościowych. **Biorąc jednak pod uwagę obecny brak faktycznego rozwoju w tym segmencie, temat jest nadal aktualny i wymaga szerszego komentarza i dyskusji. Konieczna może być nowelizacja wybranych aktów prawnych, tak aby w praktyce stworzyć warunki dla rozwoju i synergii rynku gazu i biogazu rolniczego, co przełożyć się może na:**

- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez regionalną dywersyfikację dostaw paliw i energii,
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) dzięki budowie w regionach biogazowni rolniczych,
- ograniczenie emisji CO₂ oraz zwiększenie efektywności energetycznej dzięki wykorzystaniu biogazu rolniczego w procesach grzewczych i technologicznych oraz możliwości lokalnej produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.

PRZYŁĄCZENIE DO DYSTRYBUCYJNEJ SIECI GAZOWEJ

Zgodnie z zapisem art. 9c ust. 6 a) ustawy [1]: „OSD gazowego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do odbioru biogazu rolniczego (...).” Obowiązek przyłączenia do sieci gazowej sieci i instalacji, w tym przede wszystkim instalacji odnawialnego źródła energii, musi odbywać się na zasadzie rów-

noprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania paliw i energii, a żądający zawarcia umowy o przyłączenie spełnia warunki przyłączenia i do sieci, i odbioru. Szczegółowo reguluje to art. 7 ust. 1. Kryteria podziału na grupy podmiotów ubiegających się o przyłączenie, kalkulację opłaty za przyłączenie, jak również warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci, opisuje ustawa [1] wraz z rozporządzeniem [3].

Z uwagi na formę zapisu powyższe akty prawne mogą wprowadzać w błąd zainteresowane strony, czyli inwestorów biogazowni rolniczych i gazowych OSD. Dotyczy to przede wszystkim określenia obowiązku „odbioru biogazu rolniczego” przez gazowego OSD. W ustawie [1] nie istnieje definicja „odbioru biogazu rolniczego”. Ustawa określa jedynie kwestie przyłączenia, zdefiniowane we wspomnianym powyżej art. 7 ust. 1. Wydaje się zasadne przyjęcie bardziej jednoznacznego określenia, mówiącego, że gazowy OSD w obszarze swojego działania jest obowiązany do „przyłączenia”, a nie do „odbioru” biogazu rolniczego. Wówczas zapis nie stwarzałby sytuacji, w której potencjalny inwestor biogazowni rolniczej może błędnie antycypować, że gazowy OSD jest zobligowany do zakupu wprowadzanego do dystrybucyjnej sieci gazowej biogazu rolniczego. Obecny zapis „odbioru biogazu rolniczego”, przy jednoczesnym braku szczegółowej wiedzy o funkcjonowaniu systemu gazowego, implikuje sytuacje problemowe, wpływając na brak wzajemnego zrozumienia i nieskuteczną współpracę.

Kolejny czynnik, mogący znacząco wpływać na obecną stagnację rozwoju biogazowni rolniczych wprowadzających biogaz rolniczy do sieci gazowej, to ekonomiczny aspekt przyłączenia, związany z opłatami za przyłączenie. Art. 7 ust. 8. pkt 3) ustawy [1] określa wysokość opłaty za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Niejednokrotnie wartość opłaty za przyłączenie biogazowni rolniczych do sieci gazowych to koszt około kilku milionów złotych, co może stanowić prawie 20% nakładów na budowę typowej biogazowni. Wysoka wartość opłaty za przyłączenie wynika z konieczności budowy dużego zakresu sieci gazowej, aby źródło, jakim jest biogazownia rolnicza, mogło zostać przyłączone w miejsce, w którym sieć gazowa posiada przepustowość, umożliwiając prawidłowe funkcjonowanie sieci i dystrybucję gazu do odbiorców końcowych. Natomiast duży zakres rozbudowy sieci wyni-

ka ze struktury polskiego systemu gazowego, który historycznie budowany był jako jeden, bez rozróżnienia na funkcje przesyłowe i dystrybucyjne. Powiązana z tematem jest kwestia struktury połączeń gazociągów. W obszarach wiejskich jest to zazwyczaj układ rozgałęźny (drzewkowy). Inaczej mówiąc, miejscem włączenia biogazowni rolniczej jest lokalizacja obecnych stacji gazowych, które zasilają daną strefę dystrybucyjną.

W przedmiotowym aspekcie kwestia zmiany zasad kalkulacji opłaty za przyłączenie bądź możliwości ujęcia opłaty za przyłączenie w kosztach kwalifikowanych dofinansowania z zewnętrznych środków finansowych może potencjalnie inicjować rozwój rynku biogazu we współpracy z dystrybucyjną siecią gazową.

Ponadto, relacja podaży i popytu w lokalnej strefie dystrybucyjnej determinuje również możliwości przyłączeń. Na przykład wydajność produkcji biometanu (o zawartości CH_4 ok. 92%) typowej biogazowni rolniczej to 250–300 m^3/h , której okres pracy to około 8700 h w roku, czyli praca o jednakowej wydajności przez prawie cały rok. Rozpatrując natomiast stronę popytu lokalnego rynku gazu w obszarach wiejskich, szczytowe zapotrzebowanie na paliwo gazowe wynosi zazwyczaj od 15–50 m^3/h w okresie wiosenno-letnim do 300–350 m^3/h w okresie jesienno-zimowym. Zauważyć można, że występuje nadpodaż biogazu rolniczego w stosunku do możliwości jego energetycznego wykorzystania przez odbiorców końcowych w strefach dystrybucyjnych. Pojawia się pytanie: co zrobić z ilością nadprodukcji, jeżeli technicznie strefa dystrybucyjna nie jest w stanie wchłonąć wprowadzanych do sieci dystrybucyjnej ilości biogazu?

ŚWIADCZENIE USŁUGI DYSTRYBUCJI

Inną istotną kwestią jest fakt, że w myśl art. 9d ust. 1 h ustawy [1], gazowy OSD „nie może prowadzić działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych”. Świadczenie usługi dystrybucji jest podstawową działalnością gazowego OSD, a zasady i szczegółowe warunki korzystania z sieci, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju opisane są w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej”, która opracowana jest zgodnie z art. 9 g ust. 1 ustawy [1].

Inaczej mówiąc, gazowy OSD nie może zakupić wprowadzanego biogazu rolniczego, może jedynie stworzyć warunki przyłączenia takiego źródła do sieci i umożliwić świadczenie usługi dystrybucji na podstawie zawartej umowy ze zleceniodawcą usługi dystrybucji (ZUD). Zazwyczaj przedsiębiorstwa obrotu gazem, jako ZUD, zlecają usługę dystrybucji w OSD dla swoich klientów (odbiorców końcowych). OSD jedynie dostarcza paliwo gazowe z punktu wejścia do punktów wyjścia z systemu dystrybucyjnego. Brak świadomości bądź znajomości obecnego funkcjonowania systemu gazowego przez inwestorów biogazowni może być również powodem zastoju rozwoju biogazowni rolniczych współpracujących z dystrybucyjnymi sieciami gazowymi.

PARAMETRY JAKOŚCIOWE

Rozporządzenie [2] szczegółowo opisuje parametry jakościowe wprowadzanego biogazu rolniczego do dystrybucyjnej sieci gazo-

wej oraz inne, istotne z punktu widzenia przyłączenia, informacje. § 3 ust. 1 określa m.in. dopuszczalną zawartość siarkowodoru, siarki bądź par rtęci, temperatur punktu rosy oraz minimalnej wartości ciepła spalania. ??? Ciepła spalania biogazu rolniczego odnoszą się odpowiednio do parametrów gazu wysokometanowego grupy E bądź zaazotowanego podgrupy Lw, Ls, Ln i Lm, transportowanego w danej dystrybucyjnej sieci gazowej.

Inaczej mówiąc, wprowadzany biogaz rolniczy do istniejącej sieci dystrybucyjnej musi spełniać parametry jakościowe gazu ziemnego, jaki jest w tej sieci obecnie transportowany. W Polsce przeważająca większość sieci dystrybucyjnych to sieci gazu wysokometanowego. Natomiast system gazu zaazotowanego podgrupy Lw i Ls występują lokalnie. Strefy dystrybucyjne gazu zaazotowanego podgrupy Ln i Lm stanowią marginalną część rynku gazu.

Inna kwestia to dotrzymanie parametrów jakościowych innych związków chemicznych biogazu rolniczego, które nie zostały wymienione w ww. rozporządzeniu, a potencjalnie mogą negatywnie wpływać na funkcjonowanie systemu gazowego oraz instalacji i urządzeń odbiorców końcowych (kotły, turbiny, silniki tłokowe, ogniwa paliwowe). Przykładem mogą tu być syntetyczne organiczne związki krzemu, tzw. siloksany [4].

MOŻLIWOŚCI ROZWOJU

Biorąc pod uwagę opisane powyżej determinanty, rozwój i synergia rynku gazu i biogazu rolniczego są w obecnych uwarunkowaniach ograniczone i mało realne. Stosowane metody wzbogacania biogazu rolniczego [5] mogą umożliwić ich rozwój, jeżeli rentowność inwestycji uzasadni biznesowo realizację przyłączeń do sieci dystrybucyjnej. Możliwości rozwoju można wiązać z:

- **nowelizacją wybranych aktów prawnych** w zakresie doprecyzowania i zmiany niektórych zapisów dotyczących przyłączeń do sieci, świadczenia usługi dystrybucji i dotrzymania parametrów jakościowych,
- **komunikacją zewnętrzną**, uświadamiającą podmiotom rynku gazu jego funkcjonowanie,
- **wzajemną współpracą** gazowych OSD, biogazowni rolniczych i ZUD-ów,
- **wspieraniem finansowym** inwestycji.

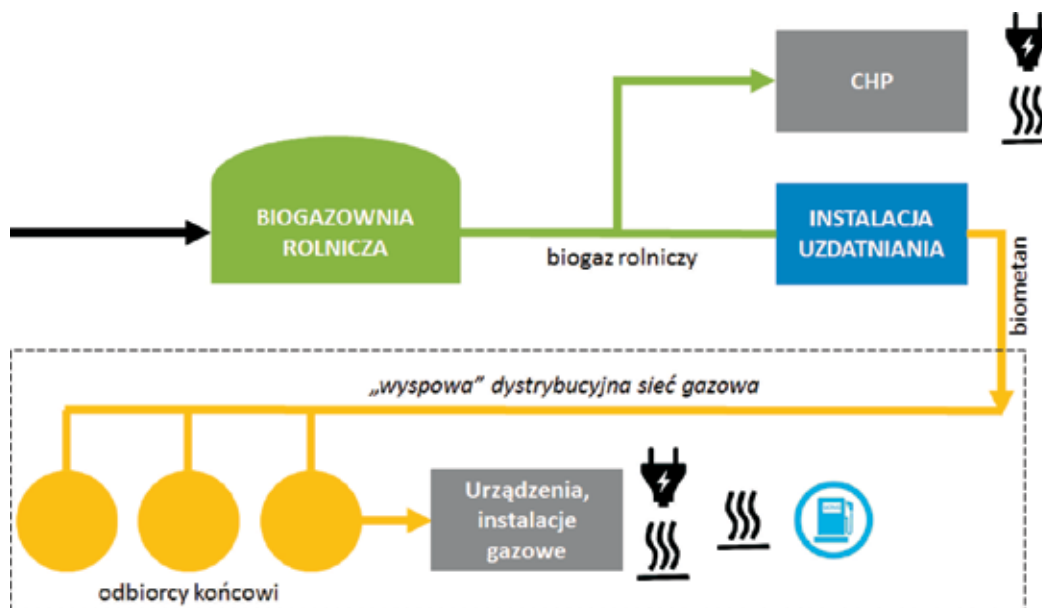
Zasilanie biogazem rolniczym „wyspowych” stref dystrybucyjnych może stanowić alternatywę dla rozwoju i synergii rynku gazu i biogazu rolniczego. Poniżej opisano teoretyczny model funkcjonowania wyodrębnionych stref dystrybucyjnych (patrz rysunek na str. 56), w których źródłem zasilania (punktem wejścia) jest biogazownia rolnicza.

1. Biogazownia rolnicza wytwarza biogaz rolniczy o ciepłe spalania odpowiednio odpowiadającemu gazowi ziemnemu grupy E lub zaazotowanemu podgrupy Lw, Ls, Ln bądź Lm.
2. Biogazownia rolnicza składa wnioski o określenie warunków przyłączenia do dystrybucyjnej sieci gazowej.
3. Lokalnie w obszarze wiejskim, w którym zlokalizowana jest biogazownia rolnicza, występują podmioty, które wnioskuje u gazowego OSD o przyłączenie do sieci instalacji i urządzeń dostosowanych do zasilania biogazem rolniczym.
4. Gazowy OSD analizuje otrzymane wnioski o określenie warunków przyłączenia zarówno dla biogazowni rolniczej, jak i odbiorców końcowych.

5. Istnieje ZUD, który gazowemu OSD zleca usługę dystrybucji, jednocześnie prowadząc działalność obrotu gazem, czyli zakup biogazu z biogazowni rolniczej i jego sprzedaż odbiorcom końcowym.
6. Dystrybucyjną siecią gazową dostarczany jest biogaz rolniczy do przyłączonych instalacji i urządzeń odbiorców końcowych.
7. Typowymi urządzeniami i instalacjami wykorzystującymi ener-

biogazem rolniczym istniejących stref dystrybucyjnych wydaje się mało realne. Natomiast zasilanie biogazem rolniczym „wyspowych” stref dystrybucyjnych może stanowić alternatywę dla rozwoju i synergii rynku gazu i biogazu rolniczego. Niezależnie od tego aktywizacja regionalnego rozwoju biogazu rolniczego we współpracy z dystrybucyjną siecią gazową wymaga podjęcia działań sektorowych w zakresie nowelizacji wybranych

Przykładowy model funkcjonowania „wyspowych” stref dystrybucyjnych we współpracy z biogazowniami rolniczymi



getycznie wprowadzony do dystrybucyjnej sieci gazowej biogaz rolniczy bądź bezpośrednio zasilanymi z biogazowni są jednostki kogeneracji (silniki gazowe) bądź kotły grzewcze.

8. Przyłączone do dystrybucyjnej sieci gazowej instalacje uzdatniania biogazu rolniczego do postaci biometanu i dalej jego skraplania bądź/i sprężania mogą stanowić alternatywę dla zasilania pojazdów samochodowych (zwłaszcza taboru komunikacji miejskiej) lub przewożenia cysternami kriogenicznymi w inne miejsca, w których występuje zapotrzebowanie na paliwo gazowe bądź energię.

Powyższy model synergii biogazu rolniczego z „wyspową” siecią dystrybucyjną lokalnie może być wsparciem dla wspomnianej dywersyfikacji dostaw paliw i energii, regionalnego zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) i ograniczenia emisji CO₂ oraz zwiększenia efektywności energetycznej. Prace [5] [6] [7] bliżej opisują uwarunkowania regionalnego wykorzystania biogazu rolniczego i współpracy z dystrybucyjną siecią gazową. Oczywiście, nie zamykają one tematu, wręcz przeciwnie, przedstawiają możliwości energetycznego wykorzystania biogazu w lokalnej gospodarce energetycznej gmin. Uczestnicy rynku, tj. producent biogazu rolniczego, gazowy OSD, ZUD, odbiorcy końcowi i zarządy gmin mogą czerpać korzyści. Instrumenty finansowe, tj. wsparcie finansowe wynikające z systemu aukcyjnego są tutaj również istotnym czynnikiem determinującym rozwój biogazu rolniczego.

* * *

Zważywszy na problemy techniczne związane z przyłączeniem do sieci i dotrzymaniem parametrów jakościowych, zasilanie

aktów prawnych, komunikacji zewnętrznej i zacieśnienia wzajemnej współpracy gazowych OSD, biogazowni rolniczych oraz ZUD-ów.

Dr inż. Wojciech Grzędzielski, koordynator ds. rozwoju w Departamencie Rozwoju/Biuro Rozwoju Infrastruktury w PSG

Bibliografia:

- [1] Ustawa „Prawo energetyczne” z 10 kwietnia 1997 r. (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.).
- [2] Rozporządzenie ministra gospodarki z 24 sierpnia 2011 r. „w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej” (Dz.U. z 2011 r. Nr 187, poz. 1117).
- [3] Rozporządzenie ministra gospodarki z 2 lipca 2010 r. „w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego” (Dz.U. z 2010 r. Nr 133, poz. 891).
- [4] Pakuluka., Ciolek J., *Problemy z siloksanami w instalacjach biogazowych – cz. I. Zagrożenia stwarzane przez spalanie biogazu zawierającego organiczne związki krzemu*, Konferencja Interdyscyplinarna Zagadnienia w Inżynierii i Ochronie Środowiska EKO-DOK 2013, materiały konferencyjne, s.483–490.
- [5] Grzędzielski W., Mróz T. M., *Technologie kriogeniczne w systemach uzdatniania gazów*, „Rynek Energii” 3(118)/2015, s. 48–55.
- [6] Grzędzielski W., Mróz T. M., Radomski B., *Optymalizacja wykorzystania biogazu – realizacja idei Smart Community*, VI Konferencja Naukowo-Techniczna ENERGETYKA GAZOWA 2016, materiały konferencyjne.
- [7] Grzędzielski W., Mróz T. M., *Planowanie rozwoju dystrybucyjnej sieci gazowej zasilanej skroplonym gazem ziemnym lub biogazem*, „Rynek Energii” 3(130)/2017, s. 77–84.

PGNiG SA dołącza do Programu Kosmicznego ARP

Anna Trojanowska

Agencja Rozwoju Przemysłu przygotowała dedykowany „Program kosmiczny”, związany z całościowym spojrzeniem na przemysł kosmiczny, nie tylko w kontekście eksploracji kosmosu, ale również jako źródła innowacji i zastosowań w innych dziedzinach gospodarki.

ARP w trakcie realizacji kompleksowego programu wsparcia sektora technologii kosmicznych w Polsce kieruje się podejściem biznesowym, akcentując również wsparcie rozwoju kadr oraz start-upów.

Obecnie kosmos przestał już być jedynie domeną naukowców – jego potencjał dostrzegają przedsiębiorcy. Realizując liczne działania wspierające sektor technologii kosmicznych w Polsce, należy postrzegać kosmos przede wszystkim jako szansę dla rozwoju biznesu i innowacyjnych technologii. Dlatego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo dołączyło do Agencji Rozwoju Przemysłu w przygotowaniu kompleksowych rozwiązań wspierających biznes kosmiczny w Polsce. Pozostałymi partnerami zostali: Ministerstwo Rozwoju, Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego, Polska Agencja Kosmiczna oraz Związek Pracodawców Sektora Kosmicznego.

– Sektor kosmiczny jest jednym z najbardziej innowacyjnych i zaawansowanych technologicznie obszarów, mających coraz większe znaczenie dla gospodarki europejskiej i światowej. Wspieranie tej branży umożliwi realizację „Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju” – powiedział o Programie Kosmicznym ARP **Mateusz Morawiecki, wicepremier, minister rozwoju i finansów.**

W ramach „Programu kosmicznego ARP” zorganizowane zostaną różne spotkania związane z transferem innowacji, jak np. Forum Satelitarne, Innovation Pitch 4Space, Space AppsHackathon czy EO CloudHackathon. Dodatkowo zorganizowane zostaną: promująca sektor Debata Club 4Space, raporty ARP, misje gospodarcze sektora kosmicznego. Ponadto, program ma na celu wspieranie polskich kadr inżynierskich poprzez zorganizowanie programu stażowego „Rozwój kadr technologii kosmicznych”, Space Business School i Kosmiczna Giełda Pracy.

– W sektor kosmiczny trudno inwestować kapitał prywatny, dlatego ważne są połączenia biznesu z nauką. Z czasem dzięki tej synergii nastąpi rozwój sektora technologii kosmicznych – powiedział **prof. Łukasz Szumowski, podsekretarz stanu w Ministerstwie Nauki i Szkolnictwa Wyższego.**

Celem PGNiG jest pozyskanie innowacyjnych rozwiązań technologicznych i energetycznych, a także innych, które mogą wpisywać się w aktualne potrzeby spółki. Program kosmiczny z ARP zakłada akcelerowanie pomysłów związanych między innymi z: satelitarną detekcją wycieków w systemach przesyłu gazu, satelitarną detekcją pionowych i poziomych deforma-

cji terenu oraz obiektów inżynierskich czy detekcją gazów za pomocą detektorów podczerwieni i kamer termowizyjnych. Dzięki udziałowi w „Programie kosmicznym” GK PGNiG będzie miała możliwość współpracy z twórcami najnowszych technologii, dedykowanych naszemu sektorowi. Skorzystać z nich może Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., EXALO DRILLING S.A, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Górnictwa Surowców Chemicznych „Chemkop” Sp. z o.o., Geofizyka Toruń S.A. oraz – z ramienia PGNiG SA – Oddział Geologii i Eksploatacji. Dodatkowym atutem „Programu kosmicznego” jest szerokie spojrzenie na rozwój sektora, w tym również na wysoko wykwalifikowane kadry inżynierskie.

– W PGNiG twardo stąpamy po ziemi, ale przyjdzie czas, że będziemy eksplorować kosmos. I ja w to wierzę. Dlatego spółka chce inwestować w rozwój sektora kosmicznego, jako kolejny powód do rozwoju nie tylko naszej firmy, ale gospodarki Polski. Wiemy, że biznes nie może funkcjonować bez doskonałych kadr. Jeżeli będziemy stawiać na najlepszych, to faktycznie sięgniemy gwiazd – powiedział **Łukasz Kroplewski, wiceprezes PGNiG ds. rozwoju.**



Technologie kosmiczne zwykle wyprzedzają technologie już istniejące i standardowe. To dzięki nim rozwinęły się takie rozwiązania, jak ogniwa paliwowe, robotyka i automatyka czy miniaturyzacja sensorów. Dzieje się tak, dlatego że obszar kosmosu stawia znacznie ostrzejsze wymagania co do niezawodności technologii, wymagań temperaturowych, materiałowych itp. Przemysł gazowo-naftowy wymaga właśnie takich rozwiązań. Oznacza to, że sprawdzone rezultaty badań kosmicznych powodzeniem mogą być zastosowane w rozwiązaniach obszaru oil&gas.

Ekspert skali światowej



Adam Cymer

Wciąż nie gasną dyskusje, jaki powinien być model rozwiązywania strategicznych dla państwa problemów, takich jak na przykład bezpieczeństwo energetyczne.

Czy taka koncepcja ma być wypracowana przez struktury polityczne i urzędnicze czy przez struktury eksperckie? Doświadczenia światowe prof. dr. inż. Władysława Mielczarskiego w budowaniu modeli rynku energetycznego pokazują, jak owocny w takich działaniach jest dialog i współpraca.

Już Mark Twain w swoich „złoty myślach” zauważył, że marzenia z dzieciństwa bardzo rzadko się spełniają. Jeden z jego bohaterów całe dzieciństwo marzył, by zostać strażakiem. Nie udało się – został profesorem lingwistyki na uniwersytecie.

Władysław Mielczarski jako młody chłopak marzył, żeby zostać marynarzem. Też się nie udało, został profesorem na politechnice. W tamtych latach istniała taka instytucja, jak wojskowa komisja uzupełnień, która dla tych, którzy nie zdobyli indeksu uczelni, miała ofertę nie do odrzucenia – pobór do wojska. – *Wybrałem wariant ucieczkowy, zdałem egzamin na wydział elektryczny Politechniki Łódzkiej* – mówi profesor Mielczarski. – *I bardzo starałem się być dobrym studentem, by wojsko ponownie się o mnie nie upomniało. Skończyłem studia w 1973 roku, z dobrymi wynikami, ale nie bardzo miałem pomysł na to, co z tym inżynierskim dyplomem zrobić.*

Problem rozwiązało stypendium w Elektromontażu nr 3 w Katowicach. Co prawda, studiował automatykę, a trafił do energetyki, ale szybko się uczył i po trzech miesiącach stażu dostał samodzielne stanowisko w grupie regulacyjno-rozruchowej, która miała za zadanie sprawdzanie urządzeń elektrycznych wysokiego napięcia na powstających wówczas obiektach energetycznych zasilających kombinaty hutnicze w Bolesławcu, Olkuszu, Tychach, w Hucie Katowice. – *To było wielkie wyzwanie* – wspomina prof. Mielczarski. – *Nie tylko dlatego, że trzeba było uganiać się po placach budowy w najgorszych nawet warunkach pogodowych. Bardziej stresowało poczucie odpowiedzialności, bo to były inwestycje priorytetowe i jakkolwiek popełniony przez nasze ekipy błąd groził olbrzymimi karami. Ale ten okres pobytu na Śląsku bardzo dobrze wspominam, bo jednak wiele się nauczyłem. Je-*

dynie żona nie mogła się przyzwyczaić i nalegała na powrót do Łodzi. I tak się stało, przeniosłem się do łódzkiego Elektromontażu. Ale to już było coś zupełnie innego. Pracowałem na małych rozdzielniach, w jakichś zakładach garmazeryjnych i zdałem sobie sprawę, że to nie są wyzwania inżynierskie, które mogą przynieść satysfakcję.

Trzeba było podjąć decyzję – co dalej. Pomógł przypadek – dowiedział się, że na Politechnice Łódzkiej prowadzone są studia doktoranckie. Przystąpił do egzaminu, dostał się i po trzech latach, w 1978 roku, został doktorem nauk technicznych. Los nadal sprzyjał, bo wkrótce okazało się, że na macierzystym wydziale zwalnia się etat i został przyjęty. – *Zdałem sobie sprawę, że rozpoczyna się zupełnie nowy etap w moim życiu. I starałem się uświadomić sobie, co to oznacza być pracownikiem akademickim. Jakie jest modus operandi takiej instytucji jak akademia. I odkryłem, że istotę rzeczy oddaje hymn akademicki „Gaudeamus igitur” z jego fragmentem „vivat academia, vivant professores”. Istotą akademii są studenci i profesorowie. Cała reszta to są tylko pomocnicy. A zatem, nie będąc już studentem, trzeba jak najszybciej zostać profesorem.*

Pierwszym krokiem w kierunku profesury była habilitacja. Władysław Mielczarski zrobił ją bardzo szybko i otrzymał tytuł doktora habilitowanego nauk technicznych jako najmłodszy na uczelni, w wieku 38 lat. Zajęcia akademickie nie pochłaniały dużo czasu, więc koncentrował się na publikacjach. Przede wszystkim w języku angielskim, uznając, że trzeba pracować w języku uniwersalnym w nauce. I w krótkim czasie miał dziesięć publikacji w uznanych na świecie specjalistycznych periodykach. I być może to sprawiło, że niespodziewanie dostał zaproszenie z Curtin University of Technology w Perth, w zachodniej Australii. Jak wielu innych z całego świata, bo Australia na przełomie lat 80. i 90. stała się kuźnią kadr technicznych dla tamtego regionu świata. Dokonujący się niebywały postęp technologiczny wymagał coraz więcej wykształconych ludzi i Australia poszukiwała pracowników akademickich, dokonując swego rodzaju „zasięgu” międzynarodowego. Po roku okazało się, że prof. Mielczarski ma bardzo dobre wyniki na tle całego departamentu, więc postanowił – za namową swego amerykańskiego szefa departamentu – przystąpić do międzynarodowego konkursu na stanowisko Associate Professor na Monash University w Melbourne. Wygrał ten konkurs i otrzymał stały etat uniwersytecki.

Na początku lat 90. w Melbourne panował głęboki kryzys gospodarczy, podobnie jak w całym stanie Wiktorii. Gdy na czele

rządu stanowego stanął konserwatywny premier, postanowił dokonać radykalnych reform. Zwrócił się do naukowców z Monash University, firm konsultingowych, aby przygotowali program raturkowy. – *Zgłosiłem się na ten apel wraz z kilkoma kolegami z uniwersytetu, podobnie jak ja, niedawno przybyłymi do Australii. To byli specjaliści z wielu dyscyplin, ale kluczowe elementy programu reform miały na celu urynkwienie takich sektorów, jak energetyka i telekomunikacja. I tak zostałem doradcą premiera stanu Wiktorii. W swoim zakresie obowiązków miałem za zadanie stworzyć rynek energii i on powstał. Dodatkowo pracowałem jako doradca urzędu rzecznika praw odbiorców energii, co u nas jest dopiero w sferze projektów. Cała reforma była bardzo radykalna, ale się powiodła.*

Po sześciu latach pracy na uniwersytecie – według australijskiego prawa – przysługuje tzw. urlop *sabbatical*, co nie ma odpowiednika w języku polskim, ale można powiedzieć, że chodzi o odpoczynek, odświeżenie umysłu. Ten czas prof. Mielczarski spędził na Nanyang Technological University w Singapurze, jako Research Associate. I wtedy odezwało się kanadyjskie Toronto, że wiedzą o powodzeniu programu budowy rynku energii w Australii i chcieliby to samo zrobić u siebie. W latach 1997–2001 prof. Mielczarski uczestniczył w pracach nad wprowadzeniem rynku energii w stanie Ontario w Kanadzie. – *W globalnym świecie rozwiązania systemowe w zakresie budowy rynków muszą być uniwersalne. Stworzony i dobrze funkcjonujący model w jednym regionie świata, znakomicie może być wykorzystany w dowolnym innym miejscu, bo zasady są podobne – podkreśla Władysław Mielczarski. – W Melbourne spotkałem przedstawiciela PSE, Staszka Porębę, który jeździł po świecie i sprawdzał, jak działa rynek energii. Byłem bardzo rad, że Polska dołącza do krajów reformujących energetykę. Zaprosił mnie do Polski. W połowie 1999 roku spotkałem prof. Fornalczyka, ówczesną szefową gabinetu politycznego wicepremiera Balcerowicza, który zaprosił mnie do pracy nad projektem polskiego rynku energii elektrycznej. Został przyjęty przez rząd RP w grudniu i wdrożony w latach 2000–2001. W tym okresie współpracowałem z Energoprojekt-Consulting z dr. Michałem Klawe, przygotowując dla PSE zasady działania rynku bilansującego oraz oprogramowanie dla planowania pracy systemu. Wówczas kursowałem pomiędzy Melbourne, Toronto i Warszawą. Pani Stefania Kasprzyk, późniejsza wieloletnia szefowa PSE, zaprosiła mnie do dalszych prac. Stałem przed dylematem – programy optymalizacyjne albo australijski uniwersytet. I wybrałem – zrezygnowałem z cieplej posady na dobrym uniwersytecie w Melbourne.*

Na początku transformacji doradcy powiedzieli, że trzeba energetykę rozproszyć, na małe jednostki i tak powstały 33 zakłady dystrybucyjne, 16 elektrowni i dwadzieścia kilka elektrociepłowni. – *I to był absurd – mówi prof. Mielczarski. – To był model korzystny tylko dla inwestorów zagranicznych. W procesie prywatyzacji najpierw sprzedawano kogenerację, bo wiadomo, że to jest lokalny monopolista. A o tym marzy każdy inwestor kapitalistyczny: żeby kupić monopolistę. Podejmowano próby konsolidacyjne, ale to było bardzo chaotyczne. Zasadniczą decyzję – o systemowej konsolidacji sektora energii – w 2005 roku podjął Piotr Woźniak, ówczesny minister gospodarki. Zaproponowałem wówczas model składający się z czterech dużych polskich podmiotów, wystarczająco silnych, by konkurować i wystarczająco liczny, by nie monopolizować Polski regionalnej. Program został przyjęty przez rząd*

w marcu 2006 roku i wdrożony w następnym roku. I to działa do dzisiaj.

We wrześniu 2007 roku prof. Mielczarski został delegowany przez polski rząd do Komisji Europejskiej, gdzie do roku 2011 pełnił funkcję European Energy Coordinator w DG Energy, będąc odpowiedzialnym za ułatwienie rozwoju połączeń transgranicznych systemów energetycznych w północnej i centralnej Europie. Z jego inicjatywy powstał LitPol Link, połączenie elektroenergetyczne Polski i Litwy, oddane do eksploatacji w grudniu 2015 roku.

Aktywność ekspercka prof. Mielczarskiego w żadnym okresie nie ograniczała się do udziału w jednostkowych projektach. Pozostał aktywny w wielu międzynarodowych projektach. Jest członkiem Europejskiego Instytutu Energii (*European Energy Institute*), związanego z belgijskim uniwersytem w Leuven, w grupie szesnastu ekspertów pełniących funkcję doradcą – *think tank* – w sprawach energetycznych dla instytucji i firm europejskich. Od listopada 2016 roku bierze udział w niemieckim *think tank* International Business Council: Grid & Infrastructure. Jest to grono ekspertów, wielodyscyplinarne, pracujące zarówno na rzecz biznesu, jak i sektora publicznego. – *Takie panele eksperckie ceną biznesu, ale przede wszystkim administracja publiczna i taki sojusz jest czymś oczywistym. Jeśli posiada się wiedzę, trzeba się nią dzielić, a administracja najbardziej potrzebuje tej wiedzy. Zajmują się problemami techniczno-ekonomicznymi systemów energetycznych i bezpieczeństwem energetycznym. To newralgiczne problemy każdego kraju. Jestem dumny, że byłem doradcą tylu rządów w tylu krajach. I to dobrze. Bo politycy podejmują decyzje, ale te decyzje muszą przygotować eksperci. Nauka i polityka w sprawach regulacji rynków to konieczny sojusz. Rynek energii jest rynkiem bardzo wrażliwym, bo nie brakuje dylematów. Wciąż żywe są kwestie energetyki odnawialnej, bo polityka klimatyczna ma swoje wymagania. Wciąż debatuje się o miejscu gazu ziemnego wobec pozycji węgla w miksie energetycznym. Często mówi się, że o wszystkim decyduje cena. Otóż, symulacje rynkowe pokazują, że gaz może stać się alternatywą w niektórych obszarach. Robiłem niedawno taki raport dla Biura Analiz Sejmowych. Z niektórych scenariuszy wynika, że gaz może, także w Polsce, wyprzeć węgiel, ale głównie w energetyce rozproszonej. W Polsce są tysiące małych kotłowni węglowych, które muszą być jak najszybciej – ze względu na smog – przebudowane na kogenerację i tam widzę olbrzymi potencjał dla gazu. I drugi obszar – energetyka systemowa – ze względu na to, że ten system nie jest w stanie szybko reagować na źródła generowane przez OZE, a elektrownie gazowe są bardzo elastyczne. Musimy brać pod uwagę również regulacje europejskie. W listopadzie ubiegłego roku KE opublikowała tzw. pakiet zimowy. I tam pojawia się zapis, że nie będzie można wspierać energetyki, jeśli emisje CO₂ będą większe niż 550 g/kWh energii, co oznacza, że wszystkie elektrownie węglowe nie będą mogły być wspierane. Ale gazowe tak, bo emitują 500 g/kWh energii. Nie wiadomo, co z tego wyniknie. Jest dużo niepewności. I to jest jedna z licznych okoliczności, które powinny wymuszać dialog decydentów politycznych z ekspertami. Rynki nie znoszą niepewności. To, że miałem możliwość uczestniczenia w dwóch wielkich reformach systemowych polskiej energetyki pokazuje, iż taki dialog administracji publicznej i ekspertów jest możliwy i może być skuteczny.*

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

W ostatnim kwartale Izba Gospodarcza Gazownictwa była/będzie patronem honorowym:

- XI konferencji naukowo-technicznej PROCESS AUTOMATION, która odbyła się 7–8 września 2017 roku w Krakowie,
- „III kongresu energetycznego – bezpieczeństwo, transformacja, efektywność”, który odbędzie się we Wrocławiu 18–19 października 2017 roku,
- „III konferencji techniczno-naukowej Energas 2018”, która odbędzie się w Wiśle w okresie od 31 stycznia do 2 lutego 2018 roku,
- IX edycji sympozjum TOP – Gaz „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro”, które odbyło się 25–27 września 2017 roku,
- II edycji mistrzostw udzielania pierwszej pomocy dla branży gazowej i naftowej, które odbędą się 10–12 października br. w Radziejowicach. Ich organizatorem jest Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A.

Przed nami ostatni kwartał roku, w którym IGG oprócz realizacji bieżących, operacyjnych zadań, wynikających ze statutu, organizuje warsztaty techniczne oraz konferencję, na które serdecznie zapraszamy. Na 16 października w Warszawie zaplanowane są warsztaty „Ochrona rurociągów przed korozją i zagadnienia dotyczące biogazu a standardy techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa”. Podczas warsztatów odbędą się:

- prelekcje ekspertów odnoszące się do ochrony antykorozyjnej, w tym dotyczącej rurociągów,

- panel dyskusyjny dotyczący biogazu, z udziałem specjalistów w tej dziedzinie;
- prezentacje standardów technicznych IGG z zakresu ochrony przed korozją zewnętrzną stalowych rurociągów lądowych oraz laboratoryjnych i procesowych chromatografów gazowych,
- omówienie nowych i będących w opracowaniu standardów i wytycznych technicznych IGG.

Konferencja pt. „Krajowe rozwiązania w zakresie bezpieczeństwa infrastruktury energetycznej” odbędzie się 14–15 listopada w Jachrance. Podczas konferencji omówione zostaną kwestie związane z szeroko rozumianym bezpieczeństwem infrastruktury energetycznej. W tym kontekście poruszone zostaną kwestie dotyczące zarówno cyberbezpieczeństwa instalacji energetycznych, jak i najnowocześniejszych możliwości technicznych w zakresie diagnostyki i monitoringu sieci gazowych. Chcielibyśmy również zaprezentować – kluczowe dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa polskiego – plany inwestycyjne strategicznych spółek branży gazowniczej oraz możliwości dotyczące dofinansowania inwestycji infrastrukturalnych w energetyce, w tym w ramach projektów realizowanych we współpracy z Agencją Rozwoju Przemysłu S.A. i Narodowym Centrum Badań i Rozwoju.

Wszystkich zainteresowanych zapraszamy do udziału w warsztatach i konferencji, a także w wydarzeniach objętych patronatem IGG.

Agnieszka Luty

Ostatnio w poczet członków Izby Gospodarczej Gazownictwa pozyskaliśmy następujące firmy:

- **Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych** (al. Kasztanowa 3A-5, 53-125 Wrocław) – działalność ekspercka, naukowa, badawcza, oświatowa oraz gospodarcza, mająca na celu rozwój polskiej energetyki, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski i Unii Europejskiej oraz kształtowanie efektywnej polityki paliwowej Polski, rozwój polskiej przedsiębiorczości oraz innowacyjności, zwłaszcza w sektorze małych i średnich przedsiębiorstw, oraz zrównoważony rozwój społeczny Polski,
- **GAS – ENGINEERING Jerzy Heider** (ul. Gen. Hallera 20, 41-709 Ruda Śląska) – projektowanie sieci gazowych wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia (gazociągi, stacje gazowe, węzły itp.),
- **Główny Instytut Górnictwa** (pl. Gwarków 1, 40-166 Katowice) – prowadzenie badań naukowych i prac rozwojowych, przystosowywanie wyników badań naukowych i prac rozwojowych do potrzeb praktyki, wdrażanie wyników badań naukowych i prac rozwojowych w dziedzinie nauk technicznych, w ramach nauk przyrodniczych i technicznych oraz nauk społecznych i humanistycznych, jak również prowadzenie prac dotyczących monitoringu i zapobiegania skutkom zjawisk i wydarzeń mogących stwarzać zagrożenie publiczne związane z działalnością przemysłu,
- **ORLEN Upstream sp. z o.o.** (ul. Prosta 70, 00-838 Warszawa) – spółka prowadzi działalność w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego. W ramach Grupy ORLEN zarządza portfelem akty-

wów upstream największej grupy paliwowo-energetycznej w Europie Centralnej i Wschodniej. Spółka systematycznie rozszerza bazę zasobową, zwiększa wydobywanie oraz buduje zdywersyfikowane portfolio projektowe, skupiając się na najbardziej perspektywicznych aktywach. ORLEN Upstream prowadzi projekty operacyjne w Polsce, gdzie jest jednym z liderów krajowego rynku węglowodorów, oraz – za pośrednictwem spółki zależnej ORLEN Upstream Canada – działa w kanadyjskich prowincjach Alberta, Nowy Brunswik i Nowa Szkocja,

- **Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy** (ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa) – wykonywanie prac i badań geologicznych podstawowych, stosowanych, metodologicznych i technologicznych, a także wdrażanie wyników prac, realizacja polityki państwa w zakresie geologii (w tym zasobów surowcowych, hydrogeologii i geologii inżynierskiej) na potrzeby gospodarki bogactwami i zasobami naturalnymi, gospodarki wodnej, bezpieczeństwa surowcowego, bezpieczeństwa energetycznego, ochrony środowiska, gospodarki przestrzennej i budownictwa, bezziarnikowego magazynowania substancji w górotworze, monitoringu środowiska oraz rozpoznawania i prognozowania geozagrożeń,
- **SPYRA-PRIMO Poland sp. z o.o.** (ul. Darwina 8, 43-190 Mikołów – Paniowy) – produkcja płyt, arkuszy, rur i kształtek z tworzyw sztucznych,
- **ZISCO sp. z o.o.** (ul. Zjednoczenia 11, 43-250 Pawłowice) – prace związane z budową rurociągów przesyłowych i sieci rozdzielczych.

WSPOMNIENIE O ŚP. ADAMIE NOWAKU

4 sierpnia 2017 roku odbył się w Jaśle pogrzeb Adama Nowaka, długoletniego pracownika i menedżera przemysłu naftowego i gazowniczego.

Adam urodził się w 1933 roku w Harklowej, w rodzinie z tradycjami naftowymi i, kontynuując te tradycje, odbył studia na Wydziale Górniczym AGH w Krakowie, uzyskując w 1956 roku stopień magistra inżyniera górnictwa ze specjalnością eksploatacja złóż ropy i gazu ziemnego.

Z „nakazu” rozpoczął pracę na stanowisku asystenta Kopalni Osobnica, następnie, szybko awansując, powołany został na stanowisko głównego inżyniera w PPKN Krosno Zakład Eksploatacyjny Mielec. W latach 1967–1977 był naczelnym inżynierem Przedsiębiorstwa NAFTOMONTAŻ w Krośnie. 1 listopada 1977 roku został powołany na stanowisko naczelnego dyrektora Poszukiwań Nafty i Gazu w Jaśle i funkcję tę pełnił do 31 stycznia 2000 roku, tj. do chwili przejścia na emeryturę po 44 latach pracy w górnictwie naftowym i gazownictwie.

Był powszechnie cenionym i uznanym autorytetem w branży naftowej, dając najlepszy przykład młodym adeptom tego zawodu. Znany z inicjatyw społeczno-charytatywnych i pomagania potrzebującym.

Aktywny członek Stowarzyszenia Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, przez dwie kadencje przewodniczący Oddziału SITNPiG w Krośnie, członek Zarządu Głównego i członek Prezydium Zarządu Głównego w Krakowie.

Za wzorową pracę zawodową i działalność społeczną otrzymał wiele odznaczeń państwowych, branżowych i regionalnych, w tym Krzyż Kawalerski OOP, „Zasłużony dla polskiej geologii”. Dyrektor Generalny Górnictwa II Stopnia.

Żegnaj, Drogi Przyjacielu

WSPOMNIENIE O ŚP. ELŻBIECIE SZCZESZEK-TOMASZEWSKIEJ

W kwietniu br. odeszła od nas pani Elżbieta Szczeszek-Tomaszewska, inżynier, wychowawca młodych inżynierów, mądra, wrażliwa kobieta.

Swoją inżynierską drogę zawodową rozpoczęła w 1956 roku, po skończeniu studiów na Politechnice Warszawskiej, na Wydziale Inżynierii Sanitarnej. Od 1991 roku w nowo utworzonej Rozdzielni Gazów Sulejówku odpowiadała za techniczną stronę wydawanych warunków przyłączeniowych, za uzgodnienia dokumentacji technicznej i nadzory inspektorskie. Ostatni etap inżynierskiej działalności to praca na stanowisku głównego projektanta w JT BPB i współpraca z JT S.A. Wieloletnia praktyka, posiadane uprawnienia budowlane, a przede wszystkim chęć dzielenia się wiedzą i doświadczeniem były bezcenne. Była szanowana i ceniona przez współpracowników i klientów za profesjonalizm, zaangażowanie i... uśmiech.

Praca w środowisku gazowników była bliska Jej sercu, bo łączyła się z tradycją wyniesioną z domu rodzinnego. Od 1934 roku, gdy przyszła na świat, mieszkała przy ulicy Ludnej na terenie gazowni, w której pracował Jej tata, inżynier Teofil Szczeszek.

Dla wielu była i pozostanie mentorem, a Jej udane projekty, sieci sanitarne, a przede wszystkim sieci gazowe, nadal służą ludziom. Pamięć o Tobie pozostanie...

Przyjaciele ze środowiska gazowniczego

„Sportgas”, czyli o tradycjach sportowych w branży

Waldemar Mnich

Od ponad 14 lat Towarzystwo Sportowo-Turystyczne Nafty i Gazu „Sportgas” dba o to, by kilkudziesięcioletnia tradycja różnych aktywności sportowych w branży górnictwa naftowego gazownictwa się rozwijała.

Podążając za pasjami pracowników – naszych członków – przy okazji odnosimy indywidualne i grupowe sukcesy, chętnie dzieląc się nimi z tymi, którzy nam pomagają. Godnie reprezentujemy firmy (naszych członków wspierających), w których pracujemy, dbając o to, co najlepsze i najcenniejsze, czyli o własne zdrowie i pozytywny wizerunek pracodawcy. Dlatego rozwijamy projekt pt. „Sportgas” i zapraszamy do współpracy tych, którzy chcą się z nami dzielić dobrą energią.

Wracając do początków, czyli do przyczyn założenia stowarzyszenia, powinniśmy wyjaśnić młodszym koleżankom i kolegom, że powstało ono w trudnych czasach – w 2003 r. – kiedy to ówczesne władze, szukając oszczędności, zlikwidowały wszelkie wsparcie finansowe dla aktywnych pracowników. Niejako w proteście przeciwko „liczeniu ołówków” i ograniczaniu nieistotnych kosztów – na bazie społeczności tenisowej powstało Towarzystwo Sportowo-Turystyczne Nafty i Gazu „Sportgas”, do którego po jakimś czasie zaprosiliśmy pasjonatów innych dyscyplin sportowych.

Nic nie przychodzi łatwo. Każdy sportowiec wie, że sukces jest okupiony wieloma porażkami. Od samego początku zarząd, kierownicy sekcji i członkowie realizują cele statutowe stowarzyszenia, nie pobierając za to wynagrodzenia. Jednocześnie staramy się realizować nasze cele statutowe, z zachowaniem maksymalnych standardów dotyczących transparentności w sprawozdawczości wynikającej z obowiązujących przepisów prawa.

Cele statutowe realizowane są m.in. poprzez organizowanie zawodów sportowych, rozgrywek i pokazów, a także bieżące funkcjonowanie sekcji sportowych.



Praktycznie każdego dnia kilkusetosobowa grupa członków/pracowników stowarzyszenia rozwija swoje zainteresowania sportowe w różnych sekcjach: tenisowej, piłkarskiej, badmintonowej, siatkarskiej, brydżowej, strzeleckiej, squasha i biegowej, co wiąże się m.in. z ponoszeniem kosztów wynajmu hal, kortów, boisk, torów, sal itp. obiektów, niezbędnych do uprawiania ww. aktywności sportowych. Wyróżniający się sportowo członkowie lub reprezentacje (gry zespołowe) poszczególnych sekcji delegowani są do udziału i reprezentowania pracodawców w różnych formach rywalizacji – zarówno w obrębie Grupy Kapitałowej PGNiG, jak i poza nią – w krajowych i międzynarodowych zawodach branżowych w danej dyscyplinie.

Niewątpliwie po wyczerpującym dniu pracy wskazana jest aktywność fizyczna. Dlatego zachęcamy wszystkich do przyłączenia się do stowarzyszenia – zarówno pracowników, dla których mamy doskonale zorganizowane zajęcia w ramach poszczególnych sekcji, jak i pracodawców, którym oferujemy skrojone na miarę zasady wspierania aktywności sportowej pracowników oraz sprawdzone rozwiązania finansowo-podatkowe.

Zapraszamy do odwiedzania naszej strony internetowej. Pod adresem www.sportgas.pl znajdziecie niezbędne dane kontaktowe do kierowników poszczególnych sekcji oraz do zarządu stowarzyszenia.

Zaproszenie

**XXVIII Branżowe Mistrzostwa Polski Flrm Gazowniczych i Naftowych w Tenisie o Puchar Prezesa PGNiG SA
Warszawa, 17–19 listopada 2017 r.**

na kortach Towarzystwa Sportowego „Orzeł” przy ul. Podskarbińskiej 14

Ze sportowym pozdrowieniem

Waldemar Mnich,
prezes Sportgas

Piotr Woźniak
prezes PGNIG SA



URZĄD DOZORU
TECHNICZNEGO

PROFESJONALNE SZKOLENIA I KONFERENCJE TECHNICZNE



www.udt-cert.pl



Urząd Dozoru Technicznego



@UrządDozoruTech

Wybierz doświadczenie Akademii UDT

SZKOLENIA ▾

Wymagania w zakresie eksploatacji urządzeń ciśnieniowych

17.11.2017, Bydgoszcz
24.11.2017, Bielsko-Biała

Wymagania w zakresie eksploatacji urządzeń ciśnieniowych, zbiorników beciśnieniowych i niskociśnieniowych oraz rurociągów technologicznych i przesyłowych

07.12.2017, Wałbrzych

Stacje LPG - wybrane aspekty bezpiecznej eksploatacji zbiorników magazynowych propanu-butanu

22.11.2017, Gliwice

Urządzenia ciśnieniowe oraz zbiorniki beciśnieniowe i niskociśnieniowe podlegające dozorowi technicznemu na stacjach paliw oraz stacjach LPG

27.10.2017, Kraków

Urządzenia zabezpieczające przed wzrostem ciśnienia

24-25.10.2017, CLDT w Poznaniu
22-23.11.2017, Dąbrowa Górnicza

Zapewnienie bezpieczeństwa urządzeń ciśnieniowych zgodnie z wymaganiami dyrektywy PED

26.10.2017, Szczecin
26.10.2017, Łódź
28.11.2017, Opole

Zapewnienie bezpieczeństwa rurociągów przemysłowych (technologicznych) metalowych - wymagania normy PN-EN 13480

18.10.2017, Poznań

Dowiedz się więcej >>

Zadzwoń: tel. 22 57 22 221

Napisz: szkolenia@udt.gov.pl

Odwiedź: www.udt.gov.pl/szkolenia

Różne kierunki. Jeden cel. Bezpieczeństwo

Dywersyfikacja kierunków dostaw gazu to stabilność i bezpieczeństwo kraju. Działania takie jak projekt Korytarza Norweskiego i zwiększanie mocy terminala LNG w Świnoujściu podnoszą polską niezależność energetyczną. Intensyfikacja pozyskiwania zasobów krajowych i zagranicznych, handel na rynkach światowych oraz wspieranie przez PGNiG innowacyjnych rozwiązań, odpowiadających na najpilniejsze wyzwania polskiej energetyki to nie tylko rozwój firmy, ale przede wszystkim pobudzenie rodzimej gospodarki.

