

grudzień 2013

Przegląd gazowniczy

nr 4 (40)

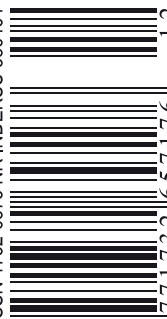
cena 14 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

Temat wydania:

ROSNĄCA ROLA GAZOWNICTWA

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9177117321657176 1 2

PaySmart – Nowoczesny gazomierz przedpłatowy wyposażony w klawiaturę. System przedpłat za gaz oparty na kodach zakupywanych przez klienta nie wymaga drogiej infrastruktury w postaci kart i terminali. Gazomierz dostosowany jest również do pracy w systemach AMR, AMI. Wersja z korekcją temperaturową objętości dostępna jako opcja. Certyfikat MID, zgodność z EN1359, EN16314, ATEX, IP54.

HybridSmart – Innowacyjne podejście do liczników inteligentnych. Liczydło mechaniczne oraz moduły elektroniczne (funkcjonalne i komunikacyjne) w jednej obudowie. Liczydło mechaniczne, umiejscowione w odseparowanym przedziale, zabezpieczone jest plombą legalizacyjną MID. Pozostałe przedziały dostępne są dla klientów OEM, którzy mogą zamontować własne inteligentne moduły funkcjonalne (komunikacyjne, przedpłatowe, odcinające gaz itp.). W liczydło mechanicznym zastosowano nowoczesną, opatentowaną Szwajcarską technologię Absolut Encoder, która pozwala na 100% pewność odczytu stanu liczydła, minimalizuje zużycie energii. HybridSmart to otwarta platforma do budowy gazomierza inteligentnego dla własnych potrzeb.

UniSmart – Moduły umożliwiające doposażenie pracujących w sieci gazowej liczników w funkcje zdalnego odczytu radiowego. Są uniwersalne, łatwe w montażu i konfiguracji oraz w pełni kompatybilne z urządzeniami innych producentów

Dedykowane moduły radiowe

Gazomierze mogą być wyposażane w dedykowane moduły radiowe:
868 MHz Wireless M-BUS zgodne z EN13757-3 i OMS;

www.apator.com



Jesteśmy polską firmą inżynierską działającą od 1987 roku.

Jako jedyny polski producent projektujemy i wytwarzamy wszystkie komponenty systemów opomiarowania przepływu gazów dla celów rozliczeniowych i technologicznych.

Nasz program produkcji obejmuje m.in.:

- Gazomierze:
 - turbinowe CGT od G40 PN16 do G6500 PN110 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - rotorowe CGR od G10 do G400 PN16, zakresowości do 1:250 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - zwężkowe CGZ (klasyczne) i CGZW (z wymienną kryzą)
 - przepływomierze turbinowe CPT od DN25 do pomiarów technologicznych
- Systemy rejestracji i korekcji:
 - rejestratory impulsów CRS-03
 - korektory objętości VpTz typu CMK o zasilaniu baterijnym/sieciowym
 - przeliczniki sieciowe DOMINO (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
- Systemy transmisji danych:
 - moduły transmisji CMB-03 oraz kompletne szafki telemetrii
 - konwertery transmisji i niezbędne akcesoria
 - urządzenia i oprogramowanie do transmisji przewodowej i poprzez sieć GSM

Oferujemy także relegalizację gazomierzy we własnym laboratorium przepływowym oraz ekspertyzy techniczne, analizy danych procesowych instalacji, dobór optymalnego układu pomiarowego.

Wszystkie nasze urządzenia spełniają lub przewyższają wymagania obowiązujących norm dotyczących własności metrologicznych lub wymogów bezpieczeństwa. Posiadamy atesty i dopuszczenia zgodne z obowiązującymi przepisami.

Nasze wyroby zyskały uznanie klientów w Polsce i w wielu krajach świata. Eksportujemy do Wielkiej Brytanii, Włoch, Holandii, Niemiec, Hiszpanii, Portugalii, Czech, Bułgarii, Mołdawii, Gruzji, Turcji, na Węgry, Litwę, Łotwę, także do Korei Południowej, Indii, Indonezji, Boliwii, Kolumbii, Zjednoczonych Emiratów Arabskich.

Na produkowane przez nas urządzenia udzielamy dwuletniej gwarancji.

ISO 9001
ISO 14001



W grudniu ubiegłego roku na tych łamach wyrażałem niepokój o to, że administracyjne oddziaływanie na krajowy rynek gazu może doprowadzić do wyniszczenia branży i upominałem się o konieczność rozważnych decyzji, podejmowanych przez odpowiedzialnych ludzi, zbieżnego działania zaangażowanych w ten proces instytucji, a przede wszystkim długofalowej strategii. Ubolewam, ale po roku ten niepokój nadal jest uzasadniony.



Sektor gazowniczy, tak naprawdę, nadal nie wie, czego może spodziewać się po polityce energetycznej państwa, bo ta z 2009 roku zupełnie już nie pasuje do realiów. Branża od czterech lat bezskutecznie walczy o prawo gazowe, firmy poszukiwawcze i wydobywcze od trzech lat nie mogą doczekać się tzw. prawa węglowodorowego, zamrożono ustawę o korytarzach przesyłowych. Nie zdołano nawet przygotować nowelizacji ustawy o wsparciu dla kogeneracji, choć stara wygasła rok temu, powodując w tym segmencie wielkie zamieszanie, bo bez tego wsparcia energetyka oparta na gazie jest nieopłacalna i wiele uruchomionych inwestycji stanęło, a gotowe zostały wyłączone z eksploatacji. Polska energetyka i gazownictwo pozostawione samym sobie nie będą inwestować, nie będą się modernizować, nie będą innowacyjne. Wymuszona administracyjnie liberalizacja rynku gazu efektów po roku nie przyniosła, bo giełda gazu bardziej zarabia na transakcjach finansowych niż obrotach gazem. Nadregulacje i niezrozumiały układ taryfowy wywołują niepokój, że długo nie powstanie zdrowa konkurencja i nikt nie będzie musiał inwestować w sieci i magazyny, a jedynie podpisywać umowy na moce przesyłowe.

Czy leci z nami pilot? – chciałoby się zapytać. Odpowiedź nie jest prosta.

W mijającym roku obserwowaliśmy kawkadę działań i zdarzeń absorbujących szeregi partyjne rządzących, i tam pilota wyłoniono. Nie obserwowaliśmy natomiast podobnych zjawisk w polityce państwa, zwłaszcza w polityce gospodarczej.

No, może z wyjątkiem rozsad na szczytach władzy w spółkach z udziałem Skarbu Państwa. Rządzący niemal na okrągło używają czasu przeszłego niedokonanego. Nie oceniają realizacji dotychczasowych obietnic i głównie pracują nad nowymi.

Nadchodzący rok rozpoczyna zgubny dla myślenia okres wyborczy, zapowiadający się wyjątkowo długo. Czy można mieć nadzieję, że cokolwiek z tego, o czym pisałem wyżej, zostanie załatwione? Wyborów nie wygrywa się mądrością ustaw i strategii gospodarczych. Wyborcy – jak na rysunku Mleccki – żądają obietnic.

Cezary Mróz
członek zarządu IGG,
wiceprzewodniczący Rady Programowej
„Przeglądu Gazowniczego”

Naszemu Czytelnikom i Współpracownikom
na święta Bożego Narodzenia i Nowy Rok duchowego optymizmu
w czasach, w których utrzymanie tego, co osiągnięto,
stanowi, być może, maksimum tego, co osiągalne

życzy
Izba Gospodarcza Gazownictwa,
Rada Programowa
i redakcja „Przeglądu Gazowniczego”

Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – członek zarządu Izby
Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Małgorzata Polkowska
Operator Gazociągów Przesyłowych
GAZ-SYSTEM S.A.

Andrzej Schoeneich
Izba Gospodarcza Gazownictwa

Aneta Stelmaszczyk
PGNiG SA

Katarzyna Wróblewicz
Polska Spółka Gazownictwa
Centrala Spółki

Beata Dreger
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Poznaniu

Joanna Pilch
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Tarnowie

Emilia Tomalska
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Warszawie

Piotr Wojtasik
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział we Wrocławiu

Maja Girycka
Polska Spółka Gazownictwa
Oddział w Zabrzu

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

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

**Przygotowanie
i opracowanie redakcyjne**
Bartgraf
00-549 Warszawa,
ul. Piękna 24/26
tel. (+48) 22 625 55 48
faks 22 621 14 55
e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP
Ewa Księżopolska-Bisińska
Ewa Wojtowicz-Topiłko, Anna Zabrocka

Nakład 2700 egz.

TEMAT WYDANIA

- 8 **Interkonektory i rozbudowa sieci krajowych.** Na temat planów rozwoju systemu przesyłowego w Polsce piszą: Rafał Wittmann, Edyta Struk i Adam Marzecki

NASZ WYWIAD

- 14 **Wierzę w racjonalizm zachowań instytucji rynku.** Rozmowa ze Zdzisławem Gawlikiem, sekretarzem stanu w Ministerstwie Skarbu Państwa

PUBLICYSTYKA

- 13 **Kraków walczy ze smogiem.** Anna Cymer prezentuje program zwalczania niskiej emisji w królewskim grodzie
- 16 **NOKE – kolejny regulator.** Dr Andrzej Sikora komentuje problem narodowego operatora kopalni energetycznych
- 18 **Status prawny NOKE.** Magdalena Czuba-Wąsowska oraz Joanna Rycerz omawiają projekt nowelizacji prawa geologicznego i górniczego
- 20 **Światowy rynek gazu ziemnego – mity i fakty.** Jan Winter koryguje mity nt. rynku gazu ziemnego
- 24 **Giełda gazu jest uzależniona od infrastruktury.** Rozmowa z Ireneuszem Łazorem, prezesem Towarowej Giełdy Energii SA
- 26 **Słowacja jest gazową potęgą.** Rozmowa z Jánem Klepáčem, dyrektorem wykonawczym Słowackiej Izby Naftowo-Gazowniczej
- 28 **Globalne negocjacje klimatyczne COP 19.** Dr Joanna Maćkowiak-Pandera komentuje wyniki szczytu klimatycznego w Warszawie
- 29 **Polska może być hubem gazowym.** Rozmowa z Jérôme'm Ferrierem, prezydentem IGU (*International Gas Union*)
- 30 **Energetyka wymaga spójnej wizji.** Piotr Begier, Andrzej Pazda i Katarzyna Zalewska-Wojtuś z PTPiREE wskazują na konieczność powstania nowej PE Polski
- 48 **Rewolucja od 1 stycznia 2014 r. w polskich regulacjach dotyczących podatku VAT.** Małgorzata Zenka analizuje zmiany w prawie
- 51 **Sytuacja na rynku pracy w polskim sektorze energii.** Diana Turek z Agencji Sedlak & Sedlak omawia segment rynku pracy
- 60 **Czas na gaz.** Rozmowa z Andrzejem Gajewskim, prezesem PGNiG Termika



14

REPORTAŻ

- 32 **Barbórka 2013.** Uroczystości barbórkowe w Krakowie prezentuje Małgorzata Ciemnołońska

PGNiG SA

- 36–45 **POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O.**

GAZ–SYSTEM S.A.

- 46 **Zmiany na rynku gazu z perspektywy GAZ–SYSTEM S.A.** Sara Piskor wskazuje na wzrost zainteresowania klientów usługą przesyłową

G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

- 56 **Perspektywy wydobycia węglowodorów na obszarze Arktyki** omawia Ryszard Węcowski

OSOBOWOŚĆ

- 58 **Sylwetkę Tadeusza Kulczyka** kreśli Adam Cymer



30

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Koniec roku kojarzy się z Barbórką i świętami Bożego Narodzenia, co jednak nie ma wpływu na tempo pracy. Tak też jest w Izbie Gospodarczej Gazownictwa.

W dniach 15–16 października 2013 r. w Warszawie odbyły się, organizowane przez IGG przy wsparciu Ministerstwa Gospodarki, warsztaty szkoleniowe pt. „Regulacje i ich niezgodności w rozporządzeniu ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie”. Wynikiem tych warsztatów jest kilkadziesiąt wniosków (uwag) zgłoszonych przez przedstawicieli firm członkowskich IGG, które przekazane zostaną do Ministerstwa Gospodarki i Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju z prośbą o szybką nowelizację kilku kluczowych kwestii, jak np. strefy kontrolowane czy obowiązek stosowania norm wymienionych w załączniku do przedmiotowego rozporządzenia. Trwają też prace nad tematami, którymi powinny się zająć niektóre zespoły robocze monitorujące wdrożone już standardy techniczne, których zapisy są wprost sprzeczne z nowym rozporządzeniem.

29 listopada br. Izba Gospodarcza Gazownictwa zgłosiła do Ministerstwa Gospodarki (Departament Energii Odnawialnej) uwagi branży gazowniczej do projektu **ustawy o odnawialnych źródłach energii, opublikowane na naszych stronach internetowych. Ustawa o OZE ma być ponownie preredagowana.**

W odpowiedzi na pismo Departamentu Telekomunikacji Ministerstwa Administracji i Cyfryzacji, Izba Gospodarcza Gazownictwa zgłosiła, opierając się na opiniach firm członkowskich, **uwagi do projektu rozporządzenia Parlamentu**

Europejskiego i Rady w sprawie środków mających na celu zmniejszenie kosztów wdrażania szybkich sieci łączności elektronicznej COM(2013) 147.

Rozporządzenie ma na celu zmniejszenie kosztów i zwiększenie wydajności procesu wdrażania infrastruktury szybkich sieci łączności elektronicznej poprzez rozszerzenie stosowanych obecnie w różnych krajach UE najlepszych praktyk na całą UE. Uwagi zgłoszone przez IGG zamieszczone są na naszych stronach internetowych.

3 grudnia 2013 r. IGG przekazała do Ministerstwa Administracji i Cyfryzacji uwagi do projektu **ustawy o zmianie ustawy o samorządzie gminnym oraz o zmianie niektórych innych ustaw** (głównie podatkowych). Projekt został opracowany w konsekwencji wydania wyroku przez Trybunał Konstytucyjny, który wskazał, że przez swoją niedookreśloność obecne przepisy mogą powodować istotne trudności w ustaleniu treści obowiązku podatkowego w podatku od nieruchomości. Izba Gospodarcza Gazownictwa podziela generalne stanowisko projektodawcy co do konieczności doprecyzowania przepisów w przedmiotowym zakresie, ale nie zgadza się z kształtem zaproponowanych zmian. Zwracamy uwagę, iż nowe definicje budynku i budowli nie tylko spowodują utrzymanie dotychczasowych wątpliwości interpretacyjnych, ale prowadzą do ich pogłębienia. Wprowadzenie nowych, szerszych definicji może prowadzić również do zakwestionowania i odrzucenia dotychczasowej linii orzeczniczej, która niejednokrotnie była wykorzystywana przez podatników do określenia przedmiotu opodatkowania. Po przeprowadzeniu szczegółowej analizy przedstawionego projektu uznajemy,



Agnieszka Rudzka

iż proponowane zmiany nie mają na celu wyłącznie doprecyzowania definicji budynku i budowli, ale prowadzą do dodatkowych obciążeń fiskalnych. Konsekwencje przedmiotowych zmian będą **finansowo** szczególnie dotkliwe dla podmiotów z sektorów wydobywczego i energetycznego.

Izba Gospodarcza Gazownictwa – w ramach współpracy z Głównym Urzędem Miar – w zakresie przygotowania uzasadnienia (OSR) dla nowelizacji prawa w zakresie legalizacji gazomierzy na wysokim ciśnieniu, przeprowadziła wśród firm członkowskich ankietę pt. **„Legalizować czy wzorcować gazomierze przy ciśnieniu roboczym?”** Wyniki ankiety zostały przekazane do firm członkowskich oraz Głównego Urzędu Miar. Większość ankietowanych uważa, że po uruchomieniu stanowiska wysokociśnieniowego w Polsce właściwym rozwiązaniem byłoby wprowadzenie obowiązku legalizowania gazomierzy pracujących przy ciśnieniach powyżej 4 bar przy ciśnieniu roboczym. Ankietowani nie widzą konieczności zróżnicowania częstotliwości kontroli metrologicznej gazomierzy pracujących przy ciśnieniu powyżej 4 bar ze względu na Q_{max} ani na ciśnienie pracy, ani na warunki eksploatacji. Większość ankietowanych również nie widzi potrzeby kwalifikowania do grupy gazomierzy podlegających legalizacji ze względu na ich wielkość, wskazując na fakt, że decydujące powinno być ich przeznaczenie do pomiarów rozliczeniowych. Opinie ankietowanych są podzielone w kwestii możliwości nadzorowania właściwości metrologicznych gazomierzy pracujących przy ciśnieniach powyżej 4 bar wyłącznie na podstawie standardu technicznego IGG (będącego w opracowywaniu).

dokończenie na str. 54

Na XXVI plenarnym posiedzeniu 23 października br. Komitet Standardu Technicznego IGG przyjął opracowany przez Zespół nr 9, pracujący pod kierownictwem Andrzeja Kopczyńskiego, standard techniczny **ST-IGG-0901:2013; Gazociągi i instalacje gazownicze. Obliczenia wytrzymałościowe.**

Zatwierdzono również:

- koncepcję pracy, harmonogram i budżet dla ZR nr 27 dla realizacji tematu: „Rozliczenie obrotu paliwem gazowym w jednostkach energetycznych w obszarze dystrybucji gazu ziemnego”;
- koncepcję pracy, harmonogram i budżet dla ZR nr 29 dla realizacji tematu: „Zastosowanie beziarkowego nawaniacza w sieciach gazowniczych”;
- koncepcję pracy, harmonogram i budżet dla ZR nr 13 dla realizacji tematu: „Rozruch i ruch próbny. Zakres, wymaganie”.

Gazownicy z energią

Tegoroczny jubileuszowy Kongres Nowego Przemysłu uświetniło przyznanie dwunastu laureatom tytułu „Człowieka z energią 2013”.

Wśród nich znaleźli się przedstawiciele gazownictwa: Jan Chadam, prezes GAZ-SYSTEM S.A., Mirosław Dobrut, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, oraz Michał Szubski, prezes PGNiG SA w latach 2008–2011.



Jan Chadam – zarządzana przez niego od 2009 roku spółka przyczyniła się do rozwoju infrastruktury gazowej w Polsce i aktywnie uczestniczy w budowie zintegrowanej sieci gazowej w Europie Środkowo-Wschodniej.



Mirosław Dobrut – aktywnie uczestniczy w pracach na rzecz stworzenia prawa gazowego. Współtwórca uznanej przez środowisko Izby Gospodarczej Gazownictwa.



Michał Szubski – rozpoczął proces reorganizacji wielkiego koncernu gazowego, rozbudował go o segment energetyczny, zintensyfikował prace poszukiwawcze ropy i gazu w kraju i za granicą.

- **13 grudnia br.** Sejmowe komisje Gospodarki i Ochrony Środowiska zarekomendowały projekt ustawy, przedłużający do 2015 r. system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. Projekt nie ma jeszcze zgody KE, jednak Tomasz Tomczykiewicz, wiceminister gospodarki, stwierdził, że resort jest przekonany, iż pomoc publiczna związana ze wsparciem kogeneracji nie zostanie uznana za sprzeczną z regułami wspólnego rynku.

- **13 grudnia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA uruchomiło nową kopalnię gazu ziemnego Lisewo w rejonie Poznania. Kopalnia będzie eksploatować gaz trzema odwiertami: Komorze-3k, Lisewo-2k oraz Lisewo-1, z którego rozpoczęto właśnie testowe wydobywanie gazu. To pierwszy gaz wydobywany w nowej kopalni.

Odwierty udostępniają dwa złoża Lisewo i Komorze. Złoże Lisewo, odkryte w 2011 roku, znajduje się na głębokości ok 3600 m. Zasoby wydobywalne złoża określono na około 990 mln m sześć. gazu. Złoże Komorze, odkryte w 2012 roku, znajduje się na głębokości ok. 3800 m. Zasoby wydobywalne złoża oszacowano na ok. 340 mln m sześć. gazu. Wszystkie trzy odwierty są zlokalizowane na koncesjach PGNiG SA, których spółka jest operatorem. W ramach umowy o wspólnych operacjach spółka FX Energy posiada 49% udziałów w przedsięwzięciu.

- **10 grudnia br.** Podczas wizyty w Katarze prezydentowi RP towarzyszyła grupa 30 przedsiębiorców, w tym Jerzy Kurella, p.o. prezesa PGNiG SA. Przedstawiciele zarządu PGNiG SA oraz Qatar Petroleum International zarysowali możliwe obszary inwestycji dla QPI w Polsce w sektorze energetycznym oraz inne możliwe dziedziny współpracy. Uzgodniono także kolejne etapy wymiany informacji oraz następne spotkanie. To było kolejne spotkanie Zarządu PGNiG SA z przedstawicielami katarskich spółek. 9 grudnia br. doszło do spotkania przedstawicieli Zarządu PGNiG SA oraz COO Qatargas, podczas którego omówiono długoterminowe plany współpracy pomiędzy firmami.

- **9 grudnia br.** PGNiG Sales & Trading (PST) wkracza na austriacki rynek, oferując gaz ziemny i energię elektryczną z segmentu „zielonej energii” klientom indywidualnym i małym firmom w całym

kraju. Po Niemczech, gdzie spółka zależna PST z powodzeniem zdobywa klientów, kolejna oferta skierowana została do klientów austriackich. W pierwszych trzech kwartałach 2013 r. spółka PGNiG Sales & Trading sprzedała na rynku niemieckim 1,7 mld m³ gazu. Ma tam ponad 40 tysięcy klientów.

- **5 grudnia br.** Rada Nadzorcza Polskiego LNG SA powołała Tomasza Peplińskiego na stanowisko prezesa zarządu, po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego ogłoszonego 12 listopada br. 4 listopada Rada Nadzorcza Polskiego LNG S.A. odwołała Rafała Wardzińskiego z funkcji prezesa i powierzyła mu stanowisko wiceprezesa zarządu.

- **4 grudnia br.** Jak poinformował portal „E&T Magazine”, w południowo-koreańskiej stoczni Geoje zwodowano kadłub pierwszego w historii pływającego terminalu do wydobywania gazu i jego skraplania. Jednostka zamówiona przez koncern Shell ma 488 metrów długości. Planowane ukończenie Prelude, bo tak będzie się nazywać pływający terminal, ma nastąpić w 2017 roku. Po ukończeniu prac nad kadłubem rozpocznie się montaż całego wyposażenia jednostki, w tym zbiorników do przechowywania gazu. Po ukończeniu budowy Prelude stanie się największą w historii jednostką pływającą zbudowaną przez człowieka. Shell już planuje zamówienie kolejnych tego typu statków. Instalacja na jednostce będzie mogła wyprodukować rocznie 3,6 mln ton LNG, który następnie będzie przeładowywany na gazowce. Pierw-



szym zadaniem, przed którym stanie Prelude będzie eksploatacja złoża gazu około 500 km na zachód od Australii. Ma tam pozostać nawet przez 25 lat.

- **22 listopada br.** Sejm wybrał skład osobowy Komisji Nadzwyczajnej do spraw Energetyki i Surowców Energetycznych, powołanej uchwałą Sejmu z 8 listopada 2013 r. W skład komisji weszło 27 posłów. Do zakresu działania komisji będzie należało rozpatrywanie

projektów ustaw z zakresu polityki energetycznej państwa. Komisja zajmie się także funkcjonowaniem rynku energii, bezpieczeństwem energetycznym państwa oraz nadzorem właścicielskim nad własnością publiczną w tym sektorze. Ponadto, w obszarze zainteresowania komisji znajdują się sprawy zagranicznej polityki energetycznej, gospodarki surowcami mineralnymi oraz rozwoju energetyki atomowej. Podczas pierwszego posiedzenia komisji, poprowadzonego przez wicemarszałka Sejmu, Eugeniusza Grzeszczaka, jej członkowie dokonali wyboru prezydium. Przewodniczącym komisji został poseł Andrzej Czerwiński (PO), a zastępcami posłowie: Piotr Naimski (PiS), Jacek Najder (TR), Tomasz Nowak (PO) i Waldemar Pawlak (PSL).

● **22 listopada br.** podpisana została umowa pomiędzy rządami Polski i Słowacji w zakresie wsparcia dla realizacji projektu połączenia Polska–Słowacja. Nowy transgraniczny gazociąg między Polską a Słowacją może dać polskiemu rynkowi dostęp do dostaw gazu z tzw. korytarza południowego, przez który może popłynąć gaz ziemny z regionu Morza Kaspijskiego poprzez giełdę gazu w Baumgarten i oddane ostatnio połączenie Słowacja–Węgry, a także może wzmocnić stabilność dostaw gazu ziemnego do Polski. Ponadto, słowackie podmioty uzyskują dostęp do gazu oferowanego na polskim rynku, w tym LNG z obecnie budowanego terminalu w Świnoujściu lub z magazynów gazu. Projekt umożliwi także realizację dostaw LNG, a w przyszłości być może także nadwyżek gazu pochodzących z niekonwencjonalnych źródeł z Polski do pozostałych krajów europejskich. Prace w zakresie tego projektu prowadzone są, począwszy od 2009 roku, przez GAZ–SYSTEM S.A. oraz EUSTREAM – operatora słowackiego systemu przesyłowego. Projekt gazowego połączenia międzysystemowego Polska–Słowacja zakłada budowę nowego transgranicznego gazociągu wraz z infrastrukturą towarzyszącą, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Słowacji. Rozważana przepustowość połączenia to 5,7 mld metrów sześć./rok w pierwszej fazie projektu i nawet 9,5 mld metrów sześć./rok w drugiej fazie realizacji projektu – do Polski oraz ok. 4,7 mld metrów sześć./rocznie – na Słowację. Obydwaj operatorzy szacują,

iż projekt mógłby zostać ukończony najwcześniej na koniec 2018 roku.

● **14 listopada br.** doszło do rozszczelnienia i pożaru na gazociągu relacji Gustorzyn–Odolanów z 1977 roku o średnicy 500 mm. Obok niego prowadzone były prace budowlane na nowym gazociągu Gustorzyn–Odolanów o średnicy 700 mm. Prace budowlane były realizowane przez firmę ZRUG sp. z o.o. pod nadzorem inwestorskim zewnętrznej firmy. Firmy te zostały wybrane w wyniku publicznego postępowania przetargowego i sprawowały samodzielne funkcje techniczne na placu budowy na podstawie przepisów prawa budowlanego. Obecnie GAZ–SYSTEM S.A. na bieżąco współpracuje z Prokuraturą Okręgową w Ostrowie Wielkopolskim w celu wyjaśnienia przyczyn rozszczelnienia gazociągu Gustorzyn–Odolanów i pożaru w Jankowie Przygodzkim. W spółce pracuje także specjalna komisja, która równolegle wyjaśnia przyczyny techniczne tego zdarzenia. Analizowane i szczegółowo badane są różne potencjalne możliwości awarii. Wykonywane są także specjalistyczne ekspertyzy przez zewnętrzne instytucje. Dokładne i ostateczne przyczyny zdarzenia w Jankowie Przygodzkim będą możliwe do ustalenia po zakończeniu postępowania przez prokuraturę. Od 14 listopada 2013 r. do dziś na miejscu zdarzenia przedstawiciele GAZ–SYSTEM S.A., we współpracy z lokalnymi władzami, organizują pomoc dla poszkodowanych m.in. w zakresie technicznym, medycznym oraz budowlanym. Najbardziej poszkodowane rodziny uzyskały już wsparcie finansowe od GAZ–SYSTEM S.A. na pierwsze, doraźne potrzeby – w sumie na kwotę 260 tys. zł. Od 20 listopada 2013 r. odszkodowania są na bieżąco wypłacane w ramach ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej GAZ–SYSTEM S.A. Aby znacznie przyspieszyć samą wypłatę, do czasu zakończenia śledztwa przez Prokuraturę Okręgową w Ostrowie Wielkopolskim odszkodowania te będą wypłacane przez PZU z polisy OC należącej do GAZ–SYSTEM S.A. Rozwiązanie takie zostało przyjęte ze względu na uproszczenie wypłat odszkodowań i ustanowienie dla poszkodowanych tylko jednej firmy. Po ostatecznym zakończeniu postępowania prokuratorskiego firmy ubezpieczeniowe dokonają pomiędzy sobą rozlicze-

nia kosztów pokrycia szkód w zależności od ustaleń prokuratury. Według danych z 29 listopada 2013 r. firma ubezpieczeniowa zrealizowała już wypłaty ponad 35% wartości szacowanych odszkodowań i zlikwidowała ponad 49% szkód majątkowych.

PZU jest w ciągłym kontakcie z poszkodowanymi w celu jak najszybszego oszacowania i wypłaty kolejnych odszkodowań. Na koszt GAZ–SYSTEM S.A. została zatrudniona firma ochroniarska, która zabezpiecza miejsca objęte pożarem. Spółka pokryje także koszty zabezpieczenia uszkodzonych budynków zgodnie z wytycznymi inspektora budowlanego. W porozumieniu z PZU i władzami lokalnymi dla wszystkich zainteresowanych rodzin mogą być zorganizowane mieszkania zastępcze.

W związku z tragedią mieszkańców Jankowa Przygodzkiego i rozmiarem szkód spowodowanych awarią gazociągu wysokiego ciśnienia w tej miejscowości, Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa postanowił przekazać w formie darowizny kwotę 20 000 zł na rzecz poszkodowanych. Darowizna została przelana na odpowiednie konto Urzędu Gminy Przygodzice.

● **13 listopada br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA podpisało umowę na sprzedaż ropy naftowej firmie BP Europe SE. Umowa została zawarta na okres od 13 listopada 2013 r. do końca 2014 r., a jej wartość wynosi około 420 mln zł. Surowiec będzie dostarczany z kopalni Lubiaków. – *Umowa z BP Europe SE oznacza, że mamy nie tylko kolejnego nabywcę ropy naftowej wydobywanej w naszej niedawno otwartej kopalni Lubiaków, ale też nowego partnera do współpracy – powiedział Jerzy Kurella, p.o. prezesa PGNiG SA.* – *Poszyskanie tak znaczącego klienta potwierdza słuszność inwestycji w poszukiwania i zagospodarowanie złóż krajowych.* Na początku listopada 2013 r. PGNiG podpisało aneks do umowy na sprzedaż surowca m.in. z kopalni Lubiaków firmie TOTS TOTAL OIL TRADING SA. Aneks został podpisany na czas nieokreślony, a wartość umowy po podpisaniu aneksu dla okresu listopad 2013 – grudzień 2015 wynosi ok. 1,4 mld zł. Surowiec będzie dostarczany z kopalni Lubiaków i Dębno.

Interkonektory i rozbudowa sieci krajowych

Rafał Wittmann, Edyta Struk, Adam Marzecki

EUROPEJSKI RYNEK GAZU

Europejski rynek gazu to obecnie prawie 550 miliardów metrów³ gazu ziemnego zużywanego w 27 krajach europejskich, z czego ponad 20% przeznaczony jest do wytwarzania energii elektrycznej, a pozostała część zużywana przez przemysł, handel i usługi oraz odbiorców domowych. Przez wiele lat zużycie gazu utrzymuje się mniej więcej na stałym poziomie, a okresowe zmiany w zapotrzebowaniu powodowane były głównie przez zmieniające się warunki klimatyczne lub zwiększone okresowo zapotrzebowanie na energię elektryczną. Prognozy ENTSOG na kolejne 10 lat wskazują, że powinien nastąpić umiarkowany wzrost zużycia gazu, wynoszący średnio ok. 1% rocznie. Zapotrzebowanie na ten surowiec może wzrosnąć w sektorze energii, natomiast w pozostałych sektorach spodziewane jest utrzymanie wielkości zużycia gazu na obecnym poziomie.

Europa poza źródłami gazu na Morzu Północnym nie posiada znaczących zasobów surowca, mogących zabezpieczyć popyt na błękitne paliwo. Dlatego zapotrzebowanie na gaz w około 30% pokrywane jest ze źródeł europejskich, a pozostała część importowana jest z różnych źródeł pozaeuropejskich. W ostatnich latach obserwuje się stopniowe zmniejszanie europejskich zasobów i rosnący udział gazu pochodzącego z importu. Prognozy na przyszłość wskazują, że udział importu w całkowitym bilansie pokrycia zapotrzebowania będzie rosł. Z tego względu oraz z uwagi na znaczenie gazu dla gospodarki Unii Europejskiej konieczne stało się podjęcie działań umożliwiających odbiorcom pozyskiwanie go w sposób niezawodny i bezpieczny, przy jednoczesnym zapewnieniu dużej elastyczności decyzji co do jego dostawców. W efekcie ma to doprowadzić do pełnego urynkowania gazu ziemnego i poprawy konkurencyjności i efektywności europejskiej gospodarki.

DOSTAWY GAZU DO KRAJÓW UE

Jednym z głównych źródeł gazu dla Europy są położone na wschód od granic Unii Europejskiej złoża należące do Rosji i innych krajów tego regionu. Gaz był historycznie dostarczany gazociągami tranzytowymi z największych azjatyckich złóż w kierunku Europy Zachodniej. Położenie geograficzne krajów Europy Środkowo-Wschodniej miało szczególnie istotne znaczenie dla rozbudowy szlaków tranzytowych, czego efektem są wybudowane w latach 60. ub.w. magistrale gazowe biegnące przez Ukrainę, Słowację i Czechy oraz wybudowany pod koniec lat 90. ub.w. gazociąg jamalski, przebiegający przez terytorium Polski. Obecnie znaczenie szlaków transportowych na południe od Polski – wskutek prowadzonej przez Gazprom

polityki dywersyfikacji dróg transportu gazu do Europy – powoli maleje. W efekcie tej polityki wybudowany został omijający całkowicie nasz region gazociąg NordStream, a zgodnie z doniesieniami prasowymi w początkowej fazie budowy znajduje się również SouthStream, kolejny gazociąg pomijający tradycyjne szlaki transportu gazu ze wschodu na rynek europejski.

Występujące w ostatnim dziesięcioleciu napięcia gospodarczo-polityczne we wschodniej części Europy, które swoim rozmiarem dotknęły nie tylko polskich, ale także europejskich odbiorców gazu, spowodowały, że Unia Europejska zweryfikowała kwestie związane z bezpieczeństwem jego dostaw. Szczególny nacisk został położony na dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw gazu. W Europie zauważalny jest coraz bardziej intensywny rozwój handlu LNG, który pozyskiwany jest z różnych konkurencyjnych źródeł pozaeuropejskich. Dostawy skroplonego gazu stały się więc w ostatnich latach naturalnym uzupełnieniem europejskiego portfela dostaw. Ponadto, podejmowane są inicjatywy inwestycyjno-gospodarcze, których celem jest stworzenie dostępu gazociągami do alternatywnych pozaeuropejskich źródeł gazu. W tym kontekście szczególnie atrakcyjnie przedstawiają się znaczące zasoby gazu zlokalizowane w krajach basenu Morza Kaspijskiego i u ich sąsiadów. Efektem działań podejmowanych przy współpracy europejskich i azjatyckich przedsiębiorstw gazowniczych jest podjęta latem br. decyzja w sprawie budowy pierwszego gazociągu mającego przesyłać gaz ze złóż ShahDeniz na rynek europejski, z pominięciem rosyjskiego systemu przesyłowego.

Zapewnienie odpowiednio dużych zdolności importowych z nowych kierunków charakteryzujących się dużą płynnością i konkurencyjnymi cenami powinno w najbliższych kilku latach pozwolić na kształtowanie cen w kontraktach importowych i opieranie ich na notowaniach z europejskich hubów gazowych.

Doprowadzenie do sytuacji, w której cena gazu jest wypadkową wielu niezależnych źródeł, co obecnie jest już obserwowane w części krajów Unii Europejskiej, wymaga jednak systemu gazociągów przesyłowych charakteryzującego się dużą elastycznością, pozwalającą na reagowanie w różnych sytuacjach zapotrzebowania i połączonego z różnymi źródłami gazu. System ten powinien jednocześnie być niewrażliwy na zmianę kierunków zasilania, dzięki czemu zapewnione mogą być najwyższy poziom bezpieczeństwa dostaw i utrzymanie stabilnego transportu surowca do odbiorców, zwłaszcza tych „wrażliwych”.

DOSTAWY GAZU DO POLSKI

Polska przez wiele lat była importerem gazu ziemnego, a kontraktowane ilości gazu odpowiadały potrzebom pokrycia

prognozowanego w kraju zapotrzebowania na gaz i nie były przeznaczane do dalszej odsprzedaży poza granice kraju. Dlatego funkcjonalność systemu przesyłowego, a zwłaszcza jego połączenia z systemami krajów ościennych o znaczeniu systemowym, ograniczała się praktycznie do importu gazu.

Z uwagi na to, że przez wiele lat import gazu ziemnego realizowany był głównie ze źródeł rosyjskich, sieć przesyłowa była najbardziej rozbudowana w południowo-wschodniej i wschodniej części Polski. Panujące przez wiele lat warunki funkcjonowania krajowej gospodarki zostały odzwierciedlone również w obowiązującej wieloletniej umowie handlowej, zapewniającej pokrycie dużej części obecnych krajowych potrzeb importowych.

Postępujący proces integracji europejskiego rynku gazu ziemnego i stopniowa zmiana modelu ustalania cen dla gazu w Europie nie pozostają bez wpływu na preferencje krajowych odbiorców. Stąd obserwowana jest coraz większa aktywność odbiorców i przedsiębiorstw gazowniczych w obszarze rozpoznawania możliwości pozyskiwania gazu z nowych kierunków, które charakteryzują się większą konkurencyjnością i elastycznością.

Z perspektywy Polski interesujące mogą być przede wszystkim globalny rynek LNG (w tym m.in. Katar, Norwegia i inne, np. dostawy gazu ze złóż niekonwencjonalnych z USA) oraz rynek europejski (w tym zwłaszcza niemieckie NetConnect-Germany, Gaspool oraz austriacki CEGH – Central European Gas Hub). Dlatego GAZ–SYSTEM S.A. największy wysiłek inwestycyjny koncentruje obecnie na budowie terminalu LNG w Świnoujściu, budowie interkonektorów oraz modernizacji wewnętrznej sieci krajowej.

Zapewnienie dostępu do nowych źródeł powodowane jest nie tylko potrzebami handlowymi. To również kwestia zapewnienia stabilnych ram funkcjonowania rynku gazu, na którym nie powinny zachodzić sytuacje zagrożenia ciągłości dostaw tego paliwa. Występujące w ostatnich latach problemy z dostawami gazu z kierunku wschodniego i potrzeby zbilansowania ilości gazu zużywanego w kraju wymusiły działania związane z rozbudową zdolności importowych. Działania te pozwoliły na stopniowe zwiększanie w krajowym bilansie gazu udziału gazu pochodzącego z rynków, na których gaz pozyskiwany jest na zasadach konkurencyjnych. Zdolności importowe zostały zwiększone w ostatnich latach o około 30%. W wyniku prowadzonych intensywnych działań inwestycyjnych w 2011 r. GAZ–SYSTEM S.A. zmodernizował częściowo system przesyłowy na Dolnym Śląsku, umożliwiając zwiększenie dostaw gazu z Niemiec w punkcie wejścia Lasów do 1,5 mld m³ gazu rocznie, oraz uruchomił nowe połączenie z czeskim systemem przesyłowym w Cieszynie (0,5 mld m³/rok). Jednocześnie w punktach wyjścia z SGT – Włocławek i Lwówek – pojawiły się pierwsze dostawy gazu z kierunku Niemiec, pozyskiwane dzięki uruchomieniu tzw. rewersu wirtualnego w punkcie Mallnow.

CZYNNIKI WARUNKUJĄCE ROZWÓJ INFRASTRUKTURY PRZESYŁOWEJ W POLSCE

Działania inwestycyjno-rozwojowe podejmowane przez GAZ–SYSTEM S.A. prowadzone są w sposób umożliwiający

długoterminowe zaspokojenie uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym.

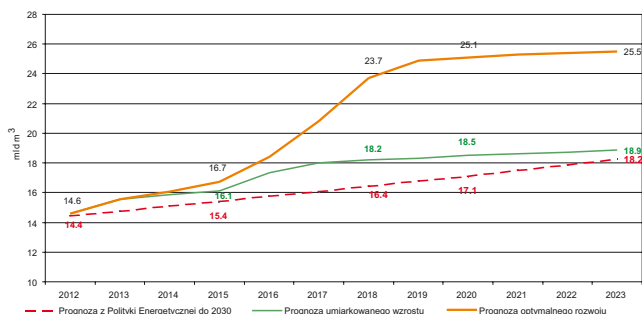
Docelowo rozwój infrastruktury gazowniczej w Polsce determinowany będzie głównie następującymi czynnikami:

- wielkością prognozowanego zapotrzebowania na gaz i popytu na usługę przesyłową;
- wielkością podaży gazu ze źródeł krajowych, w tym ze złóż niekonwencjonalnych;
- możliwością zbilansowania popytu gazem z importu;
- preferowanymi kierunkami importu gazu, a także ewentualnego eksportu i przesyłania o charakterze tranzytowym;
- bezpieczeństwem przesyłu w zakresie funkcjonalnym i technicznym;
- postępującym procesem integracji rynków Wspólnoty Europejskiej;
- rozwojem mechanizmów rynkowych w obszarze gazownictwa.

ZAPOTRZEBOWANIE NA GAZ W POLSCE I WYDOBYCIE ZE ZŁÓŻ KRAJOWYCH

W ostatnich latach zużycie gazu w Polsce kształtowało się na poziomie 13–14 mld m³/rok. Roczny przyrost zapotrzebowania wynosił mniej niż 2% i obserwowany był głównie wśród odbiorców komunalno-bytowych i przemysłowych. W przyszłości można spodziewać się większej dynamiki wzrostu zapotrzebowania na gaz i zmian w strukturze dominujących odbiorców gazu – w przypadku wejścia na rynek gazowy odbiorców z sektora elektroenergetycznego (obecnie energia elektryczna i ciepło sieciowe wytwarzane są jedynie w niewielkim zakresie przy udziale gazowych jednostek wytwórczych). W warunkach realizacji scenariusza niższych cen gazu lub wysokich cen uprawnień do emisji gazowe jednostki wytwórcze (systemowe i rozproszone) mogą odgrywać istotniejszą niż dotychczas rolę w bilansie wytwarzania energii. W przypadku zwiększenia zapotrzebowania w sektorze elektroenergetyki konieczne będzie wybudowanie odpowiedniej infrastruktury przyłączeniowej oraz przesyłowej zapewniającej niezawodne dostawy gazu do tej grupy odbiorców. Ponadto, kontynuowany powinien być także dotychczasowy trend umiarkowanego wzrostu w pozostałych sektorach, wynikający z coraz powszechniejszego dostępu do sieci gazowych, z potrzeb ograniczania emisji zanieczyszczeń, a także ze wzrostu zamożności społeczeństwa i komfortu użytkownika gazu. Obecnie zawarte umowy przyłączeniowe

Porównanie wariantów prognozy zapotrzebowania na usługę przesyłową z prognozą z „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”



z dużymi odbiorcami sektora przemysłu i energetyki zawodowej wskazują na duże prawdopodobieństwo możliwości realizacji minimalnego wariantu prognozy (wariant umiarkowanego wzrostu). Biorąc pod uwagę kontynuację dużego zainteresowania przyłączeniem do sieci jednostek wytwórczych energii (zwłaszcza pracujących w skojarzeniu), należy liczyć się z tym, że wielkość zapotrzebowania na gaz może znacznie przekroczyć ten poziom.

Dzięki krajowym zasobom gazu (odpowiadającym rocznemu wydobyciu gazu w ilości ok. 4 mld m³/rok) możliwe jest zaspokojenie krajowego popytu na gaz ziemny na poziomie około 30%. Wpływa to na zmniejszenie stopnia uzależnienia kraju od importu gazu, a dostępne zasoby pozwalają przewidywać, że stan ten może się utrzymywać przez kolejne lata. W „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”, w której szczególnie nacisk położono na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, jako jeden z celów zapewnienia dostępu do surowców energetycznych, wskazano „zwiększenie możliwości wydobywczych gazu ziemnego na terytorium Polski poprzez realizację inwestycji umożliwiających zwiększenie wydobycia gazu”.

W tym kontekście szczególnie istotną rolę mogą odegrać niekonwencjonalne złoża gazu, zlokalizowane na terytorium Polski. Najbardziej perspektywiczne (być może, znacznej wielkości) złoża występują w pasie od Zatoki Gdańskiej, poprzez Kujawy i Mazowsze, po Wyżynę Lubelską. W przypadku potwierdzenia zasobów i opracowania technologii efektywnego ich wydobycia konieczne będzie zapewnienie odpowiednich dróg przesyłu tego gazu zarówno do odbiorców krajowych, jak i poza granice kraju – na inne rozwinięte rynki gazu.

IMPORT ORAZ PRZESYŁ DO KRAJÓW SĄSIEDNICH

Obserwacje dotychczasowej sytuacji w obszarze wydobycia gazu w kraju (ograniczone możliwości wydobycia ze złóż konwencjonalnych i dość wczesny etap poszukiwań gazu w złożach niekonwencjonalnych) narzucają konieczność przygotowania systemu przesyłowego w perspektywie 2023 r. na import większych niż dotychczas ilości gazu.

Kluczową kwestią będzie wybudowanie infrastruktury przesyłowej, zapewniającej warunki gry cenowej w obszarze obrotu i umożliwienie pozyskania nowych wolumenów ze źródeł i kierunków oczekiwanych przez użytkowników systemu i odbior-

ców gazu. Obecny stan infrastruktury, nastawionej na przesył gazu ze wschodu na zachód, a także dominujący udział importu z kierunku Rosji oraz oczekiwania w zakresie zapewnienia alternatywnych możliwości importu, są istotnymi czynnikami uwzględnianymi w analizach rozwojowych. Dodatkowym elementem jest rosnące zainteresowanie możliwościami przesyłania gazu z Polski do krajów sąsiednich.

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE

Krajowy system gazowy ze względów historycznych przystosowany jest głównie do przesyłu gazu w kierunku wschód-zachód, a w strukturze importu surowca wyraźnie dominują dostawy z kierunku wschodniego (około 70%). Tak znaczący udział jednego kierunku dostaw, biorąc pod uwagę występujące w ostatnich latach problemy z zapewnieniem ciągłości dostaw gazu do Polski po stronie dostawców, sprawiają, że stopień bezpieczeństwa dostaw gazu może być niezadowalający. Zrealizowane w ostatnich latach działania inwestycyjne pozwoliły na zwiększenie możliwości importu z alternatywnych kierunków o prawie 30%, a realizowane obecnie przedsięwzięcia (m.in. terminal LNG w Świnoujściu) wpłyną na dalszą poprawę stopnia dywersyfikacji oraz możliwość oferowania dodatkowych usług związanych z rynkiem LNG. Niemniej jednak, uwzględniając potencjalny wzrost udziału gazu w krajowym bilansie energii, konieczne jest kontynuowanie inwestowania w infrastrukturę przesyłową zapewniającą nowe drogi przesyłu (interkonektory). Dla zapewnienia wymaganego stopnia bezpieczeństwa przesyłu konieczna będzie również budowa podziemnych magazynów gazu oraz przebudowa i modernizacja sieci wewnętrznej, niezbędnej do przesyłania gazu do odbiorców. Sieć ta – z uwagi na zaawansowane zużycie techniczne i ograniczone parametry techniczne – może nie sprostać w pełni oczekiwaniom jej użytkowników.

INTEGRACJA RYNKU GAZU

10 listopada 2010 roku Komisja Europejska opublikowała „Strategię energetyczną Unii Europejskiej w perspektywie 2020 roku”. Jej priorytetem jest m.in. budowa wewnętrznie, infrastrukturalnie zintegrowanego konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. W ramach wdrażania strategii podejmowane są liczne inicjatywy regionalne, mające na celu wypracowanie listy projektów, które w najlepszym stopniu zapewnią realizację celów integracji. GAZ-SYSTEM S.A. bierze aktywny udział w dwóch inicjatywach: budowy korytarza północ-południe w krajach Europy Środkowo-Wschodniej (NSI EAST) oraz integracji rynków energii państw basenu Morza Bałtyckiego (BEMIP).

Duża grupa projektów inwestycyjnych przygotowanych z udziałem GAZ-SYSTEM S.A. znajduje się na liście projektów o znaczeniu wspólnotowym (PCI – *Projects of Common Interest*), które są szczególnie istotne z punktu widzenia realizacji strategicznych celów Unii Europejskiej. Projekty te będą miały szansę na uzyskanie znaczącego wsparcia (w tym również finansowego) ze strony Komisji Europejskiej. Obejmują one w głównej mierze budowę interkonektorów i częściowo modernizację sieci wewnętrznej współpracującej z interkonektorami.

Determinanty rozwoju krajowego systemu przesyłowego



ROZWÓJ MECHANIZMÓW RYNKOWYCH

Rosnące oczekiwania użytkowników systemu w zakresie zapewnienia jednolitej funkcjonującej i pozbawionej ograniczeń infrastruktury stanowiąc będą istotną determinantę kierunków i wielkości rozbudowy połączeń krajowego systemu przesyłowego z systemami krajów sąsiednich. Równoległe do prowadzonych działań inwestycyjnych oczekiwane będzie wprowadzanie jednolitych zasad udostępniania przepustowości oraz świadczenia usług przesyłowych. Potrzeba harmonizacji produktów w zakresie przepustowości, a także zasad dotyczących świadczenia usług przesyłowych znalazła odzwierciedlenie w regulacjach Unii Europejskiej dotyczących europejskich kodeksów sieci. GAZ-SYSTEM S.A. aktywnie uczestniczy w pracach nad kodeksami, oceniając jednocześnie zakres niezbędnych do wdrożenia infrastruktury pomiarowej i systemów IT, które powinny zapewnić użytkownikom sieci pozyskiwanie danych o świadczonych usługach, bieżące zarządzanie kontraktami przesyłowymi oraz korygowanie ich pozycji bilansowych.

Mając na uwadze determinanty rozwoju infrastruktury przesyłowej, GAZ-SYSTEM S.A. przygotował propozycję działań inwestycyjnych w systemie przesyłowym na okres 2014–2023. Stanowi on wymagany przepisami prawa plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania

Plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2014–2023



1. Świnoujście–Szczecin
2. Szczecin–Gdańsk
3. Szczecin–Lwówek
4. Gustorzyn–Odolanów
5. Rembelszczyzna–Gustorzyn
6. Węzeł Hermanowice
7. Węzeł Gustorzyn
8. Węzeł Rembelszczyzna
9. Polkowice–Żary
10. Lasów–Jeleniów
11. Gałów–Kielczów
12. Czeszów–Wierzchowice
13. Czeszów–Kielczów
14. Zdzieszowice–Wrocław
15. Zdzieszowice–Kędzierzaw

na paliwa gazowe. Projekt planu rozwoju na lata 2014–2023, opracowany przez GAZ-SYSTEM S.A., został przedłożony do uzgodnienia prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

Istotnym celem realizacji proponowanych zadań inwestycyjnych jest zmodernizowanie krajowej infrastruktury przesyłowej, przy jednoczesnym połączeniu jej z systemami krajów sąsiednich. Umożliwi to powiązanie krajowego rynku gazu z pozostałą częścią Unii Europejskiej, zwiększy efektywność jego działania oraz pozwoli podmiotom funkcjonującym na rynku pozyskiwać gaz z dowolnych, preferowanych przez nie kierunków.

Dlatego GAZ-SYSTEM S.A. prowadzi, we współpracy z operatorami systemów w krajach sąsiednich, szeroko zakrojone analizy celowości i uwarunkowań budowy nowych połączeń międzysystemowych. Analizy te uzupełniane są o pozyskiwane od uczestników rynku informacje na temat preferowanych kierunków transportu i spodziewanych ilości przesyłanego gazu, co pozwala na wstępne sparametryzowanie połączeń międzysystemowych oraz określenie potrzeb rozbudowy krajowej sieci przesyłowej. Ujęte w projekcie planu rozwoju na lata 2014–2023 zadania inwestycyjne uwzględniają prowadzone prace przygotowawcze dla projektów połączeń międzysystemowych z większością krajów ościennych:

■ Uruchomienie rewersu fizycznego w Mallnow i rozbudowa SSRP Włocławek (perspektywa 2014/2015)

Obecnie, wspólnie z niemieckim OSP – GascadeGastransport GmbH – prowadzona jest rozbudowa stacji pomiarowej Mallnow, mająca umożliwić realizację fizycznych dostaw gazu z Niemiec do Polski. Zgodnie z umową z GASCADE, zakończenie prac powinno nastąpić do końca pierwszego kwartału 2014 roku. Równoległe, w wyniku podpisania stosownej umowy z EuRoPol Gaz s.a., rozbudowywana jest przepustowość SSRP Włocławek na SGT. Termin rozbudowy określony został na koniec 2014 roku. Efektem prowadzonych powyżej działań inwestycyjnych będzie możliwość świadczenia usługi odwróconego przepływu gazu (fizyczny rewers) w ilościach ok. 14,9 mln m³/d (do około 5,4 mld m³/rok).

■ Połączenie polskiego i czeskiego systemu przesyłowego (perspektywa – koniec 2018 roku).

Projekt zakłada budowę nowego połączenia systemów Polski i Czech w ramach korytarza północ–południe. Zgodnie z założeniami, połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Projekt znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych, prowadzonych wspólnie z operatorem czeskiego systemu przesyłowego. Zgodnie z aktualnym harmonogramem, połączenie to może być zrealizowane do 2018 roku. Na podstawie przeprowadzonych ankiet oraz oceny potencjału rynku, techniczna przepustowość w kierunku Czech powinna wynosić około 6,5 mld m³/rok.

Połączenie polskiego i słowackiego systemu przesyłowego (perspektywa – koniec 2019 roku).

Projekt zakłada budowę połączenia systemów Polski i Słowacji w ramach korytarza północ–południe. Zgodnie z założeniami, połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Projekt znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych, prowadzonych wspólnie z operatorem słowackiego systemu przesyłowego. W listopadzie br. podpisane zostało porozumienie pomiędzy rządami Polski i Słowacji w zakresie wsparcia prac dotyczących tego projektu. Zgodnie z aktual-

nym harmonogramem, połączenie to może być zrealizowane do 2019 roku. Na podstawie przeprowadzonych ankiet oraz oceny potencjału rynku – zapotrzebowania na przesył gazu na Słowację, oszacowano, iż połączenie powinno mieć techniczną możliwość przesyłu na poziomie 5,7 mld m³/rok.



■ Połączenie polskiego i litewskiego systemu przesyłowego (perspektywa 2023 roku).

Projekt zakłada budowę nowego połączenia systemów Polski i Litwy. Zgodnie z założeniami, połączenie ma umożliwić dwukierunkowy przepływ gazu. Projekt znajduje się na etapie wstępnych prac przygotowawczych, prowadzonych wspólnie z operatorem litewskiego systemu przesyłowego – AmberGrid. Zgodnie z aktualnym harmonogramem, w zależności od potrzeb rynku krajów bałtyckich, połączenie to może być zrealizowane w perspektywie lat 2021–2023. Podobnie jak w przypadku połączeń PL–CZ oraz PL–SK, w trakcie prac studialnych przeprowadzone zostało badanie rynku, w ramach którego uzyskano potwierdzenie zainteresowania pozyskiwaniem gazu z kierunku Polski. Wyniki przeprowadzonych prac wskazują, że początkowa przepustowość tego połączenia powinna wynosić ok. 2,4 mld m³/rok.

■ Przesyłanie gazu w kierunku Ukrainy.

Dotychczas w ramach świadczonych usług (na zasadach przewidywanych) na rynek ukraiński przesłano ponad 700 mln m³ gazu, natomiast prognozy wskazują, że całkowity wolumen gazu przesłanego w 2013 r. może osiągnąć ponad 1 mld m³. Sygnały otrzymywane dotychczas z kierunku Ukrainy wskazują na duże zainteresowanie importem gazu z wykorzystaniem polskiego systemu przesyłowego. Potencjalnymi źródłami dla przesyłania gazu w kierunku tego kraju może być terminal LNG albo, tak jak dotychczas, rynek niemiecki. Obecnie GAZ–SYSTEM zamierza rozpocząć współpracę z operatorem systemu przesyłowego na terytorium Ukrainy w zakresie oceny realnego potencjału zainteresowania przesyłaniem gazu z Polski do Ukrainy oraz potrzeb rozbudowy/modernizacji systemów przesyłowych.

UWARUNKOWANIA ROZWOJU SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

Ambitne plany rozbudowy systemu przesyłowego wymagają stworzenia uwarunkowań sprzyjających ich realizacji. Szczególne znaczenie w tym kontekście ma odpowiednie zaplecze w postaci stabilnych ram prawnych, obejmujących całokształt procesu inwestycyjnego. Przykładem takiego wsparcia jest ustawa o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu („specustawa terminalowa”), pozwalająca wyeliminować ryzyko procesu inwestycyjnego i zapewnić realizację inwestycji w sposób sprawny i efektywny. Dlatego poprzez objęcie tym reżimem prawnym inwestycji zdefiniowanych w planie rozwoju na lata 2014–2023 możliwa będzie ich realizacja w założonych terminach i budżetach. GAZ–SYSTEM S.A. aktywnie wspiera proces nowelizacji ustawy i aktywnie uczestniczy we wszystkich działaniach legislacyjnych.

Realizacja założonego programu rozwoju polskiego systemu przesyłowego będzie wymagała poniesienia znacznych nakładów finansowych. GAZ–SYSTEM S.A. zamierza, podobnie jak dotychczas, wykorzystać środki pochodzące z opłat przesyłowych, kredyty bankowe oraz środki finansowe z funduszy unijnych. Szczególnie istotną rolę odgrywać mogą środki pochodzące z funduszy unijnych, w tym z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego oraz instrumentów wsparcia określonych w projekcie rozporządzenia *Connecting Europe Facility*. Dzięki ich wykorzystaniu możliwe będzie osiągnięcie strategicznych celów krajowej polityki energetycznej (bezpieczeństwo energetyczne, dywersyfikacja) przy minimalizacji obciążeń dla użytkowników systemu przesyłowego.

PODSUMOWANIE

Położenie geograficzne Polski w Europie Środkowo-Wschodniej oraz ambitne plany rozwojowe, zwłaszcza nakierowane na budowę interkonektorów (z Czechami, Słowacją i Litwą) sprawiają, że polski system przesyłowy będzie mógł odgrywać istotną rolę w procesie integracji europejskiego rynku gazu. Budowa terminalu LNG i realizacja inicjatywy korytarza północ-południe spowodują, że Polska stanie się ważnym krajem tranzytowym i liderem rozwoju rynku gazu w regionie. Tym samym, w efekcie prowadzonych przez GAZ–SYSTEM S.A. działań, w Europie powstaną nowe szlaki tranzytowe, otwarte dla dostawców nie tylko z Unii Europejskiej, ale z całego świata. Umożliwi to dywersyfikację portfela dostawców gazu, a europejscy konsumenci błękitnego paliwa zyskają możliwość zakupu surowca po atrakcyjnych cenach rynkowych. Ważnym aspektem jest również powstanie korzystnych warunków do prowadzenia skutecznych negocjacji cenowych także z Rosją.

Jednocześnie rozbudowana, nowoczesna infrastruktura gazociągów przesyłowych, w pełni kompatybilna z systemami krajów sąsiadujących, charakteryzować się będzie mniejszą podatnością na przerwy w dostawach z wybranych kierunków i większą elastycznością w reagowaniu na potencjalne sytuacje kryzysowe. Kompleksowa realizacja programów inwestycyjnych w całej Unii Europejskiej przyczyni się do znacznego zwiększenia poziomu bezpieczeństwa dostaw i uniezależnienia się od dotychczasowych kierunków dostaw gazu.

Kraków walczy ze smogiem

Anna Cymer

Kraków chce być gospodarzem zimowych igrzysk olimpijskich w 2022 roku. Czy tak się stanie – nie wiadomo. Ale w dokumentach aplikacyjnych miasto musi szczegółowo wykazać, w jaki sposób poprawiona zostanie jakość powietrza. I to Kraków może już zrobić.

Trzeba przyznać, że uchwała sejmiku województwa małopolskiego z 25 listopada 2013 r. w sprawie określenia rodzajów paliw dopuszczonych do stosowania na obszarze gminy miejskiej Kraków to wydarzenie bez precedensu w Polsce. Determinacja prezydenta Jacka Majchrowskiego w zabieganiu o nią była wielka, ale nie mniejsza w tym zasługa mieszkańców, bo skala ich protestów nie mogła być obojętna władzom miasta i województwa.

Nie ma się co dziwić, gdy przyjrzeć się danym dla aglomeracji krakowskiej. Pomiar jakości powietrza, prowadzone w ostatnich latach przez Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Krakowie w ramach Państwowego Monitoringu Środowiska, wskazują na występowanie w Krakowie bardzo wysokich poziomów stężeń zanieczyszczeń w powietrzu. Regularnie przekraczane są poziomy dopuszczalne i docelowe pyłu zawieszonego PM10 i PM2,5 oraz benzo(a)pirenu w powietrzu. Średnioroczne stężenie pyłu PM10 w 2006 roku wyniosło 96 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, co stanowiło 240% wartości dopuszczalnej. Najwyższa średnioroczna wartość stężenia pyłu PM2,5 wystąpiła w 2010 roku i wyniosła 61 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, czyli ponad 2-krotnie przekroczyła wartość dopuszczalną. Najwyższa wartość stężenia średniorocznego benzo(a)pirenu wystąpiła w 2007 r. – 27 ng/m^3 , co stanowi 27-krotne przekroczenie wartości docelowej (1 ng/m^3). Przekroczenie poziomu dopuszczalnego i docelowego w ostatnich latach występuje regularnie we wszystkich punktach pomiarowych Krakowa.

W Unii Europejskiej prowadzono badania szacujące koszty zewnętrzne zanieczyszczenia powietrza (pyłu zawieszonego, tlenków azotu itd.). Szacunkowe koszty ekonomiczne złej jakości powietrza związane z całkowitą emisją pyłu PM2,5, wyznaczone dla Krakowa według metodyki stosowanej w Unii Europejskiej w Programie Czystego Powietrza dla Europy (CAFE-CBA), wynoszą 740 mln zł rocznie (jest to dolne oszacowanie nieobejmujące m.in. skutków zanieczyszczenia wielopierścieniowymi węglowodorami aromatycznymi). Koszty zewnętrzne zanieczyszczenia powietrza są więc znacząco wyższe niż nakłady na działania inwestycyjne w zakresie wymiany źródeł ogrzewania, rozwoju sieci ciepłowniczej i termomodernizacji budynków, które zostały oszacowane w programie ochrony powietrza na 435 mln zł. Kraków – decyzją Komitetu Dziedzictwa Światowego UNESCO – w 1978 roku został wpisany na listę najcen-

niejszych obiektów świata. XIII-wieczne Stare Miasto Krakowa, leżące u stóp wzgórza Wawel, posiada największy średnio-wieczny rynek w Europie oraz zachowaną w doskonałym stanie zabudowę wszystkich epok dziejowych. Obszarem dziedzictwa kulturowego jest wzgórze Wawel z zamkiem królewskim i katedrą, dawne miasto średniowieczne w obrębie murów obronnych, dzielnica Kazimierz (średniowieczny obszar Kazimierza), wraz z przedmieściem Stradom. Rejestr zabytków nieruchomości Krakowa obejmuje 1169 pozycji (stan na grudzień 2012 r.). Dlatego ochrona zabytków Krakowa przed oddziaływaniem zanieczyszczeń powietrza jest również szczególnie istotna. Badania zanieczyszczeń w komnatach Zamku Królewskiego na

W najnowszej (2013 r.) ocenie jakości powietrza w Europie, opublikowanej przez Europejską Agencję Środowiska (EEA), polskie miasta znalazły się w czołówce najbardziej zanieczyszczonych, w których normy zostały przekroczone przez największą liczbę dni roku:

Pernik (Bułgaria) – 180 dni
 Płowdiw (Bułgaria) – 161 dni
 Kraków – 150,5 dnia
 Plewen (Bułgaria) – 150 dni
 Dobricz (Bułgaria) – 145 dni
 Nowy Sącz – 126 dni
 Gliwice – 125 dni
 Zabrze – 125 dni
 Sosnowiec – 124 dni
 Katowice – 123 dni

Źródło: „Air quality in Europe – 2013 report”, EEA.

Wawelu, wykonane przez Akademię Górniczo-Hutniczą i Uniwersytet w Antwerpii w 2006 r., wykazały, że stężenie pyłów w okresie zimowym wynosi 61–130 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ i jest około 3-krotnie wyższe niż w lecie. Cząstki te powodują brudzenie obiektów, ich mikrorysowanie, katalizowanie reakcji i zagrożenie mikrobiologiczne. Zmusza to do intensywnego sprzątanego i oczyszczania obiektów, a w konsekwencji ich nadmiernego „stresu konserwatorskiego”. Obecność cząsteczek siarki i sadzy może powodować utratę koloru malowideł i koloru powierzchni dzieł sztuki. W największym stopniu narażone są obiekty o dużej dostępności powietrza zewnętrznego (np. kościoły).

Uchwała sejmiku stanowi w pierwszym paragrafie, że „w celu zapobieżenia negatywnemu oddziaływaniu na środowisko i na zabytki, w granicach administracyjnych gminy miejskiej

dokończenie na str. 55



Wierzę w racjonalizm zachowań instytucji rynku

Rozmowa ze **Zdzisławem Gawlikiem**,
sekretarzem stanu
w Ministerstwie Skarbu Państwa

Wciąż jeszcze bardzo liczymy na gaz z łupków. Inwestorzy jednak czekają na rozsądne regulacje prawne w zakresie poszukiwania i wydobycia węglowodorów. Proszę powiedzieć, dlaczego ta sprawa wciąż nie jest załatwiona, mimo długich konsultacji środowiskowych i wielu uzgodnień międzyresortowych?

Musimy brać pod uwagę kilka aspektów sprawy. Jestem zdania, że przede wszystkim powinni wypowiedzieć się naukowcy, geolodzy, geofizycy, żebyśmy mogli poznać zasoby oraz sposoby dostępu i pozyskania paliw ze złóż niekonwencjonalnych. Z tym wiąże się konieczność wykonania wielu badań, prace poszukiwawcze muszą osiągnąć poziom pozwalający na wiarygodne szacunki na temat opłacalności eksploatacji. Jesteśmy tak naprawdę na początkowym etapie tych prac. Zgadzam się z opinią, że inwestorzy muszą znać „reguły gry”, by rozpocząć poszukiwania. Ale musimy też uznać rację państwa, że stara się wypracować rozwiązania prawne, które pozwolą osiągnąć jakieś społeczne korzyści z tego bogactwa, które kryje wnętrze naszej ziemi. Przedłużające się prace nad ustawą to rezultat poszukiwania tego optymalnego rozwiązania. Nie mamy doświadczenia w przygotowywaniu takich regulacji prawnych. Zapewne wszyscy pamiętają spory wokół przyjętego wcześniej podatku od niektórych kopalni, tzw. podatku miedziowego. Ale tak jest na całym świecie – państwo otrzymuje jakąś rentę z tego tytułu, że ktoś korzysta z kopalni. Najnowszy przykład z Chile – tam w kampanii wyborczej na prezydenta podjęta została sprawa zwiększenia obciążeń podatkowych dla przemysłu wydobywczego (w tym wydobycia miedzi). My poszukujemy rozwiązania, które w sposób wyważony pogodzi interesy państwa i inwestorów. W toczących się dyskusjach – a prowadzimy je na bardzo szerokim forum – nie chodzi o poszukiwanie sensacji i licytowanie swoich racji, a dojście do jakiegoś wspólnego stanowiska. Wszystko wskazuje na to, że już na początku przyszłego roku do tego dojdzie.

Mówimy o poszukiwaniu rozwiązań systemowych, ważnych dla gospodarki. Krajowa energetyka oczekuje na

nową politykę energetyczną Polski do roku co najmniej 2035, jeśli nie 2050, tak jak jest w UE. Jaki jest udział MSP w pracach nad tym dokumentem?

Polityka energetyczna państwa jest w gestii ministra gospodarki. Trudno sobie wyobrazić, że w każdym ministerstwie powstają jakieś „resortowe projekty”. Oczywiście, minister skarbu państwa uczestniczy w pracach zespołu energetycznego, którym kieruje minister gospodarki i omawialiśmy już pierwszy „draft” polityki energetycznej państwa do roku 2050 – jej założenia były już w konsultacjach międzyresortowych. W optyce ministra skarbu na pewno ważne są struktury własnościowe w sektorze energii. Rynek wymusza zmiany, więc same podmioty działające na nim, oceniając swój potencjał, swoje możliwości funkcjonowania w jakimś horyzoncie czasowym, widzą potrzeby zmian. Właściciel musi to brać pod uwagę, więc trudno byłoby dzisiaj powiedzieć, że zmiany w zakresie stosunków własnościowych są zakończone. Spodziewam się, że na konkurencyjnym rynku jest również miejsce na współpracę koncernów z udziałem Skarbu Państwa. Najnowszy przykład – komercjalizujemy polski grafen, spółka założona przez ARP i KGHM zaczyna sprzedaż. Porozumienie grupy Lotos ze spółką Azoty – kolejny przykład poszukiwania synergii w obszarach biznesowych. Oczekujemy inicjatyw ze strony spółek Skarbu Państwa, będziemy je wspierać, by wzrastał majątek tych spółek. To jest nasza rola. Z nowymi projektami wystąpiły również spółki gazownicze, GAZ-SYSTEM S.A. – do niedawna znajdujący się pod nadzorem MSP – oraz PGNiG SA. Obecnie analizujemy warunki ich realizacji. Jeśli weźmiemy jeszcze pod uwagę potencjał PIR oraz BGK, możemy spodziewać się ożywienia na rynku inwestycji rozwojowych z udziałem spółek Skarbu Państwa.

Terminal LNG w Świnoujściu to zupełnie nowe otwarcie Polski na środkowoeuropejski rynek gazu. Jak ministerstwo wspiera gazoport, także w kolejnych inwestycjach rozwojowych, by to wejście było efektywne?

Mamy nadzieję, że ta inwestycja zostanie zakończona w nowym terminie, niedawno wyznaczonym. Jest szansa, że Pol-

skie LNG będzie motorem rozwoju nie tylko polskiego rynku gazu, ale także krajów, które ze względu na swoje położenie geograficzne nie mogą zbudować własnego gazoportu. Wiąże się to, oczywiście, z rozbudową systemu sieci gazowych krajowych i transgranicznych, ale dzięki temu możemy stać się ważnym elementem europejskiej sieci przesyłowej. Terminal to dobra perspektywa dla naszego przemysłu chemicznego. Patrząc na to, co się stało w Stanach Zjednoczonych, otwiera się perspektywa pozyskania tego taniego paliwa gazowego, nawet uwzględniając koszty transportu zza oceanu. Kolejnym krokiem zatem musi być zwiększenie zdolności regazyfikacyjnych, rozbudowa pojemności magazynowych, rozbudowa stanowisk rozładunkowych, a zwłaszcza sieci przesyłowej. Dlatego minister skarbu państwa złożył projekt nowelizacji tzw. specustawy terminalowej, by udzielić ścieżkę realizacyjną rozwoju tego projektu.

Porty polskie to także domena właścicielska Skarbu Państwa. Czy powstaje jakaś polityka portowa, która doceni terminal LNG jako źródło ekologicznego paliwa dla statków i portów regionu Morza Bałtyckiego?

Dyrektywa siarkowa wymusi na armatorach poszukiwanie paliwa ekologicznego dla statków. Wiadomo, że nawet starsza flota może być przestawiona na paliwo gazowe, co jest znacznie tańsze niż zastosowanie instalacji odsiarczania czy budowa nowych statków. Zarząd Polskiego LNG opracował plany rozwoju infrastruktury terminalu, by mieć zdolność tankowania floty bałtyckiej. To wielka szansa dla Świnoujścia. Podejmiemy również rozmowy z portami morskimi, by w swoich planach rozwojowych uwzględniły budowę odpowiedniej infrastruktury dla tankowania statków. Dzisiaj koncentrujemy się na zakończeniu podstawowej inwestycji – terminalu – ale widzimy również konieczność rozproszenia możliwości zaopatrzenia statków w paliwo LNG w polskich portach, co oznacza, że polskie LNG staje się ważne dla całego regionu, nie tylko na lądzie, ale i na morzu.

Mija rok od powstania giełdy gazu. Jak ministerstwo ocenia jej funkcjonowanie i czy widzi potrzebę korekty prze-

pisów dotyczących tzw. obligo giełdowego, które przyjęto na polskim rynku? Przecież właściciel musi brać pod uwagę interesy swojego koncernu, a obligo osłabia jego pozycję.

Najczęściej jest tak, że jeśli ktoś komuś coś gwarantuje i czyni go monopolistą, to z jego punktu widzenia jest dobrze. Zawsze istnieje zagrożenie, że, jak ma dobrze, to się mniej stara. Wiem, że spółce jest ciężko, że, być może, proces liberalizacji ruszył zbyt szybko i nie wszyscy uczestnicy zdołali się do tego przygotować. Ale reguły rynku są nieubłagane. Oczywiście, można dyskutować, czy można to było robić łagodniej. Przysłowie mówi, że jak kogoś rzucić na głęboką wodę, to szybciej nauczy się pływać. Medialnie stara się robić sensację, że regulator będzie interweniował w przypadku niewywiązania się z nałożonych prawem obowiązków. Regulator musi przecież podejmować racjonalne decyzje, podobnie jak wszyscy uczestnicy tego procesu. Ja w ten racjonalizm wierzę. A przy tym widzę, że spółka poszukuje sposobu ochrony swojej pozycji. Skoro istnieje zagrożenie, że może zmniejszyć udział w rynku gazu, poszukuje szans w segmencie energetyki i zwiększa sprzedaż ropy naftowej. To też jest spory tort do podziału. I to będzie korzyścią dla spółki.

Liberalizacja rynku zbiegła się niefortunnie z zmianami kadrowymi i wielką reorganizacją polskiego koncernu gazowego. To nie ułatwia radzenia sobie z konkurencją i budowania pozycji rynkowej.

Oczywiście, kluczową sprawą są kompetentne i stabilne zarządy spółek z udziałem Skarbu Państwa. Jestem przekonany, że tocząca się właśnie procedura wyłoni nowy zarząd PGNiG SA, który rozpocznie nową kadencję po skróceniu obecnej. Mam nadzieję, że powstanie zgrany zespół, który będzie działał skutecznie przez pełną kadencję. Zarząd świadomy, że wyzwani nie zabraknie, jak choćby związanych z liberalizacją rynku, o której mówiliśmy.

Rozmawiał
Adam Cymer

PO Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020

W listopadzie br. Ministerstwo Rozwoju Regionalnego zakończyło konsultacje społeczne projektu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020. PO IiŚ 2014–2020 jest podstawowym źródłem dotacji unijnych na budowę i modernizację infrastruktury energetycznej i gazowej w perspektywie budżetowej UE.

Z raportu podsumowującego konsultacje społeczne wynika, że wielu istotnych uwag zgłoszonych przez branżę energetyczną nie uwzględniono w pracach nad dokumentem. Odnosi się to zwłaszcza do propozycji modyfikacji wskaźników realizacji programu, definicji projektów kwalifikujących się do dofinansowania, określenia potencjalnych beneficjentów oraz określenia procedur oceny i kryteriów wyboru projektów do dofinansowania. Brak uregulowania powyższych kwestii może prowadzić do nieporozumień

interpretacyjnych, a w konsekwencji decydować o braku możliwości odpowiedniego przygotowania projektów i skutecznego ubiegania się o dofinansowanie. Dlatego kluczowe jest jak najszybsze przystąpienie do opracowania dokumentu stanowiącego uszczegółowienie zapisów PO IiŚ. W kontekście prac nad PO IiŚ bardziej istotna jest jednak wielkość środków pomocowych zaplanowanych na wsparcie gazownictwa – kwota alokacji jest kilkakrotnie niższa niż potrzeby i możliwości absorpcji dotacji, sygnalizowane w konsultacjach przez przedsiębiorstwa z branży. Dodatkowo, wstępna propozycja podziału środków pomiędzy kategorie, szczególnie korzystna dla infrastruktury przesyłowej, magazynowej oraz terminalu LNG, może powodować wzrost nierównomierności rozwoju sektorów rynku i nie przyczynia się do likwidowania „wąskich gardeł” w działaniu sieci dystrybucyjnych. Zaproponowany układ priorytetów oraz podział alokacji w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014–2020 wskazuje, że będzie on skierowany na wsparcie infrastruktury przede wszystkim jednego sektora – transportu (drogi i kolej).

NOKE

– kolejny regulator

Andrzej Sikora

Serce boli, a umysł protestuje, kiedy wydaje się, że decyzje o charakterze strategicznym, decyzje fundamentalne dla Rzeczypospolitej, podejmowane są na zasadzie „bo tak...”

Od lat piszę, że najważniejsza jest gospodarka, że to z polityki gospodarczej państwa ma wynikać polityka energetyczna. Jest to najprostsza odpowiedź na pytanie: jak ma wyglądać polityka energetyczna Polski na najbliższe 10–20 lat? Należy ją – tę „gospodarkę – głupcze!” wreszcie zdefiniować i jej to właśnie podporządkować strukturę wydobycia, dostaw surowców energetycznych – odpowiednich dla naszego kraju. I nie wygłupiać się... z takim pomysłem jak NOKE. Nie przyznawać się publicznie, że „boję się odpowiedzialności”, że „nie umiem zarządzać tym projektem”...

Trudno mi wyobrazić sobie polską energetykę bez udziału węgla – w tym najtańszego brunatnego, którego krajowe zasoby są znaczące w skali międzynarodowej. Ale jeszcze trudniej wyobrazić sobie, że jako kraj z takim potencjałem nie dążymy do tego, by kreować politykę energetyczną UE, a tylko być jej biernym wykonawcą.

Czas na to, aby w końcu powiedzieć, że Polska polityka surowcowa nie jest właściwie ukierunkowana i obecnie nie pozwala nam zmaksymalizować korzyści, jakie niesie wykorzystanie własnych zasobów. Nie ma w niej także działań, które zdejmują odpowiedzialność za zapewnienie bezpieczeństwa za dużych PAŃSTWOWYCH przedsiębiorstwach energetycznych, że to także obywatelska powinność! Nie ma również zapisów odnośnie do odpowiedzialności prosumenta. W mojej ocenie, trzeba to koniecznie zmienić. Podejmowane przez polski rząd próby mające na celu uniezależnienie surowcове – także „alternatywne” w stosunku do węgla,

rozwiązania w postaci pozyskiwania energii z gazu z łupków, energii słonecznej, energii wiatrowej czy energii atomowej – wszystkie są konieczne, ale – według mnie – są niewystarczające i wymagają podejścia systemowego. To nie jest czas na partyzantkę, ale czas, kiedy energetyka i cała infrastruktura energetyczna oraz gazowa stanowią o przewadze nie tylko ekonomicznej, ale także politycznej.

I kiedy czytam o konfliktach pomiędzy MSP i MŚ o NOKE i kiedy widzę, że politycy ugrzęźli w zobowiązaniach, których nie powinni podejmować i kiedy muszę krzyknąć, że król jest nagi...

Tylko czy kogoś to jeszcze obchodzi?, bo my w naszej Polsce „wolimy boso, ale w ostrogach”. A ja już nie chcę „boso”, a ja już chcę jak za Jagiellonów, za Piastów, chcę z otwartą przyłbicą i nie w kolejnym „powstaniu...” Ja chcę normalnie, znając swoje miejsce w szeregu, ale bez żadnej zbędnej pokory i z polską dumą powiedzieć, że policzyłem, że mam model, że moje dane w tej bajce się liczą! A bajkę na stole mam pod tytułem „gaz z łupków”. I pod tym tytułem pytam pana premiera, pana prezydenta (nie wiem, kogo mam zapytać, bo może trzeba zapytać Sejmu?), kto tą bajką w Polsce zarządza, kto jest z imienia i nazwiska za ten największy w historii RP projekt odpowiedzialny, kto? Jak Sobieski pod Wiedniem, jak Piłsudski pod Radzyminem, jak Kazimierz Wielki w Krakowie? KTO zostawi Polskę łupkową/gazową/(murowaną), a nie złupioną...

Żądam takiej odpowiedzialności i dlatego jasno mówię pomysłowi NOKE – NIE! Bo mamy to policzone. A co najmniej nie teraz... nie w tych warunkach! Bo nie chcę NOKE w każdej koncesji –

tylko chcę odpowiedzialności instytucji do tego delegowanej! Bo nie chcę kolejnego REGULATORA, ale chcę władztwa i odpowiedzialności urzędniczej wszędzie tam, gdzie jest ona konieczna i dobrze przez prawo zdefiniowana...

No tak, jeżeli już, to jak ma funkcjonować NOKE?

W projekcie ustawy NOKE – jako spółka w 100 procentach kontrolowana przez państwo [jej jedynymi akcjonariuszami mają być Bank Gospodarstwa Krajowego (???) i Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (???)] – ma być udziałowcem każdego przedsięwzięcia koncesyjnego. Firmy będą się ubiegały o koncesje w przetargach, a warunkiem uzyskania koncesji przez zwycięzcę (operatora) będzie zawarcie z NOKE umowy o współpracy określającej m.in. poziom udziału NOKE w kosztach przedsięwzięcia (planowany tylko do 5%). NOKE będzie więc uczestniczył w koncesji, dzieląc ryzyko z partnerami prywatnymi, ale ograniczając udział środków publicznych tylko do 5%, pozostawiając zdecydowaną większość korzyści gospodarczych i pełniąc decyzyjności operacyjnej stronie prywatnej. Oprócz tego NOKE uzyska dostęp do informacji na temat planu finansowego, przebiegu poszukiwań geologicznych, ich efektów, rozpoczęcia wydobycia itp. Oprócz argumentu za organizowaniem przetargów w przypadku dóbr rzadkich, jakim są koncesje rozpoznawczo-wydobywcze, ważne, że wymóg taki przewiduje dyrektywa węglowodorowa z 1994 r., określająca także ramy działania takich jak NOKE podmiotów.

Należy podkreślić, że obowiązek stosowania trybu przetargowego w działalności obejmującej rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów wymusza konieczność określenia momentu, w którym ma on zastosowanie. Dlatego rozwiązaniem optymalnym jest rezygnacja z koncesjonowania działalności poszukiwawczej i stosowanie trybu przetargowego dla fazy rozpoznawania i wydobywania, gdyż gwarantuje to inwestorom najwyższą ochronę ich interesów i pewność realizacji zysków w razie rozpoznania złoża.

Chciałem jasno zaznaczyć, że – w mojej opinii – w tym kontekście NOKE jest tworem dublującym te działania, które prawo zapisało dla organu koncesyjnego. To taki quasi-regulator, dodatkowo zaangażowany w ryzyko inwestycyjne i proces

decyzyjny. Ten pomysł także pokazuje, że Ministerstwo Środowiska nie chce panować nad sektorem wydobywczym, a łupkowym szczególnie, że odsuwa od siebie ryzyko gospodarcze (decyzje urzędnika!), a z pomocą kolejnej „agencji” – tu NOKE – tworzy byt gospodarczy, aby sterować z tylnego siedzenia – bez odpowiedzialności – procesami biznesowymi... Ponadto, w mojej ocenie, w ten sposób zrzuca z siebie odpowiedzialność za nadzór.

Według mnie, dzisiaj problem nie polega na tym, że resort „nie pogania” odpowiednio spółek wydobywczych. On tym problemem po prostu nie zarządza. A to kwestia nieskutecznej współpracy w ramach partnerstwa publiczno-prywatnego w sektorze łupkowym.

Podstawą do regulacji relacji państwa i podmiotu prywatnego (przedsiębiorstwa) powinno być prawidłowe uregulowanie zagadnień publicznoprawnych (administracyjnoprawnej reglamentacji zasad prowadzenia działalności, mające kluczowe znaczenie dla kraju) oraz prywatnoprawnych (cywilnoprawnych praw i obowiązków w obszarze zasad współpracy przy realizacji wspólnego przedsięwzięcia, poczynając od zdefiniowania przedmiotu praw, w tym własności górniczej i informacji geologicznej oraz rozliczenia kosztów i przychodów, ewentualnych zysków/strat związanych ze wspólnym przedsięwzięciem). Dziś główny geolog kraju jest depozytariuszem wszystkich danych geologicznych. To „lekarz prowadzący”, zbierający wszystkie informacje na temat pacjenta (koncesji). To u niego powinna powstawać kompleksowa diagnoza na temat polskich zasobów geologicznych – i historia choroby, i sposób leczenia. Dzięki temu, jak obecnie robią to Norwegowie, będziemy mogli wymuszać na firmach określone prace. Taką możliwość zapewni jedynie pogłębiona i odpowiednio zarządzana wiedza o danych geologicznych.

Według modelu i przyjętych do dyskusji założeń, jakie mamy w Instytucie Studiów Energetycznych, NOKE dziś w takim zakresie oznacza koniec programu łupkowego. I ciągle nie mówimy jeszcze o opodatkowaniu. To temat na kolejny artykuł.

Stawiając dziś przed społeczeństwem Polski i rządami kolejnych dziesięcioleci olbrzymie wyzwania („rewolucja łupko-

wa w Polsce”, energia atomowa, olbrzymi udział OZE w bilansie energetycznym), bez uzyskania zgody społecznej na wdrożenie nowoczesnej polityki energetycznej, zagwarantowania olbrzymich środków finansowych oraz mechanizmów wsparcia, nie mamy szans na jego realizację. Potrzebny jest rzetelny model ekonomiczny, opracowany w nowym Rządowym Centrum Studiów Strategicznych i bieżąca analiza zmieniającej się sytuacji energetycznej. Chcę na zakończenie cytować prof. Kasztelewicza², który w wypowiedzi z początku listopada 2013 r. stwierdził, iż „przez politykę klimatyczną Polska może utracić suwerenność energetyczną. Światowy przemysł powodu-

„Polityka klimatyczna UE jest dla naszego kraju wyzwaniem bardzo trudnym i kosztownym. Według szacunków, na sumaryczne koszty związane z redukcją CO₂ i zmniejszeniem udziału węgla w bilansie energetycznym składać się będą koszty zakupu droższych technologii produkcji energii elektrycznej i koszty zakupu uprawnień emisyjnych. Wpływie to także na znaczne zwiększenie jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej, a tym samym kosztów produkcji towarów i usług w Polsce” – uważa prof. Kasztelewicz. „Produkcja przemysłowa w UE, w tym także w Polsce, obciążona droższymi cenami energii elektrycznej, stanie się w wielu branżach niekonkuren-



Koncesja Wejherowo Opalino.

je wzrost emisji gazów cieplarnianych przede wszystkim na skutek zwiększenia wydobycia i spalania węgla kamiennego i brunatnego, zwiększenia produkcji m.in. cementu, wapna i stali czy chemikaliów. Obywatele państw rozwijających się konsumują coraz więcej, zwiększa się udział emisji w rolnictwie i w transporcie”.

Jednakże – jego zdaniem – „jednostronna i restrykcyjna polityka klimatyczna UE nie może mieć żadnego znaczenia dla klimatu na Ziemi, niewątpliwie ma natomiast negatywny wpływ na unijną gospodarkę, w tym na kurczenie się rynku pracy oraz na zwiększanie ubóstwa ekonomicznego i energetycznego obywateli. Niestety, wbrew zapowiedziom jej zwolenników, proces ten nie jest równoważony nowymi „zielonymi” miejscami pracy czy niższymi rachunkami za „zieloną” energię.”

cyjna w porównaniu z takimi krajami jak chociażby Chiny. Nastąpi wtedy «wyciek» wielu branż energochłonnych i emisjogennych, co będzie miało bezpośredni wpływ na wzrost bezrobocia. Polska może utracić suwerenność energetyczną, a w przypadku «wycieku» najbardziej energochłonnych gałęzi przemysłu straci także około 1 mln miejsc pracy, co doprowadzi do kolejnej fali emigracji zarobkowej oraz do zapaści polskiej gospodarki” – konkluduje naukowiec.

¹ It's the economy, stupid, w luźnym tłumaczeniu „Liczy się gospodarka, głupcze”. Hasło kampanii prezydenckiej Billa Clintona, prezydenta USA.

² www.wnp.pl dostęp 8 listopada 2013 r. Prof. dr hab. inż. Zbigniew Kasztelewicz, kierownik Katedry Górnictwa Odkrywkowego AGH im. Stanisława Staszica w Krakowie.

Status prawny Narodowego Operatora Kopalin Energetycznych

Magdalena Czuba-Wąsowska, Joanna Rycerz

Dyskusje co do regulacji zasad wydobywania gazu łupkowego wciąż dotyczą kwestii podstawowych, kierunków rozwoju wydobywania tego gazu oraz udziału państwa w działalności podjętej na podstawie koncesji na rozpoznawanie złóż węglowodorów i wydobywanie węglowodorów ze złóż.

Rozbieżność stanowisk pomiędzy postulującymi zmiany, Ministerstwem Środowiska a Ministerstwem Skarbu Państwa co do statusu Narodowego Operatora Kopalin Energetycznych – podmiotu, przez który państwo realizowałoby swój udział w wydobywaniu gazu – traktowana jest przez przedsiębiorców jako czynnik dodatkowo zwiększający ryzyko inwestycyjne. W efekcie wstrzymują się oni z kolejnymi odwiertami, przez co nastąpił znaczący spadek tempa inwestycji, który jeszcze bardziej oddala w czasie perspektywę zysku z polskich łupków.

Udział organu państwowego w działalności polegającej na rozpoznawaniu złóż węglowodorów i wydobywaniu węglowodorów ze złóż jest przejawem działalności redystrybucyjnej państwa i nadzoru właścicielskiego nad złożami, które pozostają w sferze jego *dominium*. Utworzenie państwowej spółki, która byłaby uczestnikiem wykonywania działalności objętej koncesją jest rozwiązaniem powszechnie znanym i stosowanym w krajach Europy kontynentalnej, które wydobywają już gaz z łupków, takich jak Norwegia, Holandia czy Dania. Omawiana kategoria podmiotów nie występuje jednak w USA czy w Wielkiej Brytanii, gdzie (podobnie jak w Polsce) prawo własności do złóż węglowodorów przysługuje państwu.

Przepisy umożliwiające pośredni lub bezpośredni udział państwa w procesie rozpoznawania i wydobywania tego paliwa wprowadziła do swoich systemów prawnych część państw członkowskich UE, w których wydobywany jest gaz łupkowy. Rozwiązania te były przewidziane jako fakultatywne postanowienia dyrektywy 94/22/WE w zakresie uczestnictwa państwa w procesie poszukiwań, badań i produkcji węglowodorów⁴. Zwłaszcza art. 6 *in fine* te same dyrektywy przewiduje, że osoba prawna lub państwo może sprzeciwić się decyzji, podjętej

przez posiadacza zezwolenia, w związku z polityką ograniczania produkcji i ochrony finansowych interesów państwa. We wszystkich krajach jako uzasadnienie dla ingerencji państwa w korzystanie z kopalin wskazuje się, że tego typu inwestycje niosą znaczące ryzyko związane z ochroną środowiska, ponieważ ingerują one w złożę o charakterze nieodnawialnym, którego właścicielem jest Skarb Państwa. Najbardziej zaawansowane w tej kwestii są ustawodawstwa Danii, Holandii oraz Norwegii (członek EOG).

Obowiązujący stan prawny w Polsce

Ustawa „Prawo geologiczne i górnicze” z 9 czerwca 2011 r. poprzez wprowadzenie pojęcia własności górniczej, które objęło katalog złóż o istotnym znaczeniu gospodarczym (są to węglowodory, węgiel kamienny, określone rudy metali), jednoznacznie określiła, że złoża te nie stanowią własności gruntowej i w związku z tym podlegają wyłącznie Skarbowi Państwa. Jedyną formą zarządzania własnością górniczą jest użytkowanie górnicze, ustanawiane w drodze umowy.

W odpowiedzi na rosnące zainteresowanie wydobywaniem gazu ze źródeł niekonwencjonalnych (zwłaszcza ze złóż gazu łupkowego) oraz w celu dalszej implementacji fakultatywnych postanowień dyrektywy 94/22/WE Ministerstwo Środowiska zaproponowało nowelizację p.g.i g.

Projekty zmian przepisów ustawy z 9 czerwca 2011 r.

W 2013 roku, do momentu sporządzania niniejszego artykułu, opublikowane zostały aż cztery wersje projektu zmiany ustawy p.g.i g., z czego autorem trzech z nich jest Ministerstwo Środowiska (MŚ), a jednego – Ministerstwo Skarbu Państwa (MSP).

Pierwsza wersja projektu została przedstawiona 15 lutego 2013 r.. Projekt zakłada kilka istotnych zmian w dotychczasowej regulacji, dotyczących m.in. utworzenia **Narodowego Operatora Kopalin Energetycznych (NOKE)**, tworzonego przez Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK) oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). **Podmiot ten miałby być obowiązkowym uczestnikiem wykony-**

wania każdej koncesji przyznanej podmiotom, które zamierzają wydobywać gaz łupkowy. Kolejna wersja projektu ustawy o zmianie ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” oraz niektórych innych ustaw została przedstawiona 12 czerwca 2013 r.

Najnowsza wersja projektu „ustawy łupkowej”, autorstwa MŚ, przedstawiona została 23 października 2013 r. Dzień wcześniej, tj. 22 października 2013 r., MSP przedstawiło swoją wersję projektu nowelizacji, niemniej jednak do dziś nie zostało opublikowane ani jego uzasadnienie, ani ocena skutków regulacji.

Przyczyną, dla której ministerstwa opublikowały dwa alternatywne projekty ustawy łupkowej jest spór co do przyszłego statusu NOKE. Zgodnie z projektem MŚ, NOKE, tak jak w poprzednich projektach, miałby być spółką w 100% państwową, kontrolowaną przez Bank Gospodarstwa Krajowego oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Natomiast projekt MSP zakłada, że własność przysługuje Skarbowi Państwa, który jest jego jedynym udziałowcem i środki na jego działalność miałyby pochodzić z części budżetu, którego dysponentem jest MSP. Rola ministra ds. środowiska została sprowadzona do opiniowania statutu NOKE.

Jeszcze przed opublikowaniem projektu, w celu wspólnego uzgodnienia statusu NOKE 18 października 2013 r. zorganizowano spotkanie przedstawicieli obydwu ministerstw. Zdaniem Piotra Woźniaka, wiceministra środowiska, wyrażonym po tym spotkaniu, rozbieżności pomiędzy ministerstwami wynikają z tego, że dla MŚ najważniejsze jest zwiększenie wydobycia gazu z łupków oraz budowanie potencjału wiedzy i doświadczenia dla ułatwienia ścieżki administracyjnej prac przygotowawczych i procesu wydobywczego, a także kontrola koncesjonariuszy, natomiast MSP dąży z kolei do maksymalizacji zysków.

W projekcie z 23.10.2013 r. warto zwrócić uwagę na szczególne władcze kompetencje NOKE S.A., przewidziane w art. 49zv ust. 1. Przepis ten stanowi, że NOKE S.A. „ma prawo zgłoszenia zastrzeżenia wobec czynności prawnych, w tym uchwał dotyczących zatwierdzania planów rocznych i wieloletnich, jak i czynności faktycznych operatora lub stron umowy dotyczących wykonywania koncesji, jeżeli wykonanie tych czynności może narazić na szkodę finansowy interes państwa lub naruszyć zasady prowadzenia racjonalnej gospodarki złożami.” Jest to bardzo istotna kompetencja, ponieważ do tej pory organa państwowe mogły sprawować kontrolę wykonywania koncesji jedynie *ex post*, już po wykonaniu czynności przez koncesjonariusza. Obecnie proponowane regulacje pozwalają na zgłaszanie zastrzeżeń już na poziomie korporacyjnym, np. poprzez zablokowanie decyzji dotyczącej wierceń, która – według NOKE S.A. – mogłaby naruszać zasadę racjonalnej gospodarki złożami lub wymogi środowiskowe.

Próba oceny projektowanych przepisów tworzących instytucję Narodowego Operatora Kopalni Energetycznych

Idea wprowadzenia NOKE S.A. jako obowiązkowego uczestnika procesu rozpoznawania i wydobywania węglowodorów spotkała się z krytycznym odbiorem po stronie przedsiębiorców.

W proponowanym kształcie regulacji państwo – za pośrednictwem spółki prawa handlowego – nie tylko partycypowałoby w zysku konsorcjum (w wysokości ustalonej w wyniku postępowania przetargowego i następnie uwzględnionej w umowie o współpracy, co jednocześnie stanowi zmniejszenie zysku dla przedsiębiorcy), ale również przysługiwałoby mu prawo do informacji na temat planu finansowego, przebiegu poszukiwań geologicznych, ich efektów, a także rozpoczęcia wydobycia.

W ocenie komentatorów, utworzenie NOKE S.A. może opóźnić wszystkie procesy koncesyjne. Ponadto, ograniczony udział NOKE S.A. w kosztach prac geologicznych, w tym robót geologicznych lub robót górniczych, prowadzonych w ramach wykonywania działalności objętej koncesją, przy jednoczesnym przyznaniu mu prawa do blokowania decyzji biznesowych²², może prowadzić do nierówności pomiędzy stronami umowy o współpracę. Trudno tym samym zgodzić się ze stanowiskiem projektodawcy, który uważa, że dzięki temu pozostali partnerzy w konsorcjum mają większą elastyczność w podejmowaniu decyzji. Uzasadnieniem podawanym dla zmian jest fakt, że państwo, za pośrednictwem NOKE S.A., może sprawować nadzór nad działalnością wykonywaną w ramach koncesji, a także partycypować w kosztach prac geologicznych wykonywanych dla potrzeb rozpoznawania lub wydobywania węglowodorów w ramach udzielonej koncesji – nie wydaje się ono jednak do końca przekonujące.

Odnosząc się do argumentu mówiącego o tym, że uzasadnienie dla działalności kontrolnej, realizowanej za pośrednictwem NOKE S.A., wynika z charakteru inwestycji w nieodnawialne złoża, należy zauważyć, że w przypadku wydobywania złóż innego rodzaju, np. węgla kamiennego, ustawodawca nie zdecydował się na wprowadzenie do procesu inwestycyjnego tego typu państwowej spółki. Analizując z kolei zadania kontrolne realizowane przez NOKE S.A., należy spostrzec, że w Polsce istnieją już organa, mające uprawnienia kontrolne wobec prac geologicznych czy robót górniczych. Na przykład na podstawie art. 165 ust. 1 obecnie obowiązującej ustawy „Prawo geologiczne i górnicze” z 9 czerwca 2011 r. (p.g.i.g.), prezes Wyższego Urzędu Górniczego jest centralnym organem administracji rządowej, działającym pod nadzorem ministra właściwego do spraw środowiska, właściwym w sprawach nadzoru górniczego i dbającym o bezpieczeństwo złóż i prawidłowość procesu wydobywczego²³. W odniesieniu do prac geologicznych działalność kontrolną na podstawie art. 162 p.g.i.g. wykonuje państwowa służba geologiczna, pod postacią Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego. Nie można również pomijać wielostopniowej i zróżnicowanej administracji zajmującej się kwestiami ochrony środowiska od szczebla lokalnego po centralny. Uwagi te prowadzą do wniosku, iż należy poddać dalszej analizie projektowane przepisy tworzące instytucję NOKE S.A. oraz jego rzeczywistą rolę w procesie wydobywania w Polsce gazu łupkowego.

Magdalena Czuba-Wąsowska, szef praktyki legislacyjnej
Joanna Rycerz, aplikant adwokacki, Kancelaria Elżanowski, Cherka & Wąsowski

Światowy rynek gazu ziemnego – mity i fakty

Jan Winter

W mediach, ale też na konferencjach i seminariach operuje się licznymi pojęciami i opiniami dotyczącymi rynku gazu ziemnego, które – ogólnie mówiąc – nie znajdują żadnego potwierdzenia w faktach.

Niniejsza publikacja powstała na bazie własnych doświadczeń z pracy w Polsce i w organizacjach międzynarodowych oraz wieloletniej współpracy ze specjalistami europejskiego i polskiego rynku gazu ziemnego. Naprawdę została jednak zainspirowana przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa.

Jej celem jest zestawienie niektórych wybranych mitów z faktami wykazującymi fałsz lub co najmniej niefortunna interpretację opisywanych zjawisk, zależności i twierdzeń.

**Przeliczniki jednostek miar wykorzystywane w niniejszym opracowaniu do sprowadzenia danych – pochodzących z różnych opracowań – wyrażonych w różnych jednostkach miar do wspólnego wymiaru, którym są: Ilości – wyrażone w tys. m³
Koszty i ceny – wyrażone w USD/tys. m³**

Przeliczniki

1 m³ = 39,6 MJ = 11 kWh = 0,375 Mbtu

gaz standardowy – wysokometanowy)

1000 m³ = 39,6 GJ = 11 MWh = 37,5 Mbtu

1 kWh = 3,6 MJ

1 Mbtu = 1,055 GJ (Mbtu – angielsko-amerykańska jednostka energii: milion British Thermal Unit)

EUR/USD = 1,3518 (wg kursów EBC z 23 listopada 2013)

Stąd:

USD/Mbtu * 37,5 = USD/1000 m³

EUR/MWh * 14,87 = USD/1000 m³

Mit I

Europa, inne regiony świata, a więc i Polska, są niezależne od kryzysów i wydarzeń na światowych rynkach finansowych i energetycznych oraz katastrof ekologicznych zdarzających się gdzieś w świecie.

Fakty I.1

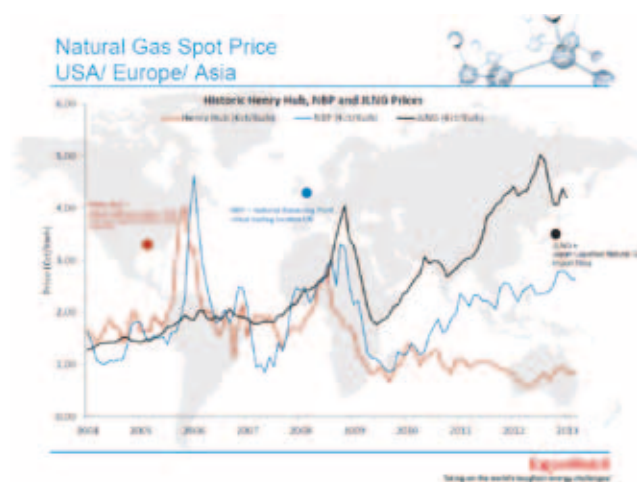
Jonathan Stern – wybitny brytyjski specjalista rynków energetycznych, zauważył w 2012 roku, że ostatnie pięć lat – lata 2007–2011 – są świadectwem wzrastającego wpływu zmian rozwojowych zachodzących w różnych częściach świata na re-

gionalne rynki gazu ziemnego, a więc świadectwem postępującej globalizacji.

- Rewolucja gazowa w Północnej Ameryce – bogate źródła gazu łupkowego (*shale gas*),
- recesja ekonomiczna w Europie,
- „Arabska wiosna” w Libii, Egipcie i innych krajach tego regionu,
- wypadki w Japonii związane z elektrownią nuklearną Fukushima oraz
- gwałtowny wzrost zapotrzebowania na energię w krajach Azji (Chiny, Indie, Korea Płd., Tajwan itp.)

są najlepszymi przykładami ich wpływu na podaż, ceny oraz zapotrzebowanie na gaz ziemny, co rodzi konieczność poświęcenia bacznej uwagi zmianom zachodzącym na rynkach energetycznych wszystkich zakątków świata.

Fakty I.2



Rys. 1. Zestawienie statystyczne cen gazu ziemnego na różnych światowych rynkach

NBP – Hub National Balancing Point w Bacton w Wielkiej Brytanii oraz HH – Hub Henry w USA

Powyższy wykres pokazuje wybrany zestaw cen gazu ziemnego w różnych regionach świata – od najniższych na Henry Hub w USA – do najwyższych na spotowym rynku azjatyckim – w przedziale lat 2008–2013.

Na ten schemat naniesiono dwa znaczące fakty, mające bardzo istotny wpływ na regionalne rynki gazu ziemnego:

- upadek banku inwestycyjnego Lehman Brothers w październiku 2008 roku, co zapoczątkowało kryzys na wielu rynkach finansowych,
- katastrofę elektrowni jądrowej Fukushima w Japonii w marcu 2011 roku.

Oba te fakty spowodowały niebywałe zmiany na rynkach gazu ziemnego, geograficznie bardzo odległych od miejsc tych zdarzeń. Skutki tych zdarzeń są różne. Upadek Lehman Brothers spowodował natychmiastowy gwałtowny wzrost cen gazu ziemnego (na NBP z 10 USD/Mbtu = ok. 375 USD/1000 m³ do ok. 490 USD/1000 m³, w Japonii z 10 Mbtu = 375 USD/1000 m³ do około 560 USD/1000 m³), by w stosunkowo krótkim czasie odreagować spadkiem cen.

Fukushima z racji długotrwałego ograniczenia produkcji, a bardziej jeszcze z powodu decyzji o ograniczeniu produkcji energetyki jądrowej (Japonia, Niemcy), spowodowała długoterminowe – już ponaddwuletnie – wzrosty cen gazu ziemnego, a więc nośnika energii mogącego zastąpić ograniczenia produkcji energetyki jądrowej (NBP z ok. 5–6 USD/Mbtu = 188–225 USD/1000 m³ do ok. 9 USD/Mbtu = 340 USD/1000 m³ i w Japonii z ok. 9–10 USD/Mbtu = 340–375 USD/1000 m³ do ok. 17–18 USD/Mbtu = 640–675 USD/1000 m³).

Mit II

Odpowiedzialność za zapisy importowych umów gazowych – w tym w tzw. umowie „jamalskiej” – ponoszą członkowie rządu.

Fakty II

Dziennikarze, a za nimi i niektórzy „fachowcy”, myślą ze sobą trzy niezależne (lub w pewnym tylko stopniu zależne) od siebie dokumenty (umowy lub porozumienia gazowe) negocjowane i podpisywane przez różne podmioty. Są to:

- porozumienia międzyrządowe, z polskiej i rosyjskiej strony podpisywane przez członków rządu,
- umowy gazowe, w tym tzw. umowa jamalska, która była negocjowana, zawierana, a następnie również renegocjowana (nowelizowana) wyłącznie pomiędzy upoważnionymi przedsiębiorstwami: ze strony polskiej – Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem SA, a ze strony rosyjskiej przez Gazeksport, córkę Gazpromu upoważnioną przez Gazprom do negocjowania i podpisywania eksportowych umów gazowych, który później zmienił nazwę na Gazprom Eksport.
- umowy przesyłowe ze strony polskiej podpisywane były przez EuRoPolGAZ s.a.

Umowa gazowa ma klauzulę poufności, a w negocjacjach i przy jej podpisywaniu mogli uczestniczyć wyłącznie upoważnieni przedstawiciele przywołanych powyżej przedsiębiorstw. Tak więc, prominentni przedstawiciele rządu mieli, oczywiście, wyłącznie pośredni wpływ na niektóre zapisy umowy zakupu–sprzedaży gazu ziemnego poprzez:

- porozumienia międzyrządowe, których zapisy stanowiły wytyczne do prowadzonych przez PGNiG (a później PGNiG SA) negocjacji,
- nadzór właścicielski pozwalający, a nawet zobowiązujący rząd do ingerencji w ważne dla kraju zapisy umowne, ale tylko poprzez zobowiązania narzucone Zarządowi PGNiG, odpowiedzialnemu za prowadzenie negocjacji i podpisywanie umowy i aneksów do niej.

Mit III

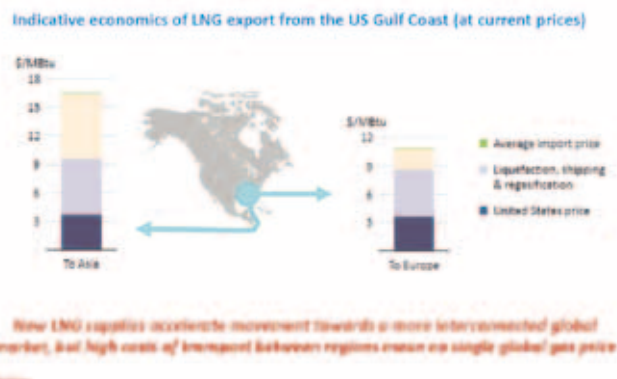
Gaz ziemny importowany z Rosji jest droższy od innych alternatywnych możliwości jego pozyskiwania, a więc na-

leży szybko dywersyfikować kierunek dostawy gazu do Polski.

Fakty III.1

Nie ma żadnych powodów, by gaz ziemny, kupowany i importowany do Polski z Rosji, był droższy od kupowanego przez Niemcy, Francję, Holandię czy Włochy. Wręcz przeciwnie, z racji bliższych odległości dostaw do Polski cena (zakupu + transportu) gazu ziemnego do Polski musi być niższa. Według stawek transportowych stosowanych w gazociągu jamalskim (ok. 1,1 USD/100 km/1000 m³) oraz długości tego gazociągu ok. 660 km, wyżej wymienione kraje płacą opłaty tranzytowe przez Polskę w wysokości około 7,3 USD/1000 m³. Ceny gazu ziemnego, określone w kontraktach zawartych przez kraje UE z krajami spoza UE (w tym z Rosją), są wciąż poufny elementem kontraktu, ale nie są wyższe – po ich uśrednieniu i porównaniu w dłuższym okresie, np. roku, niż ceny w innych zawartych przez te kraje kontraktach importowych. Nie można, a raczej nie powinno się robić chwilowych porównań cenowych z racji stosowania w kontraktach różnych formuł cenowych o różnych okresach dostosowawczych (np. 3, 6, 9 miesięcy) i wobec różnych już dzisiaj parametrów – a więc w niektórych kontraktach wciąż do zmian cen ropopochodnych, ale w innych kontraktach, np. do poziomu cen rynkowych określonych w notowaniach giełdowych (np. w „forwardach”).

Fakty III.2



Rys. 2. Europejski rynek gazu ziemnego – lata 2010–2035 [mld m³/rok]

Wykres wyraźnie wskazuje na wzrastające zainteresowanie krajów europejskich – i nie tylko – zakupem gazu ziemnego z Rosji. W latach 2010–2035 przewidywane są (wg RWE Supply& Trading CZ):

- spadek produkcji gazu ziemnego z norweskich złóż, a w następstwie obniżenie jego eksportu na rynek europejski ze 104 do ok. 83 mld m³/rok,
- spadek produkcji gazu ziemnego z algierskich złóż, a w następstwie obniżenie jego eksportu na rynek europejski z 34 do ok. 9 mld m³/rok,
- spadek produkcji własnej krajów UE (największy w Wielkiej Brytanii) ze 191 do 108 mld m³ w 2035 roku – pomimo wejścia do eksploatacji w Europie gazu łupkowego (!),

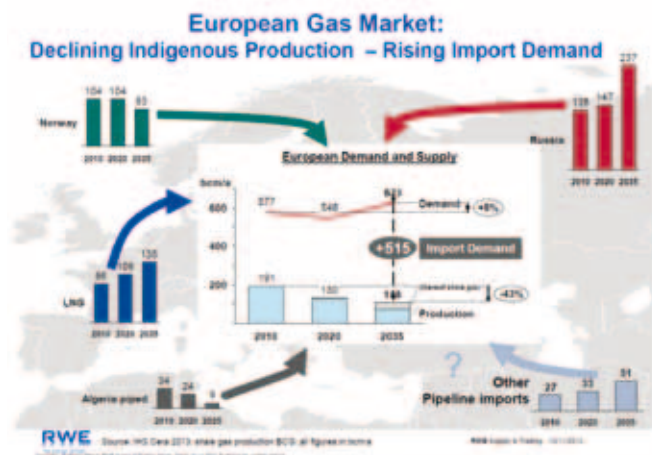
- wzrost importu gazu ziemnego transportowanego gazociągami z innych niż wyżej opisane źródła z 27 do 51 mld m³ w 2035 roku,
- wzrost importu LNG z 86 do 135 mld m³,
- wzrost importu gazu ziemnego z Rosji ze 135 do 237 mld m³ (!), a więc niemal podwojenie.

W krajach Unii Europejskiej nastąpi wzrost udziału gazu pozyskiwanego z Rosji, ponieważ nie ma lepszej alternatywy ekonomicznej. Ten wzrost jest bardzo znaczący, co pokazują przedstawione wyżej liczby.

Mit IV

Koszty produkcji gazu ziemnego w USA, w tym zwłaszcza gazu łupkowego, są tak niskie, że już niedługo gaz ten będzie eksportowany do Europy i Azji zastępując/wypierając na tych rynkach m.in. gaz importowany przez kraje europejskie i azjatyckie z Rosji i krajów Bliskiego Wschodu.

Fakty IV.



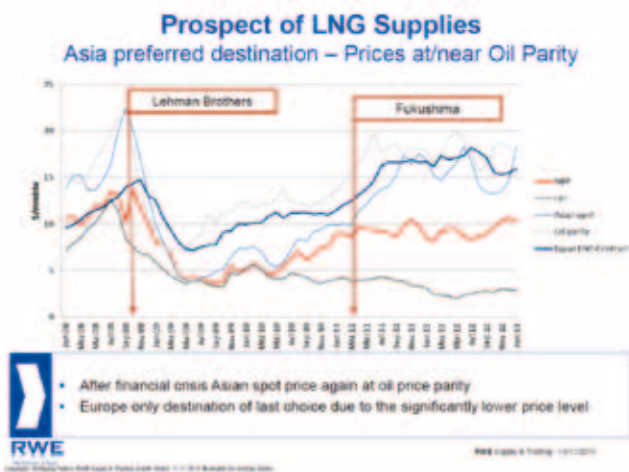
Rys. 3. Porównanie łańcucha kosztów dostaw gazu ziemnego LNG z USA (Henry Hub) do TTF (Hub – Holandia) z cenami na TTF oraz z cenami zakupów importowych w Japonii – listopad 2013

Jeśli powstanie możliwość sprzedaży i transportu gazu z USA (Henry Hub) do Hubu TTF w Holandii, to łańcuch kosztów dostaw wyznaczy cenę końcową powyżej 24,9 euro/MWh = 370 USD/1000 m³, a więc bliską poziomowi cen na TTF z listopada 2013 = 26,93 euro/MWh = ok. 400 USD/1000 m³. Można tu nadmienić, że ceny na rynku SPOT i terminowym na wszystkich europejskich hubach – może z wyjątkiem NBP, gdzie są nieco niższe – są bardzo do siebie zbliżone. Jeśli do ceny gazu ziemnego z USA dodać jeszcze koszty niezbędnego uzdatniania gazu i ewentualnego niezbędnego magazynowania po regazyfikacji, to naprawdę ceny będą porównywalne z możliwościami zakupu importowego z innych kierunków. W przypadku dalszego przesyłu tego gazu lądowymi gazociągami, np. do Polski z terminalu w Rotterdamie dochodzą jeszcze przynajmniej koszty transportu tego gazu do Polski, co podwyższa końcową cenę, określoną przedłużonym o ten transport łańcuchem kosztów o ok. 10–12% w dostawie do dużych odbiorców, a więc cena ta będzie kształtowała się na poziomie ok. 410–415 USD/1000 m³, nie licząc kosztów magazynowania i profitów ze sprzedaży.

Mit V

Gaz LNG stanowi realną alternatywę dla dotychczasowych źródeł pozyskiwania i przesyłu gazu ziemnego gazociągami lądowymi i morskimi. Realność tej alternatywy wynika z konkurencyjności cenowej oraz możliwości technicznych i infrastrukturalnych.

Fakty V.1



Rys. 4. Koszty w łańcuchu dostaw gazu LNG z USA do Europy i na rynek azjatycki

Na rysunku 3. przedstawiono możliwości dostaw wraz z analizą podstawowych kosztów gazu ziemnego LNG z USA do Europy i Azji. Koszty dostaw – uwzględniające tylko koszty produkcji w USA, sprężania LNG, transportu metanowcami i regazyfikacji stanowią:

- do Azji – 9,5–10,0 USD/Mbtu = ok. 360–375 US/1000 m³
- do Europy – 8,0–8,5 USD/Mbtu = ok. 300–320 US/1000 m³.

Przedstawiono na nim również – dla porównania – średnie ceny dostaw gazu LNG do Azji i Europy (listopad 2013), które wynoszą:

- do Azji – ok. 16,5–17 US/Mbtu = ok. 620 USD/1000 m³
- do Europy – ok. 10,5–11,0 USD/Mbtu = ok. 390–410 USD /1000 m³.

Analizując powyższe koszty, można stwierdzić, że autorzy trochę niżej szacują koszty dostaw z USA do Azji i Europy niż to jest wyeksponowane na rys. 3 oraz rys. 5 według RWE, Supply&Trading CZ.

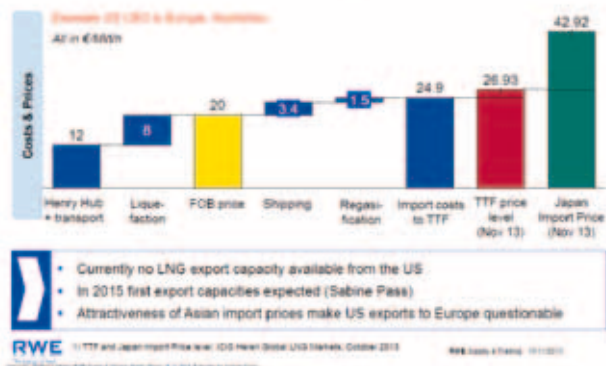
Fakty V.2

Aktualne – 2013 rok – ceny dostaw (według powyższego schematu):

- Z Henry Hub – ok. 10 euro/MWh = ok. 150 USD/1000 m³
- Z hubu NBP – ok. 25–26 euro/MW = ok. 370–385 USD/1000 m³
- na rynek japoński (LNG) – ok. 43 euro/MWh = ok. 640 USD/1000 m³.

Powyższe porównania cenowe wskazują na bardzo wysokie – w stosunku do kosztów produkcji i transportu gazociągami przesyłowymi – ceny LNG.

European Markets Price Gap vs. Asia US Exports feasible at ~25 €/MWh; but Asia more attractive



Rys. 5. Historyczne ceny dostaw gazu ziemnego z hubów Henry (USA), NBP (Wielka Brytania) oraz na rynek japoński (LNG)

Istnieją wyliczenia wskazujące, iż w przypadku istnienia alternatywy dostaw gazu ziemnego ze źródeł gazociągami przesyłowymi lub statkami – metanowcami w postaci LNG, dopiero przy konieczności budowania nowych gazociągów przesyłowych przekraczających długość 1500–2000 km można rozpatrywać opcje dostawy gazu w postaci LNG.

Mit VI.

Można sprowadzać gaz LNG drogą morską, następnie magazynować go w tej postaci w zbiornikach terminali, rozprężyć i transportować bezpośrednio do odbiorców gazu ziemnego – gazociągami przesyłowymi lub transportem drogowym cysternami.

Fakty VI.

Niezbędny dla właściwej pracy terminali jest magazyn/magazyny dla przechowywania gazu ziemnego po jego regazyfikacji. Tylko stosunkowo niewielkie ilości gazu ziemnego można bezpośrednio z terminalu przesyłać odbiorcy/odbiorcom, a zbiorniki gazu ziemnego (LNG) w terminalu są niezbędne dla szybkiego rozładunku statku – metanowca, obniżając bardzo wysoki koszt jego postoju, ale są niewystarczające dla optymalnego sterowania rozładunkiem statków i zaopatrzeniem odbiorców.

Prześledźmy to na przykładzie, który w przybliżeniu reprezentuje terminal w Świnoujściu.

Założenia:

Statek (Q-flex) – maks. pojemność 216 tys. m³ gazu LNG = ok. 94 tys. ton LNG (1 tona = ok. 2,3 m³ LNG).

Ilość gazu ziemnego po rozprężeniu z 1 statku = około 129 mln m³ (1 tona LNG = ok. 1380 m³ gazu rozprężonego).

Zbiorniki gazu LNG w terminalu = 2 zbiorniki * 160 tys. m³ pojemności = 320 tys. m³ LNG – wystarczające na jednorazowy rozładunek jednego statku i częściowy rozładunek drugiego statku.

Roczna liczba redystrybucji 5 mld m³ rozprężonego gazu ziemnego do systemu wymaga odbioru gazu ziemnego z min. 39 statków, a więc takie statki średnio powinny się pojawiać co 9–10 dni przy terminalu – niezależnie od pory roku. Na-

wet w przypadku pozyskania odbiorców tego gazu o bardzo równomiernym odbiorze, np. przy wskaźniku charakteryzującym nierównomierność – Load Factor (LF) = ok. 7000 h użytkowania mocy szczytowej, ich odbiór gazu z terminalu (zakładając że nie będzie żadnych ograniczeń przesyłowych) w okresach pozaszczytowych będzie znacznie poniżej wartości 129 tys. m³ odbioru w okresie 9–10 dni (raczej ok. 70–80 mln m³), co oczywiście generuje potrzebę korzystania z magazynów dla rozprężonego gazu ziemnego.

Mit VII.

Gaz ziemny jest wybuchowy i trujący, co obniża znacznie jego walory użytkowe oraz zagraża ludziom i otoczeniu.

Fakty VII.

Gaz ziemny jest bezwonny, nietrujący i niewybuchowy, a ponadto bardzo lekki, co jest o tyle istotne, że w przypadku rozszczelnienia lub uszkodzenia mechanicznego gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych lub uszkodzenia innej infrastruktury gazowej będzie szybko przemieszczał się w górę w powietrze, nie tworząc zagrożenia dla ludzi i otoczenia. Nawet w przypadku zapalenia się gazu z racji kierunku i dużej szybkości przemieszczania się nie będzie groźny.

A jednak tenże gaz może być powodem:

- 1) zatruć oraz
- 2) wybuchów,

jeśli zaistnieją okoliczności, które to umożliwią.

Ad 1. Gaz ziemny wykorzystywany w pomieszczeniach zamkniętych, źle wentylowanych (niezgodnie z obowiązującymi normami, wynikającymi z przepisów prawnych), np. do przygotowania posiłków oraz przy wykorzystywaniu niesprawnych urządzeń, niegwarantujących pełnego jego spalania, może emitować tlenek węgla (czad), nie łącząc się z tlenem, którego brak w pomieszczeniu, by utworzyć nietrujący dwutlenek węgla. Ten czad bywa powodem zatruć.

Ad 2. Gaz ziemny, tworząc mieszaninę, np. z powietrzem przy określonym jego w niej stężeniu (od 4,3 do 15%), może stać się wybuchowy. Jeśli wystąpi czynnik inicjujący wybuch (zapłon), to może to być porównywalne z bombą o dużej sile rażenia.

Również i tutaj występują specjalne przepisy (normy), które powinny zabezpieczać ludzi i otoczenie przed taką możliwością. Jednak najczęściej na skutek ludzkiej nieuwagi lub braku poszanowania przepisów, a czasami nieprzewidzianych zdarzeń, może dojść do groźnych dla ludzi i środowiska wybuchów, a w następstwie pożarów i zagrożenia życia ludzi.

Literatura

World Energy Outlook 2013 – dr Fatih Birol – IEA Chief Economist, 14 listopada 2013.

Natural Gas in Germany – Heinrich Herm Stapelberg – Exxon Mobil, 17 lipca 2013.

Diversifizierung der Gasversorgung im Kontext globaler und europäischer Handelsmärkte – dr Wolfgang Peters MBA – Supply & Trading CZ, 12 listopada 2013.

Dr inż. Jan Winter, ekspert rynku gazu ziemnego, Instytut Studiów Energetycznych

Rozmowa z **Ireneuszem Łazorem**,
prezesem Towarowej Giełdy Energii S.A.



Giełda gazu jest uzależniona od infrastruktury

Giełda gazu niebawem skończy rok. Czy kolejne miesiące kształtowały polski rynek gazu zgodnie z oczekiwaniami inicjatorów powstania giełdy? Patrząc historycznie, rynek najpierw szybko się rozwijał – do marca – a potem wyhamował.

W dość krótkim czasie zrobiliśmy bardzo dużo, żeby ten rynek mógł zacząć się rozwijać. Kiedy startowaliśmy z nowym parkietem na TGE w grudniu zeszłego roku, sceptyków było wielu. Dzisiaj wiemy, że byłoby nam łatwiej działać, jeśli dyskusję o liberalizacji rozpoczęlibyśmy jeszcze wcześniej. Teraz mielibyśmy więcej przestrzeni na wprowadzanie kolejnych kroków i realizację zapisów małego trójpaku, dotyczących obligo na gaz. Moje przekonanie okazało się słuszne – giełda, dając uczestnikom rynku miejsce do dyskusji na temat cen paliwa, mimo że inne mechanizmy jeszcze nie funkcjonowały – spowodowała, że kolejne bariery są usuwane.

Obroty od początku powoli, ale systematycznie rosną. Zlecenia sprzedaży znacznie przewyższają zlecenia kupna, co oznacza, iż nie mamy problemu z podażą, tylko z popytem. Należy zatem zwrócić szczególną uwagę na warunki sprzyjające kupowaniu na giełdzie. W przypadku energii elektrycznej, gdy wprowadzane było obligo, rozwiązano kontrakty długoterminowe. To zdało egzamin. W przypadku gazu na taki ruch się nie zdecydowano. Z rozmów z uczestnikami tego rynku wiem, że PGNiG jest otwarty na częściowe rozwiązanie wieloletnich umów, ale to kwestia porozumienia się obu stron kontraktu. Poza tym także odbiorcy PGNiG w ramach kontraktów dysponują pewną elastycznością. Mogą oni z niej skorzystać i zmniejszyć zakupy w ramach dotychczasowych umów, by zaopatrzyć się w dodatkowe ilości surowca na giełdzie. Jednak, aby wykorzystać ten element, PGNiG do swoich umów z dużymi klientami musiałby wprowadzić możliwość rozliczania dostaw w punkcie wirtualnym.

Kluczem do równoprawnej dyskusji popytu i podaży na parkiecie TGE jest cena, czyli oferowanie paliwa po cenach zbliżonych do tych na zliberalizowanych rynkach w obrocie hurtowym – giełdowym i OTC. Ostatnio obserwujemy znaczne ożywienie na naszym rynku gazu. Pierwsze aukcje zakończyły się sukcesem, zawarto również pierwsze kontrakty roczne na Rynku Terminowym Towarowym. Spodziewam się, że ten rynek zacznie funkcjonować z większą siłą od nowego roku.

Jakie czynniki decydowały w pierwszym roku funkcjonowania giełdy – administracyjne czy rynkowe? Sądząc po zachowaniach i wypowiedziach niezależnych dostawców, można odnieść wrażenie, że więcej oczekują od regulatora rynku niż od samego rynku.

Rynek zadziała, jeśli mu się na to pozwoli, czyli stworzy optymalne warunki dla procesu liberalizacji. Powstanie giełdy gazu było symbolicznym czynnikiem rynkowym. Dzisiaj ceny gazu w hurcie są wyższe niż w detalu. To nie jest prawidłowe. Te relacje na polskim rynku będą się jednak zmieniać. I to pozytywny efekt obligo. Nie mam wątpliwości, że cena tego paliwa w Polsce będzie podążała w konsekwencji za ceną na rynku niemieckim. To dobry kierunek, bo rynek niemiecki jest transparentny i zliberalizowany. Handluje się na nim dużymi ilościami gazu, a dzięki sieci połączeń gazowych z Polską stanowi naturalne odniesienie dla cen na TGE.

Jednak istnieje długa lista przeszkód, które nie pozwalają na swobodny dostęp do rynku wszystkim uczestnikom. Wiele zrobiliśmy, ale ciągle są przed nami istotne wyzwania, np. możliwość częściowej zmiany sprzedawcy w kontraktach długoterminowych czy odsprzedaży gazu na OTC. Z innych administracyjnych warunków – deregulacja cen paliwa dla podmiotów instytucjonalnych, a docelowo zniesienie taryf. Rynek błękitnego paliwa jest bezpośrednio powiązany z infrastrukturą, dlatego nie będziemy mogli mówić o prawdziwej konkurencji bez dywersyfikacji dostaw poprzez rozbudowę połączeń z europejską siecią gazociągów, interkonektorów na Zachodzie, korytarza północ-południe czy uruchomienia terminalu LNG w Świnoujściu.

PGNiG stał się market maker'em, wprowadzono aukcje na gaz, jakie jeszcze mechanizmy zamierza wprowadzić TGE, aby przyspieszyć rozwój rynku?

Z naszej strony postaramy się szybko odpowiadać na sygnały z rynku i oferować uczestnikom giełdy gazu nowe produkty. Obecnie można zawierać transakcje na rynku spot – Rynku Dnia Następnego gazu, rynku terminowym – RTTg oraz poprzez aukcje sprzedażowe i zakupowe. W przyszłym roku zaproponujemy innego rodzaju forwardy, typu sezon zima-wiosna, będziemy też starali się uruchomić Rynek Dnia Bieżącego. Systematycznie przyjmujemy nowych uczestników tego rynku. Rozmawiamy z kolejnymi krajowymi i zagranicznymi. Warto w tym miejscu podkreślić, co daje giełda. Przede wszystkim płynność i referencyjne ceny, równy dostęp do informacji dla wszystkich uczestników rynku, odpowiadanie na jego potrzeby, czyli rozwój produktów towarowych, a w przyszłości również finansowych oraz – co się z tym wiąże – efekt korzyści skali: korzystanie z wielu możliwości handlu w jednym miejscu. Podobną drogę przeszliśmy na rynku energii elektrycznej, na którym obecnie całkowita energia wyprodukowana w Polsce znajduje się w obrocie giełdowym. To pozwala nam optymistycznie patrzeć na perspektywy rozwoju rynku gazu na TGE. Bardzo ważną kwestią dla podmiotów uczestniczących w ob-

rocie paliwem jest bezpieczeństwo rozliczeń i rozrachunków transakcji, którego dokonuje Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych (IRGiT). Stosowany przez nią system zarządzania ryzykiem gwarantuje bezpieczeństwo rozliczeń każdemu członkowi izby w razie niewypłacalności poszczególnych uczestników rynku. Rozliczanie transakcji przez IRGiT jest gwarancją zapłaty za sprzedany gaz.

Rynki europejskie zmieniają się dynamicznie – maleje znaczenie kontraktów indeksowanych cenami ropy, rośnie natomiast rola indeksacji rynkowej, czyli uwzględniającej ceny z rynków spot – giełdowych czy powstających w hubach. Jeśli chcemy być liczącym się graczem na regionalnym rynku gazu, musimy najpierw stworzyć płynny krajowy rynek giełdowy.

Od września obowiązuje nowe prawo energetyczne, ale nie wiadać wpływu tzw. obliża giełdowego na rynek. Czy nad PGNiG zawisną miliardowe kary, o których już wspominał prezes URE?

Samo obliżo – jak za dotknięciem czarodziejskiej różdżki – wszystko nie zmienia. Potrzebne są te elementy, o których wspominałem wcześniej – poczynając od wzmocnienia możliwości zawierania transakcji przez stronę popytową, poprzez rozwój strony podaźowej – wielu dostawców, a kończąc na infrastrukturze. Ta cała układanka musi być jeszcze wsparta elementem legislacyjnym – pełnym wdrożeniem III pakietu energetycznego – nowym prawem gazowym. Wejście w życie tzw. małego trójpakietu da istotny impuls do rozwoju płynnego rynku hurtowego, na którym powstaje rynkowa cena gazu, ale to proces długoterminowy, dlatego trudno będzie zrealizować w pełni obliżo nałożone na rok 2013.

Podczas forum ekonomicznego w Krynicy zaprezentowano pomysły integracji rynków gazowych Grupy Wyszehradzkiej. Sądząc po współpracy izb gazowniczych tych krajów, taka perspektywa jest realna. Czy jest to również zgodne z pana myśleniem o rozwoju polskiej giełdy gazu?

Musimy pamiętać, że giełda jest narzędziem w rękach rynku, a ten rynek zależny jest od infrastruktury. Dlatego bezpośrednim czynnikiem, mającym wpływ na jego przyszłość, są inwestycje w system przesyłowy. Od nich będzie zależała pozycja Polski oraz naszych narodowych graczy w procesie integracji rynków gazu w rejonie Europy Środkowo-Wschodniej.

Ukończenie planowanych inwestycji i uruchomienie dostaw gazu z terminalu LNG w Świnoujściu sprawi, że polski rynek będzie najbardziej zdwyersyfikowany ze wszystkich w obszarze krajów Grupy Wyszehradzkiej i może w przyszłości stać się źródłem dostaw gazu dla państw Europy Środkowej, a także dla grupy krajów nadbałtyckich i Ukrainy.

Zwiększenie kierunków dostaw i ilości gazu może wpłynąć na zwiększenie płynności na rynku poprzez rozwój giełdy gazu i oferowanych przez nią produktów i instrumentów. Aby zbliżyć się do pozycji lidera w regionie, musimy – jako kraj – kontynuować inwestycje, by dogonić pod tym względem na przykład Austriaków. Jeśli będziemy w stanie zaspokoić popyt na gaz w 100% z innego kierunku niż wschodni – a ma się to stać za pięć lat – będziemy mogli też aspirować do stworzenia regionalnej giełdy gazu. To bardzo duże zadanie, które muszą wspierać polski MSZ, Ministerstwo Gospodarki oraz inne ośrodki rządowe. Przydałoby się też przekonać Ukrainę, by zacieśniała relacje z Unią Europejską, bo Ukraina to duży odbiorca gazu.

Rozmawiał Adam Cymer

Uniwersalne Systemy Automatyki firmy Beckhoff.

Technika Napędowa

- serwosilniki
- silniki krokowe

IPC

- komputery przemysłowe
- embedded PC

I/O

- rozwiązania w IP 20
- rozwiązania w IP 67

Automatyzacja

- oprogramowanie PLC/NC
- wbudowana wizualizacja
- zintegrowane rozwiązania Safety

www.beckhoff.pl

Technologia Beckhoff zawsze opiera się w rzeczywistej wytrzymałości i niezawodności aplikacji przemysłowych, skutecznie eliminując konieczność konserwacji. Beckhoff sprawdzi się wszędzie tam, gdzie konieczna jest jednolita komunikacja przez Ethernet czy port szeregowy. Zapewniając jednolitą komunikację z systemami nadrzędnymi, gazomierzami, czujnikami dymu, temperatury, można zintegrować zarówno decyzyjność jak i otwarte protokoły komunikacyjne. Wypuszczone we wszystkich aplikacjach gazowych, istotnym atutem jest także możliwość pracy w temperaturach od -25 do +60°C, przez co możliwy jest montaż komponentów automatyki w dowolnym miejscu.

New Automation Technology

BECKHOFF

SŁOWACJA jest gazową potęgą



Rozmowa z **Jánem Klepáčem**,
dyrektorem wykonawczym Słowackiej Izby Naftowo-Gazowniczej

Jak ocenia pan ostatnie 20 lat rozwoju gazownictwa na Słowacji? Jaką rolę w tym procesie pełniła Słowacka Izba Naftowo-Gazownicza?

Rozwój infrastruktury gazowej dokonuje się w warunkach już samodzielnego państwa słowackiego, które powstało dwadzieścia lat temu, ale początki budowania tej infrastruktury sięgają roku 1967, kiedy do eksploatacji został przekazany pierwszy w Europie Środkowej gazociąg międzypaństwowy „Braterstwo”.

Słowacja ma bardzo małe własne źródła gazu, z których pochodzi około 1–1,5 procent rocznego zużycia gazu, jednakże infrastruktura gazowa należy do najbardziej rozwiniętych w całej Europie. Pojemności przesyłowe systemu gazociągów tranzytowych sięgają prawie 93 miliardów m³ gazu rocznie, stanowiąc jednocześnie najważniejszą drogę, którą gaz ziemny z Federacji Rosyjskiej dostaje się do krajów europejskich. Słowacja przy swojej powierzchni 49 000 km² posiada sieć 33 000 km gazociągów dystrybucyjnych. Na Słowacji zgazyfikowanych jest 78 procent powiatów i miast, w których żyje 94 procent obywateli.

Jeśli chodzi o gęstość sieci gazociągów, Słowacja jest drugim najbardziej zgazyfikowanym krajem w Unii Europejskiej, zaraz po Holandii. Siła Słowacji to również pojemność podziemnych magazynów gazu – chodzi o prawie 3 miliardy m³. Jeśli weźmiemy pod uwagę tę wartość oraz całkowite roczne zużycie gazu na Słowacji na poziomie 5,4 miliarda m³, Słowacja jest także na drugim miejscu w Unii Europejskiej, zaraz za Austrią.

W ostatnich dwudziestu latach Słowacka Izba Naftowo-Gazownicza stała się rzecznikiem branży gazowniczej, reprezentując gazowników względem urzędów państwa oraz zagranicy, a jednocześnie wdrażając najnowszą wiedzę i doświadczenia na konferencjach i seminariach oraz tworząc standardy techniczne dla gazownictwa.

Czy Słowacja zaimplementowała dyrektywy gazowe i Komisja Europejska nie zgłasza zastrzeżeń do tych implementacji?

Podczas wdrażania drugiego pakietu energetycznego byłem prezesem urzędu regulacji; trzeci pakiet pojawił się w czasie, kiedy obejmowałem stanowisko dyrektora wykonawczego SGOA.

Mogę więc potwierdzić, że przepisy legislacyjne UE dla gazownictwa Słowacja wdrożyła z sukcesem. Uwagi Komisji Europejskiej dotyczą faktu, że Słowacja oprócz gospodarstw domowych do kręgu odbiorców chronionych, dla których cenę gazu stanowi regulator, włączyła również małych przedsiębiorców. Jest to niezgodne z przepisami energetycznymi UE, w której bardziej polega się na rynku. W kilku ostatnich miesiącach Komisja Europejska wyraziła zaniepokojenie brakiem transparentności decyzji urzędu regulacji. Pokusa dla rządów, by ograniczać niezależność regulatora jest w niektórych państwach UE bardzo silna.

Jaka jest obecna struktura właścicielska kluczowych firm gazowniczych i czy ta struktura ułatwia rozwój rynku?

W roku 2002 dominująca pionowo zintegrowana firma SPP SA (Slovenský plynárenský priemysel) została częściowo sprywatyzowana przez konsorcjum zagranicznych firm gazowniczych, które tworzyło Gaz de France (obecnie GdF Suez) i Ruhrgas (obecnie E.ON Ruhrgas). Posiadało ono 49% udziałów w SPP. Właścicielem pozostałych 51% udziałów była Republika Słowacji. Na początku 2013 roku Francuzi i Niemcy sprzedali swoje udziały firmie EPH (Energetický a priemyselný holding), której właścicielem jest czeski i słowacki kapitał prywatny. We wrześniu 2013 rząd Słowacji wykupił udziały EPH w spółce-matce – SPP, która zajmuje się handlem gazem. W ten sposób państwo słowackie nabyło 100% udziałów w SPP. W pozostałych dwóch firmach – eustream a.s., zarządzającej transportem i siecią tranzytową, oraz SPP – Distribúcia, która zarządza siecią dystrybucyjną, udziały w wysokości 51% posiada Republika Słowacji, a w 49% EPH.

Jeśli chodzi o eksploatację podziemnych magazynów gazu Nafta SA i Pozagas SA, w strukturze właścicielskiej tych firm udziały ma państwo, EPH, GdF Suez oraz E.ON Ruhrgas.

Jak długo jeszcze będą regulowane ceny dla gospodarstw domowych?

Na Słowacji w handlu gazem aktywnie działa 21 firm. Udział byłego gracza większościowego, który jest również dostawcą ostatniej instancji – firmy SPP, stanowi ogółem 56 procent. Jeśli chodzi o konkretne gospodarstwa domowe, tam udział SPP jest

większy. Ponieważ chodzi o segment regulowany, inni gracze rynkowi nie są nim tak bardzo zainteresowani, a samo SPP ponosi na gospodarstwach domowych stratę.

Wracając do pytania: jak długo regulator na Słowacji będzie wpływać na ceny dla gospodarstw domowych, odpowiadam: przynajmniej do czasu najbliższych wyborów parlamentarnych.

Ilu odbiorców gazu zmieniło dostawców w I półroczu 2013 roku?

Liczba firm oraz dużych odbiorców, którzy zmienili dostawcę gazu w 2012 roku, wynosi 5735, a szacunkowo w roku 2013 – 8416. Jeśli chodzi o gospodarstwa domowe, w roku 2012 dostawcę zmieniło ok. 130 000 odbiorców indywidualnych, a na 2013 szacujemy, że to będzie mniej – około 100 000 gospodarstw.

Czy rynek słowacki jest otwarty na konkurencję ościenną?

Uważam, że tak. Już obecnie kilka zagranicznych firm – głównie z Republiki Czeskiej, handluje gazem na Słowacji.

Czy Słowacja jest zainteresowana polskim gazoportem LNG jako nowym europejskim hubem gazowym?

Nowy terminal LNG w Świnoujściu jest częścią interkonektora Północ-Południe i będzie przechodził przez wszystkie cztery kraje tzw. czwórki wyszehradzkiej, zwiększając jednocześnie bezpieczeństwo tych państw.

Cała Europa Środkowa jest uzależniona od dostaw rosyjskiego gazu ziemnego – Słowacja na poziomie nawet 99 procent. Interkonektor Północ-Południe oraz dostęp Słowacji do dostaw LNG

tej zależności nie zlikwiduje, ale może ją zmniejszyć. Dlatego śledzimy przebieg budowy interkonektora i cieszymy się, że rządy Słowacji i Polski niedawno podpisały memorandum o budowie gazociągu łączącego Słowację i Polskę.

W tym miejscu muszę pokreślić również bardzo dobrą współpracę izb gazowniczych w krajach Grupy Wyszehradzkiej, która trwa już pięć lat i wspiera szukanie wspólnych rozwiązań, korzystnych dla wszystkich państw regionu Europy Środkowej.

Jak ocenia pan powstanie giełdy gazu w Polsce? Uważa pan, że może ona stać się rynkiem gazu również dla krajów Grupy Wyszehradzkiej?

W ostatnich kilku latach giełdy energetyczne rosną jak przyślowiowe grzyby po deszczu. Weźmy pod uwagę chociażby nasz region – EEX w Lipsku, PXE w Pradze, CEEGEX w Budapeszcie, TGE w Warszawie czy CEGH Gas Exchange na granicy austriacko-słowackiej. Właściwie to prawie można powiedzieć, że co kraj, to giełda. Ważna jednak jest nie sama giełda, ale jej płynność. I z tego punktu widzenia jestem w ocenie giełdy z gazem ziemnym w Polsce ostrożny. W końcu to niech rynek zadecyduje, tak przecież powinno być!

Rozmawiał

Andrzej Schoeneich

Rozmowa odbyła się na początku października 2013 roku, podczas pobytu przedstawicieli IGG – Mirosława Dobruta i Andrzeja Schoeneicha – na jubileuszu 20-lecia powstania organizacji zrzeszającej przedstawicieli branży naftowo-gazowniczej w tym kraju – Słowackiej Izby Naftowo-Gazowniczej (Slovak Gas and Oil Association).



cGAS controls | **THERMOSMARTLINE™**
podgrzew gazu pod kontrolą

Nowoczesny i komplementarny system podgrzewu gazu, zapewniający stajom gazowym niskie koszty eksploatacyjne i bezpieczeństwo.

cGAS controls | **ODORSMARTLINE™**
nowa definicja nawaniania

Innowacyjne, bezpieczne i oszczędne rozwiązanie, przeznaczone do nawaniania różnego rodzaju gazów stosowanych w sieciach publicznych.

cGAS controls Sp. z o.o. ul. Saperska 2, 63-900 Rawicz
Tel. +48 65 545 560 2 | Fax +48 65 545 560 3 | info@cgas.pl | www.cgas.pl

Twardy orzech do zgryzienia czy pestka?

Joanna Maćkowiak-Pandera

Pod koniec listopada w Warszawie zakończył się szczyt klimatyczny COP 19, organizowany w ramach konwencji ONZ ds. zmian klimatu. Polska jako duży kraj, z wyraźnym profilem gospodarczym i własną wizją rozwoju, powinna brać w tym procesie udział, czy jednak w roli gospodarza?

Polska już trzy razy podejmowała się organizacji COP (*Conference of the Parties*) Prezydencji w 2005, 2008 i w 2013 r. – to dość często w porównaniu z aktywnością innych krajów konwencji. W 2011 r. w czasie prezydencji w Unii Europejskiej polski zespół koordynował i prezentował wobec świata stanowisko państw UE w sprawie międzynarodowej polityki klimatycznej. Polska odegrała wówczas kluczową rolę w wypracowaniu porozumienia na szczycie klimatycznym w Durbanie. W roku 2013 Warszawę odwiedziło kilkanaście tysięcy osób z całego świata – reprezentantów administracji rządowej, organizacji pozarządowych, biznesu, samorządów i polityków. Jak zwykle, negocjacje przeciągnęły się ponad dzień dłużej niż planowano; jak zwykle, na granicy wyczerpania nerwowego negocjatorów, dziennikarzy i obserwatorów, gdy wszystko wskazywało, że kraje się nie dogadają – ogłoszono sukces. Nasuwają się pytania: na czym ten sukces polega, co udało się osiągnąć, jakie znaczenie dla Polski ma to wydarzenie?

W Poznaniu w 2008 r. w czasie szczytu istniało przekonanie, że w Kopenhadze rok później musi być przyjęta treść nowego porozumienia, żeby zapewnić globalną ochronę klimatu. Jest rok 2013, a uczestnicy konferencji cieszą się, że mają ramy czasowe przyjęcia porozumienia w 2015 r., które wejdzie w życie w 2020 roku. Dyskutowane ostatnio przedłużenie Protokołu z Kioto nie ma większego znaczenia zwłaszcza po tym, jak kilka krajów ogłosiło, że nie przystąpią do drugiego okresu rozliczeniowego, m.in. Kanada i Rosja. Kolejne szczyty

klimatyczne pozbawiają złudzeń – świat próbuje jak może przekładać w czasie moment przyjęcia na siebie konkretnych zobowiązań.

W Warszawie określono, że najpóźniej do wiosny 2015 r. wszystkie kraje przedstawią swój konkretny „wkład” do nowego porozumienia zrezygnowano z dużo bardziej konkretnego zapisu „zobowiązanie” (*commitments*) – o co trwała walka do ostatniej kropli krwi. Mimo rozwodnienia zapisów za sukces polskich negocjatorów można uznać zniesienie patologicznego podziału na kraje, które muszą zredukować emisje i takie, które nie muszą robić nic – w 2015 r. wszyscy będą musieli się do czegoś zobowiązać.

W ostatnich latach znaczenie przystosowania do zmian klimatu na forum ONZ rośnie – wobec braku uzgodnień dotyczących redukcji emisji coraz ważniejsze stają się działania lokalne – na przykład adaptacja do zmian klimatu w mieszkalnictwie – unikanie miejsc narażonych na powódź, wczesne ostrzeżenie przed zbliżającymi się zagrożeniami pogodowymi, stosowanie odpowiednich, przystosowanych np. do suszy gatunków w rolnictwie itd. Mimo że nie jest to temat, którym interesowałby się wielki biznes, to jednak w Warszawie udało się uzgodnić, że muszą powstać narodowe programy adaptacji (tzw. *national adaptation plans*) – bez nich utrudnione będzie sięgnięcie po pomoc na finansowanie skutków usuwania katastrof w krajach rozwijających się.

Istotne również są uzgodnienia dotyczące tzw. mechanizmu REDD+, który ma zmniejszyć proces wycinania lasów w krajach rozwijających się poprzez rekompensaty finansowe. Podobnie jak

mechanizm *loss and damage*, który ustala zasady współpracy z krajami poszkodowanymi wskutek katastrof pogodowych.

Problemy dyskutowane na forum ONZ odnoszą się do teraźniejszości, ale realne skutki decyzji podejmowanych w tym gronie będzie można odczuć dopiero za kilka lat. Kraje, które analizują megatrendy środowiskowe, gospodarcze i społeczne, potrafią przełożyć kontekst krajowej dyskusji politycznych na poziom międzynarodowy – są liderami tego procesu, potrafią czerpać z niego dla siebie realne korzyści – takim przykładem są Niemcy, Wielka Brytania, ale też Chiny i Stany Zjednoczone. O ile wyznaczony kierunek odpowiada interesom większej grupy, jest szansa, że uzgodnienia będą miały ogromną siłę oddziaływania gospodarczego, środowiskowego i społecznego – powstaną nowe nisze biznesowe i nowe przepływy finansowe. Z Protokołu z Kioto powstał Europejski System Handlu Emisjami, a później Pakiet Energetyczno-Klimatyczny i jego konkretne zobowiązania. Nie ma jednak złudzeń, że proces negocjacji prowadzonych w ramach ONZ, gdzie niemal 200 państw musi wyrazić zgodę na konkretne rozwiązanie i zapis, jest wyjątkowo żmudny, wymagający ciągłości, znajomości niektórych „hasel i sformułowań”, zwyczajów negocjacyjnych, relacji osobistych i siły politycznej. Kraje, zabiegając o swoje interesy, muszą dysponować politycznym poparciem, muszą występować w grupie państw. Do tego aliansów trzeba szukać w gronie partnerów, których łączy coś więcej niż jedna sprawa. Dlatego sytuacja Polski – trzeciego na świecie kraju najbardziej uzależnionego od węgla – na tym forum nie jest komfortowa. W tym gronie nie ma zbyt wielu jawnych zwolenników polskiego węgla – jest wprawdzie kilka krajów zainteresowanych torpedowaniem całego procesu, jak np. Rosja, Stany Zjednoczone i Chiny, ale niekoniecznie łatwo jest z tymi właśnie krajami budować sojusze w sprawach bardzo specyficznych dla Polski, jak np. rok bazowy dla poziomu redukcji emisji czy sprawa zachowania uprawnień do emisji CO₂.

Czy konferencja była udana? I tak, i nie. Dlaczego uważam, że jednak się udała? Dla osób, które uczestniczą w tym procesie od lat, postęp w niewielu, aczkolwiek istotnych, sprawach jest

sukcesem, i to bez wątpienia udało się w Warszawie osiągnąć. Dlaczego nie była sukcesem? Ponieważ nie ma postępu w negocjacjach – nie przesądzając, jak miałyby wyglądać nowe porozumienie. Yvo de Boer, jedna z bardziej doświadczonych w negocjacjach klimatycznych postaci, były sekretarz wykonawczy dla konwencji klimatycznej, ustępując ze swojego stanowiska ponad 2 lata temu, powiedział, że uważa, iż ten proces jest na skraju upadku i rezygnuje ze swojej funkcji sfrustrowany. Później wielokrotnie powtarzał, że „martwi się, dokąd ten proces podąża, a właściwie nie podąża”.

Trzeba się angażować w międzynarodowe negocjacje klimatyczne zgodnie z zasadą „nic o nas bez nas”, lecz zamiast inwestować w organizację kolejnego szczytu klimatycznego, gdzie jako gospodarzowi procesu przypada nam rola moderatora dialogu – dużo ważniejsze

jest budowanie zaplecza intelektualnego w Polsce w tematach energetyczno-środowiskowych. W tej dziedzinie na świecie odbywa się rewolucja – z jednej strony, gaz łupkowy w Stanach Zjednoczonych, a z drugiej – pakiet energetyczno-klimatyczny w Europie, rozwój OZE i efektywności energetycznej w Chinach – Polska nie może zaprzeczać temu, że zmiany w sektorze energetycznym największych gospodarek świata się właśnie dokonują. Potrzebujemy innowacji i wiedzy, jak konstruowane lub dekonstruowane są regulacje energetyczne u sąsiadów i trochę dalej. Polska zamiast organizować kolejne szczyty klimatyczne za 100 mln zł powinna zafundować naszemu krajowi poważny ośrodek analiz energetyczno-środowiskowych, badający trendy międzynarodowe i przekładający je na konkretne rozwiązania dla sektora energetycznego, transportu

i inteligentnego rozwoju miast. Mamy do dyspozycji 300 mld zł w nowym budżecie Unii Europejskiej. Trzeba te pieniądze w sposób przemyślany i wizjonerski wykorzystać – podchodząc do tego, jak do unikalnej szansy. Wyobraźmy sobie, jaka będzie Polska za 10 lat, za 20 – jaka chcielibyśmy, żeby była? Z budżetem COP w Warszawie byłoby nas stać na zatrudnienie najlepszych specjalistów ze świata przez co najmniej pięć kolejnych lat. Polski sektor energetyczny – czy chcemy czy nie – jest w procesie zmiany – prawdopodobnie najbardziej znaczącej w swojej 60-letniej historii. Taka zmiana musi się opierać na wiedzy, a nie na poglądach.

Autorka była podsekretarzem stanu w Ministerstwie Środowiska, odpowiadała m.in. za prezydencję Polski w Radzie UE w obszarze środowiska.

Polska może być **hubem gazowym**

Rozmowa z **Jérôme'm Ferrierem**, prezydentem IGU (*International Gas Union*)

Jaką widzi pan rolę IGU we wsparciu celów polityki klimatycznej ONZ i podpisaniu nowej konwencji w Paryżu?

Dla IGU bardzo ważne jest, aby stać na straży gazu ziemnego jako ważnej części rozwiązania problemu zmian klimatycznych, ponieważ gaz ziemny jest najczystszy paliwem kopalnym, które może być magazynowane w istniejących zbiornikach podziemnych. Ustanowiliśmy komitet roboczy dla zrównoważonego rozwoju, który zajmuje się również tym tematem. Uczestniczyliśmy w szczytach klimatycznych od czasów COP 15 w Kopenhadze poprzez organizowanie wydarzeń towarzyszących, dedykowanych tematyce gazu ziemnego. Stanowią one zawsze możliwość wymiany poglądów w sprawie gazu również z organizacjami pozarządowymi.

Zdaniem IGU, gaz ziemny jest fundamentem zrównoważonego rozwoju. Dlaczego zatem jest tyle nieporozumień w UE wokół gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych?

Uważam, że powinniśmy zmienić zły wizerunek gazu niekonwencjonalnego w Unii Europejskiej. Potrzeba więcej działań prawnych wspierających produkcję gazu z łupków oraz komunikacji w wyjaśnianiu korzyści płynących z jego wydobycia w Europie. Należy zwrócić uwagę zwłaszcza na ceny i możliwości zatrudnienia związane z produkcją gazu ze złóż niekonwencjonalnych. W tym zakresie eksperci IGU uczestniczą w pracach licznych komisji w celu poszukiwania rozwiązań i nowych sposobów wydobycia gazu w bezpiecznych i możliwych do zaakceptowania warunkach.

Czy IGU zamierza wypowiedzieć się oficjalnie w sprawie poszukiwania gazu z łupków?

Nie planujemy oficjalnego oświadczenia w sprawie gazu z łupków, ponieważ szanujemy indywidualne podejście naszych członków i zdajemy sobie sprawę, że każde państwo powinno stanowić własną politykę energetyczną. Jednakże musimy przekonać przedstawicieli polityki, liderów opinii publicznej oraz interesariuszy, że gaz z łupków może być częścią miks energetycznego, ponieważ ściśle wpisuje się w zasady ochrony środowiska, tak jak zostało to przytoczone w publikacji IEA (*International Energy Agency*) pt. „Złote zasady wydobycia gazu z łupków”.

Dynamicznie rozwija się globalny rynek LNG. Czy – pana zdaniem – taki rozwój dokona się również w krajach basenu Morza Bałtyckiego po uruchomieniu terminalu LNG w Świnoujściu?

Wzrost rynku LNG jest bardzo wyraźny – w ostatnich ośmiu latach nastąpiło przecież jego podwojenie – ze 120 Mt w 2004 roku do 240 Mt w roku 2012. Przewidujemy wzrost popytu na LNG na poziomie 5% rocznie, aż do roku 2015, w którym udział LNG w rynku gazu wzrośnie z 11 do 16 procent. W tym kontekście terminal LNG w Świnoujściu jest dużą szansą nie tylko dla Polski, ale również dla sąsiadującej Słowacji, Czech czy Węgier, ze względu na zwiększenie bezpieczeństwa i dywersyfikacji dostaw gazu. Dzięki temu terminalowi, własnej produkcji gazu z łupków, przesyłowi gazu do Europy Zachodniej i istniejącym podziemnym magazynom gazu Polska mogłaby w bliskiej przyszłości stać się kolejnym hubem gazowym w Europie Północnej.

Rozmawiała **Anetta Stawińska**

Energetyka wymaga spójnej wizji

Piotr Begier, Andrzej Pazda, Katarzyna Zalewska-Wojtuś

Dobre założenia polityki energetycznej Polski, zestawione przez specjalistów od spraw gospodarczych i energetycznych na podstawie rzetelnych analiz, przekazane opinii publicznej i zyskujące jej aprobatę, będą tworzyć stabilną podstawę do racjonalnego zachowania się konsumentów energii, firm energetycznych i inwestorów.

W październiku br., ustami wiceministra gospodarki Tomasz Tomczykiewicza, zapowiedziano przedstawienie na początku przyszłego roku projektu rządowego dokumentu „Polityka energetyczna Polski do roku 2050”. Poprzedni taki dokument został przyjęty przez polski rząd w 2009 roku i obejmował okres do 2030 roku. Wydłużenie horyzontu czasowego jest w pełni uzasadnione. Z jednej strony, większość dokumentów w Unii Europejskiej powstaje z perspektywą do roku 2050, a z drugiej – skutki decyzji inwestycyjnych w energetyce ponoszone są przez dziesiątki lat. Prawdą jest, że prognozowanie z tak dużym wyprzedzeniem jest trudne. Jednak dobre założenia, zestawione przez specjalistów od spraw gospodarczych i energetycznych na podstawie rzetelnych analiz, przekazane opinii publicznej i zyskujące jej aprobatę, będą tworzyć stabilną podstawę do racjonalnego zachowania się konsumentów energii, firm energetycznych i inwestorów. Suma pożądanых zachowań uczestników rynku energii wpływa na wszystko, co kryje się pod bardzo ogólnym określeniem „bezpieczeństwo energetyczne kraju”.

Korzystając z gościnnych łamów „Przeglądu Gazowniczego” przedstawiamy kilka postulatów dotyczących części sieciowej elektroenergetyki, licząc, że zainteresują jego czytelników.

W obowiązującej jeszcze „Polityce energetycznej Polski do roku 2030” za-

sadniczy nacisk położono na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, rozumianego jako nieprzerwane dostawy relatywnie taniej i przyjaznej środowisku energii (energii elektrycznej, paliw gazowych i paliw płynnych). Dzisiaj, po doświadczeniach ostatnich lat, w których nastąpiło spowolnienie tempa rozwoju gospodarczego, wydaje się, że takie podejście jest niewystarczające. Polityka energetyczna powinna wynikać z polityki gospodarczej i być ściśle powiązana z prognozami ogólnogospodarczymi. Należy dążyć do tego, aby realizacja zapisanych w dokumencie postanowień wspierała dynamikę wzrostu gospodarczego kraju. Nie może również abstrahować od polityki UE. W tym kontekście należy zwrócić uwagę na potencjalne spowolnienie wzrostu gospodarczego Polski w wyniku realizacji polityki dekarbonizacji sektora energetycznego.

Dyskusja elektroenergetyków o przyszłości branży jest zmajoryzowana przez zwolenników budowy mocy wytwórczych, zarówno w postaci elektrowni systemowych, jak i źródeł rozproszonych. Nie ulega wątpliwości, że do zagadnienia należy przykładać należną wagę. Jednak aby konsumenci mogli stosownie do swoich potrzeb skutecznie korzystać z energii elektrycznej, niezbędna jest także rozwinięta sieć z liniami elektroenergetycznymi i stacjami transformatorowymi. O ile budowa obiektów energetycznych mieszczących się na większych lub mniejszych wydzielonych działkach

jest przedsięwzięciem niełatwym, to budowa linii przechodzącej przez wiele działek jest działaniem niemal karkołomnym. Zbudowanie linii w sensie technicznym liczone jest w miesiącach i niejednokrotnie trwa 10–15 razy krócej niż załatwienie spraw formalnoprawnych. Z całą pewnością jest to problem wymagający kompleksowego uregulowania w ramach systemu prawnego, i to nie „na skrót”. Taki akt prawny – ustawa o korytarzach przesyłowych – mimo zapowiedzi i długich konsultacji społecznych nie został dotychczas uchwalony. Brak całościowego uregulowania może skutkować wprowadzeniem dalszych utrudnień w realizacji inwestycji energetycznych, przy jednoczesnym procedowaniu nad projektami takich regulacji, jak choćby przepisy zamieszczone w projekcie ustawy o ochronie krajobrazu. W dokumencie, o założeniach którego traktuje się w niniejszym artykule, powinno być wpisane opracowanie projektów i wprowadzenie do obiegu prawnego regulacji upraszczających procedury realizacji inwestycji liniowych w energetyce oraz umożliwiających uregulowanie ich stanu formalnego i eksploatację istniejącego majątku sieciowego, w tym regulacji dotyczących gospodarki nieruchomościami, postępowania administracyjnego, planowania i zagospodarowania przestrzennego, ochrony gruntów rolnych i leśnych, ochrony środowiska i przyrody.

Przy formułowaniu polityki energetycznej Polski należy wziąć pod uwagę fakt, iż spółki operatorskie nie mają zapewnionych stabilnych warunków do prowadzenia działalności i do inwestowania. I nie jest to wyłącznie kwestia zapisów w prawie, ale przede wszystkim polityki regulacyjnej. Postulat zapisania w polityce energetycznej Polski konieczności jej ustabilizowania wzmacnia dodatkowo fakt, że w ostatnich latach

obserwuje się u operatorów znaczące polepszenie możliwości inwestycyjnych, także wobec możliwości skorzystania z projektów europejskich, przy zachowaniu jednocześnie wysokich wymagań. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zapowiedział zastosowanie od roku 2016 nowych zasad regulacji. Ponieważ zapowiedzi tej nie towarzyszą, jak na razie, szczegóły i nie można ich znaleźć w przepisach, przyszłość nie jest w pełni określona. A inwestowanie w sieci istotnie różni się od inwestowania w działalność rynkową. By zdać sobie z tego sprawę, należy przypomnieć, że budowa pojedynczej linii elektroenergetycznej, wobec choćby braku niezbędnych uregulowań, trwa kilka (czasem kilkanaście) lat i musi być wpisana do planu rozwoju zaakceptowanego przez organ regulacyjny.

Podmiotem energetycznym, szczególnie regulowanym, państwo – realizując politykę energetyczną – powinno zapewniać stabilne otoczenie prawne, inwestycyjne i regulacyjne. Jest to niezbędne, aby decyzje o inwestowaniu w moce wytwórcze i elektroenergetyczną infrastrukturę przesyłową, zapewniające bezpieczeństwo energetyczne, po wielu latach mogły zostać uznane za trafnie podjęte. Tak naprawdę chodzi o publiczne środki – z energii elektrycznej korzystają wszyscy i wszyscy, choć nie w jednakowym stopniu, składają się na utrzymanie systemu elektroenergetycznego. Przy takim postrzeganiu sektora postulowanie ukształtowania trwałych ram funkcjonowania elektroenergetyki na zasadach wolnego rynku energii wydaje się właściwe. Bez swobodnego dopływu naturalnych impulsów z rynku, długoterminowa ciągłość dostaw energii może być w przyszłości zagrożona.

Obecnie polski system elektroenergetyczny połączony jest z systemami ościennymi jedenastoma połączeniami. Są to zarówno połączenia z krajami, których sieci są zsynchronizowane w ramach UCTE (Unii dla Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej z Czechami, Niemcami i Słowacją), jak i połączenia niesynchroniczne z systemem szwedzkim, ukraińskim i białoruskim. Sumaryczne zdolności przesyłowe synchronicznych połączeń transgranicznych KSE wynoszą około 8600 MW, co stanowi ponad 30% krajowego zapotrzebowania szczytowego. Jednak do realizacji handlowej wy-

miany międzysystemowej może zostać wykorzystana jedynie część transgranicznych zdolności przesyłowych. Powodem tego są w zasadzie ograniczenia sieciowe występujące w sieci wewnętrznej KSE. Jeżeli uwzględnimy, że godziny, w których rejestrowany jest szczytowy pobór energii elektrycznej w sąsiadujących krajach nie pokrywają się, warto rozmawiać o zwiększeniu roli transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Tą drogą można ograniczyć potrzebę budowy nowych bloków energetycznych. W przypadku dania pierwszeństwa budowie bloków energetycznych i tak niezbędne będzie zwiększenie zdolności przesyłowej sieci na potrzeby wyprowadzenia energii elektrycznej generowanej w nowo wybudowanych elektrowniach. Warto odnotować, że w planie rozwoju PSE S.A. na lata 2010–2025 zapisano pozycje mające docelowo zwiększyć zdolności przesyłu energii elektrycznej, umożliwiające dwustronną wymianę z zagranicą.

Doświadczenia niektórych krajów każą oczekiwać rozwoju energetyki rozproszonej, czyli wytwarzania energii elektrycznej w małych „generatorych”, wykorzystujących przyjazne środowisku źródła energii pierwotnej. Dzisiaj nieliczne przyłączenia do sieci takich urządzeń już sprawiają problemy natury technicznej. Przy spodziewanej dużej skali takich przyłączeń zmiana musi ulec struktura sieci, zaprojektowanej w przeszłości pod kątem przesyłania energii z elektrowni do odbiorcy. Energia elektryczna generowana w mikroźródłach powinna przyczyniać się do zmniejszania strat przesyłowych. By tak było, trzeba sieci przebudować. Za to odpowiadają operatorzy sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. W świetle ostatniej nowelizacji prawa energetycznego wprowadzono obowiązek przyłączenia do sieci dystrybucyjnej mikroźródeł (w ustawie nazwano je mikroinstalacjami) na podstawie zgłoszenia odbiorcy końcowego, ograniczając wpływ operatorów sieci na liczbę, moc i czas przyłączanych mikroinstalacji. Jeśli mają oni ponosić odpowiedzialność za bezpieczeństwo pracy sieci oraz jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, niezwykle ważna stała się potrzeba wprowadzenia regulacji prawnych umożliwiających pełny wpływ operatorów na kształt sieci i przyłączanych do niej urządzeń, oczywiście, nie kwestio-

nując potrzeby ułatwień dla przyłączenia mikroinstalacji.

W obecnym dziesięcioleciu jednym z większych wyzwań stojących przed operatorami systemów dystrybucyjnych jest wdrożenie liczników zdalnego odczytu i zaawansowanie budowy inteligentnych sieci. Dla osiągnięcia zakładanych celów i uzyskania spodziewanych korzyści z nowoczesnych technologii trzeba jednak przewidzieć mechanizmy stymulujące rynek: uwolnienie cen energii elektrycznej dla konsumentów w gospodarstwach domowych oraz przebudowę systemu taryf, w tym upowszechnienie taryf strefowych. Może warto przy tej okazji ponownie wrócić do problemu kształtowania relacji klient–sprzedawca energii elektrycznej–dystrybutor. Ich uporządkowanie i uproszczenie, poprzez związanie klienta ze sprzedawcą jedną umową i ustalenie, że dystrybutor świadczy usługę sprzedawcy, dałoby impuls do bardziej efektywnego funkcjonowania rynku energii elektrycznej.

Nie sposób nie odnieść się do energetyki jądrowej. Argumenty zwolenników budowy elektrowni atomowych zostały przedstawione, podobnie jak przeciwników. Lecz w gorącej dyskusji nie pojawia się głos, że doświadczenia uzyskane przy wykorzystywaniu technologii jądrowych w energetyce przyczynić się mogą (na podstawie historii rozwoju techniki w innych krajach można przewidywać, że tak będzie) do znaczącego postępu w badaniach naukowych i w rozwoju techniki. Wykorzystywanie paliwa jądrowego na energetyczną skalę stanie się impulsem do odkrywania niezbadanych dotąd zjawisk i wdrażania wyprowadzanych z nich wniosków w gospodarczej praktyce. I temu bardzo realnemu oczekiwaniu nie stoi na przeszkodzie świadomość, że nic nie nastąpi od razu.

Trzeba mieć nadzieję, że w przygotowywanym dokumencie rządowym przedstawiona zostanie spójna wizja. Ważne – nie tyle dla jakości dokumentu, ale dla przyszłości gospodarczej kraju – jest bowiem dostrzeganie zależności między podejmowanymi decyzjami i będącymi ich następstwem działaniami, a w konsekwencji skutkami.

Piotr Begier, Andrzej Pazda, Katarzyna Zalewska-Wojtuś są pracownikami Biura Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

BARBÓRKA 2013



Opera Krakowska.



Kraków gościł tegoroczną Barbórkę Grupy Kapitałowej PGNiG SA. Gospodarzem uroczystości był Oddział Ratownicza Stacja Górnictwa Otworowego w Krakowie, zajmujący w naszej organizacji wyjątkowe miejsce, bowiem wysoko wyspecjalizowana kadra w nieprzewidzianych wypadkach może uratować ludzi i majątek.

Uroczystości zainaugurowała msza święta, koncelebrowana przez ks. kard. Stanisława Dziwisza, w bazylice pw. Najświętszego Serca Pana Jezusa, po której uczestnicy w pochodzie górniczym przemaszerowali do Opery Krakowskiej, w której odbyła się Akademia Barbórkowa.

Gości przywitał Jerzy Kurella, wykonujący obowiązki prezesa zarządu PGNiG, który powiedział m.in.: – *Obchody tradycyjnej Barbórki to co roku dzień wyjątkowy. Święto, które przypomina o naszych tradycjach, korzeniach, najważniejszych wartościach – odpowiedzialności, partnerstwie rzetelności. A także – jakże potrzebnym – optymizmie. Potrzebujemy go na co dzień, choć najpełniej wyrażamy podczas tradycyjnych spotkań barbórkowych – Karczmy Piwnej i Babskiego Combra. (...) Mijający rok był czasem dużych wyzwań, a kolejne przed nami. Od naszej kreatywności, skuteczności, pracowitości i wytrwałości zależeć będzie dalszy rozwój firmy, którą wspólnie tworzymy.* Tegoroczną Akademię Barbórkową zaszczylił swoją obecnością Piotr Woźniak, wiceminister środowiska, oraz prof. Jacek Majchrowski, prezydent Krakowa. Na uroczystości obecni byli również Małgorzata Szymańska, dyrektor Departamentu Ropy i Gazu, i Maciej Kaliski, dyrektor Departamentu Górnictwa w Ministerstwie Gospodarki, marszałek i wojewoda małopolski, posłowie.

Program artystyczny przygotowali artyści Piwnicy pod Baranami – Krzysztof Piasecki, Anna Szałapak, Jacek Wójcicki, Beata Rybotycka i Zbigniew Wodecki.

Małgorzata Ciemnołońska



Artyści Piwnicy pod Baranami.



Prezydent Krakowa Jacek Majchrowski
przyjmuje dar od Jerzego Kurelli,
p.o. prezesa PGNiG SA.



PGNiG SA i Chevron

planują wspólne poszukiwania gazu z łupków w Polsce

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA i Chevron Polska Energy Resources 12 grudnia 2013 roku podpisały memorandum o współpracy przy poszukiwaniu gazu z łupków w południowo-wschodniej Polsce.

Ta inicjatywa jest częścią zapowiadanej przez PGNiG polityki otwartości wobec innych firm poszukujących złóż gazu ziemnego z łupków w Polsce. Współpraca umożliwiłaby obydwu stronom obniżenie kosztów oraz – dzięki uzyskaniu efektu skali – przyspieszenie prac poszukiwawczych, a co za tym idzie – procesu szacowania potencjalnych zasobów gazu łupkowego w Polsce.

Strony memorandum mogłyby również nawiązać współpracę techniczną w ocenie perspektywiczności koncesji.

– Dzięki współpracy PGNiG pozyskałoby solidnego i doświadczonego partnera biznesowego do skomplikowanego projektu poszukiwawczego. Moglibyśmy skorzystać z doświadczenia Chevrona w poszukiwaniach wydobywania gazu łupkowego na całym świecie. Wierzę, że polityka otwartości, partnerskiej współpracy firm polskich i zagranicznych w tym obszarze może dobrze służyć wszystkim zainteresowanym. Obie strony mogłyby skorzystać z podziału ryzyka poszukiwawczego oraz obniżenia kosztów prac, w tym kosztów ewentualnego zagospodarowania złóż – powiedział Jerzy Kurella, p.o. prezesa zarządu PGNiG SA.



Na zdjęciu: od lewej Jerzy Kurella i John Claussen.

– Cieszymy się z nawiązania współpracy z PGNiG. Chevron wierzy w partnerstwo, które jest jedną z naszych najważniejszych wartości wszędzie tam, gdzie działamy. Będziemy kontynuować bezpieczne i odpowiedzialne działania w trakcie wspólnych poszukiwań – powiedział John Claussen, Country Manager, Chevron Polska Energy Resources.

Sukces poszukiwań mógłby doprowadzić do powołania wspólnej spółki, w której strony objęłyby po 50% udziałów. Spółka przejęłaby cztery koncesje w południowo-wschodniej Polsce: należące do PGNiG SA koncesje Tomaszów Lubelski i Wiszniów-Tarnoszyn oraz należące do spółki Chevron koncesje Zwierzyniec i Grabowiec. Nowa spółka zostałaby także operatorem tych koncesji i realizowałaby uzgodniony między udziałowcami program prac. Szczegóły wspólnych prac, w tym harmonogram poszukiwań, będą ustalone przez spółki. Spodziewane jest podpisanie wiążących umów jeszcze w 2014 roku.

ac

Dobre wyniki finansowe GK PGNiG

W trzech kwartałach 2013 roku GK PGNiG osiągnęła ponad 2 mld zł zysku netto wobec 122 mln zł w analogicznym okresie ubiegłego roku. Wzrost zysku netto był możliwy m.in. dzięki znaczącemu zwiększeniu wydobycia i sprzedaży ropy naftowej po uruchomieniu produkcji z kopalni Lubiatów oraz ze złoża Skarv na Norweskim Szelwie Kontynentalnym.

W trzech kwartałach 2013 przychody Grupy PGNiG wyniosły 23 mld zł, czyli o 15% więcej niż w analogicznym okresie ubiegłego roku. Na poziomie działalności operacyjnej GK PGNiG odnotowała znaczący (o 215%) wzrost wyniku EBITDA – do 4,8 mld zł wobec 1,5 mld zł w analogicznym okresie ubiegłego roku, dzięki lepszym wynikom wszystkich segmentów.

W trzecim kwartale 2013 roku GK PGNiG zanotowała 654 mln zł zysku netto wobec 78 mln zł zysku w analogicznym okresie ub.r. Przychody ze sprzedaży w trzecim kwartale wzrosły o 17% – do 6,2 mld zł rok do roku, natomiast wynik EBITDA wzrósł o 194%, osiągając około 1,5 mld zł.

– To już kolejny kwartał, w którym notujemy nie tylko poprawę zysku netto, ale też wyników we wszystkich segmentach naszej działalności. Podobnie jak w poprzednim kwartale, wpływ na wyniki miał znaczący wzrost wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na dwóch naszych strategicznych inwestycjach – podkreślił Jacek Murawski, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. finansowych. Ponadto, w magazynach gazu mamy zgromadzony przed sezonem zimowym cały możliwy zapas. W tym roku, dzięki konsekwentnej realizacji naszych inwestycji w rozbudowę podziemnych magazynów, jest to po raz pierwszy prawie 2,5 mld m sześć. gazu.

Obligo giełdowe a wyzwania dla rynku gazu

Rafael Świąder

Uchwalenie przez parlament tzw. małego trójpaku zapoczątkowało zasadnicze zmiany wpływające na warunki funkcjonowania rynku gazu ziemnego. Jedną z kluczowych zmian jest wprowadzenie progresywnego obligo giełdowego, które stanowi obowiązek nałożony *de facto* wyłącznie na Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA.

Obligo giełdowe w założeniu ustawodawcy doprowadzić ma do przyspieszenia procesu liberalizacji rynku gazu. Niemniej osiągnięcie struktury rynku gazu pożądanej przez ustawodawcę wymaga jednak czasu potrzebnego uczestnikom tego rynku do nauki nowych zasad funkcjonowania otoczenia regulacyjnego.

PGNiG od początku prac legislacyjnych podkreślał, że ostateczny kształt obligo giełdowego powinien być dostosowany do aktualnej struktury polskiego rynku gazu. Podnoszony był zwłaszcza argument braku adekwatności uwag dotyczących skutków obowiązywania obligo na rynku energii elektrycznej. Po pierwsze, obligo na rynku energii elektrycznej nałożone zostało na innym szczeblu łańcucha gospodarczego (na wytwórców, a nie na spółki obrotu). Po drugie, ustanowione zostało na znacznie niższym poziomie (15, a nie 55%). Po trzecie, okres *vacatio legis* dla obligo giełdowego na rynku energii elektrycznej był znacznie dłuższy niż dla obligo na rynku gazu ziemnego (6 miesięcy, a nie 14 dni).

PGNiG dowodził również, że niezwykle trudne będzie wygenerowanie przez uczestników rynku odpowiedniego poziomu popytu na gaz oferowany na giełdzie w ramach realizacji obligo giełdowego.

Dotychczasowe doświadczenia związane z funkcjonowaniem giełdy gazu pokazują zasadność argumentów prezentowanych przez PGNiG. Wzrastająca powoli płynność giełdy gazu nie osiągnęła jeszcze zadowalającego poziomu. Stan ten wynika nie z opieszałości lub braku woli aktywnego uczestnictwa w rynku giełdowym ze strony PGNiG, ale z uwarunkowań rynkowych po stronie popytowej. Obecnie niewiele jest silnych kapitałowo spółek obrotu, które posiadałyby odpowiednie kompetencje oraz zainteresowane byłyby pozyskiwaniem gazu na giełdzie. Jeśli przeanalizujemy zachowania uczestników rynku po stronie podaży i popytowej, to dostrzeżemy dysproporcję w zainteresowaniu giełdą jako forum transakcyjnym. PGNiG w pełni świadomy jest swoich obowiązków ustawowych związanych z koniecznością wykonania obligo, dlatego podejmuje działania zmierzające do jego realizacji. Zmierzając do realizacji obligo giełdowego w aktualnych warunkach, PGNiG podjął do tej pory następujące działania:

- zmienił politykę cenową na giełdzie poprzez wystawianie na rynku gazu TGE S.A. ofert sprzedaży gazu po cenach, dla których punktem odniesienia są ceny tego surowca na obszarach rynkowych Europy Północno-Zachodniej,

- zawarł z TGE S.A. umowę na pełnienie funkcji animatora giełdy,
- rozpoczął sprzedaż gazu na giełdzie w ramach aukcji.

Brak odpowiedniego zainteresowania giełdą gazu uczestników rynku po stronie popytowej wynika z większej atrakcyjności rynku pozagiełdowego (OTC) dla odbiorców gazu. Rynek OTC – w przeciwieństwie do rynku giełdowego – zapewnia odpowiednią elastyczność produktów. Atrakcyjność rynku pozagiełdowego wynika również ze specyfiki systemu płatności (brak konieczności uprzedniej zapłaty za towar), a także niższych kosztów transakcyjnych (uczestnictwo w giełdzie wiąże się z koniecznością ponoszenia opłat oraz depozytów). Niezwykle istotny jest również fakt, iż uczestnictwo w giełdzie wymaga dysponowania wykwalifikowaną kadrą, posiadającą odpowiednie kompetencje w zakresie obrotu giełdowego. Czynniki te pozostają nie bez znaczenia w sytuacji, gdy uczestnicy rynku gazu od lat funkcjonowali na rynku w warunkach relacji bilateralnych z dostawcą.

Opisana powyżej charakterystyka porównawcza rynku giełdowego i rynku pozagiełdowego pokazuje, że konieczne jest podejmowanie działań zmierzających do zwiększenia atrakcyjności giełdy gazu jako forum transakcyjnego oraz zapewnienie odpowiedniego czasu uczestnikom rynku uczącym się dopiero nowych zasad jego funkcjonowania. Wykształcenie się spółek obrotu, generujących odpowiedni popyt na gaz oferowany na giełdzie, doprowadzić może w przyszłości do powstania dwóch wyraźnie wyodrębnionych segmentów rynku: hurtowego i detalicznego. Proces ten wymaga jednak czasu i nie należy oczekiwać, że zostanie zrealizowany bez stworzenia bodźców dla budowania popytu na gaz oferowany przez PGNiG w ramach realizacji obligo.

Polska ze względu na swoją specyfikę oraz prowadzone obecnie programy inwestycyjne (terminal LNG w Świnoujściu, budowa korytarza północ-południe, rozbudowa interkonektorów, budowa nowych pojemności, a także mocy magazynowych) ma uzasadnione podstawy do formułowania ambitnych celów w zakresie uczynienia polskiej giełdy gazu regionalnym centrum jego obrotu. Tego ambitnego celu nie osiągniemy jednak bez rzetelnej pracy na rzecz zwiększania atrakcyjności giełdy gazu oraz cierpliwości względem strukturalnych zmian na polskim rynku. PGNiG – jako podmiot odpowiedzialny za zapewnienie podaży na giełdzie – podjął już działania zmierzające do realizacji obligo giełdowego. Teraz nadszedł czas na zwiększenie aktywności strony popytowej. Uczynienie giełdy gazu atrakcyjnym forum obrotu nie zależy bowiem wyłącznie od woli jednego, nawet tak znaczącego jak PGNiG uczestnika rynku.

Autor jest zastępcą dyrektora Oddziału Obrotu Hurtowego PGNiG SA, dyrektorem Departamentu Zarządzania Portfelem.

Rozbudowa systemu dystrybucyjnego gazu ziemnego

Wojciech Grządzielski, Oddział w Poznaniu

Gazowy operator systemu dystrybucyjnego (OSD) planuje rozbudowę systemu dystrybucyjnego na bazie wcześniej opracowanych koncepcji rozwoju, które w horyzoncie długofalowym określają podstawowe wytyczne i kierunki jego rozwoju, tzn. kierunki połączeń systemowych wysokiego ciśnienia, listę potencjalnych obszarów gmin mających duże zapotrzebowanie na gaz ziemny itd. Rozbudowa sieci gazowej oraz nowe połączenia systemowe wysokiego bądź średniego ciśnienia pozwalają nie tylko na gazyfikację, zwiększając stopień dostępu społeczeństwa do sieci gazowej, ale również na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw gazu.

Obecnie dobiegają końca prace związane ze sporządzeniem projektu planu rozwoju poszczególnych oddziałów Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. na lata 2014–2018. Przedmiotowy projekt planu w celu jego uzgodnienia przedłożony został w Urzędzie Regulacji Energetyki oraz we właściwych urzędach marszałkowskich. Projekt planu rozwoju stanowi wyciąg z opisanych powyżej koncepcji. Informacje o rynku gazu oraz czynnikach jego rozwoju w okresie 5-letnim pozwalają decydomentom wybrać te przedsięwzięcia inwestycyjne, które spełniają oczekiwania zarówno spółki dystrybucyjnej pełniącej funkcję OSD, jak i pozostałych użytkowników systemu i interesariuszy.

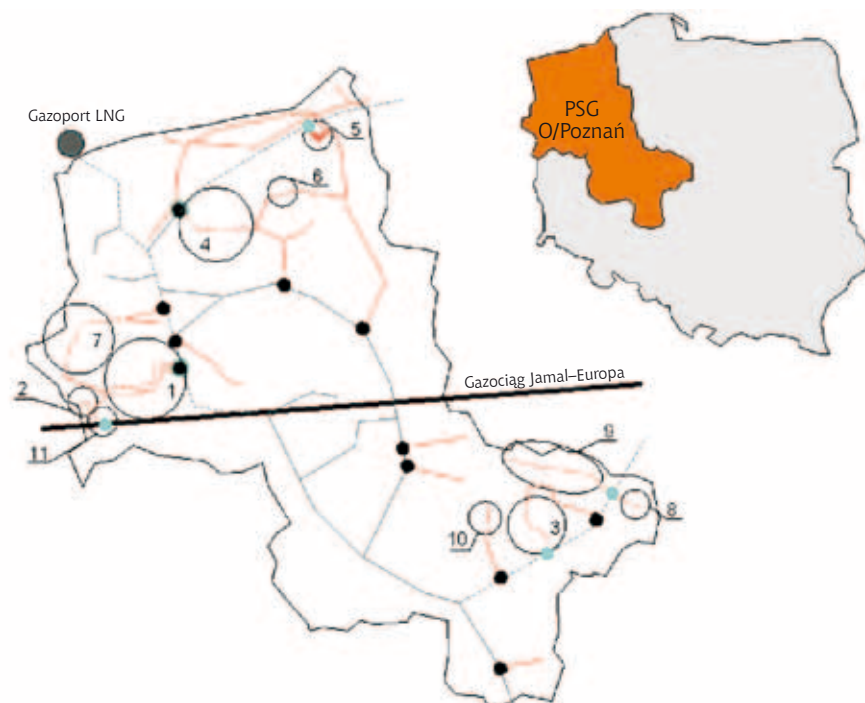
PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu w maju zakończyła prace i przyjęła „Aktualizację koncepcji rozwoju systemu dystrybucyjnego do roku 2030”. Koncepcja, wraz z jej aktualizacją, przedstawia syntetyczne dane o rynku gazu, na którym funkcjonuje Oddział w Poznaniu, uwzględniając informacje o:

- stronie popytu rynku gazu, na którym prowadzi działalność koncesjonowaną (prognozy zapotrzebowania na gaz ziemny wg różnych scenariuszy rozwoju),
- stronie podaży rynku gazu, tzn. możliwości przesyłowe istniejącej dystrybucyjnej sieci gazowej oraz przepustowości w punktach wejścia do tego systemu, kierunki rozbudowy gazociągów w/c, których funkcje podzielić można na: a) zwiększające bezpieczeństwo dostaw gazu, b) zwiększające dostęp społeczeństwa do sieci gazowej (gazyfikacje nowych obszarów gmin), oraz o wyselekcjonowaniu „wąskich gardeł” w systemie dystrybucyjnym.

Działalność PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu w zakresie rozwoju systemu gazowego jest spójna z „Polityką energetyczną państwa do roku 2030”, przyjętą uchwałą 202/2009 Rady Ministrów w 2009 roku. Elementów spójności należy się dopatrywać w wybranych szczegółowych celach, takich jak:

- „zapewnienie alternatywnych źródeł i kierunków dostaw gazu do Polski”, czego przykładem są planowane inwestycje sieciowe związane z rozbudową dystrybucyjnej sieci gazowej wysokiego ciśnienia w północnej części województwa lubuskiego, umożliwiające m.in. potencjalne połączenie systemów gazowych Polski i Niemiec (połączenie lokalne),
 - „rozbudowa systemu (...) dystrybucyjnego gazu ziemnego”, czego efektem są wszystkie planowane inwestycje sieciowe, ujęte w projekcie planu rozwoju, związane z rozbudową i modernizacją dystrybucyjnej sieci gazowej, zwłaszcza inwestycje technologiczne zmierzające do stworzenia „pierścieniowej” struktury połączeń sieci gazowej wysokiego ciśnienia.
- Wśród określonych w „Polityce energetycznej państwa do roku 2030” „działań zmierzających do dywersyfikacji dostaw (...)”, działalność Oddziału w Poznaniu w zakresie planowania rozwoju jest spójna z takimi działaniami jak:
- „właściwa polityka taryfowa (...)”,
 - „realizacja inwestycji umożliwiających zwiększenie wydobycia gazu ziemnego na terytorium Polski”, czego efektem po stronie podaży rynku gazu są połączenia gazowego systemu dystrybucyjnego z Kopalnią Gazu Ziemnego Kościan-Brońsko (dystrybucja gazu ziemnego zaazotowanego Lw w kierunku obiektów

Schemat 1. Proponowane projekty inwestycyjne w systemie dystrybucyjnym do ujęcia w liście inwestycji towarzyszących terminalowi regazyfikacyjnemu skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu



- istn. przesyłowe sieci gazowe OGP GAZ-SYSTEM S.A.
- proj. przesyłowe sieci gazowe OGP GAZ-SYSTEM S.A. ujęte w ustawie i proj. zmiany ustawy
- istn. dystrybucyjne sieci gazowe w/c – OSD – PSG O/Poznań
- proj. dystrybucyjne sieci gazowe w/c – OSD – PSG O/Poznań proponowane do ujęcia w projekcie zmiany ustawy
- istn. punkty wyjścia (w/c) z systemu przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM zasilające dystrybucyjną sieć gazową w/c PSG O/Poznań
- proj. punkty wyjścia (w/c) z systemu przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM zasilające dystrybucyjną sieć gazową w/c PSG O/Poznań
- rozbudowa istn. punktów wyjścia (w/c) z systemu przesyłowego OGP GAZ-SYSTEM zasilających dystrybucyjną sieć gazową w/c PSG O/Poznań

KGHM (turbin gazowych) oraz gmin Kościan, Śmigiel, Włoszakowice, Lipno, Leszno, Wschowa) oraz potencjalne połączenie z Kopalnią Gazu Ziemnego Komorze-Lisewo, zlokalizowaną na terenie gminy Pyzdry, co umożliwi przyszłą dystrybucję gazu zaazotowanego Lw na terenie gmin Pyzdry, Kołaczkowo i Zagórów,

- „dywersyfikacja dostaw poprzez budowę systemu (...) umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z kierunku północnego, zachodniego oraz budowa połączeń międzysystemowych (...)”, co znajduje odzwierciedlenie w podjętych przedsięwzięciach inwestycyjnych opisanych poniżej,
- „wsparcie inwestycji infrastrukturalnych z wykorzystaniem funduszy europejskich”,
- „działania legislacyjne, mające na celu likwidację barier inwestycyjnych, zwłaszcza w zakresie dużych inwestycji infrastrukturalnych (...) oraz inwestycji liniowych”, czego efektem jest bieżące opiniowanie aktów prawnych (ustaw i rozporządzeń), oraz standaryzacji i normalizacji przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa i Polskim Komitecie Normalizacyjnym.

„Dywersyfikacja dostaw poprzez budowę systemu (...) umożliwiającego dostawy gazu ziemnego z kierunku północnego, zachodniego oraz budowa połączeń międzysystemowych (...)”

Ustawa z 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego gazu ziemnego

w Świnoujściu (Dz.U. 2009.84.700 z późn. zm.) określiła zasady przygotowania, realizacji i finansowania inwestycji gazoportu LNG oraz inwestycji towarzyszących, wymaganych w aspekcie poprawy bezpieczeństwa państwa. W 2012 roku w ramach konsultacji społecznych pojawił się projekt zmiany ww. ustawy, rozszerzający listę inwestycji towarzyszących w art. 38 pkt. 2 ustawy. Jednakże lista przedsięwzięć inwestycyjnych ograniczała się jedynie do systemu przesyłowego, bez uwzględnienia przedsięwzięć w systemie dystrybucyjnym.

Zapewnienie ciągłości i stabilności dostaw paliwa gazowego, zaspokajającego potrzeby odbiorców końcowych (gospodarstw domowych oraz odbiorców komer-

Dane spółki:

Polska Spółka Gazownictwa sp. z o. o
01-224 Warszawa
ul. Marcina Kasprzaka 25

NIP: 525 24 96 411

REGON: 142739519

Kapitał zakładowy: 10 454 206 550 PLN

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

cyjnych), jest możliwe **przy jednoczesnej rozbudowie wymaganej infrastruktury w systemie przesyłowym, dystrybucyjnym i sieci gazociągów kopalnianych**. Brak wyżej opisanej synergii może doprowadzić do wystąpienia lokalnych „wąskich gardeł”, ograniczających odbiór gazu ziemnego z systemu przesyłowego do systemu dystrybucyjnego i jego dalsze dostarczenie do odbiorców końcowych.

Integracja i spójność rozwoju systemu przesyłowego i dystrybucyjnego pozwala zapewnić bezpieczeństwo energetyczne na poziomie województw i gmin. Brak uwzględnienia wymaganych kierunków rozbudowy dystrybucyjnego systemu gazowego, jako kolejnego „ogniwa” w transporcie gazu ziemnego od źródła, np. terminalu LNG do odbiorców końcowych, nie zwiększy stopnia dostępu społeczeństwa do sieci gazowej ani nie spowoduje wzrostu udziału gazu w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii, co znacząco ograniczy pozytywny wpływ na sytuację i rozwój regionów.

Mając to wszystko na uwadze, w projekcie planu rozwoju PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu na lata 2014–2018 przyjęto m.in. wybrane kierunki rozbudowy sieci gazowej wysokiego ciśnienia, wynikające z przedmiotowej koncepcji rozwoju, tj.:

- **w obszarze północnej części województwa lubuskiego:** planowana rozbudowa systemu gazowego w/c relacji Kłodawa–Witnica–Kostrzyn n/Odrą (Obszar A: projekt 1 i 2),
- **w południowo-wschodniej części województwa wielkopolskiego:** planowana rozbudowa systemu gazowego w/c relacji Malanów–Tuliszków–Konin Rumin (Obszar C: projekt 3),
- **w województwie zachodniopomorskim:** planowana rozbudowa systemu gazowego w/c relacji No-

wogard–Dobra–Łobez oraz planowana rozbudowa systemu gazowego w/c relacji Zespół Śluz Koszalin–Węzeł Stare Bielice (Obszar B: projekt 4 i 5).

Wymienione przedsięwzięcia inwestycyjne przedstawiono na zamieszczonym schemacie. Projekty inwestycyjne wraz z pozostałymi zaplanowanymi na kolejne lata planowania inwestycjami w systemie dystrybucyjnym **pozwalają na dostawy gazu ziemnego z kierunku północnego, zachodniego poprzez budowę systemu i połączeń międzysystemowych, umożliwiając tym samym dywersyfikację dostaw**.

Analizowane projekty inwestycyjne od roku 2010 były tematem konsultacji grupy roboczej przedstawicieli OSP i OSD, dzięki którym wypracowano spójność kierunków planowania systemów gazowych. Potwierdzeniem utrzymania przyjętych kierunków rozwoju systemu gazowego było spotkanie konsultacyjne projektów planu rozwoju OSP i OSD w maju 2013, na którym omówiono również przedmiotowe tematy inwestycyjne. Czynnikiem spójności planowania jest również fakt ujęcia powyższych kierunków rozbudowy systemu gazowego w dokumentach planistycznych zarządów województw.

Mimo dotychczasowego braku uwzględnienia tych inwestycji w ustawie, jako inwestycji towarzyszących gazoportu LNG, PSG Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu podejmuje na bieżąco czynności zmierzające do budowy tego systemu. Ich ujęcie w specustawie znacznie ułatwiło proces projektowo-budowlany, zmniejszając ryzyko inwestycyjne do minimum i budowę infrastruktury w zakładanych terminach.

dr inż. Wojciech Grzędzielski, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Oddział w Poznaniu

Dwa wieki krakowskiego gazownictwa

Grzegorz Mleczo, Oddział w Tarnowie

Krakowskie gazownictwo posiada bogate, prawie 180-letnie tradycje. To właśnie Kraków był pierwszym polskim miastem, w którym lampy gazowe oświetliły ulice. Było to w roku 1830, kiedy Karol Mohr, profesor Instytutu Technicznego w Krakowie, dla zapoznania swoich uczniów z nowym wynalazkiem zainstalował kilka lamp gazowych przy ul. Gołębiej. Jednak prawdziwa „era gazu” w podwawelskim grodzie rozpoczęła się 22 grudnia 1857 roku, kiedy uruchomiono w mieście gazownię i oddano pierwsze odcinki sieci gazowej.



Izba Tradycji Krakowskiego Gazownictwa mieści się w jednym z budynków przy ul. Gazowej 16.

Cenne pamiątki i eksponaty pamiętające tamte czasy zostały zebrane w jedno miejsce i 10 grudnia 2013 r. otwarto Izbę Tradycji Krakowskiego Gazownictwa, mieszczącą się w zabytkowym budynku Zakładu w Krakowie przy ul. Gazowej 16. Otwarcia izby dokonali: Robert Banaś, dyrektor Oddziału w Tarnowie, Piotr Niewiarowski, dyrektor Zakładu w Krakowie, oraz jego emerytowany dyrektor – Aleksander Stępniewski. Pierwszymi zwiedzającymi wystawę, jeszcze przed jej oficjalnym otwarciem, byli przedstawiciele Zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa.

Początek gazowni jako zakładu, którego początkowym celem było wytwarzanie z węgla gazu, służącego do oświetlenia miejskich ulic oraz budynków, wiąże się z 16 kwietnia 1856 roku, kiedy to władze Krakowa podpisały układ z Niemieckim Kontynentalnym Towarzystwem Gazowym w Dessau. Rok później oddano pierwsze odcinki miejskiej sieci gazowej i – co najważniejsze – wokół Rynku zapłonęły pierwsze lampy gazowe.

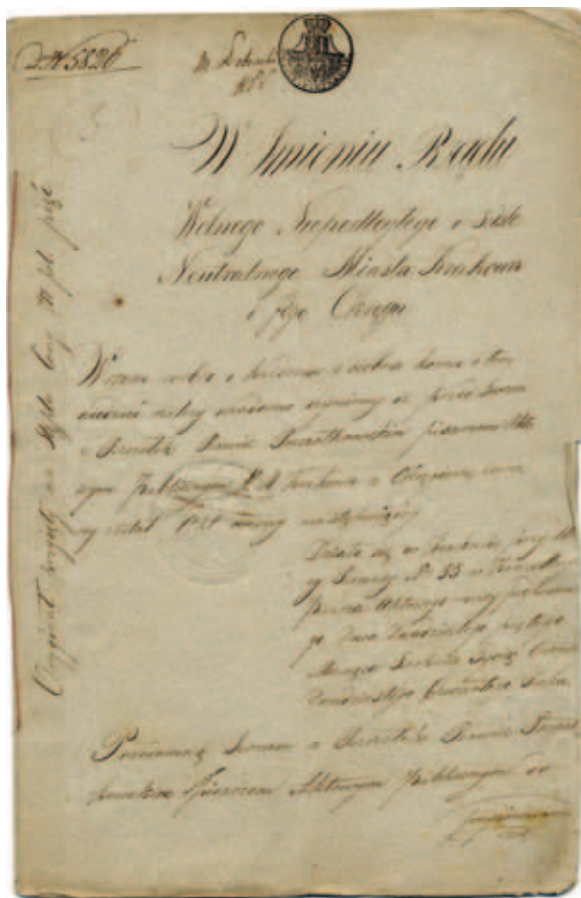
Odtąd gazownia stała się jednym z najważniejszych przedsiębiorstw realizujących zadania z zakresu miejskiej gospodarki komunalnej, należących, podobnie jak wodociągi, elektrownia i komunikacja miejska, do standardowego „klucza” służb inżynierii miejskiej. Początkowo była przedsiębiorstwem prywatnym, opartym na kapitale zagranicznym, by w 1886 roku stać się pierwszą na ziemiach polskich niezależną od przedsiębiorstw niemieckich gazownią, wykupioną przez miasto.

Kompleks budynków przemysłowych gazowni przy ul. Gazowej 16 zachował – choć mocno ograniczoną – pierwotną funkcję. Do dzisiaj przetrwały budynki produkcyjne (aparatownia, kotłownia, fabryka amoniaku, fabryka gazu wodnego), służące obecnie celom biurowym. Kompleks ten wchodzi w skład tzw. kwartału przemysłowego i objęty jest strefą ochrony konserwatorskiej. W XIX i XX wieku był charakterystycznym elementem w krajobrazie miasta. Jego historyczne założenia inżynierskie należą do jednych z najciekawszych w Krakowie.

Zakład w Krakowie, będąc spadkobiercą gazowniczej tradycji, posiada bogate zasoby dokumentów oraz materiałów historycznych, obrazujących prawie dwa wieki tradycji gazownictwa krakowskiego. O wartości tych do-

kumentów świadczą wystawy zorganizowane we współpracy z Muzeum Inżynierii Miejskiej w Krakowie oraz Muzeum Historycznym Miasta Krakowa. Ze względu na znaczące miejsce w „historii technicznej” Krakowa, zakład umieszczony został na Krakowskim Szlaku Techniki.

Decyzję o utworzeniu Izby Tradycji Krakowskiego Gazownictwa podjęto w 2006 roku, podczas obchodów 150-lecia Gazowni Krakowskiej. Jej celem miało być syntetyczne i czytelne pokazanie dziejów krakowskiego gazownictwa, a także zebranie i udostępnienie nieznanych dotąd materiałów archiwalnych i pamiątek. Na cele organizowanej izby przeznaczono część pomieszczeń w remontowanym budynku byłej fabryki gazu wodnego, pochodzącym z lat 1906–1907. Materiały na ekspozycji w izbie zaprezentowano chronologicznie w 6 grupach – powstanie Gazowni w Krakowie – lata 1856–1886, modernizacja przełomu XIX/XX wieku i pierwsza wojna światowa – lata 1886–1918, okres międzywojenny – lata 1918–1939, druga wojna światowa i okres odbudowy – lata 1939–1950, przedsiębiorstwo państwowe – lata 1950–1980, współczesność – po 1980 roku – i uzupełnione grupą przedstawiającą postacie oraz osiągnięcia pracowników na przestrzeni dziejów krakowskiego gazownictwa.



Najstarszy oryginał dokumentu w zasobach Izby Tradycji Krakowskiego Gazownictwa – akt notarialny sporządzony 25 sierpnia 1824 r. – podstawa prawna przejścia na własność miasta terenu późniejszej gazowni.



Uroczyste otwarcie odbyło się 10 grudnia 2013 r.



Pierwszym zwiedzającym izbę był Zarząd PSG.

Ekspozycję tworzy ponad 100 eksponatów. Są to zarówno dokumenty archiwalne (plany sytuacyjne, projekty, szkice, mapy, fotografie), jak i gazomierze, urządzenia laboratoryjne oraz sprzęt gospodarstwa domowego (kuchnie i piecyki gazowe, żelazka na gaz). Najcenniejsze zaprezentowane eksponaty to m.in. akt notarialny pożyczki 5000 zł w monecie srebrnej, sporządzony w 1824 r., sprawozdanie komisji Rady Miejskiej w Krakowie w sprawie gazowej z 1886 r., kontrakt kupna–sprzedaży gruntów od Bractw Izraelickich na Kazimierzu pod rozszerzenie gazowni, z 1896 r., czy pieczęcie „Krakowskiej Gazowni Miejskiej” z przełomu XIX i XX wieku. Ponadto, w izbie zaprezentowanych jest ok. 200 reprodukcji zdjęć zarówno historycznych, jak i współczesnych, przedstawiających pracowników,

objekty i urządzenia. Całość uzupełnia pokaz filmów, zdjęć i wydawnictw – szczególnie cenny jest film pochodzący z lat 30. XX wieku, przedstawiający proces produkcji gazu węglowego w Krakowskiej Gazowni Miejskiej.

Izba zrealizowana została przy dużym zaangażowaniu pracowników Zakładu w Krakowie, scenariusz ekspozycji został opracowany przeze mnie, przy współpracy Alicji Solarz, Mariusza Dobrzańskiego oraz Piotra Narlocha. Wszystkich goszczących w pięknym grodzie Kraka serdecznie zapraszam do obejrzenia ekspozycji przy ul. Gazowej 16.

Grzegorz Mleczo

Zakład w Krakowie

Fot. Mariusz Dobrzański



Izba mieści ponad 100 eksponatów i ok. 200 reprodukcji, wydawnictwa oraz filmy, w tym szczególnie cenny z lat 30. XX w., przedstawiający proces produkcji gazu węglowego.

Wideoinspekcja rur i długi relining

Grzegorz Wydra, Oddział w Warszawie

Upływ czasu i ciągła eksploatacja powodują starzenie się sieci gazowych. Konsekwencją tych czynników staje się konieczność odnawiania istniejących rur gazowych za pomocą technologii, która po renowacji pozwoli na długotrwałą i bezawaryjną pracę gazociągu. Inwestycje muszą objąć przede wszystkim renowację najstarszych i najbardziej wyeksploatowanych odcinków sieci. Zakłady gazownicze w obecnych warunkach swej działalności – z jednej strony – podejmują trud zaspokojenia potrzeb odbiorców paliwa gazowego, czyli dążą do ciągłej rozbudowy sieci i podnoszenia poziomu jakości świadczonych usług, a z drugiej – poszukują rozwiązań obniżających koszty eksploatacji sieci rozdzielczej zaopatrującej w paliwo gazowe.

Stosując właściwej eksploatacji jest nie tylko wydłużenie żywotności istniejących stalowych sieci gazowych czy poprawa bezpieczeństwa eksploatacji sieci dystrybucyjnych, ale przede wszystkim uniknięcie strat finansowych spowodowanych awariami i wymianą skorodowanych odcinków sieci gazowych.

Kompleksowe i rozważne stosowanie wzajemnie uzupełniających się technik renowacji rurociągów i ochrony przeciwkorozyjnej pozwala na zmniejszenie kosztów związanych z utrzymaniem właściwego stanu technicznego sieci gazowej. Zasadniczym czynnikiem powodującym konieczność odnowy przewodów rurowych jest ich niewystarczająca wytrzymałość konstrukcyjna. Utrata stabilności konstrukcyjnej spowodowana jest głównie zużyciem i starzeniem się materiału, które wywołane są najczęściej skutkami procesów korozyjnych, co przyczynia się do wzrostu liczby awarii sieci.

Decyzja inwestora o wyborze technologii modernizacji sieci gazowej musi być poprzedzona szeroką analizą warunków technicznych, ekonomicznych, społecznych i ekologicznych. Analiza techniczna powinna uwzględniać nie tylko realizację danej technologii modernizacji czy stosowanych materiałów, lecz także odnosić się do warunków technicznych późniejszej eksploatacji sieci gazowej. W przygotowanych opracowaniach koncepcji odnowy aspekty ekonomiczne powinny uwzględniać zarówno rzeczywiste koszty realizacji inwestycji (na przykład koszty wykonania wykopu, odwodnienia zajęcia pasa drogowego i odtworzenia konstrukcji nawierzchni), jak i koszty ewentualnego ryzyka inwestycji, jak np. uszkodzenie innych elementów infrastruktury podziemnej w czasie prowadzenia robót metodami tradycyjnymi.

Konieczność realizacji prac w trudnym terenie wymusiła nowe spojrzenie na metody bezwykopowe.

Jednym z najstarszych gazociągów, obsługiwanych przez zakład w Radomiu jest gazociąg średniego ciś-

nia DN300 relacji Lubienia–Sękocin, wybudowany na początku lat 50. minionego wieku. Początkowo eksploatowany jako gazociąg wysokiego ciśnienia, został przedstawiony na średnie ciśnienie ze względu na zły stan techniczny, mający odbicie w licznych nieszczelnościach spowodowanych korozją.

Analiza stanu technicznego tego gazociągu pozwoliła na wytypowanie odcinków wymagających pilnej interwencji.

W związku z przebudową drogi krajowej E-7 i zmianą kategorii tej drogi, Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad nie dopuszczała możliwości budowy gazociągu wykopem otwartym. Część gazociągu przebiegała przez tereny podlegające ochronie przyrody, w bezpośrednim sąsiedztwie drzew objętych ochroną i z obawy przed uszkodzeniem systemu korzeniowego należało bardzo skrupulatnie opracować plany prac ziemnych. Wymagało to przedłożenia wielu dokumentów oraz każdorazowego uzgodnienia robót z konserwatorem przyrody, co

Zestawienie kosztów w zależności od udziału własnego

Koszt wykonania modernizacji



■ wyk. zewnętrzny
■ wyk. zewnętrzny + DUS
■ DUS

opóźniało modernizację. Zaistniała sytuacja wymusiła zastosowanie nowatorskiej metody rehabilitacji rurociągów stalowych. Wybrano metodę reliningu długiego z wykorzystaniem rur polipropylenowych typu PP z dodatkowym płaszczem ochronnym.

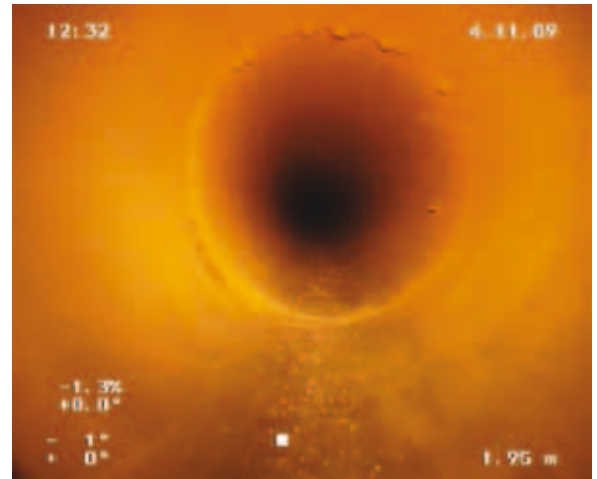
Przeprowadzona analiza ekonomiczna pokazała relację kosztów własnych do cen wykonawcy zewnętrznego, przy różnych wariantach zakresu wykonywanych prac przez wewnętrzną jednostkę zakładu w Radomiu – Dział Usług Specjalistycznych. Uwzględnienie kosztów zastosowania tej metody oraz zdobyte doświadczenie podczas prac pomocniczych zaowocowało odpowiednimi decyzjami zakupowymi (wciągarki liniowej do rur PE technologią reliningu, wciągarki pomocniczej oraz zestawu do inspekcji telewizyjnej EX1).

Modernizacja sieci gazowej wiąże się z wieloma niedogodnościami związanymi z uwarunkowaniami społecznymi i technicznymi, takimi jak długotrwałe wyłączenie ulicy z ruchu lub zakłócenia w ruchu drogowym, ryzyko kolizji i uszkodzenia istniejącej podziemnej infrastruktury technicznej, awarii czy wypadków. Nie bez znaczenia są także koszty odnawiania nawierzchni oraz roszczenia właścicieli gruntów. Aby uniknąć tego typu problemów, w Zakładzie w Radomiu renowację sieci przy zastosowaniu metody długiego reliningu wykonuje Dział Usług Specjalistycznych, który wraz z Sekcją Usług Budowlanych i Eksploatacyjnych tworzy wyspecjalizowana kadra techniczna. Pierwsze prace z wykorzystaniem długiego reliningu zostały wykonane w latach 2009–2010 jeszcze przy współpracy z firmą zewnętrzną:

- odcinek długości 1540 m w miejscowości Siekluki – 2009 r. DN 300/250,
- odcinek długości 1720 m w miejscowości Wsola – 2009 r. DN 300/250,
- odcinek długości 450 m w miejscowości Kępina – 2010 r. DN 300/250.

Obecnie Dział Usług Specjalistycznych, wyposażony w specjalistyczny sprzęt do inspekcji telewizyjnej wnętrza rury stalowej oraz wciągarkę linową, wykonuje takie prace samodzielnie od początku do końca!

We wrześniu i październiku 2013 r. metodą długiego reliningu z wykorzystaniem wideoinspekcji rur wykonano modernizację gazociągu DN 300/250 w Radomiu – odcin-



Fot. 2. Przetop na spawie wewnątrz rurociągu wykonany kamerą inspekcyjną.

nek o długości 1878 m oraz w miejscowości Gózd Stary – odcinek o długości 1220 m.

Ze względu na przebieg trasy obu odcinków gazociągu czasu na ich modernizację było niewiele. Narzucone terminy stanowiły wyzwanie, które zakład podjął, co zaowocowało wykonaniem metodą długiego reliningu ponad trzech kilometrów rur polietylenowych DN 250 w pięć tygodni od pierwszego zgrzewu do zakończenia prac.

Wykonywanie wciągania tak długich odcinków możliwe jest przy zastosowaniu rur PE 100RC z dodatkowym płaszczem polipropylenowym PP.

Już pierwsze prace w roku 2009 pokazały efekty zastosowania tego typu rury.

Polietylen sieciowany o wysokiej odporności na powolną propagację pęknięć, wzmocniony dodatkowym płaszczem polipropylenowym, doskonale spełnia wymogi długiego reliningu.

Do przeprowadzenia inspekcji telewizyjnej rur Dział Usług Specjalistycznych wykorzystał zakupiony zestaw w wykonaniu przeciwwybuchowym (EX1 certyfikat TÜV), pozwalający na pracę w strefach zagrożonych wybuchem w zakresie średnic rurociągów od 100 do 600 mm, który umożliwia pracę w zakresie temperatur od -15 do +45°C, pomiar pochyłości, rejestrację i archiwizację danych, wykonywanie zdjęć charakterystycznych punktów, elektroniczny system przetwarzania danych, a także wciągarkę linową, umożliwiającą wciągnięcie odcinka rury o długości 1000 metrów.

Zaletą zastosowanej metody reliningu, gdzie wciągane jednorazowo odcinki przekraczały długość 600 metrów, jest to, iż renowacja nie powodowała zakłóceń w ruchu pojazdów i pieszych. Nie miała negatywnego wpływu na środowisko naturalne, a ponadto montowane tą metodą przewody to nowoczesne rury o samonośnej statyce. Koszty stosowania metody reliningu utrzymywały się na niskim poziomie. Dzięki krótkiemu okresowi montażu zminimalizowano koszty związane z zajęciem pasa drogowego, odtwarzaniem nawierzchni utwardzonych oraz wypłat odszkodowań osobom fizycznym.

Grzegorz Wydra
Zakład w Radomiu



Fot. 1. Wciągarka liniowa do rur PE – relining.

Wykrywanie i likwidacja nielegalnego poboru gazu – współpraca z policją

Mieczysław Kobierski, Oddział we Wrocławiu

Wrocławski Oddział Polskiej Spółki Gazownictwa od lat (do lipca 2013 r. jako Dolnośląska Spółka Gazownictwa) rozwija współpracę z dolnośląską policją w celu zapobiegania i wykrywania niebezpiecznego procederu nielegalnego poboru gazu.

W kilku ostatnich latach, jeszcze w strukturach Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa, z inicjatywy zarządu spółki zorganizowano wiele spotkań i szkoleń z przedstawicielami policji z całego obszaru województwa dolnośląskiego. Rozpoczęło się od współpracy z komendantem miejskim policji we Wrocławiu w 2008 roku, a potem z kilkunastoma komisariatami aglomeracji wrocławskiej. W kolejnych latach odbywały się również spotkania na szczeblu Komendy Wojewódzkiej Policji we Wrocławiu, w wyniku czego doszło do szkolenia komendantów aglomeracji miejskich z całego województwa. Celem tych spotkań było szersze nawiązanie współpracy ze służbami policji z danego obszaru, która pozwoliłaby na zwiększenie efektów kontroli, zwłaszcza w trudnych wypadkach. Obok efektów szkoleniowych spodziewaliśmy się uzyskać większe włączenie się policji do współpracy ze służbami kontroli i służbami eksploatacyjnymi Rejonów Dystrybucji Gazu w zakresie eliminowania nielegalnego poboru. Na spotkaniach tych odbywał się pokaz multimedialny na temat nielegalnego poboru gazu. Zebrani poznawali przepisy prawa energetycznego i rozporządzeń wykonawczych w kwestii wykonywania kontroli prawidłowości odbioru gazu. Omawiano również różne stosowane sposoby kradzieży gazu. Na zakończenie pokazu wskazywano na zagadnienia i sytuacje, w których kontrolerom szczególnie zależy na pomocy i obecności funkcjonariuszy policji. Dotyczyły to:

- klientów niedopuszczających do przeprowadzenia kontroli (uzasadnione podejrzenie o kradzież gazu);
- sytuacji, gdy podczas kontroli klient staje się agresywny i utrudnia jej kontynuowanie;
- sytuacji, w których zlokalizowano NPG, a nie ma właściciela lokalu/budynku lub w trakcie kontroli opuścić on lokal;
- przeprowadzania wspólnych, wcześniej umówionych akcji kontroli odbioru gazu w lokalach/budynkach z podejrzaniem o NPG.

Kontrolerzy odbioru gazu nazywani są w naszej firmie „policją gazową”, nie ma ona jednak uprawnień przysługujących policji. Dlatego często, w konkretnych wypadkach kontroli u odbiorców, prawdziwa policja wzywana jest do pomocy i trzeba przyznać, że pomoc ta daje wymierne efekty, nieraz nawet zaskakujące. Zdarza się na przykład, że lokatorzy nie chcą wpuścić kontrolerów, ale po wezwaniu na pomoc policji zmieniają zdanie.

PRZESTĘPSTWO CZY WYKROCZENIE?

Z kradzieżą gazu wiąże się często zgłaszanie tego faktu do organów ścigania. Robi to dystrybutor gazu, który ponosi straty z tego tytułu, ale także sama policja wszczyna z urzędu dochodzenie w tej sprawie. Swego czasu nasza firma, z pomocą swoich radców prawnych, przygotowała oficjalne stanowisko (opinię) w tej sprawie. Opinia ta przeznaczona była właśnie dla policji, aby poszerzyć naszą współpracę i wiedzę w tym zakresie. Poniżej obszerny fragment tej opinii.

„Przez długi, wieloletni okres nielegalny pobór gazu traktowany był przez sądy i prokuratury jak przestępstwo przewidziane w art. 278 § 5 kodeksu karnego (w związku z art. 278 § 1 k.k.), czyli jako kradzież energii. Jakiś czas temu Sąd Najwyższy uznał (słusznie!), że gaz nie jest energią, lecz nośnikiem energii i w związku z tym kradzież gazu jest kradzieżą rzeczy ruchomej (w rozumieniu kodeksu karnego), co oznacza, że do nielegalnego poboru gazu nie może być stosowany art. 278 § 5 k.k., a jedynie § 1 tego artykułu k.k.

Ponieważ art. 119 kodeksu wykroczeń uznaje kradzież rzeczy ruchomej o wartości nieprzekraczającej 250 zł (planuje się podwyższenie tej kwoty) za wykroczenie, a nie przestępstwo określone w kodeksie karnym, przy zastosowaniu art. 278 § 1 k.k. konieczne jest wykazanie, że wartość skradzionego gazu przekracza 250 zł (co nie jest wymagane przy kradzieży energii, która to kradzież zawsze jest przestępstwem, a nie wykroczeniem). Ani prokuratury, ani sądy nie chcą uznać wysokości opłat za nielegalny pobór gazu, określonych w taryfie, za wartość skradzionego gazu. W tej sytuacji spółka gazownictwa nie ma praktycznie możliwości (poza wyjątkowymi przypadkami) wykazania, że wartość skradzionego gazu przekracza 250 zł. To oznacza, że ściganie sprawcy nielegalnego poboru gazu może odbywać się wyłącznie w oparciu o art. 119 kodeksu wykroczeń.

W zaistniałej sytuacji traktowanie nielegalnego poboru gazu jako wykroczenia, a nie przestępstwa, nie

powinno mieć zasadniczego znaczenia dla interesów dystrybutora gazu, z następujących powodów:

Opłaty taryfowe za nielegalny pobór gazu mogą być egzekwowane w całości na podstawie orzeczeń sądów w postępowaniu cywilnym. Do tego nie jest potrzebne stwierdzenie przez sąd popełnienia przestępstwa.

Orzeczenie sądu w sprawie o wykroczenie ma taką samą wartość, jeżeli chodzi o winę sprawcy, jak wyrok sądu w sprawie o popełnienie przestępstwa.

Art. 119 kodeksu wykroczeń przewiduje za kradzież gazu karę aresztu, ograniczenia wolności albo grzywny. Jako element prewencji są to kary wystarczające.

W związku z powyższym nie ma uzasadnienia dla upierania się, że nielegalny pobór gazu zawsze jest przestępstwem, skoro interesy spółek gazownictwa będą równie dobrze chronione w przypadku uzyskiwania orzeczeń skazujących w postępowaniach o wykroczenia.

Oskarżycielem publicznym w sprawach o wykroczenia jest z zasady policja (art. 17 kodeksu postępowania w sprawach o wykroczenia). Należy więc kierować żądanie ścigania sprawcy nielegalnego poboru gazu i jego ukarania, do policji, która występowałaby przed sądami w roli oskarżyciela publicznego.

Jedynym elementem pogarszającym sytuację spółki gazownictwa w sprawach o wykroczenia, jest krótszy, niż w przypadku przestępstw, okres przedawnienia. Zgodnie z art. 45 § 1 kodeksu wykroczeń, «karalność

wykroczenia ustaje, jeżeli od czasu jego popełnienia upłynął rok; jeżeli w tym okresie wszczęto postępowanie, karalność wykroczenia ustaje z upływem 2 lat od popełnienia czynu». Jednak nie ma powodu, aby dopuszczać do takiego przedawnienia.”

CO DALEJ?

Wracając do samych kontroli i współpracy z policją z całą pewnością warto kontynuować współpracę. Jest jeszcze bowiem wiele do zrobienia. Na przykład szczegółowe określenie możliwości prawnych obu stron w zakresie przeprowadzania kontroli, dostępu do gazomierza itp. Na razie, mimo wejścia w życie nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne”, możliwości kontrolerów nadal generalnie ujęte są w rozporządzeniu ministra gospodarki z 11 sierpnia 2000 roku w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz.U. nr 75, poz. 866). Jest w tej ustawie trochę niejasnych sformułowań w zakresie dotyczącym prowadzenia kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne i należy się spodziewać, że nowe rozporządzenie wykonawcze to uporządkuje. Czekamy zatem na nie z niecierpliwością.

Mieczysław Kobierski, kierownik Działu Kontroli Odbioru Gazu, Pion Eksploatacji PSG sp. z o.o. Oddział we Wrocławiu

GIS – czy niemożliwe można urzeczywistnić?

Wiktor Matuszek, Oddział w Zabrze

Szybka, wiarygodna i przestrzennie zorientowana informacja jest podstawą prawidłowego zarządzania przedsiębiorstwem sieciowym. Decyzje biznesowe muszą być oparte na danych opisujących stan majątku oraz danych skojarzonych, pochodzących z różnych źródeł, dostępnych w odpowiednim momencie dla wszystkich komórek organizacyjnych zaangażowanych w proces decyzyjny. Temu właśnie służy system scalający wszystkie przestrzennie zorientowane informacje – GIS, łączący informacje „gdzie” (lokalizacja), „co” (atrybuty opisowe) i „ile kosztuje” (wartość). Zintegrowany System Zarządzania Informacją (ZSZI) budowany jest w Polskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. Oddział w Zabrze z wykorzystaniem trzech podstawowych narzędzi aplikacyjnych, w skład których wchodzi system klasy ERP, SCADA i GIS. Integracja (ERP, SCADA i GIS) jest założeniem pierwotnym systemu, co umożliwia wspólne prace różnych zespołów oraz przyję-

cie wspólnych zasad identyfikacji obiektów, komunikacji czy nazewnictwa (słowników).

Podstawowymi celami wdrożenia systemu są:

- jednokrotna inwentaryzacja majątku sieciowego dla wielu zastosowań (eksploatacja, dyspozycja, hydraulika, środki trwałe, obsługa klienta),
- integracja procesów biznesowych opartych na wiedzy o majątku sieciowym,
- zapewnienie aktualizacji danych o majątku sieciowym i propagacja tych zmian w całym systemie,
- powszechność i prostota dostępu do repozytorium danych i usług majątku sieciowego.

Integrowane systemy pozwalają zarządzać przedsiębiorstwem sieciowym z wykorzystaniem przestrzennie zorientowanej wiedzy.

Stanowiska systemu dostępne są poprzez sieć rozległą w całym przedsiębiorstwie i dzielą się ze względu na swoją funkcjonalność na:

- stanowiska pełnej edycji danych (dane geometryczne i opisowe),
- stanowiska rejestracji zdarzeń eksploatacyjnych,
- stanowiska rejestracji danych majątkowych,
- stanowiska dostępu do danych w trybie odczytu (analiza, przeglądanie, wydruki).

Na etapie wdrożenia główny nacisk integracji został ukierunkowany na powiązanie danych przestrzennych systemu GIS z modułami: Inwestycje i Remonty, Eksploatacja oraz modułem finansowym systemu klasy ERP. Moduły te dostarczają użytecznego narzędzia dla planowania i realizacji wszelkich zadań inwestycyjnych, remontowych i eksploatacyjnych w organizacji. Umożliwiają zarówno planowanie i przeprowadzanie zadań inwestycyjnych i remontowych wynikających z założonych wcześniej planów działań, jak i realizację doraźnych prac remontowych (np. usuwania usterek i awarii). Moduły te wykorzystywane są w zabrzańskim oddziale do ewidencji zdarzeń związanych z eksploatacją, remontami i inwestycjami w formie zawiadomień i zleceń oraz projektów, a także do opisu obiektów na podstawie danych z GIS od strony technicznej.

Wdrożenie modułów zarządczych do obszaru inwestycji i remontów, obszaru eksploatacji i obszaru gospodarki materiałowej umożliwi osiągnięcie wymierzonych korzyści, takich jak:

- usprawnienie procesów przygotowania i realizacji planów inwestycyjnych i remontowych,

- dostęp do aktualnych informacji dotyczących planów inwestycyjnych remontowych oraz ich składowych,
- integracja wszystkich aspektów procesu gospodarki remontowej, włącznie z planowaniem potrzeb materiałowych i zasobów roboczych,
- możliwość budowania bazy informacji dla określania kosztów inwestycji, remontów i eksploatacji majątku na różnych poziomach i w konsekwencji obniżenie kosztów,
- łatwy dostęp do danych umożliwiających decyzje o naprawie czy zastępowaniu obiektów technicznych,
- elektroniczny obieg informacji pozwalający usprawnić koordynację, planowanie i realizację prac eksploatacyjnych,
- umożliwienie, w powiązaniu z systemem GIS, szerokiego dostępu do aktualnych danych dotyczących zarządzanego majątku oraz zdarzeń z nim związanych.

System GIS obrazuje również przebieg życia obiektu – od jego zarysu myślowego, poprzez projekt, jego eksploatację do fizycznej likwidacji. Narzucenie ścisłego rygoru kontroli danych technicznych w systemie GIS pozwala na znaczące podniesienie jakości i spójności dokumentacji technicznej eksploatowanej sieci gazowej, a co za tym idzie – jakości danych gromadzonych w technicznej, przestrzennie zorientowanej bazie danych, wraz z ujęciem majątkowym.

Za dar serca

Maja Girycka, Oddział w Zabrzu

Zabrzański Oddział Polskiej Spółki Gazownictwa został uhonorowany statuetką „Serce za serce”, wyróżnieniem przyznawanym przez Fundację Rozwoju Kardiologii im. prof. Zbigniewa Religi. Tą prestiżową nagrodę Oddział w Zabrzu otrzymał za hojność, pomoc, i społeczną odpowiedzialność.

Uroczystość odbyła się 23 listopada podczas XXII koncertu „Serce za serce”, organizowanego przez fundację w podziękowaniu jej darczyńcom i przyjaciółom. W imieniu oddziału statuetkę odebrał Dariusz Jarczyk, dyrektor oddziału. Koncert „Serce za serce” uświetnił zespół Golec uOrkiestra.

Spółka od wielu lat wspiera polską kardiologię poprzez współpracę z Fundacją Śląskiego Centrum Chorób Serca i Fundacją Rozwoju Kardiologii im. prof. Zbigniewa Religi. Fundacja Rozwoju Kardiologii im. prof. Zbigniewa Religi prowadzi badania nad protezami i zastawkami serca oraz z dziedziny biocybernetyki i nowoczesnej biotechnologii. Misja fundacji może być realizowana dzięki środkom pochodzącym z dotacji, subwencji, grantów naukowo-badawczych oraz darowizn od osób, firm i insty-



tucji, którym bliski jest rozwój polskiej kardiologii. Dla uhonorowania najhojniejszych darczyńców od 1992 r. w Domu Muzyki Tańca w Zabrzu organizowane są koncerty „Serce za serce”, podczas których najwięksi sprzymierzeńcy fundacji otrzymują statuetki zaprojektowane przez znanego krakowskiego rzeźbiarza, Bronisława Chromego.

Koncerty gromadzą co roku osobistości życia politycznego, gospodarczego, kulturalnego, przedstawiciele środowisk medycznych, naukowych oraz mediów. Ceremonia wręczenia nagród odbywa się w atrakcyjnej oprawie artystycznej, z udziałem takich sław jak Plácido Domingo, José Carreras, Montserrat Caballé, Chris de Burghczy, Państwowy Teatr Opery i Baletu w Lwowie.

Zmiany na rynku gazu z perspektywy GAZ–SYSTEM S.A.

Sara Piskor

W wyniku wprowadzonych przez GAZ–SYSTEM S.A. zmian w modelu rynku gazu wzrosło zainteresowanie klientów usługą przesyłową. Łącznie w roku gazowym 2013 GAZ–SYSTEM S.A. świadczył usługę przesyłania paliwa gazowego krajowym systemem przesyłowym i systemem gazociągów tranzytowych na podstawie 63 umów przesyłowych. GAZ–SYSTEM S.A. zaobserwował też wzrost samodzielności dużych odbiorców gazu ziemnego, którzy częściowo przejęli prawa do przepustowości dotychczas zarezerwowanych dla ich dostawców. Podmioty te budują własne kompetencje dyspozytorskie przesyłowe i zakupowe.

Ostatnie dwa lata (kalendarzowe) to okres bardzo intensywnych zmian w modelu rynku, zaproponowanym przez GAZ–SYSTEM S.A. Za podstawową zasadę kontraktowania usług przesyłowych – zgodnie z europejskimi standardami – przyjęliśmy „uśpioną” dotychczas zasadę plecaka, czyli podążanie przepustowości za odbiorcą, a nie za dostawcą gazu. Połączenie tych rozwiązań z wprowadzeniem punktów wirtualnych (rozdzieleniem fizycznych przepływów gazu od jego przepływu handlowego), zaowocowało rosnącym usamodzielnianiem się odbiorców gazu i wzrostem liczby klientów GAZ–SYSTEM S.A., którzy coraz aktywniej korzystają z sieci przesyłowej.

Efekty są następujące: w skróconym, 2013 roku gazowym z usługi przesyłania gazu ziemnego krajowym systemem korzystało już 47 klientów. Tylko w 9 miesięcy roku gazowego 2013 łącznie GAZ–SYSTEM S.A. przetransportował dla swoich klien-

tów 12,8 mld metrów sześć./158,4 TWh gazu, zaś dzięki usłudze wirtualnego rewersu oraz nowym możliwościom importowym na granicy polsko-niemieckiej i polsko-czeskiej możliwy był import gazu z kierunku zachodniego na poziomie 2,44 mld metrów sześć./27,4 TWh gazu ziemnego do Polski.

Zgodnie z zapisami „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej”, przyjętej decyzją prezesa URE z 24 lipca 2012 r., rok gazowy 2013 spółka rozpoczęła na zasadach dostosowanych do norm europejskich, dotyczących czasu trwania doby gazowej (godz. 6.00–6.00) oraz stosując do bilansowania handlowego jednostki energii (kWh).

Instrukcja wdrożyła nowy model kontraktowania usług w GAZ–SYSTEM S.A.: zawarcie nowej ramowej umowy przesyłowej sprowadza się do formalnej rejestracji, a rozbudowa umowy o przydział zdolności i przydział przepustowości dla konkretnych punktów wejścia i wyjścia może następować w dowolnym momencie i według potrzeb klienta. W 2013 roku gazowym GAZ–SYSTEM S.A. zawarł 98 takich aneksów.

Zmieniony został również sposób zamawiania usługi dystrybucji i magazynowania gazu. Klienci zwracają się do operatorów o świadczenie usług, natomiast techniczna współpraca operatorów została uregulowana w umowach międzyoperatorskich, zawartych między Operatorem Systemu Dystrybucyjnego i Operatorem Systemu Magazynowania a GAZ–SYSTEM S.A. Ten sposób współpracy okazał się bardziej efektywny i pozwala elastycznie reagować na potrzeby przesyłowe klientów GAZ–SYSTEM S.A.

Zmiany wprowadzone na rynku gazu w poprzednim roku gazowym wpływają także na rozwój obrotu giełdowego gazem ziemnym. Wprowadzenie punktów wirtualnych, które rozdzieliło fizyczne przepływy gazu od jego przepływu handlowego, sprawdziło się w praktyce. Potwierdza to wzrost transakcji zawieranych na giełdzie gazu (do 574 GWh łącznie w roku gazowym

Praktyczne aspekty (istotne dla planowania aktywności uczestników rynku) rezerwowania przepustowości w GAZ–SYSTEM S.A. w związku ze zmianą IRiESP:

W punktach opisanych w IRiESP, w których przydział przepustowości nie odbywa się w trybie aukcji:

- rozwiązanie umożliwiające składanie wniosków o przydział przepustowości na zasadach przerywanych w każdym czasie (nie później jednak niż 1 miesiąc przed rozpoczęciem realizacji usługi przesyłania).
- nowy termin składania wniosków o przydział przepustowości w ramach regularnej procedury przydziału przepustowości na okres między 1 a 10 maja każdego roku gazowego.
- nowy termin składania wniosków o zmianę przydziału przepustowości (PP), obejmującą zmniejszenie przydzielonej przepustowości wewnątrz krajowego systemu przesyłowego. Termin na złożenie odpowiednich wniosków dotyczących rezygnacji z przepustowości w następnym roku gazowym upływa 1 maja danego roku.

Giełda gazu po roku

Piotr Bujalski, zastępca dyrektora Pionu Krajowa Dyspozycja Gazu GAZ–SYSTEM S.A.

W rok po uruchomieniu giełdy gazu należy stwierdzić, że zrealizowana została część postulatów uczestników rynku co do jej funkcjonowania, a kolejne są w trakcie wdrażania. Wprowadzone poprzez nowelizację prawa energetycznego uproszczenie dostępu do obsługi transakcji i możliwość wprowadzenia ich bez pośrednictwa domów maklerskich, pozytywnie wpłyną na zwiększenie zainteresowania podmiotów handlem na giełdzie.

GAZ–SYSTEM S.A. poprzez zmiany wprowadzone w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej” (IRiESP), znacznie uprościł proces kontraktowania usług przesyłowych i ułatwił zarządzanie przez uczestników rynku przyznaną im przepustowością. Wprowadzenie handlu w punkcie wirtualnym znacznie zwiększyło możliwości zawierania transakcji oraz umożliwiło faktyczne uniezależnienie zamawiania przepustowości na wejściach i wyjściach. Ponadto – zgodnie

z postulatami użytkowników systemu handlujących gazem – transakcje handlowe nie są już bezpośrednio związane z fizycznym przepływem gazu. Kolejnym krokiem jest wprowadzenie do zatwierdzonej niedawno IRiESP zapisów umożliwiających wdrożenie przygotowywanego przez TGE S.A. Rynku Dnia Bieżącego na giełdzie gazu.

Przy okazji warto wspomnieć, że współpraca z TGE S.A. przy wdrażaniu nowych rozwiązań przebiega bardzo sprawnie zarówno od strony formalnej, jak i współpracy na poziomie techniczno-informatycznym.

GAZ–SYSTEM S.A. obserwuje również stały wzrost kompetencji uczestników rynku, którzy w coraz większym stopniu wykorzystują punkt wirtualny do realizacji swoich potrzeb biznesowych. Podmioty rozpoczynające samodzielne działania na polskim rynku coraz częściej stają się aktywnymi uczestnikami obrotu giełdowego, jak również wykorzystują możliwości handlu na rynku transakcji dwustronnych OTC. Według naszej wiedzy, także duzi odbiorcy gazu z zainteresowaniem patrzą na potencjalne istotne źródło dostaw w przypadku decyzji o zmianie sprzedawcy lub częściowej rezygnacji z umowy kompleksowej z dotychczasowym dostawcą. O wszystkim, jak to w handlu bywa, zdecyduje cena...

2013) oraz w punkcie wirtualnym OTC (dla rynku transakcji wzajemnych – do 15,26 TWh w roku gazowym 2013).

Instrukcja wprowadziła również mechanizmy aukcyjne, poprzez które następuje obiektywna wycena przepustowości oferowanej w punktach systemu najchętniej wybieranych przez klientów. GAZ–SYSTEM S.A. przeprowadził pierwszą pilotażową sprzedaż przepustowości powiązanej w międzysystemowym punkcie Lasów poprzez europejską platformę rezerwacji przepustowości PRISMA. Produkt powiązany, oferowany na 3 kwartały roku gazowego 2013/2014, pozwolił nabyć moce jednocześnie w systemie przesyłowym niemieckiego operatora ONTRAS i w Krajowym Systemie Przesyłowym. Z możliwości tej skorzystały cztery podmioty, w tym trzy z Polski i jeden zagraniczny.

1 października 2013 r. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. rozpoczął nowy rok gazowy, który potrwa do końca doby gazowej 30 września 2014 roku. W nowy rok gazowy wchodzimy ze znówelizowaną IRiESP, która między innymi zakłada, że przydział przepustowości w trybie aukcji staje się podstawową i jedyną metodą przydziału przepustowości w punktach połączenia międzysystemowego (na granicach z UE oraz w Hermanowicach na granicy z Ukrainą). Użytkownicy systemu nie będą składali wniosków o przydział przepustowości w tych punktach, gdyż od razu będzie ona udostępniona w procedurze aukcji.

Odtąd wchodzi w życie również zapisy IRiESP, które są dostosowane do wymogów europejskiej procedury zarządzania ograniczeniami CMP poprzez: a) wprowadzenie mechanizmu nadszyskrypcji i wykupu przepustowości, b) zgłoszenie w dowolnej porze zamiaru rezygnacji z przydzielonej przepustowości z możliwością korzystania z niej do momentu odprze-

dania przepustowości przez GAZ–SYSTEM S.A. innemu użytkownikowi systemu oraz c) monitorowanie przez GAZ–SYSTEM S.A. wykorzystania przepustowości przez użytkowników systemu w sezonie letnim oraz zimowym (tzw. zasada długoterminowego „korzystaj lub trać”).

Pozostałe istotne zapisy IRiESP, które – jak sądzimy – przyczynią się do kolejnego wzrostu aktywności uczestników rynku gazu, przewidują między innymi:

- wprowadzenie zapisów umożliwiających wdrożenie Rynku Dnia Bieżącego dla gazu przez Towarową Giełdę Energii S.A.,
- skrócenie czasu przesłania informacji zwrotnej na temat zatwierdzenia lub odrzucenia nominacji z godziny 18.00 na 16.00 w dobie poprzedzającej realizację (D-1),
- uproszczenie korzystania z zapasu obowiązkowego zlokalizowanego poza terytorium Polski.

GAZ–SYSTEM S.A. konsultuje wszystkie prace prowadzone nad instrukcją z uczestnikami rynku poprzez publikację projektów zmian i spotkania konsultacyjne. Wierzymy, że wspólnie wypracowane rozwiązania przełożą się na sprawne korzystanie z usługi przesyłowej, a to będzie podstawą do większej płynności rynku i do kolejnych pozytywnych zmian handlowych.



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

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

Rewolucja od 1 stycznia 2014 r. w polskich regulacjach dotyczących podatku VAT

Małgorzata Zenka

Nowelizacja ustawy o VAT od stycznia przyszłego roku wprowadza w tym podatku rewolucyjne zmiany.

Co do zasady, obowiązek podatkowy powstanie z chwilą dostawy lub wykonania usługi.

Na gruncie obecnie obowiązujących przepisów ustawy o VAT obowiązek podatkowy powstaje zasadniczo z chwilą wydania towaru lub wykonania usługi. Z uwagi na art. 19 ust. 4 ustawy o VAT, jeśli jednak podatnik ma obowiązek wystawienia faktury, podatek należny staje się wymagalny z chwilą wystawienia faktury, ale nie później niż 7. dnia, licząc od dnia wydania towaru lub wykonania usługi. Z uwagi na powszechny obowiązek dokumentowania sprzedaży realizowanej przez podatników fakturami VAT, w praktyce w zdecydowanej większości przypadków (poza dostawą towarów i świadczeniem usług na rzecz osób fizycznych) obowiązek podatkowy powstaje właśnie z momentem wystawienia faktury. W rezultacie, moment wydania towaru/wykonania usługi decyduje o powstaniu obowiązku podatkowego dopiero wtedy, gdy faktura nie zostanie wystawiona w określonym terminie.

Od 1 stycznia 2014 r., zgodnie z ogólną zasadą, obowiązek podatkowy będzie powstawał z chwilą dokonania dostawy towarów lub wykonania usługi (art. 19a ust. 1 ustawy o VAT). Co istotne, wystawienie faktury (poza nielicznymi przypadkami) nie będzie miało żadnego wpływu na powstanie obowiązku podatkowego.

Od 1 stycznia 2014 roku na podstawie art. 19a ust. 3 ustawy o VAT wprowadzone zostaną również zasady ustalania obowiązku podatkowego dla czynności (dalej określanych jako usługi ciągłe), dla których w związku z ich świadczeniem ustalone będą następujące po sobie terminy:

- płatności lub
- rozliczeń.

Usługę ciągłą będzie uznawało się za wykonaną z upływem każdego okresu, do którego będą się odnosiły te płatności lub rozliczenia. Będzie tak aż do momentu zakończenia wykonywania tej usługi. Z kolei czynności świadczone w sposób ciągły przez okres dłuższy niż rok, dla których w związku z ich świadczeniem w danym roku nie będą upływały terminy płatności lub rozliczeń, będą uznawane za wykonane z upływem

każdego roku podatkowego (także do momentu zakończenia wykonywania tych usług). W konsekwencji 31 grudnia każdego roku będzie dniem, w którym podatnik będzie musiał rozpoznać obowiązek podatkowy od tego typu usług. Tak rozumiany moment wykonania usługi, zgodnie z opisaną powyżej zasadą ogólną, będzie wskazywać okres rozliczeniowy, w którym dana transakcja powinna zostać wykazana w składanych deklaracjach VAT i opodatkowana.

Obowiązek podatkowy od mediów, w tym z tytułu dostaw gazu i energii elektrycznej, jak również usług dystrybucyjnych energii elektrycznej i gazu przewodowego powstanie na szczególnych zasadach.

Choć od 1 stycznia 2014 roku moment wystawienia faktury nie będzie już podstawową zasadą determinującą powstanie obowiązku podatkowego, to w niektórych (choć znacznie rzadszych niż dotychczas) przypadkach (określonych w art. 19a ust. 5 pkt 3 i 4 ustawy o VAT) wciąż będzie decydował o tym, kiedy należy rozliczyć podatek. Sytuacja taka wystąpi, ze względu na specyfikę, m.in. w zakresie następujących czynności:

- 1) dostaw energii elektrycznej, ciepłej lub chłodniczej oraz gazu przewodowego,
- 2) świadczenia usług telekomunikacyjnych i radiokomunikacyjnych,
- 3) usługi dystrybucji energii elektrycznej, ciepłej lub chłodniczej oraz gazu przewodowego,
- 4) świadczenia usług wymienionych w poz. 140–153, 174 i 175 załącznika nr 3 do ustawy (dostawa wody, odprowadzanie i oczyszczanie ścieków itp.),
- 5) świadczenia usług najmu, dzierżawy, leasingu lub usług o podobnym charakterze,
- 6) świadczenia usług ochrony osób oraz usług ochrony, dozoru i przechowywania mienia,
- 7) świadczenia usług stałej obsługi prawnej i biurowej,
- 8) z wyjątkiem usług, do których stosuje się art. 28b, stanowiących import usług.

W powyższych przypadkach VAT będzie wymagalny w dniu wystawienia faktury.

Szczególnie istotne jest, że powyższe zmiany w zakresie ustalania obowiązku podatkowego dotyczyć będą m.in. dostaw gazu i energii elektrycznej.

Od początku istnienia ustawy o VAT obowiązek podatkowy z tytułu dostawy gazu przewodowego i energii elektrycznej powstaje z chwilą upływu terminu płatności.

Od stycznia 2014 roku zasada ta zmieni się w istotny sposób. Obowiązek podatkowy będzie powstawał w dniu wystawienia faktury, przy czym faktura dokumentująca taką dostawę musi być wystawiona nie później niż w terminie płatności.

Oznacza to, że obowiązek podatkowy w przypadku takich dostaw powstanie albo w terminie wystawienia faktury albo w terminie płatności, w zależności od tego, który termin jest wcześniejszy. Jeśli do dnia upływu terminu płatności podatnik wystawi fakturę dokumentującą jedną z ww. czynności, to obowiązek podatkowy powinien być przez niego rozpoznany właśnie z momentem wystawienia faktury.

Zwrócić również należy uwagę na zmianę zasad ustalania obowiązku podatkowego dla usług dystrybucji energii elektrycznej, ciepłej lub chłodniczej oraz gazu przewodowego. Do końca 2013 roku dla takich transakcji obowiązuje zasada ogólna, tj. moment wystawienia faktury nie później niż do 7. dnia od dnia wykonania usługi. Od stycznia 2014 roku obowiązek podatkowy dla tych usług będzie powstawał w takim samym terminie jak dla dostawy gazu przewodowego i energii elektrycznej, tj. również w momencie wystawienia faktury, przy czym faktura dokumentująca tę usługę musi być wystawiona nie później niż w terminie płatności.

Inaczej będzie się również kształtował moment powstania obowiązku podatkowego dla usług wymienionych w punktach 5–7. Obecnie obowiązek podatkowy dla tych usług powstaje z chwilą otrzymania całości lub części zapłaty, nie później niż z upływem terminu płatności określonego w umowie lub fakcie. Po zmianie przepisów od 1 stycznia 2014 r. o momencie powstania obowiązku podatkowego będzie decydowało przede wszystkim wystawienie faktury, natomiast otrzymanie całości lub części zapłaty będzie pozostawało bez wpływu dla potrzeb określenia obowiązku podatkowego.

Dla niektórych czynności obowiązek podatkowy wyznaczy otrzymanie płatności.

Na podstawie art. 19a ust. 5 pkt 1 ustawy o VAT otrzymanie całości lub części zapłaty wciąż będzie zdarzeniem kreującym obowiązek podatkowy w odniesieniu do następujących czynności:

a) wydania towarów przez komitenta komisantowi na podstawie umowy komisji,



- b) przeniesienia z nakazu organu władzy publicznej lub podmiotu działającego w imieniu takiego organu własności towarów w zamian za odszkodowanie,
- c) dostaw towarów w trybie egzekucyjnym wskazanych w art. 18 ustawy o VAT,
- d) świadczenia – na podstawie odrębnych przepisów – na zlecenie sądów powszechnych, administracyjnych, wojskowych lub prokuratury usług związanych z postępowaniem sądowym lub przygotowawczym (z wyjątkiem czynności, do których stosuje się art. 28b ustawy o VAT, stanowiących import usług),
- e) wykonywania usług zwolnionych od podatku zgodnie z art. 43 ust. 1 pkt 37–41 ustawy o VAT.

W praktyce szczegółowe śledzenie momentu powstania obowiązku podatkowego dla usług zwolnionych z VAT jest kłopotliwe. Ponadto, VAT z tytułu tych transakcji nie jest przecież odprowadzany

do urzędu skarbowego. Prawidłowe określenie momentu powstania obowiązku podatkowego decyduje więc wyłącznie o wykazaniu obrotu z tytułu danej transakcji w właściwym okresie rozliczeniowym (co w pewnych specyficznych sytuacjach może mieć wpływ na wysokość proporcji, o której mowa w art. 90 ustawy o VAT za dany rok).

Zdarzeniem skutkującym powstaniem obowiązku podatkowego będzie również otrzymanie całości lub części dotacji, subwencji i innych dopłat o podobnym charakterze (art. 19a ust. 5 pkt 2 ustawy o VAT). W każdym z opisanych wyżej przypadków obowiązek podatkowy powstanie jedynie w odniesieniu do otrzymanej kwoty (art. 19a ust. 6 ustawy o VAT).

Zaliczka nadal będzie skutkowała powstaniem obowiązku podatkowego.

Podobnie jak na gruncie obecnie obowiązujących przepisów, także od 1 stycznia 2014 roku otrzymanie całości lub części zapłaty (przedpłaty, zaliczki, zadatku czy raty) przed dostawą towaru lub wykonaniem usługi będzie skutkowało powstaniem obowiązku podatkowego. Powstanie on z chwilą jej uiszczenia w odniesieniu do otrzymanej kwoty.

Przepis ten nie będzie miał jednak zastosowania do sytuacji, gdy obowiązek podatkowy powstanie z dniem wystawienia faktury, nie później jednak niż z upływem terminu płatności. Chodzi tu o sytuacje wymienione w art. 19a ust. 5 pkt 4 ustawy o VAT, czyli m.in. o dostawę gazu przewodowego, energii elektrycznej, usług telekomunikacyjnych, najmu, dzierżawy czy leasingu.

Przepisy przejściowe decydują o sposobie rozliczenia VAT na przełomie roku.

Wprowadzenie nowych zasad dotyczących momentu powstania obowiązku podatkowego może wywołać wątpliwości co do zasad rozliczeń VAT w odniesieniu do czynności wykonanych na przełomie 2013 i 2014 roku. W tym celu nowelizacja wprowadziła przepisy przejściowe. Zgodnie z podstawową zasadą, w przypadku czynności wykonanych przed 1 stycznia 2014 r. obowiązek podatkowy powstaje zgodnie z art. 19–21 ustawy o VAT, w brzmieniu obowiązującym przed tym dniem (obecnie).

Podobnie w przypadku czynności wykonywanej w sposób ciągły przez okres dłuższy niż rok, dla której w związku z jej wykonywaniem w danym roku nie upływają terminy płatności lub rozliczeń, uznaje się ją za wykonaną z upływem każdego roku podatkowego, do momentu zakończenia wykonywania tej czynności (jej część przypadająca na 2013 rok powinna być rozliczona z upływem 2013 roku na obecnych zasadach).

Z kolei dla usług wskazanych w art. 19 ust. 13 pkt 1 ustawy o VAT w brzmieniu obowiązującym do 31 grudnia 2013 r., tj.:

- dostaw energii elektrycznej, ciepłej lub chłodniczej oraz gazu przewodowego;
 - świadczenia usług telekomunikacyjnych i radiokomunikacyjnych;
 - świadczenia usług wymienionych w poz. 140–153, 174 i 175 załącznika nr 3 do ustawy (dostawa wody, odprowadzanie i oczyszczanie ścieków itp.);
- dla których do 31 grudnia 2013 r. wystawiona zostanie faktura, obowiązek podatkowy powstanie z chwilą upływu terminu płatności, jeżeli został on określony w umowie właściwej dla tych rozliczeń (czyli na „starych” zasadach). Dopiero dla faktur wystawionych w 2014 roku zastosowanie znajdą zmodyfikowane reguły rozliczenia VAT.

Rewolucyjne zmiany w zakresie podatku VAT będą dotyczyły również terminów odliczenia podatku naliczonego.

Według obecnie obowiązujących zasad momentem, w którym podatnik może pomniejszyć podatek należny o podatek naliczony jest dzień, w którym podatnik otrzymał fakturę. Od stycznia przyszłego roku będzie to moment, w którym w stosunku do nabytych towarów lub usług powstał obowiązek podatkowy. Rodzi to konieczność weryfikowania otrzymanych faktur pod kątem tego, czy u sprzedawcy powstał już obowiązek podatkowy.

Zmiany w zasadach odliczania podatku naliczonego są zdecydowanie niekorzystne dla tych podatników, którzy mają dużo wewnątrzwspólnotowych nabyć. Brak faktury od kontrahenta unijnego w ciągu trzech miesięcy od upływu miesiąca, w którym powstał obowiązek podatkowy, oznacza konieczność korekty podatku naliczonego. Zwiększa się tym samym wysokość zobowiązania podatkowego w VAT w tym miesiącu.

Zmieniają się zasady i terminy wystawiania faktur.

Nowelizacja ustawy o VAT wprowadza także zmiany zasad i terminów wystawiania faktur.

Obecnie wystawia się je nie później niż w terminie siedmiu dni od dnia wydania towaru/wykonania usługi, ale, co do zasady, nie wcześniej niż doszło do zaistnienia takiego faktu.

Od stycznia będzie to jednak możliwe i to na 30 dni przed dokonaniem dostawy/wykonaniem usługi, ale nie później niż 15. dnia, licząc od zakończenia miesiąca, w którym doszło do wykonania usługi lub dostarczenia towaru. Termin, w którym najwcześniej można wystawić fakturę, został określony w art.106i ust. 7. Ograniczenie to nie dotyczy (jeśli faktura zawiera informację, jakiego okresu dotyczy) m.in. dostaw energii elektrycznej, ciepłej lub chłodniczej oraz gazu przewodowego, usług telekomunikacyjnych i radiokomunikacyjnych, najmu, dzierżawy, leasingu lub usług o podobnym charakterze.

Nowe zasady dotyczą też terminu wystawiania faktur zaliczkowych. Ma to nastąpić najpóźniej 15. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym otrzymano całość lub część zapłaty od nabywcy i nie wcześniej niż 30 dni przed otrzymaniem całości lub części zapłaty. Faktur zaliczkowych nie należy jednak wystawiać w przypadku dostaw energii elektrycznej, ciepłej lub chłodniczej oraz gazu przewodowego, świadczenia usług telekomunikacyjnych i radiokomunikacyjnych itp. (czynności, o których mowa w art.19a ust. 5 pkt 4) oraz w przypadku transakcji dotyczących wewnątrzwspólnotowej dostawy towarów. Powyższe zasady i terminy wystawiania faktur nie dotyczą przede wszystkim mediów, a więc dostaw energii elektrycznej, ciepłej lub chłodniczej oraz gazu przewodowego, świadczenia usług telekomunikacyjnych i radiokomunikacyjnych itp.

Dla takich transakcji faktura powinna zostać wystawiona nie później niż z upływem terminu płatności.

Podsumowując powyższe zmiany w zakresie rozliczania podatku VAT, które zaczną obowiązywać od stycznia 2014 r., należy podkreślić, że w znacznie większym stopniu wpłyną one na systemy informatyczne niż chociażby podwyższenie stawek VAT od 2011 roku.

Uchwalona przez ustawodawcę nowelizacja ustawy o VAT wiąże się z koniecznością modyfikacji systemów finansowo-księgowych, zmianą dotychczasowych procedur, a także z potrzebą odpowiedniego przeszkolenia pracowników, i to nie tylko z działu księgowości, ale również wszystkich osób zajmujących się wystawianiem faktur.

Brak lub zbyt późne jego dostosowanie może skutkować błędami w rozliczeniach podatkowych (np. zbyt późnym rozliczeniem podatku VAT).

Dodatkowym utrudnieniem jest to, iż podatnicy będą stosować jednocześnie zasady obowiązujące w bieżącym roku dla czynności wykonanych do końca 2013 r., jak i nowe zasady dla czynności wykonanych już w 2014 r.

Brak przygotowania się do zmian może grozić poważnymi konsekwencjami w zakresie rozliczeń podatku VAT. Przygotowania nie mogą zawęzić się jedynie do zmian w systemie księgowym (choć te są niezbędne i wymagają sporo czasu), wyszkolenia personelu, ale także muszą uwzględniać konieczność większych zobowiązań podatkowych za styczeń (wcześniej bowiem rozpoznawany będzie obowiązek podatkowy do części dostaw/usług) i zapewnić środki na ich zapłatę.

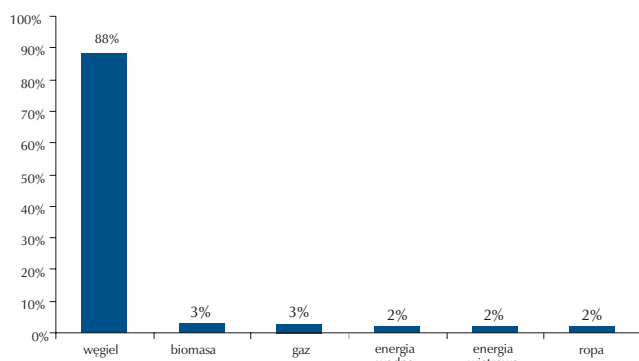
Jak wynika z powyższego – wszystkich czeka ogrom pracy, i to nie od przyszłego roku, ale już od dziś.

Sytuacja na rynku pracy w polskim sektorze energii

Diana Turek

Polski sektor energetyczny oparty jest głównie na węglu kamiennym i brunatnym. W 2012 roku aż 88% energii wytwarzanej było z węgla. Pozostałe źródła energii są znacznie mniej popularne. Z biomasy i gazu produkuje się po 3% energii, zaś takie zasoby jak energia wodna, energia wiatrowa i ropa pokrywają odpowiednio po 2% polskiego zapotrzebowania energetycznego.

Wykres 1. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce według źródeł w 2012 roku



Źródło: Poland Energy Report, Enerdata, 2012.

Zatrudnienie w sektorze energii

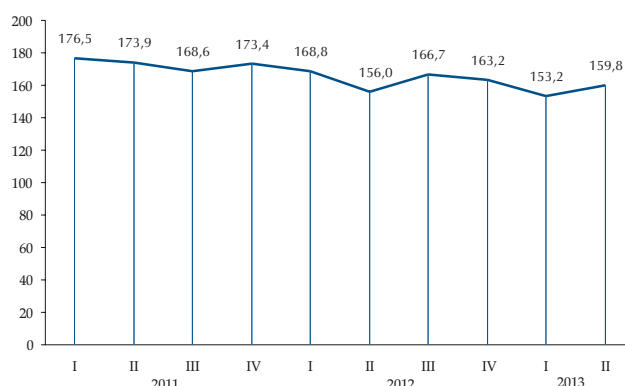
Według klasyfikacji GUS, sekcją działalności opisującą sektor energii jest wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę. Zgodnie z Polską Klasyfikacją Działalności (PKD 2007) sekcja D obejmuje następujące rodzaje działalności:

- dostarczanie energii elektrycznej, gazu ziemnego, pary wodnej i gorącej wody za pomocą stałej infrastruktury zasilającej i rurociągów;
- dystrybucję energii elektrycznej, gazu, pary wodnej, gorącej wody itp. na terenach przemysłowych i w budynkach mieszkalnych;
- wytwarzanie, kontrolę oraz rozprowadzanie energii elektrycznej i gazu;
- dostarczanie pary wodnej i powietrza do układów klimatyzacyjnych.

W II kwartale 2013 roku w sekcji związanej z wytwarzaniem i zaopatrywaniem w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę w Polsce zatrudnionych było niemal 160 tys. osób. W zdecydowanej mierze byli to mężczyźni (123 tys.). Udział kobiet w ogólnej liczbie pracujących w omawianej sekcji wyniósł jedynie 23,1% i plasował się na 3. miejscu pod względem najniższej reprezentacji kobiet. Mniej kobiet pracuje

w sekcjach: budownictwo (6,9%) oraz górnictwo i wydobywanie (10,4%). Liczba pracujących w sektorze energii w latach 2011–2013 stabilnie utrzymuje się na poziomie 160–170 tys. W II kwartale 2013 roku w stosunku do tego samego okresu roku poprzedniego nastąpił wzrost liczby pracujących o 2%.

Wykres 2. Liczba osób pracujących w sekcji wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę w Polsce w latach 2011–2013 (dane kwartalne, w tys.)



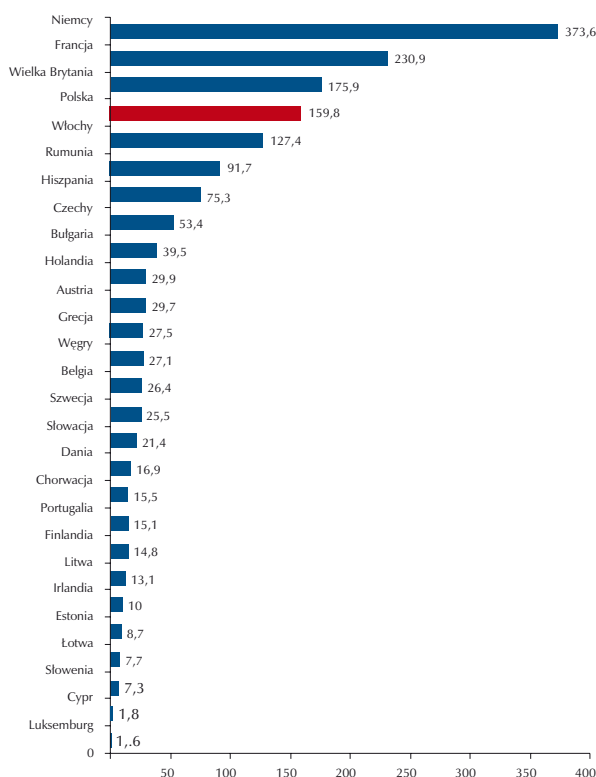
Opracowanie Sedlak & Sedlak na podstawie danych Eurostatu.

Zawody zaklasyfikowane do sekcji wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę dają wiele miejsc pracy w Polsce. Jednakże w porównaniu z innymi sekcjami działalności wytwarzanie i zaopatrywanie w energię jest na przedostatnim miejscu pod względem liczby pracujących. Mniej zatrudnionych jest tylko w sekcji obsługa rynku nieruchomości – 135 tys. (stan na II kwartał 2013 roku). Najwięcej osób pracuje w takich sekcjach, jak przetwórstwo przemysłowe (2890 tys.) oraz handel i naprawa pojazdów samochodowych (2222 tys.).

W porównaniu z krajami Unii Europejskiej Polska zajmuje 4. miejsce pod względem liczby zatrudnionych w omawianej sekcji. Najwięcej pracujących w tym sektorze jest w Niemczech, we Francji oraz w Wielkiej Brytanii. Małe znaczenie dla rynku pracy ma sektor energii w Luksemburgu i na Cyprze.

Do największych firm w sektorze energii w Polsce można zaliczyć takie firmy, jak PGE, PGNiG, Tauron oraz Enea. Te cztery

Wykres 3. Liczba osób pracujących w sekcji wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę w UE w II kwartale 2013 roku (w tys.)



Opracowanie Sedlak & Sedlak na podstawie danych Eurostatu.

firmy w 2012 roku łącznie zatrudniały 111,5 tys. pracowników, czyli niemal 70% wszystkich zatrudnionych w sektorze energii. Inne spółki z branży energetycznej notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych to Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA, Polish Energy Partners i Elektrociepłownia Będzin. Tabela 1. prezentuje liczbę zatrudnionych w wybranych firmach z sektora energii w latach 2011–2012.

Tabela 1. Zatrudnienie w wybranych spółkach notowanych na GPW z branży energetyki i przemysłu paliwowego w latach 2011–2012

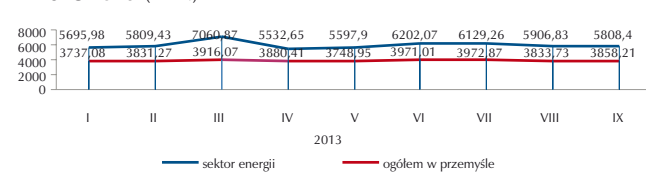
Nazwa firmy	Zatrudnienie w 2011 r.	Zatrudnienie w 2012 r.
Elektrociepłownia Będzin SA	162	167
Polish Energy Partners SA	218	151
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA SA	1 151	877
Enea SA	10 254	10 126
Tauron Polska Energia SA	27 504	27 816
Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	33 071	32 326
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	44 317	41 276

Opracowanie Sedlak & Sedlak na podstawie raportów rocznych spółek notowanych na GPW.

Wynagrodzenia w sektorze energii

Zawody związane z wytwarzaniem i zaopatrywaniem w energię, gaz i wodę to jedne z najlepiej opłacanych zawodów. Gdy porówna się wynagrodzenia w tej sekcji z ogółem zarobków w przemyśle, widać, iż pracując w zawodzie związanym z wytwarzaniem i dystrybucją energii, można liczyć na zarobki wyższe o około 2 tys. PLN. We wrześniu 2013 roku przeciętne zarobki osoby zatrudnionej w przemyśle wyniosły 3858 PLN, zaś w sekcji wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę – 5808 PLN.

Wykres 4. Przeciętne wynagrodzenie, miesięczne brutto w sekcji wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę oraz ogółem w przemyśle w Polsce w 2013 roku (PLN)

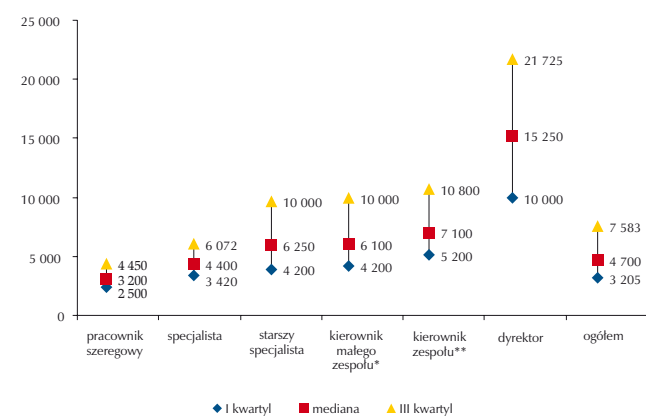


Opracowanie Sedlak & Sedlak na podstawie danych GUS.

Jak pokazują dane z Ogólnopolskiego Badania Wynagrodzeń z 2012 roku, mediana wynagrodzeń na stanowiskach w branży energetycznej i ciepłownictwie wyniosła 4700 PLN brutto. Wraz ze wzrostem szczebla zarządzania rośnie mediana płac. I tak, mediana wynagrodzeń dla pracownika szeregowego wyniosła 3200 PLN, dla specjalisty 4400 PLN, zaś dla starszego specjalisty 6250 PLN. Kierownicy małego i dużego zespołu zarabiali odpowiednio 6100 i 7100 PLN. Mediana wynagrodzeń dla dyrektorów osiągnęła 15 250 PLN.

Studenci i absolwenci kierunków inżynierijno-technicznych

Wykres 5. Wynagrodzenia brutto w branży energetyka i ciepłownictwo ze względu na szczebel zarządzania w 2012 roku w Polsce



Opracowanie Sedlak & Sedlak na podstawie Ogólnopolskiego Badania Wynagrodzeń 2012.

*2–10 osób; **powyżej 10 osób.

Opisując sytuację na rynku pracy dla sektora energii, nie sposób pominąć szkolnictwa wyższego. Liczba studentów i absolwentów kierunków inżynierijno-technicznych może w przy-

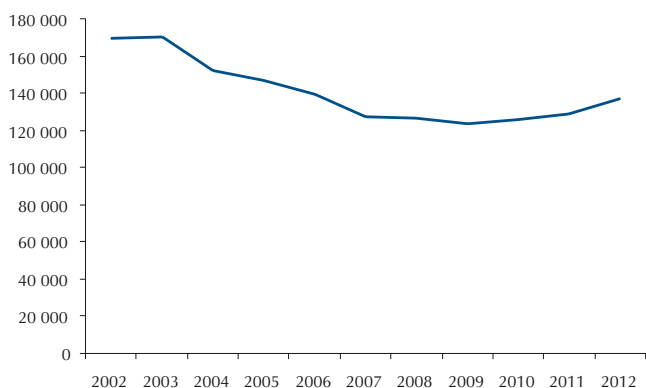
szłości stanowić o kondycji tego sektora. O kluczowym znaczeniu absolwentów tych kierunków dla gospodarki wiadomo nie od dziś. Już od 2008 roku Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego zachęca uczniów szkół średnich do wybierania uczelni technicznych. W tym celu sporządzono listę kierunków zamawianych; wśród nich znaleźć można energetykę. Studenci kierunków, na które jest zapotrzebowanie na rynku pracy, mają gwarantowane stypendia.

W 2012 roku na uczelniach publicznych było ponad 137 tys. studentów kierunków inżyniersko-technicznych, co stanowiło 11% wszystkich studentów. W tym samym roku na rynek pracy weszło aż 28 tys. absolwentów tych kierunków (9% wszystkich absolwentów ukończyło kierunki inżyniersko-techniczne).

W latach 2002–2012 nastąpił spadek liczby studentów kierunków inżyniersko-technicznych o 19%. Jednakże w tym samym czasie liczba absolwentów wzrosła o 34%. W 2012 roku w porównaniu z 2011 roku nastąpił 6-procentowy wzrost liczby studentów kierunków inżyniersko-technicznych oraz 2-procentowy wzrost liczby absolwentów tych kierunków.

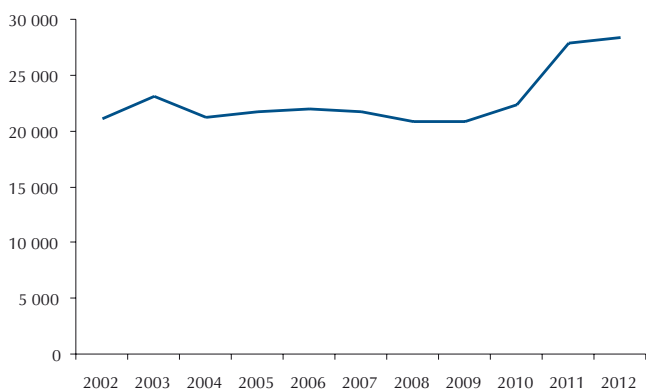
Co ważne, kierunki inżyniersko-techniczne były w ostatnich latach w czołówce najpopularniejszych kierunków. W 2012 roku najwięcej studentów wybierało kierunki związane z ekonomią i administracją (16%), inżyniersko-techniczne (11%)

Wykres 6. Liczba studentów na kierunkach inżyniersko-technicznych na uczelniach publicznych w latach 2002–2012 w Polsce



Opracowanie Sedlak & Sedlak na podstawie danych GUS.

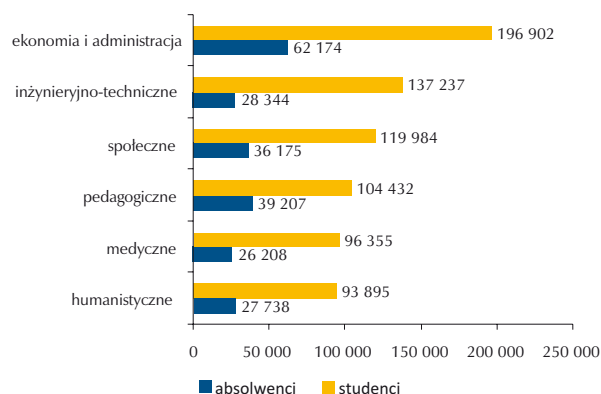
Wykres 7. Liczba absolwentów kierunków inżyniersko-technicznych na uczelniach publicznych w Polsce w latach 2002–2012



Opracowanie Sedlak & Sedlak na podstawie danych GUS.

i społeczne (10%). W 2012 roku liczba absolwentów kierunków technicznych również znalazła się w czołówce, co pokazano na wykresie 8.

Wykres 8. Liczba studentów i absolwentów publicznych uczelni wyższych* na sześciu najpopularniejszych kierunkach studiów w 2012 roku w Polsce



Opracowanie Sedlak & Sedlak na podstawie danych GUS.*studia stacjonarne i niestacjonarne łącznie

Przyszłość sektora energii

Światowe zasoby energii dzieli się na źródła odnawialne i nieodnawialne. Nieodnawialne źródła energii są dotychczas najczęściej wykorzystywane w celu zaopatrzenia świata w energię. Niemniej jednak w ostatnich latach rośnie również znaczenie źródeł odnawialnych. Ich wykorzystanie z pewnością będzie się zwiększało ze względu na konieczność ochrony środowiska oraz w związku z wyczerpywaniem się światowych zasobów źródeł nieodnawialnych.

Przyszłość sektora energii z pewnością będzie się wiązała ze zmianami w zapotrzebowaniu na kompetencje i kwalifikacje pracowników zatrudnionych w firmach zajmujących się wytwarzaniem energii. Osoby te będą musiały być wyposażone w umiejętności umożliwiające m.in. wykorzystanie źródeł odnawialnych, takich jak energia wodna, biomasa czy energia wiatru. Już dziś zatem należy tak planować edukację na uczelniach wyższych, aby przygotować przyszłych absolwentów do wyzwań i nowych potrzeb sektora energii.

**Diana Turek
Sedlak & Sedlak**

Bibliografia

GUS, *Aktywność Ekonomiczna Ludności Polski II kwartał 2013*, http://www.stat.gov.pl/cps/rde/xbcr/gus/PW_aktyw_ekonom_ludn_2kw_2013.pdf.
 GUS, „Biuletyn Statystyczny” 9/2013, http://www.stat.gov.pl/cps/rde/xbcr/gus/OZ_Biuletyn_Statystyczny_Nr_9_2013.pdf.
 GUS, *Klasyfikacje statystyczne, Wyjaśnienia PKD 2007, załącznik do rozporządzenia Rady Ministrów*, http://www.stat.gov.pl/klasyfikacje/pkd_07/pdf/3_PKD-2007-wyjasnienia.pdf.
 Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych SA, Sektor energetyczny w Polsce, Invest in Poland, http://www.paiz.gov.pl/publikacje/opracowania_sektorowe#.
 Sedlak & Sedlak, *Ogólnopolskie Badanie Wynagrodzeń 2012*, http://wynagrodzenia.pl/kategoria.php/kategoria_glowna.503.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

W związku z apelem sejmowej Komisji Kodyfikacyjnej Prawa Budowlanego IGG przekazała w listopadzie br. swoje uwagi do **tez do projektu kodeksu urbanistyczno-budowlanego**. W piśmie zaznaczamy, iż jako instytucja, która od wielu lat współdziała z innymi branżowymi izbami i stowarzyszeniami w obszarze rozwoju podstawowej infrastruktury technicznej (media energetyczne), silnie wspieramy ministra gospodarki w zakresie przyjęcia przez parlament RP ustawy o korytarzach przesyłowych. Zwracamy przy tym uwagę na fakt, że ze względu na realne zagrożenia braku pokrycia mocy w systemie elektroenergetycznym po 2016 r., jak również realizacji wskazanych przez rząd strategicznych inwestycji w gazociągi przesyłowe i połączeń międzysystemowych (np. korytarz magistralny Świnoujście–Chorwacja), parlament RP szybciej rozpatrzy projekt tej ustawy aniżeli kodeks urbanistyczno-budowlany, który jest dopiero na etapie przygotowywania tez.

Podkreślamy również, iż Izba Gospodarcza Gazownictwa bardzo pozytywnie ocenia dorobek Komisji Kodyfikacyjnej, zmierzającej do radykalnej deregulacji procesów decyzyjnych i liczy, że w niedalekiej przyszłości nastąpi również ograniczenie przepisów zawartych np. w rozporządzeniu (MG) wykonawczym do prawa budowlanego z 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, które po-

przez swoją drobiazgowość pozostaje w sprzeczności zarówno ze światowym postępowaniem technologicznym, jak i bieżącą normalizacją Unii Europejskiej.

Zainteresowanych informujemy, iż Izba Gospodarcza Gazownictwa objęła honorowy patronat nad publikacją „**Monitor Gazowy**”, który adresowany jest do aktywnych uczestników tworzącego się konkurencyjnego rynku gazu. Publikacja dostarcza informacji na temat rynku energetycznego w Polsce i Europie, w tym komentarze do cen gazu ziemnego w poszczególnych krajach UE i poza nią. Nowy dwutygodnik prezentuje także podstawowe dane handlowe w obszarze bilansów i zdolności logistycznych, w tym transgranicznych (międzysystemowych) przepustowości przesyłowych oraz pojemności magazynowych.

Pierwszy kwartał 2014 r. rozpoczniemy tradycyjnie sympozjum w Zakopanem, które odbędzie się 17–18 stycznia 2014 r. pod hasłem „**Kolejne wyzwania w rozwoju polskiego rynku gazu**”. Omówione zostaną m.in. następujące kwestie: miejsce gazu ziemnego w polityce energetycznej Polski do 2035 r., rola giełdy gazu w polityce energetycznej państwa, a także znaczenie terminalu LNG w Świnoujściu dla rynku gazu w regionie Morza Bałtyckiego.

Izba Gospodarcza Gazownictwa objęła również honorowy patronat nad organizowaną przez Instytut Nafty i Gazu konferencją naukowo-techniczną FORGAZ 2014, która odbędzie się

15–17 stycznia 2014 r. w Muszynie pod hasłem: „**Techniki i technologie dla gazownictwa – pomiary, badania i eksploatacja**”. W imieniu organizatora zapraszamy wszystkich zainteresowanych.

W związku z zatwierdzeniem przez Parlament Europejski długoterminowego budżetu Unii Europejskiej na lata 2014–2020, chcielibyśmy w tym miejscu jeszcze raz serdecznie podziękować naszym europarlamentarzystom: Janowi Olbrychtowi, Lenie Kolarskiej-Bobińskiej i Bogdanowi Marcinkiewiczowi za wyjątkowy wkład w prace nad ostatecznym kształtem budżetu, zwłaszcza prowadzenie negocjacji z Radą Unii Europejskiej oraz Komisją Europejską w zakresie inwestycji kluczowych dla rozwoju infrastruktury energetycznej. Zaangażowanie naszych europosłów pozwoliło wypracować w miarę korzystne dla operatorów systemów gazowych i magazynowych w Polsce zapisy rozporządzenia o Europejskim Funduszu Rozwoju Regionalnego. Problemem pozostaje jednak w miarę sprawiedliwy podział tych środków na szczeblu krajowym.

Przed nami szczególnie czas świąt Bożego Narodzenia. Z tej okazji w imieniu Zarządu IGG i swoim chęć podziękować wszystkim Czytelnikom i Członkom Izby Gospodarczej Gazownictwa za dotychczasową współpracę oraz życzyć zdrowych, radosnych, pełnych miłości i ciepła rodzinnego świąt Bożego Narodzenia oraz wielu sukcesów i zadowolenia w Nowym Roku.

Agnieszka Rudzka

Forum energetyczne w Wilnie

Ambasada RP na Litwie, wspólnie z rzedstawicielstwami izb handlowych z Estonii i Łotwy, zorganizowała 29 października br. w Wilnie forum energetyczne na temat: „Secure gas supply in Lithuania and EU market integration”.

Seminarium poświęcone było głównie kwestiom związanym z integracją rynku gazu ziemnego w regionie bałtyckim. Prelegentami byli między innymi przedstawiciele Ministerstwa Energetyki Litwy, Ministerstwa Gospodarki Łotwy oraz Ministerstwa Gospodarki i Komunikacji Estonii oraz reprezentanci biznesu: prezes Amber Grid AB, litewskiego operatora gazociągów przesyłowych oraz Artur Woźniak z Przedstawicielstwa GAZ–SYSTEM SA w Brukseli.

Izba Gospodarcza Gazownictwa wsparła to seminarium, uznając to wydarzenie za znakomitą okazję do promocji na rynku Krajów Bałtyckich firm mogących uczestniczyć w realizacji projektów gazowych. Referat o polskim rynku gazowym oraz o roli IGG w realizacji inwestycji infrastrukturalnych oraz integrowaniu rynku gazowniczego w Polsce przedstawił Robert Aszkiełowicz, prezes cGAS controls

Sp. z o.o. Głównym przesłaniem wystąpienia przedstawiciela IGG był apel o zwiększenie wymiany handlowej w zakresie produktów i usług firm z Polski i rejonu bałtyckiego. Podstawę rozwoju tej współpracy stanowić może dotychczasowe wieloletnie doświadczenie firm zrzeszonych w izbie, zaś sama izba doskonale odgrywałaby rolę platformy do nawiązywania kontaktów i realizowania wspólnych działań. Prezes Aszkiełowicz podkreślił konieczność zwiększenia wymiany informacji pomiędzy polskimi firmami przemysłu gazowniczego a gazownictwem regionu bałtyckiego i zaprosił uczestników forum do wzięcia udziału w organizowanym przez IGG w kwietniu 2014 kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego oraz Targach Techniki Gazowniczego EXPO-GAS w Kielcach w 2015 r. W seminarium uczestniczyli przedstawiciele firm z IGG: COMMON SA, PLUM Sp. z o.o., Fiorentini Polska Sp. z o.o., ZWUG INTERGAZ Sp. z o.o.

Trudno oczekiwać, że zorganizowanie forum przyniesie od razu wymierne korzyści w postaci realnych umów handlowych. Jednak tego typu wspólne działania IGG – ambasad RP w regionie bałtyckim oraz zainteresowanych firm mogą doprowadzić do skutecznego wejścia naszych producentów na rozwijające się rynki gazownicze tej części Europy.

Robert Aszkiełowicz

Kraków walczy ze smogiem

dokończenie ze str. 13

Kraków dopuszcza się wyłącznie następujące rodzaje paliw do stosowania w celu ogrzewania lokali lub budynków i przygotowywania ciepłej wody użytkowej: 1) gaz ziemny i pozostałe węglowodory gazowe przeznaczone do celów opałowych, 2) olej opałowy i olej napędowy przeznaczony do celów opałowych, z wyłączeniem ciężkiego oleju opałowego. I to była konieczność. Żadne „półśrodki” nic by nie dały. Zgodnie z analizami przeprowadzonymi w ramach przygotowania programu ochrony powietrza dla województwa małopolskiego, przekroczenia 24-godzinne poziomu dopuszczalnego stężenia pyłu zawieszonego PM10 występują głównie w okresie grzewczym, tj. od października do marca. Związane jest to z faktem, iż główną przyczyną zanieczyszczenia powietrza jest emisja z indywidualnych kotłów opalanych paliwami stałymi. Program ochrony powietrza dla województwa małopolskiego wskazuje, że średni udział lokalnych powierzchniowych źródeł emisji w stężeniach średniorocznych pyłu zawieszonego PM10 dla Krakowa wynosi 42%. W przypadku stężeń pyłu PM2,5 jest to udział w wysokości 37%, a dla benzo(a)pirenu aż 68%. Radykalna uchwała sejmiku umożliwi więc wyeliminowanie głównej przyczyny wysokich poziomów pyłu zawieszonego i benzo(a)pirenu w powietrzu. Według „Opracowania eksperckiego w zakresie wprowadzenia ograniczeń w stosowaniu paliw stałych na obszarze Krakowa” (Atmoterm S.A., 2010 r.), przygotowanego na zlecenie województwa małopolskiego, wariant całkowitego wyeliminowania paliw stałych spowoduje obniżenie średniorocznych stężeń pyłu PM10 w powietrzu o ok. 53% oraz benzo(a)pirenu o ok. 90%. Alternatywne rozwiązanie w postaci wprowadzenia ograniczeń w zakresie jakości paliw stałych mogłoby przynieść efekt w postaci obniżenia stężeń średniorocznych pyłu PM10 tylko o ok. 37% i benzo(a)pirenu o ok. 53%. Dodatkowym atutem wprowadzenia całkowitego zakazu stosowania paliw stałych jest wyeliminowanie powstawania nowych źródeł niskiej emisji, które z upływem czasu byłyby urządzeniami o coraz niższej sprawności spalania i zwiększonej emisji zanieczyszczeń do powietrza. Wyeliminowana zostanie również możliwość spalania odpadów komunalnych w paleniskach domowych. Mimo zakazu spalania odpadów w instalacjach do tego nieprzeznaczonych, kontrole prowadzone przez pracowników Urzędu Miasta Krakowa oraz straż miejską w sezonie grzewczym 2012/2013 wykryły około 130 przypadków takich praktyk.

– To nie jest jednak tak, że dopiero dzięki tej uchwale Kraków podejmie działania na rzecz likwidacji niskiej emisji – mówi **Ewa Olszowska-Dej**, dyrektor Wydziału Kształtowania Środowiska Urzędu Miasta Kraków. – Działania takie podejmowaliśmy już w 1995 roku, gdy powstała prawna możliwość przyznawania dotacji na zmianę sposobu ogrzewania. Od tego czasu zlikwidowaliśmy ponad 20 000 pieców węglowych i około 300 kotłowni. Wszystkie te działania jednak nie dawały oczekiwanych efektów. Mamy nadzieję, co jest poparte stosownymi analizami, że przyjęta ostatnio uchwała sejmiku pozwoli w 2018 roku rozwiązać problem czystości powietrza w Krakowie, a przez pięcioletni okres przejściowy umożliwi mieszkańcom dostosować swoje systemy ogrzewania. Tym bardziej że oferujemy atrakcyjne

systemy wsparcia finansowego dla tych działań. Program eliminowania niskiej emisji dysponuje środkami – z budżetu miasta, wspartych dotacją programu „Kafka” NFOŚiGW – na poziomie 18 mln zł w roku przyszłym, co w pełni pokrywa zapotrzebowanie mieszkańców na finansowanie zmiany sposobu ogrzewania, wyrażone w złożonych wnioskach. Miasto przystąpiło do inwentaryzacji źródeł niskiej emisji. W tym roku zrobiony został fragment miasta wyznaczony tzw. II obwodnicą i na tym terenie zinwentaryzowano 5891 palenisk węglowych. To jest wstępny zakres programu.

Z punktu widzenia ekologii najkorzystniejszym zamiennikiem węgla jest gaz ziemny. Według raportu Europejskiej Agencji Środowiska „EMEP/EEA emission inventory guidebook 2013”, wskaź-

Polska znalazła się na trzecim miejscu wśród światowych winowajców emisji gazów cieplarnianych – wynika z najnowszych badań amerykańskiego *Climate Accountability Institute*. Badania obejmują wyemitowane do atmosfery gazy cieplarniane między 1750 a 2010 rokiem. Wśród państw najgorzej wypadło być ZSRR. Kraj ten, w czasie gdy istniał, wyemitował do atmosfery 129,72 gigaton CO₂ (8,94 proc.). Na drugim miejscu znajdują się Chiny, które do atmosfery wyemitowały 124,09 gigaton CO₂ (8,56 proc.). Na trzecim miejscu znalazła się Polska. Nasz kraj wyemitował do atmosfery równowartość 26,75 gigaton CO₂, co stanowi 1,84 proc. wyemitowanych w tym okresie gazów cieplarnianych generowanych przez przemysł.

Źródło: <http://www.euractiv.pl>

niki średniej emisji dla spalania paliw gazowych w kotłach małej mocy wynoszą 0,2 g/GJ dla pyłu PM10 i PM2,5 oraz 0,56 µg/GJ dla benzo(a)pirenu, natomiast dla paliw ciekłych 1,5 g/GJ w zakresie emisji pyłu PM10 i PM2,5 oraz 80 µg/GJ dla emisji benzo(a)pirenu. **Spalanie paliw gazowych i ciekłych w kotłach powoduje więc kilkaset razy mniejszą emisję tych zanieczyszczeń niż spalanie paliw stałych w kotłach oraz kilkadziesiąt razy mniejszą emisję niż spalanie w piecach i kotłach peletów z drewna (29 g/GJ pyłu PM10 i PM2,5 oraz 10 mg/GJ benzo(a)pirenu).**

Czy gazownictwo krakowskie jest przygotowane do udziału w tym programie? – Oczywiście – mówi **Paweł Jórasz**, kierownik działu rozwoju i przyłączenia Zakładu Gazowniczego w Krakowie. – Nasza rola w tym programie to przygotowanie przyłączy gazowych dla klientów. Obserwujemy duże zainteresowanie gazem ziemnym. W tym roku w Krakowie złożono 670 wniosków o zmianę systemu ogrzewania, z czego 550 klientów wybrało gaz ziemny. Jesteśmy przygotowani do wykonania wszystkich przyłączy. Mamy spore rezerwy przepustowości stacji zasilających Kraków i odpowiednią sieć dystrybucyjną. Mamy około 3500 nieczynnych przyłączy, więc ich aktywowanie nie stanowi żadnego problemu. Nawet gdyby wszyscy zainteresowani programem chcieli przejść na paliwo gazowe, te parę tysięcy nowych klientów nie stanowi dla nas problemu przy 260 000 odbiorcach gazu ziemnego w Krakowie.

Anna Cymer

Perspektywy wydobywania węglowodorów na obszarze Arktyki

Ryszard Węcowski

Obszary polarne są pod względem geologicznym najściślej zbadanymi regionami ziemi. Postępujące ocieplenie klimatu tworzy jednak perspektywy zwiększenia ich dostępności komunikacyjnej, a tym samym otwarcia tych terenów na eksplorację i eksploatację zasobów naturalnych, w tym surowców energetycznych.

Obecnie większą uwagę skupia się na Arktyce, tj. obszarach zlokalizowanych wokół bieguna północnego. Wynika to z faktu, iż wydobywanie surowców naturalnych na obszarze Antarktyki (terenów wokół bieguna południowego) będzie możliwe dopiero po roku 2048. Ograniczenia te wynikają z zapisów Protokołu o Ochronie Środowiska, podpisanego w 1991 roku, stanowiącego załącznik do Układu Antarktycznego – porozumienia kompleksowo regulującego status Antarktydy i wód ją otaczających.

W odniesieniu do Arktyki takie ograniczenia nie obowiązują. Perspektywy zwiększenia jej dostępności komunikacyjnej wydają się natomiast zachęcające. Arktyka jest bowiem najszybciej ocieplającym się regionem ziemi. W ostatnich kilkudziesięciu latach temperatura wzrastała w niej dwa razy szybciej niż w pozostałych rejonach świata. Prognozuje się, iż średnie temperatury na tym obszarze będą wzrastać przez cały XXI w. W rezultacie już za 30 lat pokrywa lodowa na Oceanie Arktycznym może w okresie letnim prawie całkowicie zanikać, otwierając ten region dla transportu morskiego.

Arktyka nie jest pojęciem ściśle zdefiniowanym pod względem geograficznym. W różnych opracowaniach delimitację tego obszaru przeprowadza się na podstawie kryteriów geograficznych, klimatycznych lub administracyjnych. Na potrzeby niniejszego artykułu została ona zdefiniowana jako obszar położony za północnym kołem podbiegunowym. Przy takiej definicji obejmuje ona około 6% powierzchni ziemi. Powierzchnię jej w około 1/3 stanowią lądy, w 1/3 szelf kontynentalny, zaś w pozostałej 1/3 głębokie wody Oceanu Arktycznego. Na terenie Arktyki swoje terytoria posiadają następujące

państwa: Stany Zjednoczone, Kanada, Rosja, Norwegia, Finlandia i Szwecja. Dwa ostatnie nie mają dostępu do Oceanu Arktycznego. Islandia zlokalizowana jest poniżej koła podbiegunowego północnego, jednak jej wyłączna strefa ekonomiczna już za to koło wykracza. Na terenie Arktyki leży także Grenlandia, która – chociaż formalnie należy do Danii – posiada autonomię w zakresie dysponowania surowcami naturalnymi.

Duża część wymienionych powyżej państw już wydobywa surowce energetyczne na terenie arktycznym lub planuje takie wydobywanie. Są one uprawnione do prowadzenia wydobywania na swoich terenach lądowych oraz na obszarach morskich znajdujących się w granicach ich wyłącznych stref ekonomicznych. Dodatkowo państwa te starają się zapewnić sobie prawo do eksploatacji surowców naturalnych na obszarach morskich znajdujących się poza wyłącznymi strefami ekonomicznymi. Powołują się przy tym na Konwencję Narodów Zjednoczonych o prawie morza z 1982 r., która daje państwom przybrzeżnym wyłączność na korzystanie z surowców mineralnych zgromadzonych na szelfie kontynentalnym, nawet jeżeli znajdują się one poza zasięgiem 200-milowej wyłącznej strefy ekonomicznej. Otrzymanie takiego prawa wymaga jednak udowodnienia, iż obszary te stanowią część szelfu kontynentalnego. Niektóre państwa arktyczne złożyły już wnioski do Komisji Granic Szelfu Kontynentalnego ONZ o przyznanie takich praw, inne są w trakcie gromadzenia danych naukowych na poparcie swoich roszczeń. Niezależnie od opisanych powyżej kroków prawnych część państw prowadzi także działania propagandowe mające na celu zaakcentowanie ich praw do określonych części Oceanu Arktycz-

nego. Najbardziej znanym przykładem takich działań jest umieszczenie przez rosyjską ekspedycję naukową flagi tego kraju na biegunie północnym, na dnie morskim – 4000 m pod powierzchnią oceanu.

O wadze, jaką poszczególne państwa przywiązują do prawa wydobywania surowców energetycznych na terenach arktycznych świadczy także bardzo stanowcza postawa Rosji wobec ekologów, którzy we wrześniu 2013 r. próbowali wspiąć się na należącą do Gazpromu platformę Prirazłomnaja, zlokalizowaną na Morzu Peczorskim.

Ocean Arktyczny przyciąga uwagę nie tylko krajów nad nim leżących. Bardzo duże zainteresowanie tym obszarem przejawiają Chiny, mające nadzieję na nawiązanie współpracy z państwami posiadającymi prawo do zasobów surowców energetycznych na tym obszarze. W zamian Chiny gotowe są współfinansować budowę infrastruktury służącej wydobywaniu i transportowaniu ropy naftowej i gazu ziemnego, a także uczestniczyć w zagospodarowaniu wybrzeży Oceanu Arktycznego. Swoje zainteresowania tym terenem wyraża także Unia Europejska, która – chociaż nie ma dostępu do wód arktycznych – opracowała własną politykę arktyczną. Celem tej polityki jest wspieranie zrównoważonego rozwoju tego regionu.

Na terenie Arktyki odkryto dotychczas ponad 400 złóż gazu i ropy naftowej, przy czym ponad 60 z nich zalicza się do tzw. złóż olbrzymich, to jest zawierających przynajmniej 500 mln baryłek ropy naftowej lub analogicznych ilości gazu ziemnego.

W 2008 r. amerykańska agencja rządowa *United States Geological Survey* (USGS) opublikowała szacunki nieodkrytych zasobów węglowodorów znajdujących się na terenach arktycznych. Zgodnie z tymi szacunkami, technicznie wydobywalne, nieodkryte zasoby węglowodorów na tym terenie mogą wynosić 90 miliardów baryłek ropy naftowej, 47 bilionów m³ gazu ziemnego oraz 44 miliardy baryłek kondensatu gazowego. USGS szacuje, iż zasoby te nie są rozłożone równomiernie. Pod względem wydobywania ropy

naftowej najbardziej perspektywiczny jest obszar północnego wybrzeża Alaski, gdzie na lądzie i szelfie kontynentalnym może być zlokalizowana nawet jedna trzecia dotychczas nieodkrytych arktycznych zasobów ropy naftowej. Większość nieodkrytych zasobów gazu ziemnego i kondensatu gazowego zlokalizowana jest natomiast prawdopodobnie w zachodniej Syberii (39% gazu ziemnego i 46% kondensatu gazowego) oraz na Morzu Barentsa (19% gazu ziemnego i 3% kondensatu gazowego). Skupienie zasobów ropy i gazu jest zjawiskiem korzystnym, jedynie bowiem duże zgromadzenie węglowodorów w jednym miejscu może zapewnić opłacalność inwestycji w ich wydobycie.

Nierównomierna lokalizacja węglowodorów na obszarze Arktyki skutkuje także zróżnicowaną wielkością zasobów przypuszczalnie pozostających w dyspozycji poszczególnych państw. Szacuje się, iż najbogatszymi zasobami ropy naftowej na terenie Arktyki dysponują Stany Zjednoczone, z kolei największe złoża gazu ziemnego i kondensatu gazowego należą do Rosji (patrz tabela).

Przytoczone powyżej szacunki odnoszą się tylko do konwencjonalnych złóż węglowodorów. Nie dotyczą na przykład gazu i ropy zgromadzonych w pokładach łupków, piasków bitumicznych czy hydratów metanu.

Samo występowanie węglowodorów nie oznacza automatycznie możliwości ich wydobycia. Do przewyższenia pozostają bowiem bardzo trudne warunki pogodowe. W związku z tym na przykład platformy wydobywcze operujące na morzu muszą wytrzymać napór tafli lodu tworzącej się na oceanie. W przypadku wydobycia na lądzie największym problemem jest wiosenne rozmarzanie gruntu, stanowiące zagrożenie dla platform wiertniczych i rurociągów. Wiosenne roztopy oznaczają także bardzo często brak możliwości transportu, gdyż na obszarach dalekiej północy sieć dróg utwardzonych jest bardzo rzadka, a komunikacja często odbywa się drogami utworzonymi z lodu lub śniegu, dostępnymi tylko zimą. Niskie temperatury rodzą także konieczność korzystania ze sprzętu i technologii przystosowanych do warunków polarnych. Dodatkowo, zaangażowanie do pracy w tak trudnych warunkach wysoko wykwalifikowanego personelu wymaga zaoferowania mu wyższych wynagrodzeń.

Kolejny problem stanowi odległość miejsc wydobycia węglowodorów od miejsc ich wykorzystania. Pod tym względem sytuacja w Arktyce bardziej sprzyja wydobyciu ropy naftowej niż gazu ziemnego. Ropa jest bo-

wiem tańsza w transporcie, a rynki jej zbytu znajdują się bliżej niż rynki zbytu gazu ziemnego.

Wydobywanie węglowodorów na obszarze Arktyki budzi również poważne wątpliwości natury ekologicznej. Obszary te są bowiem jednymi z najmniej zmienionych przez człowieka regionów ziemi. Zamieszkiwane są przez wiele unikalnych gatunków zwierząt niewystępujących w innych rejonach świata. Wśród nich należy wymienić przede wszystkim duże ssaki, takie jak niedźwiedzie polarne, morsy czy wybrane gatunki wielorybów. Już sama obecność człowieka, ciężkiego sprzętu i infrastruktury towarzyszącej będzie negatywnie oddziaływać na warunki życia tych i innych gatunków. Przypuszcza się, iż bardzo szkodliwy dla zwierząt będzie hałas generowany podczas wiercenia i wydobywania węglowodorów, a przede wszystkim podczas badań geologicznych wykorzystujących metody akustyczne. Mogą one bowiem upośledzać działanie zmysłu słuchu, który zwierzęta żyjące na tym obszarze bardzo często wykorzystują do echolokacji, komunikacji czy poszukiwania pożywienia.

Największe zagrożenie dla środowiska naturalnego stanowiłby, oczywiście, wyciek ropy naftowej. Ze względu na bardzo trudne warunki naturalne (niskie temperatury, pokrywę lodową, silne wiatry, sezonowy brak światła słonecznego), a także niedostatek portów i lotnisk potrzebnych do przerzucenia niezbędnego sprzętu i ludzi, w praktyce nie byłoby możliwe całkowite usunięcie skutków takiej katastrofy. Także proces samooczyszczenia środowiska po takiej katastrofie przebiegałby wolniej. Ze względu na niskie temperatury oraz małe ilości światła słonecznego wszelkie procesy biologiczne, w tym proces naturalnego rozkładu ropy naftowej, przebiegają w Arktyce wolniej niż na niższych szerokościach geograficznych. W związku z tym także proces biologicznego rozkładu ropy będzie trwał dłużej. Dodatkowo, jeżeli wyciek wystąpiłby na obszarze oceanu pokrytym lodem, przez długi okres mógłby pozostać niezauważony.

Przypuszczalny podział nieodkrytych zasobów surowców energetycznych w Arktyce między poszczególne państwa i terytoria autonomiczne [%]

	Ropa naftowa	Gaz ziemny	Kondensat gazowy
Rosja	30	67	61
Kanada	12	4	3
USA	37	15	14
Grenlandia	15	7	20
Norwegia	6	7	2

Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych z *Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle*, U.S. Geological Survey, Fact Sheet 2008-3049, <http://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049>.

Podczas tworzenia planów zagospodarowania złóż węglowodorów na obszarach arktycznych coraz częściej zwraca się uwagę także na konieczność uwzględnienia prawa lokalnych mieszkańców tych terenów, często będących w swoich krajach przedstawicielami mniejszości etnicznych, do samostanowienia. Rozpoczęcie masowego wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego może bowiem oznaczać konieczność zmiany ich dotychczasowego trybu życia.

Wydaje się jednak, iż obecnie głównym czynnikiem decydującym o tempie, w jakim zagospodarowywane będą arktyczne pokłady węglowodorów będzie rozwój wydobycia gazu i ropy naftowej z pokładów łupków. Jeżeli wydobycie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych zyska w innych rejonach świata takie znaczenie jak w Stanach Zjednoczonych, można będzie oczekiwać zmniejszenia zaangażowania państw i firm wydobywczych w eksploatację złóż arktycznych. Już obecnie terminy rozpoczęcia wielu inwestycji na tych terenach są przekładane. W przypadku globalnego upowszechnienia wydobycia gazu i ropy z pokładów łupków, rezerwy arktyczne węglowodorów traktowane będą jako inwestycje długookresowe, do wykorzystania w momencie wyczerpania węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych.

Autor jest głównym analitykiem G.EN. GAZ ENERGIA S.A.



G.EN. GAZ ENERGIA S.A.
ul. Dorczyka 1,
62-080 Tarnowo Podgórne
tel. (+48) 61 829 98 12
fax (+48) 61 829 98 22
e-mail:gen@gen.com.pl
www.gen.com.pl

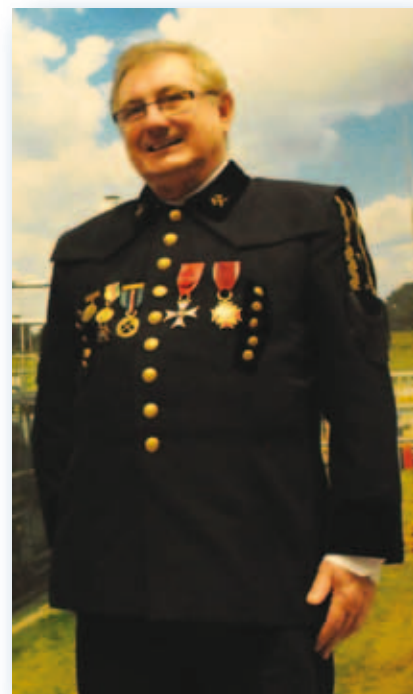
Pan na złożach

Liczne były zapowiedzi kolejnych ministrów, że boom łupkowy ruszy lada moment. A tu klapa, nic takiego się nie stało. Gdyby jednak władza posłuchała fachowców, którzy wiedzą, „co w złożach piszczy”, takich na przykład jak Tadeusz Kulczyk, pewnie oszczędziłaby sobie bajkowych opowieści.

Adam Cymer

Tadeusz Kulczyk prawie pół wieku pracował na polskich złożach, więc o blaskach i cieniach poszukiwań i eksploatacji złóż ropy i gazu wie wszystko. Ta wiedza sprawia, że ze zdziwieniem przyjmuje szum medialny i polityczne poruszenie wokół polskich łupków. – *My, jako branża poszukiwawcza – mówi – dawno już wiedzielibyśmy z informacji geologicznych, że są ślady gazu w przewiercanych łupkach. Nigdy jednak nie udało się uzyskać przepływu o takiej skali, by dało się to zmierzyć i ocenić. W latach 80. ub.w. w Stanach Zjednoczonych ruszył wielki boom poszukiwań gazu i ropy. To były próby z tzw. Coalbed Methane, metanem ze złóż węglowych, bardzo wówczas stymulowane finansowo. Amerykanie i nas zachęcali do takich prób, byłem nawet na ich terenach poszukiwawczych. Ale u nas to się nie sprawdziło, może dlatego że nikt w kryzysowych latach 80. XX wieku nie marzył nawet o wspieraniu finansowym takich prac. Z pobytu w USA przywiozłem jednak wiedzę o tamtych warunkach geologicznych i stosowanych technologiach. Złoża niekonwencjonalne tym się różnią od konwencjonalnych, że skałę łupkową trzeba „urobić” i wtedy gaz wypłynie. Do tego służy technika szczelinowania hydraulicznego, znana zresztą od ponad pół wieku. Problem polega na tym, że konieczne są odpowiednie technologie. Jeśli wtlacza się do otworu 1500 m³ ply-*

nu, to potrzebne są odpowiednio silne agregaty, by dały ciśnienie zapewniające takie wydatki płynów, a przy tym należy tak konstruować otwór wiertniczy, by te olbrzymie ciśnienia wytrzymały rury okładzinowe. I sprawa zasadnicza. Amerykańskie złoża są generalnie płytko – od 700 do 1500 metrów, podczas gdy polskie to głębokość 2400–2600 metrów i więcej. I wszystko się komplikuje. Koszt otworu rośnie w postępie geometrycznym. Takie głębokości wymagają kilku kolumn rur okładzinowych, co podnosi koszty, do tego wykonanie otworu poziomego jest znacznie trudniejsze i droższe. A jest konieczne, by na głębokości poziomu złoża ja najwięcej złoża „urobić” i uzyskać sensowny przepływ. Dotychczasowe efekty prac na polskich terenach dały obiecujące wyniki, ale na skałę ćwierćprzemysłową. Dlatego wyrażam opinię, że do całej sprawy należy podchodzić z rozważą i precyzyjnie liczyć koszty, bo chodzi o gigantyczne pieniądze. Jestem zdania, że należy wykonać ileś otworów, przeprowadzić kolejne szczelinowania i wszystkie możliwe badania, choćby dla potomnych. Może pojawią się jakieś nowe technologie, które usprawnią proces poszukiwań i eksploatacji. Ale obecnie na znaczącą produkcję raczej bym nie liczył. Tę ostrożność wypowiedzi specjalisty powinni wziąć pod uwagę wszyscy, którzy podejmują i będą podejmować decyzje w sprawie rozwoju przemysłu „łupkowe-



go”, zarówno w sensie politycznym, jak i biznesowym.

Do tego profesjonalizmu Tadeusz Kulczyk dochodził przez lata pracy w branży poszukiwawczej. Kończąc w marcu 1968 roku studia na krakowskiej AGH, jako mgr inż. wiertnik górnictwa naftowego, wiedział, że to jest właśnie jego kierunek zawodowy. A pięć dni po obronie swojej pracy magisterskiej wiedział jeszcze jedno – nigdy nie będzie należał do żadnej organizacji politycznej. To wtedy właśnie władza partyjna pokazała studentom, co potrafi.

Już w czerwcu tego samego roku rozpoczął pracę w Przedsiębiorstwie Poszukiwań Nafty i Gazu Zielona Góra. To była zupełnie nowa firma. On zaczynał pracę, firma – działalność. Był pierwszym absolwentem AGH wśród wielu młodych ludzi zatrudnionych w tym zakładzie, bez doświadczenia, uczących się. Tadeusz Kulczyk uczył się bardzo szybko. Już po roku stażowania został kierownikiem wiertni, by w kolejnym roku zostać specjalistą ds. opróbowania próbników złoża, a po czterech latach kierownikiem działu prób. To były bardzo ważne i odpowiedzialne funkcje. Tak jak geolog musi znaleźć złożo, tak dział prób jest takim miejscem, w którym trzeba je przygotować, aby dało się je długo i skutecznie eksploatować. Po kolejnych dwóch latach otrzymał propozycję przejścia na dość już wysokie sta-

nowisko – głównego specjalisty ds. eksploatacji – w tworzonej wówczas przy Wielkopolskich Zakładach Gazownictwa nowej części eksploatacyjnej. To było duże wyzwanie, trzeba było od podstaw tworzyć nowy zakład. Przybywało złóż, powstawały nowe kopalnie, rozbudowywało się zaplecze. To był czas, w którym poszukiwało się ludzi, a nie ludzie – roboty. Szczególnie ludzi z uprawnieniami, zatwierdzeniami górniczymi. W 2–3 lata to wszystko powstało, dobrze zorganizowane i wydobyć wzrosło do prawie 4 mld m³. Ministerstwo Górnictwa uznało, że trzeba tę część eksploatacyjną przenieść do Zielonej Góry. Ale nastąpiły lata 1980–1981. Solidarnościowa aktywność Tadeusza Kulczyka sprawiła, że po tej „przeprowadzce” popadł w nieład ekipy stanu wojennego. Wyjechał na kontrakt do Libii, atrakcyjny zawodowo i finansowo. Kiedy jednak przyjechał na zagwarantowany w kontrakcie urlop do kraju, koledzy z Zielonej Góry namówili go, by jednak wrócił na stanowisko głównego specjalisty, ale już nie ds. eksploatacji, ale ds. profilaktyki przeciwerupcyjnej. W 1987 roku został powołany na stanowisko dyrektora generalnego Zielonogórskiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu. – *Ta nominacja wieńczyła pewien etap mojej pracy – mówi Tadeusz Kulczyk. – Objąłem przedsiębiorstwo powstałe z przyłączenia poznańskiej firmy eksploatacyjnej do zielonogórskiego przedsiębiorstwa wiertniczego. Znałem oba te zakłady, znałem ludzi, łatwiej mogłem godzić interesy sekcji wiertniczej i gazowniczej, bo cel mieliśmy wspólny, choć interesy niekoniecznie tożsame. Po latach oceniam, że taka decyzja zjednoczenia była trafna.*

Koniec lat 80. ub.w. to nie był złoty okres polskiego gazownictwa. Nie mógł być, bo cała gospodarka była w głębokim kryzysie. – *Mieliśmy olbrzymi potencjał poszukiwawczy, ale blokowani byliśmy przez brak technologii, bo pracowaliśmy wciąż przecież na technice radzieckiej, bardzo już przestarzałej – mówi Tadeusz Kulczyk. – I już na progu III RP pojawiła się nadzieja, że nastąpi jakaś zmiana na lepsze. Bank Światowy zaproponował Polsce pożyczkę w wysokości 250 mln USD, a Bank Europejski kolejne 60 mln USD. Raptem pojawiła się przed polskim przemysłem niewyobrażalna kwota*

310 mln USD. Co prawda, miała przede wszystkim łagodzić skutki przechodzenia na rynkowe ceny gazu, ale dzięki naszym staraniom w negocjacjach z ekspertami Banku Światowego kwota ta umożliwiła Polsce wkroczenie do świata nowoczesnych technologii.

Przed rozpoczęciem negocjacji z Polską Bank Światowy zlecił opracowanie raportu o stanie polskiej gospodarki w kontekście oceny zapotrzebowania na gaz ziemny, co było podstawą uznania, że pożyczka zostanie spłacona. Gdy Polacy otrzymali raport, byli zszokowani. Dowiedzieli się bowiem, że w najbliższych 2–3 latach tyle a tyle sektorów gospodarki upadnie, tyle a tyle popadnie w poważne kłopoty, a to oznacza, że znacząco zmniejszy się liczba odbiorców gazu. – *Ale my też byliśmy przygotowani. Mieliśmy własne scenariusze, gotowe plany rozwoju – dodaje Tadeusz Kulczyk. – Podczas końcowych negocjacji w Waszyngtonie zaprezentowaliśmy naszą filozofię wykorzystania pieniędzy. Po pierwsze – szkolenia i staże techniczne dla jak największej grupy specjalistów. Jeśli zakupy sprzętu i urządzeń, to nie rur, a urządzeń wiertniczych nowej generacji, softweru i technologii dla geofizyki, technik polowych. To zostało zaakceptowane i pożyczka została udzielona. Muszę przyznać, że udane negocjacje z Bankiem Światowym to jedna z moich największych satysfakcji zawodowych. A jeśli chodzi o ten raport o Polsce, to on się, niestety, ziścił, ale w bardziej rozłożonej w czasie formie, mniej bolesnej dla gospodarki.*

Na efekty pożyczki Banku Światowego nie trzeba było długo czekać. Zaczęto zagospodarowywać nowe złoża, wyposażać, automatyzować. Geofizyka wkroczyła w technikę 3D i przełamany został zastój w poszukiwaniach, sięgający lat 80. ub.w., nastąpiła seria znaczących odkryć nowych złóż, wzrosło bezpieczeństwo. Efekt skali był ogromny. Zielona Góra stała się centrum zarządzania tą zupełnie nową jakościowo rzeczywistością. A ta nowa rzeczywistość to złoża BMB, a także Kościan. Zwiększyła się produkcja ropy naftowej ze 100 tysięcy ton do ponad 0,5 mln ton. Przez lata wydobyto z tego złoża 10 mln ton ropy i kilka mld m³ gazu ziemnego. Dzięki BMB 5 lipca 1996 r. zawarto pierwszy w Polsce kontrakt na dostawy gazu ze złóż lokal-

nych do elektrociepłowni w Gorzowie, w której w 1999 r. uruchomiono nowoczesną turbinę gazowo-parową. – *Inspirowałem i wspierałem rozwiązania korzystne dla regionu – mówi Tadeusz Kulczyk. – Lokalny rozwój gazownictwa, dzięki współpracy z gminami i przedsiębiorcami, na Pomorzu i w Wielkopolsce, zaczęliśmy od 3–5 mln m³ gazu, a doszliśmy do 150 mln m³. Z korzyścią dla obu stron.*

W połowie lat 90. ub.w. pojawił się jednak problem. Kolejne rejony były przestawiane na wysoki metan i okazało się, że jest nadmiar gazu zaazotowanego. – *Mimo że we wszystkich kalkulacjach ten gaz się broni, jest najtańszy w produkcji – mówi Tadeusz Kulczyk. – Przecież polskie gazownictwo zarabia przede wszystkim na ropie naftowej i gazie zaazotowanym. Pomyślałem wówczas, że jeśli mamy, jako Zielona Góra, być problemem, to odłączmy się od PGNiG i usamodzielnijmy się jako przedsiębiorstwo państwowe. Spór był bardzo poważny, ale do odłączenia nie doszło. Nasze wyniki finansowe przekonały do nas władze grupy kapitałowej, a ja, jako dyrektor, zostałem wiceprezesem PGNiG ds. gazu zaazotowanego. Choć dzisiaj, po latach, myślę, że gdybym wtedy wykazał większą determinację, może górnictwo naftowe byłoby silniejsze niż jest, z pożytkiem dla Zielonej Góry i polskiej gospodarki. Jestem bowiem przekonany, że sukces w gospodarce zależy od modelu zarządzania. Nigdy nie byłem i nie jestem zwolennikiem korporacji centralnie sterowanych. Uważam, że efektywniejszy jest model „wielka matka” i ileś „spółek-córek” z dużą swobodą działania w terenie. To wymusza na ich liderach inicjatywę, chęć działania. I nie skłania do postawy „konsumenta” przydzielonego przez centralę budżetu. To my nadstawialiśmy głowę w okresie prowadzenia inwestycji w BMB, bo geologowie przestrzegali, że nie są do końca pewni parametrów złoża. A jednak mieliśmy rację. To my dość szybko doszliśmy do wniosku, że na kończących się złożach – jak Wierzchowice – są doskonałe warunki do tego, żeby stały się podziemnymi magazynami gazu. To my podejmowaliśmy decyzje o rozwoju gazownictwa lokalnego. I te nasze decyzje ważne w terenie wcale nie należały do priorytetów w centrali. Dzisiaj centralizacja zmierza za daleko.*



Czas na gaz

Rozmowa z **Andrzejem Gajewskim**,
prezesem PGNiG TERMIKA

Gaz to podobno przyszłość produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu, ale mimo zakładanego wzrostu kogeneracji w Polsce w ostatnich pięciu latach notujemy stagnację, a w pierwszym półroczu 2013 wręcz spadek, zwłaszcza kogeneracji gazowej. PGNiG TERMIKA stawia w tym momencie na kogenerację gazową. Dlaczego?

Właśnie dlatego że tak mało zrobiono, jest pole do zagospodarowania. Wykonane w przeszłości analizy oraz prace studialne pokazały, że gaz jest w energetyce i ciepłownictwie paliwem przyszłości. Na podstawie wyników tych badań przyjęto wytyczne dla wzrostu kogeneracji, w tym gazowej. Nie zostały one zrealizowane nie z powodu zakwestionowania wyników badań, lecz braku niezbędnych rozwiązań legislacyjnych, które nie powstały na czas. Merytorycznie prognozy są prawidłowe, tylko prawnicy i politycy nie nadążają z opracowaniem przepisów. PGNiG TERMIKA dostrzegła tu szansę, by zdobyć kolejną – tym razem czasową – przewagę konkurencyjną.

A jakimi przewagami już dysponujecie?

Przede wszystkim mamy ponad 50-letnie doświadczenie w kogeneracji. Jesteśmy największym producentem ciepła i energii elektrycznej w Unii Europejskiej, stale nadążającym za nowymi trendami, czego dowodem jest fakt, że już dziś dzięki czynionym z wyprzedzeniem inwestycjom spełniamy normy ochrony środowiska, które dyrektywa unijna wprowadzi w roku 2016. Byliśmy dalekowzroczni i teraz dyskontujemy korzyści. Tak samo będzie z gazem. Będziemy zbierać profity, gdy inni zaczną startować. Druga przewaga to uzyskany niedawno dostęp do gazowniczego know-how poprzez trafienie do Grupy Kapitałowej PGNiG. Ten miks kompetencji ciepłowniczo-gazowych zdecydował, że to właśnie naszej firmie powierzono rolę centrum kompetencyjnego w obszarze energetyki. Do tego dokładamy teraz przewagę czasową, a jest to przewaga niebagatelna, bo inwestycje w energetyce to okres co najmniej kilku lat. Już rozpoczęliśmy realizację trzech dużych projektów: budujemy elektrociepłownię w Stalowej Woli, trwają prace związane z inwestycją w blok parowo-gazowy na Żeraniu oraz posiadamy gotowe rozwiązania dla małych i średnich przedsiębiorstw zużywających dużo ciepła, którym oferujemy wybudowanie „pod klucz” małej elektrociepłowni i późniejsze zarządzanie nią

w zamian za wieloletnią umowę odbioru ciepła i prądu. Modernizacja liczącej sto lat Elektrociepłowni Pruszków także będzie polegała na zastąpieniu węgla blokami gazowo-parowymi.

Gaz jest jednak droższy od węgla i mniej „modny” niż biomasa, od marca nie ma pomarańczowych certyfikatów, a prace nad nowym systemem wsparcia kogeneracji stanęły w miejscu. Kto będzie dopłacał do tej produkcji?

Biomasa też jest droższa od węgla, skoro jednak postawiliśmy na ekologię w światowych priorytetach, a zwłaszcza unijnych, to decyzjami legislacyjnymi spowodowano opłacalność stosowania tego paliwa. Podobnie będzie z gazem, który jest bardziej przyjazny dla środowiska. Jest to tylko kwestia wyboru rozwiązania – czy będzie powrót do systemu certyfikatów czy innej formy dotowania lub przyznawania ulg. Pamiętajmy, że polskie prawodawstwo wymaga notyfikacji unijnej. Właśnie trwają konsultacje w tej sprawie z Brukselą. To wydłuża procedurę.

A jeśli nie będzie zadowalających rozwiązań?

Swoje przekonanie o przyszłości energetyki gazowej w Polsce wyrobiłem sobie już dużo wcześniej, podczas pracy w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych Operator. Odnawialne źródła energii, a zwłaszcza farmy wiatrowe czy fotowoltaika, mają jedną zasadniczą wadę, o której w mediach popularnych niewiele się mówi, a mianowicie tę, że nie zapewniają ciągłości dostaw energii elektrycznej. Operatorzy elektroenergetycznych systemów przesyłowych muszą więc dysponować źródłami rezerwowymi. Bloki gazowo-parowe nadają się do tego celu wręcz idealnie. Mogą być uruchamiane niemal natychmiast, mają wysoką sprawność, a technologia pozwala budować nawet instalacje niewielkie i stawiać je w miejscach wrażliwych z punktu widzenia krajowego systemu elektroenergetycznego, tam, gdzie występuje niedobór sieci przesyłowych i w razie awarii nie ma alternatywnych linii umożliwiających dostarczenie prądu z odleglejszego źródła. Po prostu nadszedł czas na gaz i rozwiązania legislacyjne będą musiały nadążyć. Im prędzej, tym lepiej.

Czy mógłby pan podać więcej szczegółów dotyczących wspomnianych inwestycji w instalacje kogeneracji gazowej? Na początek – Stalowa Wola.

30 października PGNiG TERMIKA stała się właścicielem 50 procent akcji Elektrociepłowni Stalowa Wola SA – w wyniku aportowego podwyższenia przez PGNiG SA kapitału zakładowego spółki o ponad 20 mln złotych (właścicielem pozostałych akcji jest spółka Tauron-Wytwarzanie). Jako współwłaściciel będziemy uczestniczyć w budowie największej realizowanej obecnie w Polsce elektrociepłowni gazowej. Pozwoli to zdobyć doświadczenie, które wykorzystamy w kolejnych inwestycjach na terenie aglomeracji warszawskiej, w tym na Żeraniu i w Pruszkowie. Projekt zakłada wybudowanie do połowy 2015 roku nowoczesnego bloku gazowo-parowego o mocy 450 MWe oraz 240 MWt. Elektrociepłownia Stalowa Wola będzie produkowała rocznie 3000 GWh energii elektrycznej i spalała około 600 mln m³ gazu ziemnego wysokometanowego. Będzie dostarczać ciepło dla miast Stalowa Wola i Nisko oraz położonych w ich rejonie przedsiębiorstw przemysłowych, a ponadto zasilac będzie w energię elektryczną Krajowy System Elektroenergetyczny. Inwestycja finansowana jest w 25 procentach z własnych zasobów, a 75 procent środków zapewniają: Europejski Bank Inwestycyjny, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju oraz Polska Kasa Opieki SA. Przedsięwzięcie jest realizowane w formule *project finance* przez hiszpańską firmę Abener Energia SA. Kontrakt przewiduje też 12-letnią umowę serwisową. Instalacja charakteryzuje się niskimi emisjami środowiskowymi. Na placu budowy trwają już prace. Elektrociepłownia Stalowa Wola zawarła umowy zapewniające zarówno dostawy paliwa gazowego, jak i sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej.

Pruszków?

Na przełomie roku bieżącego i początku przyszłego ogłoszony zostanie przetarg, który wyłoni wykonawcę. Budowa rozpocznie się w 2014 roku. Decyzja o modernizacji zakładu wynika ze znacznego zużycia dotychczas eksploatowanych urządzeń (rozpoczęcie modernizacji zbiega się ze stuleciem istnienia zakładu) oraz troski o środowisko i ma bezpośredni związek z dyrektywą unijną zaostrzającą parametry emisji. Stare, wyeksploatowane urządzenia zostaną zastąpione silnikami gazowymi o mocy 11 MWe i 11 MWt. Zakończenie inwestycji nastąpi w 2016 roku.

No, i Żerań.

Realizacja nowego bloku parowo-gazowego o mocy około 450 MW w EC Żerań jest już rozpoczęta, będzie on uruchomiony w 2018 r., jego parametry techniczne będą spełniały wymogi dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (IED) oraz tzw. kryteriów BAT – wyboru najlepszej z dostępnych technologii.

Zakończenie proekologicznych inwestycji gazowych w tym czasie.

Udział węgla i tak ciągle maleje. Dążymy do różnicowania paliw. Razem z nim współspalamy biomasę, a na Siekierkach rozpoczęliśmy przebudowę jednego z kotłów węglowych, tak aby w całości opalany był biomasą. Instalacja będzie gotowa za dwa lata, przed rozpoczęciem sezonu grzewczego 2015/2016. Przetarg o wartości 252 milionów złotych wygrało konsorcjum Andritz-Bifinger. Nastąpi dalsze ograniczenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Chronić klimat możemy także poprzez

ograniczanie marnotrawstwa energii, paliw i surowców. Staramy się wszystko, co nie zostanie przetworzone na prąd i ciepło, odzyskiwać, oczyszczać i zwracać środowisku. Wodę wykorzystujemy w instalacjach o obiegu zamkniętym, a jeśli jej część wraca do Wisły, to po gruntownym oczyszczeniu. W Kanale Żerańskim przepływającym przez nasz zakład jest mnóstwo ryb, a nawet raki, znane z tego, że żyją tylko w czystej wodzie. Pokazujemy, że produkcja ciepła i energii elektrycznej może być przyjazna dla środowiska. Wysokie kominy z przyzwyczajenia kojarzone są z dymami i przykrymi zapachami, ale kominy Żerania i Siekierek przeszły głęboką metamorfozę. Mgiełka, która się nad nimi unosi, to oczyszczona ze szkodliwych substancji para wodna. Radykalną poprawę spowodowało zarówno stosowanie wysoko wydajnych filtrów, jak i zaawansowanych technologii odsiarczania i redukcji tlenków azotu. Dotyczy to również utylizacji odpadów. Wychwytywane ze spalin związki siarki przetwarzane są w procesie syntezy chemicznej w gips syntetyczny, a z popiołów powstających w procesie spalania produkujemy kruszywa dla drogownictwa. Większość dróg wokół Warszawy wybudowanych w ostatnich kilkunastu latach wykorzystało nasze materiały.

Czy myślicie o projektach oszczędzających energię?

Każda nasza nowa inwestycja cechuje się wyższą efektywnością energetyczną od dotychczas stosowanych urządzeń. Zwiększa też bezpieczeństwo dostaw. Ponadto, nieustannie szukamy rozwiązań niestandardowych. Wybudowaliśmy na Siekierkach pierwszy w Polsce akumulator ciepła. Jest to potężny zbiornik o średnicy 30 metrów i wysokości 47 metrów, który gromadzi energię ciepłą w postaci gorącej wody w czasie, kiedy zapotrzebowanie na ciepło jest mniejsze (w środku dnia), a oddaje energię wtedy, gdy zapotrzebowanie rośnie (rano i wieczorem). W ten sposób akumulator wyrównuje pracę elektrociepłowni w cyklu dobowym, umożliwiając produkcję energii cieplnej przez bardziej efektywne jednostki. Jest to przydatne zwłaszcza zimą, gdy temperatura spada dużo poniżej zera, nasze instalacje kogeneracyjne przestają wystarczać i musimy dodatkowo uruchamiać kotły wytwarzające tylko ciepłą wodę dla odbiorców, bo przecież gwarantujemy dostawy dla stolicy. To jest, oczywiście, mniej efektywne. Zużywając ciepło z akumulatora, wykorzystane wcześniej również do produkcji energii elektrycznej – sprzyjamy środowisku. Akumulator powiększa zakres pracy naszych urządzeń w kogeneracji. Pozwala ogrzać 25 tysięcy mieszkań.

To droga inwestycja?

Akumulator kosztował 52 miliony zł. Inwestycje finansujemy z własnych środków, kredytów, korzystamy też z dopłat Unii Europejskiej. Do tej pory fundusze unijne zasiły firmę kwotą 100 mln złotych. Co roku wydajemy na działania związane z ochroną środowiska ok. ćwierć miliarda złotych. W ubiegłym roku było to łącznie 268 milionów. Rezultatem jest odczuwalne i zauważalne gołym okiem – by wrócić do przywołanych na początku kominów – zmniejszenie oddziaływania na środowisko naturalne aglomeracji warszawskiej.

Rozmawiał **Jerzy Loch**

Polski problem z łupkami

Jak usprawnić i przyspieszyć tempo prac poszukiwawczo-rozpoznawczych na niekonwencjonalnych złożach gazu ziemnego w Polsce – o tym diskutowano na początku listopada w Warszawie podczas drugiej edycji konferencji branżowej Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego (OPPPW).

– Tempo poszukiwań gazu z łupków w ostatnich miesiącach wyraźnie spadło – niepewność regulacyjna oraz ograniczenia natury biurokracyjnej niewątpliwie zmniejszyły apetyt firm na dalsze inwestycje. Inwestorzy potrzebują dziś niezwłocznych usprawnień proceduralnych, zapewnienia o bezpieczeństwie inwestycji w długiej perspektywie i efektywnego dialogu z regulatorami – powiedział Kamlesh Parmar, prezes zarządu Organizacji Polskiego Przemysłu Poszukiwawczo-Wydobywczego. W prezentacji posłużył się porównaniem z pracami poszukiwawczymi w Pensylwanii. Tam w cztery lata na obszarze 16 000 km² wykonano 1607 odwiertów, a w Polsce w takim samym czasie 49 odwiertów na obszarze ponad 87 000 km². Do wiarygodnej oceny zasobów łupkowych – zdaniem K. Parmara – potrzeba 287 odwiertów, a zatem jeśli tempo prac się utrzyma, w Polsce może to potrwać do 2037 roku.

W latach 2010–2013 firmy zrzeszone w OPPPW wykonały w sumie 49 odwiertów badawczych, z czego siedem to odwierty kierunkowe. Tempo prac poszukiwawczych w ostatnich miesiącach spada. W 2013 roku wykonano tylko 12 odwiertów, czyli o połowę mniej niż rok temu.

Uwagę zwraca niska liczba odwiertów, w których wykonano zabiegi stymulujące

wydobycie gazu z formacji łupkowych (20). Spośród 30 wykonanych zabiegów stymulacji różnego typu, jedynie 16 to pełne zabiegi szczelinowania hydraulicznego. Tylko pięć z nich wykonano w odwiertach kierunkowych, podczas gdy to właśnie szczelinowanie wielu sekcji jednego odwiertu kierunkowego (poziomego) daje najbardziej przekrojowe i miarodajne wyniki testów.

Same wiercenia nie potwierdzą, czy wydobywanie gazu na skalę przemysłową w Polsce jest możliwe. Aby realnie ocenić potencjał polskich złóż gazu z łupków, potrzebujemy setek kompleksowych zabiegów stymulacji wydobywania gazu. To skomplikowane i bardzo drogie operacje, dlatego przed podjęciem decyzji o wykonaniu każdego kolejnego zabiegu inwestorzy chcieliby mieć pewność, że ryzyko i koszty, jakie ponoszą, mają zabezpieczenie w postaci przewidywalności dalszych etapów procesu, co nie jest możliwe bez odpowiednich regulacji sektora – mówi Jacek Wróblewski, członek zarządu OPPPW.

Średnia głębokość odwiertu poszukiwawczego gazu z łupków w Polsce wynosi 3383 m p.p.t., zaś jego wiercenie zajmuje firmom przeciętnie 58 dni. Czas realizacji całej inwestycji znacznie wydłużają skomplikowane procedury administracyjne związa-

ne z jej przygotowaniem i uruchomieniem. Średni czas rozpatrywania wniosków i uzyskania wszystkich pozwoleń związanych z budową i uruchomieniem placu wiertniczego wynosi średnio 8 miesięcy, choć – jak przyznają firmy – zdarzały się lokalizacje, w przypadku których trwało to nawet 20 miesięcy. Głównymi utrudnieniami, z jakimi dotychczas borykali się inwestorzy, były: procedura uzyskania decyzji środowiskowej (średnio 11,5 miesiąca) oraz zgody na zmianę warunków koncesji (średnio 8 miesięcy).

Wartość inwestycji w wykonanie 49 odwiertów w latach 2010–2013 w Polsce wyniosła w sumie prawie 2 miliardy złotych. – Do 2021 roku kwota inwestycji w odwierty może wzrosnąć do 14 mld zł, ale najpierw musimy mieć warunki do wiercenia – podkreślił Kamlesh Parmar.

A z tym nie jest łatwo. Wciąż trwają mocno przeciągające się spory międzyresortowe w sprawie tzw. ustawy węglowodorowej. Nowy minister środowiska przyznał, że rząd jest podzielony w sprawie gazu łupkowego. Dlatego na razie nie wiadomo, czy będzie jeden projekt ustawy węglowodorowej czy dwa obecnie procedowane. Dodał również, że nie jest przesądzona sprawa NOKE, mocno kontestowanego przez inwestorów, ale – zdaniem ministra – w sposób mało uargumentowany, co nie jest dobrym sygnałem dla firm poszukiwawczych. W podawane kolejne terminy przyjęcia nowych regulacji mało kto już wierzy, bo miały być do końca roku, a tymczasem minister środowiska oznajmił ostatnio, że nowa ustawa powinna być znana w ciągu kilku miesięcy.

(AC)



Złoże Opalino.

1 października 2013 roku zapisze się w historii polskiej i europejskiej motoryzacji jako początek regularnej eksploatacji ekologicznych autobusów, zasilanych skroplonym gazem ziemnym (LNG).

Na ulicach Olsztyna zaczęło jeździć 11 autobusów zasilanych tym paliwem. Pojazdy wykonują obecnie 10% zadań transportu publicznego w tym mieście.

Zastosowanie tego innowacyjnego rozwiązania było możliwe dzięki determinacji producenta pojazdów – firmy Solbus oraz dostawcy gazu ziemnego – firmy Gazprom Germania. Dzięki hojnemu wsparciu ze strony operatora gazowego możliwe było przeprowadzenie testów eksploatacyjnych, które pozwoliły na dopracowanie konstrukcji pojazdu oraz wypracowanie sprawdzonego sposobu dystrybucji paliwa. Dzięki temu, że metan w procesie skraplania zmniejsza swoją objętość aż 600 razy, zbiorniki na LNG są trzy razy mniejsze niż na CNG. A to oznacza mniejszą masę autobusu i niższe zużycie paliwa. Zdaniem producenta, eksploatacja autobusu może być nawet o 40 proc. tańsza niż w przypadku modeli napędzanych olejem.

Również w Warszawie pojawią się autobusy napędzane LNG. Konsorcjum spółek Gazprom Germania, Solbus i jej partnera dystrybucyjnego Lider Trading wygrało ogłoszony przez Urząd Miasta Warszawy przetarg na dostawę autobusów na LNG dla Warszawy. Przedstawiona oferta o wartości ponad 114 mln zł obejmuje dostarczenie przez Solbus stołecznym Miejskim Zakładem Autobusowym 35 autobusów przegubow-



wych napędzanych LNG oraz dostawę przez Gazprom Germania tego paliwa przez 10 lat. Niemiecka spółka rosyjskiego koncernu zainwestuje również w stację tankowania LNG. Stolica będzie dysponowała największą flotą pojazdów LNG w Europie.

Słowa uznania należą się włodarzom miast, które wreszcie dostrzegły walory ekonomiczne i środowiskowe paliwa gazowego w transporcie miejskim. Jedyne co dziwi, to dostawca paliwa. Czy musimy oddawać rynek obcemu dostawcy, skoro mamy możliwości wykorzystania naszego doświadczenia z paliwem CNG, a niebawem będziemy mieli własne LNG z gazoportu w Świnoujściu?

X-lecie Sportgas na sportowo!



Długo oczekiwana przez wszystkich chwila wreszcie nadeszła – 23 listopada został rozegrany Barbórkowy Turniej Tenisowy, połączony z uroczystością X-lecia Stowarzyszenia Sportowo-Turystycznego Nafty i Gazu Sportgas. Frekwencja przekroczyła oczekiwania – łącznie w czterech kategoriach Women, OPEN, AS i VIP do sportowej rywalizacji stanęło 51 osób. Pierwsi amatorzy tenisa na kortach pojawili się już o 9 rano i przez cały dzień zacięcie walczyli o mistrzowskie tytuły. Emocji, nie brakowało nie tylko na kortach, ale też wśród kibiców – oczywiście, jak zawsze, towarzyszył nam duch *fair play*.

Były emocje, zacięta walka, ale też świetna i sympatyczna atmosfera. I właśnie dlatego tak naprawdę chyba nikt z nas nie mógł poczuć się przegranym – w końcu daliśmy z siebie wszystko. Ale – jak wiadomo – zwycięzca może być tylko jeden – a w tym przypadku aż czterech. Wśród płci pięknej najlepsza okazała się Agnieszka Kurella, w kategorii OPEN najwyższe trofeum przypadło Pawłowi Urzykowskiemu, w AS zwyciężył Łukasz Sztwiertnia, natomiast w kategorii VIP trymfował Andrzej Florjanowicz.

A pełna klasyfikacja po całonocnych zaciętych pojedynkach prezentuje się następująco:

- I. Women
 - 1. Agnieszka Kurella
 - 2. Joanna Chojnacka
 - 3. Marzena Rymkiewicz
- II. OPEN
 - 1. Paweł Urzykowski
 - 2. Hubert Moryson-Kowalski
 - 3. Marcin Ignatowski
- III. AS
 - 1. Łukasz Sztwiertnia
 - 2. Dariusz Krakowiak
 - 3. Maciej Tracz
- IV. VIP
 - 1. Andrzej Florjanowicz
 - 2. Mariusz Grochowski
 - 3. Cezary Sarnowski

Ponieważ zwycięzców należy uhonorować, wszyscy spokaliśmy się wieczorem w Teatrze Kamienica na pełnej niezapomnianych wrażeń uroczystości wręczenia turniejowych trofeów. Dekada działalności Stowarzyszenia Sportgas była świetnym momentem na podziękowania, podsumowanie i oczywiście, wspomnienia. W końcu troszkę razem przez te 10 lat przeżyliśmy.

lupkipolskie.pl

rzetelne źródło informacji
o gazie z łupków w Polsce

- > aktualne informacje
- > przejrzysta forma
- > szczegółowe opisy
- > fakty i mity



Chcesz wiedzieć więcej?
Odwiedź www.lupkipolskie.pl

Strona objęta honorowym
patronatem Ministra
Skarbu Państwa



Ministerstwo
Skarbu
Państwa


PGNiG
Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA