

czerwiec 2012

Przegląd gazowniczy

nr 2 (34)

cena 14 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

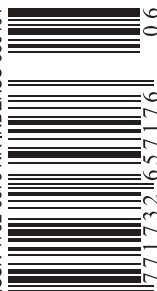
**Rynek CNG w Polsce
– rozwój czy regres?**

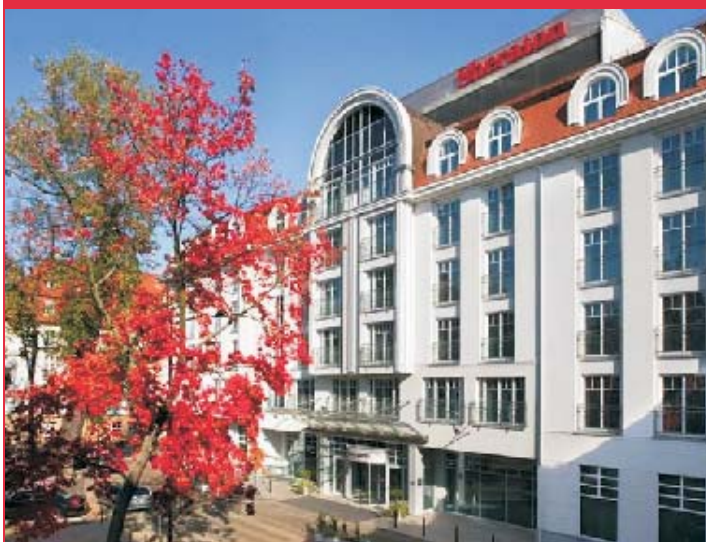
Akcyza na gaz ziemny

Temat wydania:

**PROGRAM
UWALNIANIA RYNKU**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464





KONFERENCJA

UWARUNKOWANIA ROZWOJU POSZUKIWAŃ GAZU ZE ZŁÓŻ NIEKONWENCJONALNYCH W POLSCE

pod patronatem

Grażyny Piotrowskiej-Oliwy, prezes zarządu
Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA

Sopot, 17–19 września 2012 r.

Sheraton Sopot Hotel Conference Center & SPA (ul. Powstańców Warszawy 10, Sopot)

DZIEŃ I – 17 września 2012 r. (poniedziałek)

- 12.00–16.00 Przyjazd uczestników, rejestracja
- 16.00–16.30 Otwarcie konferencji – Mirosław Dobrut, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa
Wystąpienie Grażyny Piotrowskiej-Oliwy, prezes zarządu PGNiG SA
Wprowadzenie – Andrzej Sikora, Instytut Studiów Energetycznych (moderator)
- 16.30–17.10 Zasoby gazu ze złóż niekonwencjonalnych – Paweł Poprawa, ISE
- 17.10–17.50 Wnioski z prac poszukiwawczych realizowanych przez GK PGNiG,
Andrzej Maksym, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
- 17.50 - 18.30 Ocena ryzyka finansowania inwestycji poszukiwawczo-wydobywczych – Arkadiusz Wicik,
Fitch Polska SA

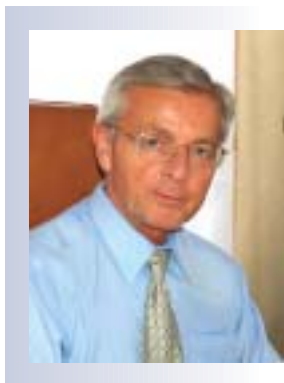
DZIEŃ II - 18 września 2011 roku (wtorek)

- 9.30–10.10 Otoczenie prawne i regulacyjne (unijne i krajowe) – Konrad Szymański, europoseł,
Parlament Europejski
- 10.10–10.50 Otoczenie międzynarodowe – ocena Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o.
z uwzględnieniem analiz: Global Shale Gas Initiative (GSGI) i Eurogas (EU Natural Gas Industry)
- 10.50–11.20 Przerwa na kawę
- 11.20–12.50 Akceptacja społeczności lokalnych – dr Katarzyna Strzała-Osuch, Powiślańska Szkoła Wyższa
- 11.50–12.25 Problemy transferu technologii, eksploatacja, ochrona środowiska
– John Logel, Talisman Energy Polska Sp. z o.o.
- 12.25–13.00 Udział spółek dystrybucyjnych w zagospodarowaniu gazu ze złóż niekonwencjonalnych
– Bernard Rudkowski, G.EN GAZ ENERGIA S.A.
- 13.00–14.00 Obiad
- 14.30–17.00 Dyskusja, podsumowanie konferencji

DZIEŃ III – 19 września 2011 roku (środa)

Wyjazd gości

 Izba
Gospodarcza
Gazownictwa



Mimo że wkraczamy w okres wakacyjny, nie zanosi się na leniuchowanie. Na to mogą sobie pozwolić jedynie ci, którzy tak wspaniałym akcentem zakończyli polsko-ukraiński turniej EURO 2012. Jak się okazało, zdaliśmy egzamin z organizowania tak dużej imprezy masowej. A może – jeśli potrafimy sprostać takim wyzwaniom – potrafimy równie skutecznie rozwiązywać nasze bieżące problemy? Dość szeroki wachlarz takich spraw, ważnych dla sektora gazowniczego, prezentujemy w bieżącym numerze. To dobrze, że tematów jest sporo. Oznacza to, że wreszcie, po latach pewnego marazmu, administracja rządowa podeszła do porządkowania rynku energii w sposób całościowy.

Od przygotowania nowych regulacji prawnych (prawo gazowe, ustawa o korytarzach przesyłowych, program uwalniania gazu), poprzez nowelizację prawa (prawo energetyczne), aż po nowelizację rozporządzeń, które dla sektora były bardzo uciążliwe. Tak jest w przypadku nowelizacji rozporządzenia RM w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu, o którą, jako IGG, walczyliśmy od dziesięciu lat, a opublikowany właśnie projekt spełnia wreszcie nasze oczekiwania.

Spektrum tematów objętych procedurami legislacyjnymi jest szerokie, ale najważniejsze, że toczą się one w dialogu z podmiotami, dla których są dedykowane. Oczywiście, będzie się liczył efekt końcowy, ale droga dochodzenia zasługuje na osobne uznanie. Tym bardziej że obserwujemy – jak na razie – konsekwencję w pracach legislacyjnych. Szkoda jedynie, że w tempie coraz bardziej odbiegającym od przyjętego harmonogramu (trójpak ustaw energetycznych już się oddalił na koniec tego roku).

To wszystko jest ważne o tyle, że dobra legislacja daje nadzieję, że w tak kluczowych sprawach, jak problem podatku akcyzowego na gaz ziemny czy sprawa uwolnienia rynku gazu, nie zostaną popełnione błędy, które mogą zagrozić sektorowi. Ujawniony w przypadku sektora budowlanego fatalny sposób praktykowania prawa o zamówieniach publicznych pokazuje, jak dramatyczne mogą być konsekwencje tak stosowanej legislacji.

Trzeba również podkreślić, że w stanowieniu reguł gry rynkowej nikt państwa nie zastąpi. Sytuacja na rynku CNG w Polsce wskazuje, że bez takiej mądrej interwencji (jak to się dzieje w wielu krajach Europy) nie ma szans na jego rozwój. I nie pomogą żadne zakłęcia, że to ekologiczne i tanie paliwo przyszłości w transporcie.

Andrzej Schoeneich
dyrektor IGG

Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – członek zarządu
Izby Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Maja Girycka
– Górnosląska Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.

Leszek Łuczak
– Wielkopolska Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.

Bożena Malaga-Wrona
– Karpacka Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.

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

Andrzej Schoeneich
Izba Gospodarcza Gazownictwa

Emilia Tomalska
– Mazowiecka Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.

Piotr Wojtasik
– Dolnośląska Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.

Katarzyna Wróblewicz
– Pomorska Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.

Joanna Zakrzewska
– Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

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. 0 602 625 474
e-mail: adam.cymer@gmail.com

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

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP
Ewa Książkowska-Bisińska
Ewa Wojtowicz-Topińska, Anna Zabrocka

Nakład 2700 egz.

S p i s t r e ś c i

TEMAT WYDANIA

- 8 **Regulowana deregulacja.** Adam Cymer komentuje proces uwalniania rynku gazu. Liberalizacja rynku jest konieczna. Jerzy Majchrzak.
- 9 **Należy rozważnie uwalniać gaz.** Maciej Tomaszewski.
- 10 **Projekt ustawy „Prawo gazowe” a rozwój konkurencyjnego rynku gazu.** Kamil Iwicki analizuje prace nad nową ustawą.

NASZ WYWIAD

- 12 **Brakuje nam mechanizmów konkurencji.** Rozmowa z Markiem Woszczykiem, prezesem URE.



PUBLICYSTYKA

- 14 **Wizja globalnego rozwoju gazownictwa.** Korespondencja dr. Jerzego Stopy z 25. Światowego Kongresu Gazowniczego.
- 16 **Komercjalizacja kluczem do sukcesu łupkowego.** Poseł Konrad Szymański omawia polityczno-ekonomiczne uwarunkowania rozwoju przemysłu łupkowego.
- 18 **Przedsiębiorcy przesyłowi czekają na „ustawę korytarzową”.** Mec. Krzysztof Przychodaj komentuje prace nad ustawą o korytarzach przesyłowych.
- 21 **Jaki powinien być przyszły system opodatkowania gazu ziemnego akcyzą?** Doradcy podatkowi Dominika Cabaj i Wojciech Kotala analizują możliwe rozwiązania w zakresie akcyzy na gaz.
- 48 **Harmonizacja europejskiego rynku gazu.** Relacja z konferencji GIE w Krakowie.
- 49 **Obok fety... plaży.** Adam Cymer komentuje problemy finansowe sektora budowlanego.
- 52 **Rynek CNG w Polsce 2012.** Analiza sytuacji w Polsce na tle europejskim.

12

INNOWACJE

- 24 **PGNiG Technologie dostawcą sprzętu do eksploatacji złóż gazu z łupków.**
- 25 **Gaz w elektroenergetyce.** Prof. dr Władysław Mielczarski wskazuje na warunki rozwoju energetyki gazowej.

III KONGRES POLSKIEGO PRZEMYSŁU GAZOWNICZEGO

- 29 **Uchwała III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego**
- 30 **Reportaż z obrad III KPPG.**



GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 32 **Gaz z łupków – szansa na tańszą energię.** Anna Jarosz prezentuje zamierzenia inwestycyjne GK PGNiG w zakresie złóż niekonwencjonalnych.
- 34 **Budowa terminalu w Mieroszowie.** Mirosław Zgarda pisze o inwestycjach w terminale LNG na terenach DSG.
- 36 **II strumień SAP już ruszył.** W GSG rozpoczął się kolejny etap wdrażania SAP.
- 38 **Ekologiczne paliwo w uzdrowisku Horyniec-Zdrój.** W KSG zniknęła kolejna biała plama na mapie sieci gazowniczej.
- 40 **Zintegrowany System Zarządzania Majątkiem Sieciowym.** MSG finalizuje informatyzację zarządzania.
- 42 **Ochrona katodowa naszą domeną.** W tej dziedzinie PSG specjalizuje się od dawna.
- 44 **Prawdziwa historia gazownictwa.** Leszek Łuczak omawia pomnikowe wydanie historii gazownictwa Wielkiego Księstwa Poznańskiego.

30

GAZ-SYSTEM S.A.

- 46 **Nowy IRiESP – podstawa liberalizacji rynku gazu.** Prezentacja dokumentu skierowanego do zatwierdzenia przez prezesa URE.

LISTY DO REDAKCJI

- 50 **W sprawie dozoru technicznego nad gazociągami.**

OSOBOWOŚĆ

- 54 **Zawodowiec otwarty na zmiany.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Lecha Bolikowskiego.

G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

- 56 **Gazyfikacja gmin Czernica i Jelcz-Laskowice.**

Na okładce: stacja CNG w Warszawie. fot. M. Ciemnołońska

Z życia Izby Gazownictwa

Mijający drugi kwartał 2012 r. upłynął pod znakiem intensywnych prac związanych z organizacją III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, który odbył się w Ossie 18–20 kwietnia 2012 r., a także bieżących działań statutowych.

Trzecia edycja KPPG odbyła się pod hasłem „Gaz ziemny w energetyce”. Mamy nadzieję, że otwarta na kongresie formuła spotkania przedstawicieli wszystkich segmentów rynku energii w Polsce dała zauważalny sygnał do poszukiwania nowych obszarów współpracy i integrowania środowisk reprezentujących gazownictwo, elektroenergetykę i ciepłownictwo. Przebieg prac kongresowych potwierdził, iż przyszłość branży energetycznej leży we wzajemnej współpracy. Kongres, wzorem lat ubiegłych, oprócz przedstawicieli parlamentu, ministerstw urzędów centralnych i wyższych uczelni technicznych, zgromadził również liczne grono wybitnych praktyków z branży gazowniczej i energetycznej. Wszystkim serdecznie dziękujemy za wsparcie podjętych przez nas działań na rzecz integracji i współpracy. Najważniejsze wnioski kongresowe oraz wytyczne dla branży gazowniczej zostały zawarte w uchwale III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego (str. 29).

Pod koniec kwietnia br. Izba Gospodarcza Gazownictwa przedłożyła (w nawiązaniu do pisma URE akceptującego wieloletni model regulacji spółek gazownictwa w latach taryfowych 2011/2012, 2012/2013 i 2013/2014) do URE projekt „Stanowiska regulacyjnego w zakresie wdrażania systemów inteligentnego opomiarowania w sektorze gazowym”. Projekt powyższy powstał w oparciu o wyniki dyskusji, jakie przedstawiciele Zespołu ds. *Smart Metering* w Gazownictwie, powołanego przy IGG, prowadzili w latach 2011 i 2012 na forum Zespołu Doradczego przy Międzyresortowym Zespole ds. Realizacji Polityki Energetycznej oraz podczas bezpośrednich spotkań roboczych z przedstawicielami URE. Projekt ten w pełni uwzględnił oficjalne stanowisko prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD-E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych, zwłaszcza w zakresie wskaźników taryfowych dla elektroenergetyki.

W odpowiedzi na naszą prośbę o zatwierdzenie „Stanowiska regulacyjnego w zakresie wdrażania systemów inteligentnego opomiarowania w sektorze gazowym”, otrzymaliśmy od prezesa URE na początku czerwca odpowiedź informującą, że projekt nie jest możliwy do zaakceptowania w formie, w jakiej został przedstawiony. Wątpliwości budzą kwestie zbyt małej liczby gazomierzy objętych programem (10 lat = 25%), nierozpatrzenie możliwości skorzystania przez gazownictwo z infrastruktury np. przedsiębiorstw elektroenergetycznych, rezygnacja przez gazownictwo ze skorzystania z OIP elektroenergetycznego i inne. Izba Gospodarcza Gazownictwa poinformuje w następnym numerze o dalszych pracach w tym zakresie.

Pod koniec czerwca IGG, wspólnie z Polską Izbą Przemysłu Chemicznego i Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych oraz przy wsparciu PGNiG SA i innych dużych grup kapitałowych, przygotowały i złożyły do ministrów gospodarki i finansów pisma z prośbą o włączenie tych organizacji do – działającej w ramach Międzyresortowego Zespołu ds. Realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2030 r. – Grupy Roboczej do spraw redukcji obcią-

żeń przedsiębiorstw energochłonnych. We wspólnym stanowisku organizacje te postulują również, by objąć pracami Grupy Roboczej kwestię wprowadzenia akcyzy na gaz ziemny od 1 listopada 2013 r., zgodnie z dyrektywą unijną.

Kwestia opodatkowania gazu ziemnego akcyzą (w tym wypracowania zakresu zwolnień z akcyzy) jest niezmiernie istotna z punktu widzenia przemysłowych odbiorców gazu ziemnego, tym bardziej że od kilku lat sytuacja finansowa i pozycja konkurencyjna polskiego przemysłu i energetyki pogarsza się w wyniku wdrażania unijnych regulacji dotyczących ochrony środowiska i klimatu, a przede wszystkim wejścia w życie kolejnej fazy systemu handlu emisjami (więcej na str. 21).

Pod koniec czerwca zakończone zostały prace (w ramach IGG) na rzecz wprowadzenia legalizacji wtórnej gazomierzy metodą próby losowej. W ramach podjętych działań dokonano aktualizacji opracowania Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie pt. „Analiza możliwości zastosowania metody próby losowej w celu wtórnej legalizacji gazomierzy miechowych” oraz przygotowano propozycję właściwych rozwiązań prawnych w ustawodawstwie polskim. Najważniejsze wnioski z przeprowadzonych prac zostały zawarte w piśmie do Waldemara Pawłaka, wicepremiera i ministra gospodarki, z prośbą o przywrócenie okresu legalizacji gazomierzy do 15 lat oraz wprowadzenie metody próby losowej poprzez nowelizację ustawy „Prawo o miarach”.

Pod koniec maja 2012 r. odbyło się w Stowarzyszeniu Elektryków Polskich (SEP) spotkanie robocze – z udziałem IGG – dotyczące ewentualnego wdrożenia systemu certyfikacji personelu ochrony katodowej w Polsce. W trakcie spotkania omówiono m.in. kwestię obowiązku wdrażania od sierpnia 2012 r. Europejskiej Normy PN-EN 15257:2008 „Ochrona katodowa – poziomy kompetencji i certyfikacja personelu ochrony katodowej”. Poruszone również problem wymaganych uprawnień w odniesieniu do osób zawodowo zajmujących się



Agnieszka Rudzka

ochroną katodową, uznając równocześnie, iż kwestia ta powinna być rozwiązana wspólnie przez wszystkie branże stosujące ochronę katodową (dzisiaj stan jest taki, że na etapie projektowania bądź oddawania obiektów ze względów formalnych podpisują się osoby nieodpowiadające wymaganiom wyżej przywoływanej normy). W trakcie spotkania zwrócono uwagę na brak przepisów (norm) krajowych regulujących w sposób jednolity kwestię trójstopniowej certyfikacji personelu ochrony katodowej. Ustalono również, że UDT-CERT oraz Zarząd Główny SEP będą jednostkami wiodącymi, które przygotowują projekty regulujące certyfikację, powołany zostanie ośrodek szkoleniowy odpowiadający wymogom PN-EN oraz komisja egzaminacyjna, do której poszczególne izby skierują uznanych ekspertów branżowych. Współpracę w tym zakresie przypieczętuje podpisanie listów intencyjnych przez zainteresowane izby i stowarzyszenia: IGG, PTPIRE, IGCP, PTEZ, PERN, które wesprą działania UDT oraz SEP.

Swoje prace kontynuował Zespół ds. Środków Unijnych, który – wspierając organa rządowe – wprowadził do projektu rozporządzenia dotyczącego Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego zapisy umożliwiające każdemu krajowi członkowskiemu przeznaczenie środków unijnych na inwestycje w ramach swoich programów operacyjnych. Szersza informacja w tym zakresie znajduje się na stronach internetowych IGG.

Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w II kwartale 2012 r. przystąpiły:

1. „CHEM-MET” Sp. z o.o. z siedzibą w Świdnicy przy pl. Św. Małgorzaty 1–2. Firma zatrudnia 4 osoby, jej działanie koncentruje się głównie w obszarze Odnawialnych Źródeł Energii (OZE), jest również wyłącznym dystrybutorem beziarkowego nawaniacza do gazu ziemnego GASODOR S-Free firmy Symrise. (www.chem-met.com.pl)
2. Chevron Polska Energy Resources Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie przy ul. Wyścigowej 6. Firma zatrudnia 16 osób i zajmuje się poszukiwaniami i wydobywaniem węgla kamiennego (www.chevron.com).
3. PSI Produkty i Systemy Informatyczne Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu przy ul. Towarowej 35. Firma zatrudnia 70 osób i prowadzi działalność w zakresie oprogramowania. PSI dostarcza i integruje, w oparciu o własne produkty, kompletne rozwiązania informatyczne dla energetyki (sieci elektroenergetyczne oraz rurociągi gazowe i paliwowe), produkcji (branża metalowa, motoryzacyjna i budowy maszyn), logistyki oraz transportu publicznego (www.psi.pl).
4. RWE POLSKA SA z siedzibą w Warszawie przy ul. Wybrzeże Kościuszkowskie 41. Firma zatrudnia ponad 600 osób i jest spółką obrotu energią elektryczną oraz podmiotem wspomagającym rozwój Grupy RWE w Polsce. Spółka prowadzi również działania mające na celu rozpoczęcie działalności gospodarczej w zakresie obrotu gazem ziemnym w oparciu o posiadaną koncesję na obrót paliwami gazowymi oraz koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą (www.rwe.pl).
5. TECH-POMP Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie przy ul. Sztandarów 1/3. Firma zatrudnia 12 osób i zajmuje się dystrybucją agregatów pompowych, prowadzi również doradztwo z zakresu hydrauliki i realizacji transferu cieczy. (www.techpomp.pl)

Pod koniec maja na stronach BIP ukazał się projekt nowelizacji ustawy o podatku VAT. Projekt zakłada m.in., że obowiązek podatkowy w podatku VAT w przypadku usług ciągłych oraz dostaw ciągłych towarów (energii elektrycznej, gazu, wody, ciepła) tam, gdzie ustalane są następujące po sobie terminy płatności lub rozliczeń, będzie powstawał z upływem każdego okresu, do którego odnoszą się te rozliczenia lub płatności.

Z jednej strony, rząd ogłasza kolejne ustawy deregulacyjne, a z drugiej – Ministerstwo Finansów potwornie komplikuje firmom życie, wymuszając wcześniejsze odprowadzanie VAT, wręcz konieczność kredytowania podatku, bez względu na gigantyczne koszty dla firm. Nowelizacja ta wiąże się ze zmianą systemów rozliczeniowych, ewidencyjnych i księgowych. Izby gospodarcze sektora energetycznego, gazowniczego, ciepłowniczego i wodociągów stanowczo oprotestowały pomysły Ministerstwa Finansów i zapowiadają, że będą do końca walczyć, by resort wycofał się z tego projektu.

● **25 czerwca.** – *Trudno będzie znaleźć zadowolonych z wyniku spotkania 20 lat po pierwszym Szczycie Ziemi* – powiedział Marcin Korolec, minister środowiska, po zakończeniu 25 czerwca br. szczytu Rio+20. – *Nie umniejszamy wagi przyjętych dokumentów, które podkreślają, jak ważny jest rozwój w zgodzie z ochroną środowiska i zielona gospodarka. Ale skala wyzwań, z jakimi każdy z nas mierzy się we współczesnym świecie, jest dużo większa niż środki, które chcemy przeznaczyć na walkę z problemami. Tak jak świat stał się bardziej skomplikowany, tak możliwość porozumienia stała się trudniejsza. Polska przekonywała do większego zaangażowania, ale mamy dosyć bogate doświadczenie w stymulowaniu wzrostu i wiemy, jak trudno pogodzić cele gospodarcze ze środowiskowymi. Ze zrozumieniem przyjmujemy więc wyniki szczytu. Pytanie o przyszłość tego procesu, przyszłość wspólnych globalnych narzędzi do przekierowania rozwoju na zielone tory pozostaje otwarte i uważam, że Polska ma w nim istotną rolę do odegrania.* Podczas szczytu Polska delegacja promowała kandydaturę Warszawy jako siedziby Zielonego Funduszu Klimatycznego. Warszawa ubiega się o lokalizację tej prestiżowej instytucji razem z pięcioma innymi konkurentami, wśród których są Bonn (Niemcy), Mexico City (Meksyk), Windhoek (Namibia), New Sangdo City (Republika Korei) i Genewa (Szwajcaria).

● **25 czerwca.** Zgodnie z postanowieniami ustawy „Prawo energetyczne”, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. opracował projekt zaktualizowanej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej (IRiESP). Po otrzymaniu uwag od użytkowników systemu, ich wnikliwej analizie oraz po ustaleniach przeprowadzonych z Urzędem Regulacji Energetyki, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. 25 czerwca 2012 r. przekazał projekt IRiESP do prezesa URE w celu zatwierdzenia.

● **21 czerwca.** Komisja Europejska wszczęła wobec Polski procedurę o naruszenie unijnego prawa za niepełne wdrożenie dyrektywy gazowej, a przynajmniej za niepoinformowanie KE o jej pełnym wdrożeniu. Dyrektywa powinna być wdrożona do marca ub.r. KE przesłała Polsce tzw. uzasadnioną opinię, aby ponaglić ją do „wypełnienia ciężącego na niej zobowiązania prawnego”. Takie

same opinie wysłała do Irlandii i Słowenii, które nie wdrożyły w pełni nie tylko dyrektywy gazowej, ale także dyrektywy dotyczącej energii elektrycznej. – *Dotychczas Polska nie poinformowała Komisji Europejskiej o wszystkich działaniach niezbędnych do pełnego wdrożenia dyrektywy gazowej* – oświadczyła w komunikacie KE. Jeśli Polska nie naprawi uchybienia, grozi jej pozwanie przed Trybunał Sprawiedliwości UE, a nawet kara pieniężna.

● **6 czerwca.** ZWZ PGNiG udzieliło absolutorium z wykonania obowiązków w roku 2011 wszystkim członkom zarządu i rady nadzorczej spółki. Akcjonariusze zdecydowali o przeznaczeniu całego zysku bilansowego w kwocie 1 615 690 672,36 zł oraz zysku zatrzymanego w kwocie 72 471 800,88 zł za rok 2011 na zwiększenie kapitału zapasowego spółki. Wynika to z potrzeby finansowania inwestycji uruchomionych w ramach zatwierdzonego planu inwestycyjnego na rok 2012. Plan inwestycyjny GK PGNiG na 2012 r. wynosi ok. 5 mld zł, z wyłączeniem PGNiG Termika. W tej kwocie mieszczą się również wydatki na poszukiwania i wydobycie węglowodorów. ZWZ podjęło także uchwałę dotyczącą powołania w ramach Grupy Kapitałowej PGNiG spółki PGNiG Poszukiwania SA.

● **30 maja** przy ulicy Kruczkowskiego 2 na warszawskim Powiśle odbyła się uroczystość wmurowania kamienia węgielnego pod reprezentacyjną siedzibę Mazowieckiej Spółki Gazownictwa (MSG). Innowacyjny budynek biurowy powstaje w ramach realizowanego przez Powiśle Park sp. z o.o. zespołu biurowo-usługowo-mieszkaniowego. Sześciopiętrowy budynek z trzema kondygnacjami podziemnego garażu zaprojektowała pracownia Kuryłowicz & Associates, głównym projektantem był prof. Stefan Kuryłowicz.

● **18 maja** Współpraca PGNiG Technologie z Orlen Upstream w zakresie dostaw sprzętu do eksploatacji złóż gazu z łupków. PGNiG Technologie Sp. z o.o. Oddział Naftomet zawarł z Orlen Upstream Sp. z o.o. kolejną umowę na dostawę sprzętu do eksploatacji złóż gazu z łupków. Kontrakt obejmujący wykonanie sześciu kompletów głowicy i wieży w wersji kompaktowej będzie realizowany w najbliższych miesiącach.

Specjalna konstrukcja kompaktowa przystosowana do eksploatacji złóż gazu z łupków została opracowana w odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie na sprzęt powierzchniowego zagospodarowania, przystosowany do tego typu odwiertów. Wersja kompaktowa sprzętu produkowanego przez Oddział Naftomet jest zgodna z API Spec. 6A oraz wchodzi w zakres systemu *time-saving* pozwalającego maksymalnie skrócić czas prac wiertniczo-montażowych, co pozwala na uzyskanie znaczących oszczędności finansowych. Urządzenie zwiększa również bezpieczeństwo pracy operatorów.

● **17 maja.** Na zaproszenie prof. Leny Kolarskiej-Bobińskiej, posłanki do Parlamentu Europejskiego, Jan Chadam, prezes zarządu GAZ–SYSTEM S.A., uczestniczył w debacie z Güntherem H. Oettingerem, komisarzem ds. energii, na temat polityki energetycznej i nowego budżetu



Od lewej: Günther H. Oettinger, komisarz ds. energii, Lena Kolarska-Bobińska, posłanka do PE.

Unii Europejskiej wraz z przedstawicielami sektora energetycznego, instytucji badawczych i środowisk opiniotwórczych.

Komisarz Oettinger omówił największe wyzwania stojące obecnie przed europejską polityką energetyczną i pomysły na alokację środków budżetowych w następnej perspektywie finansowej Unii Europejskiej na lata 2014–2020. Wypowiedź komisarza koncentrowała się wokół tego, że Europa jest kontynentem importu energii. Wzrost popytu na energię kształtuje, i będzie kształtował, nasze relacje z pozaeuropejskimi dostawcami energii. Dlatego wspólna strategia, której podstawą będzie zintegrowa-

na europejska infrastruktura przesyłowa, zapewni dostawy surowców oraz rozsądny miks energetyczny w Europie.

● **11 maja.** PGNiG wznowia poszukiwania gazu w Libii. Marek Karabuła 12 maja 2012 roku objął funkcję prezesa zarządu POGC Libya B.V. W związku z tym 11 maja br. złożył rezygnację z dotychczas pełnionej funkcji w Zarządzie PGNiG SA. Objęcie funkcji prezesa zarządu POGC Libya B.V. jest związane ze wznowieniem dzia-

dokończenie na str. 58

Jak to robią Niemcy?

Członkowie Rady Programowej „Przeglądu Gazowniczego”, po czwartkowym posiedzeniu roboczym, które odbyło się 14 maja w Łagowie koło Świebodzina, udali się następnego dnia do Niemiec, gdzie w podberlińskim Strausbergu spotkali się z Jörgiem Wieczorke, szefem wschodniego rejonu firmy EWE Netz GmbH, zajmującej się m.in. dystrybucją gazu ziemnego.

W długiej rozmowie zgłębialiśmy zasady działania tego operatora systemu dystrybucyjnego, porównując je z sytuacją spółek dystrybucyjnych GK PGNiG.

EWE Netz GmbH jest spółką-córką EWE Energie AG – należy do niej w 100 procentach. Powstała w czerwcu 2006 r. wskutek unijnej dyrektywy gazowej, nakazującej rozdzielenie dystrybucji od obrotu paliwem gazowym. Podobny proces nastąpił w Polsce, kiedy obrót gazem z regionalnych spółek gazownictwa przejęło PGNiG SA. Na tym podobieństwa się kończą. EWE Netz eksploatuje bowiem nie tylko własne lub dzierżawione sieci gazowe w północno-zachodnich Niemczech (Dolna Saksonia – region: Ems – Wezera – Łaba) i w części Brandenburgii oraz na Rugii, ale także sieci energetyczne, wodociągowe i telekomunikacyjne. Na koniec 2011 r. EWE Netz posiadała: sieć energetyczną – 81 090 km, sieć gazową – 55 430 km, sieć telekomunikacyjną – 33 800 km i sieć wodociągową – 2640 km. Liczba przyłączy gazowych: 709 000, odbiorców energii elektrycznej – 816 700. Liczba gazowych stacji redukcyjno-pomiarowych – 2550, liczba punktów poboru gazu z sieci przesyłowej – 14. Poza tym EWE Netz posiada trzy magazyny gazu, co pozwala jej szybciej i bardziej elastycznie reagować na wahania poboru gazu, daje jej większą niezależność od firm przesyłowych. W skład jej majątku wchodzi też cztery zbiorniki biogazu i 87 stacji tankowania CNG do samochodów. Zarządzaniem i obsługą tego majątku zajmuje się 1655 pracowników, co daje obraz wysokiej wydajności pracy w tej spółce.

Odczytywanie stanu liczników gazowych EWE Netz zleca firmie zewnętrznej. Zapytaliśmy, czy instalują u odbiorców inteligentne gazomierze. – Nie – odpowiedział J. Wieczorke. – *Dokonałiśmy dogłębnej analizy i doszliśmy do wniosku, że smart metering na razie nam się nie opłaca.*

W GK PGNiG rachunki za gaz wystawia odbiorcom sprzedawca gazu, czyli PGNiG. Na rachunku tym odbiorca znajduje informację, ile wynosi jego należność za zużyte paliwo gazowe, ile za przesył (opłata stała i zmienna), ile wynosi opłata abonamen-



Spotkanie w EWE Netz w Strausbergu. Od lewej: Katarzyna Wróblewicz, Andrzej Schoeneich, Bożena Malaga-Wrona, Maja Girycka, Piotr Wojtasik, Adam Cymer, Leszek Łuczak, Magdalena Kiersztan, Jörg Wieczorke i Cezary Mróz.

towa. W Niemczech jest inaczej. EWE Netz świadczy na rzecz sprzedawców gazu usługę księgowo-finansową i ta spółka, będąca dystrybutorem, wystawia odbiorcom faktury. Poprosiliśmy o pokazanie nam rachunku, jaki otrzymują od EWE Netz odbiorcy gazu. Była na nim tylko jedna pozycja! Żadnego rozbitcia na abonament, opłaty stałe i zmienne itd. Kierownik Wieczorke wyjaśnił nam, że w tej pozycji zawarte są wszystkie elementy składowe. – *Rozliczenie się ze sprzedawcami gazu to nasz problem. Ludzie chcą mieć prosty rachunek. Gdybyśmy im na rachunku wyszczególniali ilość gazu, abonament, opłaty przesyłowe itd., wiele osób tego by nie rozumiało. Dzwoniliby do nas i musiałbym zwiększyć zatrudnienie w call center.*

Zaskoczył nas także fakt, że operator systemu dystrybucji gazu uzyskuje koncesję na dystrybucję gazu na danym terenie od gminy i tylko na pięć lat. Jeśli po upływie ważności koncesji gmina wybierze innego dystrybutora, dotychczasowy operator sieci – jeżeli jest jej właścicielem – musi nowemu operatorowi tę lokalną sieć albo sprzedać albo udostępnić w formie dzierżawy lub leasingu. Zwycięzca gminnego przetargu zobowiązany jest zatrudnić pracowników poprzedniego operatora, związanych z obsługą tej lokalnej sieci. J. Wieczorke przyznał, że niedawno nie udało im się odnowić koncesji w czterech gminach, ale w kilku nowych uzyskali koncesję na rozprowadzanie gazu i budowę nowych gazociągów dystrybucyjnych,

Leszek Łuczak

Dziękujemy prezesowi Dariuszowi Brzozowskiemu i Magdalenie Kiersztan z EWE Energia za pomoc w organizacji wizyty w EWE Netz.

Liberalizacja rynku gazu jest konieczna

Program uwalniania gazu (PUG) jest dla przemysłu azotowego w Polsce ważny z dwóch powodów. Po pierwsze, ze względu na znaczenie gazu jako podstawowego i drogiego surowca. Po drugie – znana jest determinacja KE w zakresie uwalniania cen gazu.

Przemysł azotowy w Polsce zużywa obecnie około 2,5 mld m³, a petrochemiczny – około 1,5 mld m³ gazu, w związku z tym jego dostępność i cena istotnie wpływają na efektywność całej branży. Dlatego przedstawiony przez PGNiG – w porozumieniu z URE – program uwalniania gazu od początku budził bardzo duże zainteresowanie branży. Należy podkreślić, że rzeczowa dyskusja na temat PUG umożliwiła po raz pierwszy omówienie konkretnych problemów wynikających z próby zmiany istniejącego modelu kształtowania cen gazu oraz form jego dostawy. W trakcie roboczych dyskusji omawiano pozytywne i negatywne skutki tego procesu, w tym duże problemy legislacyjne i czasowe. Dyskusje dotyczyły konkretnych technicznych szczegółów zdefiniowania ilości oferowanego gazu, technicznych warunków dostaw, roli giełdy towarowej w ustalaniu cen oraz innych problemów wynikających z radykalnej zmiany funkcjonowania rynku gazu. Po tym pierwszym etapie dyskusji stanowisko branży chemicznej można ująć następująco: „niewątpliwie musi nastąpić liberalizacja rynku gazu w Polsce, wyrażająca się postępującą demonopolizacją dostaw oraz rezygnacją z taryfy jako formy ustalania cen gazu, przynajmniej dla największych odbiorców. Jednocześnie program ten, ze względu na warunki infrastrukturalne i wysoki poziom zbilansowania dostaw, w początkowym etapie grozi wzrostem cen. Stąd presja branży na stopniowe przechodzenie do nowej formuły rynku gazu w Polsce. Z drugiej strony, branża – poprzez zakupy gazu od innych niż PGNiG dostawców – jest coraz lepiej przygotowana do procesu uwalniania cen, więc realizacja tego programu nie będzie budziła dzisiejszych obaw. Robocze dyskusje nad sposobem uwolnienia cen gazu w Polsce należy więc kontynuować.

Jerzy Majchrzak,
dyrektor Polskiej Izby
Przemysłu Chemicznego

Regulowana deregulacja

Adam Cymer

Program uwalniania rynku gazu w Polsce nabrał dość wyrazistego kształtu, ale do finiszu tej operacji wcale nie jest bliżej.

Przypomnijmy. Projekt programu uwolnienia gazu (PUG) został przygotowany przez PGNiG w oparciu o rekomendacje prezesa URE z 15 listopada 2011 roku. W lutym 2012 r. Program został przekazany do konsultacji społecznych, które trwały do 13 marca br. z udziałem 36 potencjalnych uczestników rynku. Ponad 200 przedstawicieli firm polskich i zagranicznych wzięło udział w zorganizowanych pod koniec maja br. przez PGNiG warsztatach poświęconych temu programowi, dodajmy – warsztatach przygotowanych wspólnie z URE.

W przygotowanej przez PGNiG prezentacji zidentyfikowano 10 potencjalnych obszarów zmiany koncepcji programu uwolnienia gazu, w stosunku do rekomendacji URE:

1. Zmiana wielkości wolumenu gazu uwalnianego w ramach PUG.
2. Termin organizacji aukcji w ramach PUG.
3. Elastyczność produktów (długość trwania kontraktów, profil dostawy, zasada *take-or-pay*).
4. Zmiana wielkości minimalnej transzy gazu.
5. Rezygnacja z indeksacji cen.
6. Zmiana mechanizmu alokacji wolumenów w ramach aukcji.
7. Określenie metody alokacji niesprzedanego wolumenu.
8. Ograniczenie wolumenu gazu dostępnego w ramach aukcji PUG dla jednego podmiotu/grupy podmiotów.
9. Zmiana koncepcji porozumienia regulacyjnego.
10. Zakaz eksportu paliwa gazowego na bytęgo w ramach PUG.

Ten katalog zmian jest rezultatem analizy wyników konsultacji społecznych, stanowiska Komisji Europejskiej w tej sprawie,

a także materiałów historycznych związanych z wprowadzaniem analogicznych programów w innych krajach UE.

Zasadniczym wątkiem w stanowisku PGNiG jest zakwestionowanie zawartej w rekomendacji URE wielkości uwolnionego gazu na poziomie 70 proc. zapotrzebowania. Spółka twierdzi, że taki wolumen jest obciążony istotnym ryzykiem dla funkcjonowania i stabilności rynku. Podkreśla się przy tym, że taka skala uwolnienia rynku nie była sugerowana w żadnym dokumencie unijnym i nie była praktykowana w żadnym kraju, w którym ten proces już został zakończony. Najwyższy poziom rocznego uwolnienia gazu w UE odnotowano na Węgrzech, ale nie przekroczył on 14 proc. W polskich warunkach również powinno się zaczynać od znacznie niższego wolumenu, bo może powstać zagrożenie, że spółka nie będzie mogła wywiązać się z nałożonych zobowiązań i zostanie obciążona karami umownymi. Rozsądne będzie rozpoczęcie od niskiego poziomu uwolnienia – na początek spółka proponuje 100 mln m³ kwartalnie – i stopniowe podnoszenie limitu, by zapewnić bezpieczeństwo rynku.

Również termin rozpoczęcia programu uwalniania rynku nie powinien być wynikiem deklaracji, a wkomponowania go w proces legislacyjny porządkujący otoczenie prawne programu. Spółka rozumie przez to harmonizowanie PUG z pracami nad tzw. trójpakietem energetycznym, który ma wprowadzić nowe regulacje związane z rynkiem gazu postaci prawa gazowego. W tych okolicznościach porozumienie regulacyjne – zasadniczy element PUG – obciążone jest ryzykiem, że będzie musiało być renegocjowane ze względu na konieczną zgodność z nowym prawem gazowym.

W sprawie porozumienia regulacyjnego spółka podnosi również wątpliwość, że w polskim prawie brak jest instytucji porozumienia (umowy) zawieranej pomiędzy organem administracji publicznej a podmiotem prawnym, na mocy której organ dokonuje regulacji zasad prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwo będące stroną umowy. W tym kontekście należałoby oprzeć PUG na regulacjach rangi ustawowej lub w regulaminie PUG zapisać jednostronne zobowiązanie PGNiG do udziału w programie.

I wreszcie – spółka kwestionuje zasadność wyłączenia z uczestnictwa w PUG spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG i proponuje, że PGNiG SA nie będzie występować jako kupujący, natomiast w aukcjach będą mogły uczestniczyć spółki zależne PGNiG, w tym spółki OSD, OSM, wytwórcy energii i spółki handlowe.

Stanowisko PGNiG w sprawie programu odwołuje się również do uwag, jakie wobec tego programu zgłosiła KE. Jej przedstawiciele podkreślili, iż celem zmian jest utworzenie konkurencyjnego rynku gazu, na którym obecne będą nowe podmioty z zamiarem długotrwałego funkcjonowania na nim. Tymczasem PUG w obecnym kształcie może nie spełnić celów postawionych przez prezesa URE, więc może zostać uznany za działanie niewystarczające dla oddalenia zarzutów o naruszanie przez Polskę wspólnotowego prawa.

Zdaniem KE, bezpośrednie dopuszczenie podmiotów wykorzystujących gaz do produkcji energii elektrycznej do aukcji organizowanych w ramach PUG może spowodować wycofanie się tych podmiotów z rynku detalicznego, dlatego wnioskuje o wyłączenie końcowych odbiorców z programu. Obawy budzi wysokość ceny wyjściowej na aukcji, która powinna uwzględniać szczegółowe analizy jej wpływu na ceny dla odbiorców końcowych. Wreszcie KE domaga się zniesienia zapisów mogących prowadzić do zaniżania marży dla nowych uczestników rynku, gdyż to może zablokować proces kształtowania się konkurencyjnego rynku gazu w Polsce.

KE za konieczne uznaje zniesienie regulacji ustawowej dotyczącej obowiązku zatwierdzania taryf dla odbiorców instytucjonalnych i domaga się precyzyjnego określenia daty zniesienia regulacji dla pozostałych odbiorców. W opinii KE podkreśla się, że obecne rozwiązanie zawarte w wytycznych do programu, w którym zniesienie regulacji cen uzależnia się od subiektywnej oceny

rynku przez prezesa URE, jest niewystarczające z uwagi na niepewność co do zasad działania przedsiębiorstw na rynku gazu w przyszłości.

Na dzisiaj – biorąc pod uwagę stanowisko prezesa URE (patrz str.) oraz opinie przedstawicieli sektora energetycznego i chemicznego (patrz ramki na str. 8 i 9) – ocena stanu prac nad uwolnieniem rynku gazu może być umiarkowanie optymistyczna. Strony uwybraźniły swoje stanowiska, określając wstępnie skalę początkowego uwolnienia rynku, mechanizm dochodzenia do rynkowego wyznaczania cen gazu przez giełdę i zniesienia regulacji ustawowej dotyczącej obowiązku zatwierdzania taryf dla odbiorców instytucjonalnych przez prezesa URE.

Wszystko jednak jest jeszcze na etapie dyskusji i konsultacji. Najważniejsze jednak jest to, że chyba po raz pierwszy w historii urynkowania szeroko rozumianego sektora

energii w Polsce, program i mechanizmy tych działań wypracowywane są poprzez budowanie konsensusu wszystkich uczestników tego procesu, a nie zapadają w wyniku arbitralnych decyzji administracyjnych.

Ta regulowana nieco deregulacja wydaje się rozsądną drogą do osiągnięcia celu – konkurencyjnego rynku gazu.

To dobrze rokuje, bo przecież nie jest najważniejszy termin uruchomienia PUG, a jakość budowanego konkurencyjnego rynku gazu. Zasadniczym celem tego programu nie powinno być bowiem budowanie konkurencji dla niej samej, a dla wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. A tym procesie musi być uwzględniony interes narodowego koncernu gazowniczego, bowiem bez jego udziału – zapewne w zmienionej przez konkurencję skali – polskie gazownictwo miałyby bardzo ograniczone szanse rozwoju. ■

Należy rozważnie uwalniać gaz

Proces liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce – konieczny ze względu na wymogi Komisji Europejskiej i potrzebny naszej gospodarce – rozpoczął się, a prowadzone w tej sprawie konsultacje wskazują, że nikt nie kwestionuje jego zasadności. Dyskusja koncentruje się na tym, co zrobić, by uruchomić mechanizmy rynkowe i stworzyć warunki do trwałej konkurencji. Należy pamiętać, że podobne debaty toczone były w okresie uwalniania rynku energii elektrycznej i tamte doświadczenia warto brać pod uwagę również teraz.

Dla uczestników rynku energii – zarówno wówczas, jak i dziś – najważniejszą sprawą jest uchronienie gospodarki przed drastycznym wzrostem cen nośników energii. Wówczas – po bardzo krótkich zawirowaniach – rynek energii elektrycznej uniknął szoku cenowego. A dzisiaj jest stabilny i konkurencja doprowadziła wręcz do spadku cen. Byłoby dobrze, aby również na rynku gazu przeprowadzić tę operację bezpiecznie i z podobnym skutkiem.

Aby to osiągnąć, proces uwalniania rynku gazu musi być przemyślany, prowadzony bez nadmiernego pośpiechu i wkomponowany w procedury legislacyjne, które całościowo regulować będą ten rynek. A zatem proces ten musi być skoordynowany z pracami nad tzw. trójpakietem energetycznym, w którym prawo gazowe jest jednym z kluczowych elementów, a jego zapisy muszą być respektowane

w procesie uwalniania rynku gazu. Z jednej strony – nie powinno się tworzyć prawa rządzącego rynkiem, a z drugiej – budować mechanizmów tego rynku oddzielnie. To musi być proces starannie skoordynowanych działań. Dobrze, że kwestie te są szeroko dyskutowane wśród uczestników rynku, bo przygotowywane rozwiązania zyskują przejrzystość i, mam nadzieję, będą uwzględniać uwagi i propozycje wszystkich stron debaty. W procesie uwalniania rynku gazu jedną z najważniejszych kwestii jest moment odejścia od taryfowania cen gazu dla odbiorców przemysłowych. Ta decyzja powinna być precyzyjnie skorelowana z sytuacją na rynku – wolumenem obrotu, płynnością rynku i liczbą zawieranych transakcji w ramach PUG. Analiza tej sytuacji powinna być podstawą decyzji prezesa URE. Nie będzie rynku, jeśli pojawi się na nim nikły procent zapotrzebowania. Pamiętajmy, że uwalnianiu kontraktów na rynku energii elektrycznej towarzyszyło obligo giełdowe, co pozwoliło uruchomić konkurencyjny rynek. Podobnie musi być na rynku gazu. Jaki powinien być ten wolumen obrotu? Byłoby dobrze, aby prezes URE, wraz z PGNiG, określił ścieżkę dojścia do oczekiwanych 70 proc. Być może, należałoby zacząć od 5–10 proc. i w kolejnych latach dochodzić do wspomnianego poziomu. To musi być znacznie więcej, niż proponuje dzisiaj PGNiG.

Maciej Tomaszewski,
dyrektor ds. handlu i jakości
EC Zielona Góra

Projekt ustawy „Prawo gazowe” a rozwój konkurencyjnego rynku gazu ziemnego

Kamil Iwicki

Projekt ustawy „Prawo gazowe”, nad którym obecnie toczą się intensywne prace, będzie najważniejszym aktem prawnym określającym w przyszłości zasady funkcjonowania sektora gazu ziemnego. Zgodnie z deklaracjami Ministerstwa Gospodarki, celem projektowanej ustawy jest uporządkowanie przepisów, a także wprowadzenie rozwiązań umożliwiających budowę konkurencyjnego rynku gazu ziemnego.

Kolejne nowelizacje ustawy „Prawo energetyczne”, a także coraz bardziej szczegółowy charakter jej przepisów sprawiły, że stała się ona nieczytelna. Przepisy skierowane do podmiotów działających na różnych rynkach przeplatają się, przez co nie odpowiadają w pełni potrzebom ani rynku gazu ziemnego, ani rynku energii elektrycznej i ciepła. Opracowanie prawa gazowego pozwoli na uporządkowanie przepisów i przyjęcie rozwiązań najbardziej odpowiadających branży gazowniczej.

Z rozwiązań prokonkurencyjnych należy wymienić przede wszystkim wprowadzenie punktu wirtualnego, w którym następuje przeniesienie tytułu własności gazu znajdującego się w systemie gazowym z konta sprzedawcy na konto odbiorcy. Projektowane rozwiązania umożliwią handel gazem ziemnym na giełdzie, a także ułatwią rozwój rynku wtórnego. W tym miejscu należy jednak zauważyć, że w chwili wejścia projektowanej ustawy w życie, handel wirtualny będzie już funkcjonował. Taka możliwość powstanie dzięki nowelizacji rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu gazowego (najprawdopodobniej wejdzie w życie na przełomie sierpnia

i września br.), a także po zatwierdzeniu nowej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej przygotowanej przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Projekt ustawy zastępuje pojęcie obrotu paliwami gazowymi pojęciem sprzedaży. W związku z tym przedsiębiorcy planujący handel gazem ziemnym będą zobowiązani do uzyskania koncesji na sprzedaż, a nie – tak jak obecnie – na obrót. Ta niewielka z pozoru zmiana będzie miała wiele implikacji, zwłaszcza w zakresie wydobycia. Pojęcie obrotu oznacza zakup gazu, a następnie jego sprzedaż. W obecnym stanie prawnym przedsiębiorstwa zamierzające wydobywać gaz ziemny, a następnie go sprzedawać, mogłyby skutecznie kwestionować obowiązek posiadania koncesji na obrót paliwami gazowymi (gdyż nie nabywają gazu w celu odsprzedaży). Ministerstwo postanowiło więc objąć większą kontrolą gaz pochodzący z wydobycia, tak aby podmioty sprzedające ten gaz były objęte takimi samymi obowiązkami, jak przedsiębiorcy sprzedający gaz pochodzący z importu. Zgodnie z założeniami, takie rozwiązanie ma zapewnić równe warunki konkurencji między podmiotami sprzedającymi gaz ziemny, niezależnie od źródła jego pochodzenia. Niemniej jednak, projektowane

rozwiązanie oznacza większe obciążenia administracyjne dla przedsiębiorców wydobywających gaz, którzy *de facto* będą podlegali nie tylko wymogom prawa geologicznego i górnictwa, ale także prawa gazowego.

Jednym z warunków powstania rynku konkurencyjnego jest prawo odbiorcy do szybkiej zmiany sprzedawcy. Prawo gazowe, w ślad za przepisami unijnymi, określa 21-dniowy termin zmiany sprzedawcy. Projekt w sposób niejasny określa obowiązki sprzedawców i operatorów w ramach tej procedury, ale wydaje się, że kwestia ta zostanie naprawiona podczas konsultacji społecznych. Na poziom ustawy wprowadzona zostanie także tzw. zasada plecaka, która nakazuje dotychczasowemu sprzedawcy zwalnianie przepustowości w punkcie wyjścia odbiorcy.

Nie jest możliwy rozwój konkurencyjnego rynku gazu ziemnego bez zmiany zasad kształtowania jego ceny. Z takiego założenia wyszła Komisja Europejska, która 6 kwietnia 2011 r.* wystąpiła przeciwko Polsce z uzasadnioną opinią, domagając się zaprzestania taryfowania cen gazu dla odbiorców innych niż domowi. W rezultacie przygotowany został projekt Programu Uwalniania Gazu, którego celem jest zmniejszenie udziału PGNiG SA w hurtowym rynku gazu, co z kolei umożliwi zniesienie przez prezesa URE obowiązku taryfowego.

W projekcie prawa gazowego wprowadzono tzw. metodologię – prezes URE miałby zatwierdzać jedynie metodę ustalania taryf przez przedsiębiorców. Takie rozwiązanie uelastyczyłoby zasady kształtowania taryf, niemniej jednak wydaje się rozwiązaniem niewystarczającym. Zatwierdzanie metodologii ma tak-

że charakter administracyjnego regulowania cen, co jest sprzeczne z prawem Unii Europejskiej. Prawo gazowe powinno całkowicie odejść od obowiązku taryfowego, przynajmniej w odniesieniu do odbiorców przemysłowych.

Pozytywnie należy ocenić zniesienie rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu z zagranicy. Zgodnie z jego przepisami, importerzy powinni sprowadzać gaz z więcej niż jednego źródła pochodzenia. Wskazane w rozporządzeniu progi określające procentowy udział gazu z jednego źródła pochodzenia nie odpowiadają obecnej sytuacji na rynku, która jest także rezultatem umowy międzyrządowej pomiędzy Polską a Rosją. Sytuacja taka zmuszała prezesa URE do nakładania kar na PGNiG SA, sprowadzający gaz głównie z kierunku wschodniego. W momencie uchylenia obecnego prawa energetycznego rozporządzenie to przestanie obowiązywać.

Obecnie jako jedną z głównych przeszkód w rozwoju rynku wskazuje się obowiązek utrzymywania zapasów obowiązkowych. Prawo gazowe ogranicza ten obowiązek jedynie w odniesieniu do sprzedawców dostarczających gaz tzw. odbiorcom chronionym (m.in. odbiorcy domowi, szkoły, żłobki oraz placówki opieki zdrowotnej). Jest to z pewnością krok we właściwym kierunku, niemniej jednak proponowane prze-

pisy wymagają dopracowania, ponieważ w wielu miejscach są niejasne i niespójne. Precyzyjnie należy także określić katalog odbiorców chronionych.

Projekt ustawy „Prawo gazowe” kładzie nacisk na rozdzielność operatorów oraz stosowanie zasady TPA, co z pewnością będzie sprzyjało rozwojowi konkurencji. Z drugiej jednak strony, znacznie zwiększa się obowiązki przedsiębiorstw gazowniczych. Trudne do zaakceptowania wydają się zwłaszcza rozwiązania dotyczące pomocy dla odbiorców wrażliwych – rozważa się, że główny ciężar udzielania tej pomocy nałożony będzie na przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą gazu. Nadmiernie rozbudowano także uprawnienia prezesa URE, który ma uzyskać m.in. narzędzia pozwalające na ingerencję w działalność, a nawet w strukturę funkcjonowania sprzedawców gazu w sytuacji, gdy rynek nie spełnia warunków konkurencji. Takie przepisy powinny zostać z projektu usunięte.

Prawo gazowe nie wprowadza przełomowych rozwiązań, które mogą doprowadzić do powstania konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce. Większe znaczenie w tej materii mogą mieć takie działania, jak nowa instrukcja ruchu i eksploatacji sieci OGP GAZ–SYSTEM S.A., wprowadzająca punkt wirtualny czy Program Uwalniania Gazu. W ostatnim czasie prezes URE zaproponował nową kon-

ceptę liberalizacji rynku gazu poprzez tzw. obligo giełdowe. Zgodnie z tą propozycją, w pierwszej fazie powinien zostać uruchomiony hurtowy handel na giełdzie, a następnie powinny zostać zniesione taryfy dla odbiorców instytucjonalnych, przy jednoczesnym wprowadzeniu obo-

Trudne do zaakceptowania wydają się rozwiązania dotyczące pomocy dla odbiorców wrażliwych – rozważa się, że główny ciężar udzielania tej pomocy nałożony będzie na przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą gazu.

wiązku sprzedaży gazu przez wszystkich producentów w Polsce za pośrednictwem giełdy. Z pewnością jednak projekt ustawy „Prawo gazowe”, po wprowadzeniu niezbędnych modyfikacji uporządkuje przepisy dotyczące branży gazowniczej, co także powinno pozytywnie wpłynąć na jej rozwój. ■

* Naruszenie nr 2009/2162.

Kamil Iwicki, prawnik w kancelarii GWJ Gramza Wawrzynowicz Jenerowicz, do maja 2012 roku główny specjalista w Departamencie Ropy i Gazu w Ministerstwie Gospodarki, współautor m.in. projektu ustawy „Prawo gazowe”.

EXPO-GAS
VII Targi Techniki Gazowniczej
17-18.04.2013, Kielce

- bogaty program
- konferencje i seminaria
- liczni przedstawiciele branży

www.expo-gas.pl

ORGANIZATORZY:
Idea Gospodarcza Gazownictwa
www.igg.pl
Targi Kielce
Kielce i okolice

Targi Kielce S.A., 25-672 Kielce, ul. Zakładowa 1
Dyrektor Produktu - Anna Prędota
tel. 41 365 12 31, fax 41 345 62 61
tel. kom. 605 447 412, e-mail: predota.a@targi Kielce.pl



Rozmowa z **Markiem Woszczykiem**, prezesem Urzędu Regulacji Energetyki

Brakuje nam mechanizmów konkurencji

Uczestnicy rynku wskazują na znaczne niedopasowanie regulacji prawnych dla proponowanych rozwiązań. Również Ministerstwo Gospodarki podkreśla, że zmiany prawa wymagają czasu. Duzi odbiorcy przemysłowi wskazują, że są kompletnie nieprzygotowani i nie wiedzą, jak mają się dostosować do nowych reguł. Z tych opinii wynika, że zakładane terminy uruchomienia PUG wydają się mało realne. Czy po zorganizowanych wspólnie przez URE i PGNiG warsztatach na temat PUG jesteście bliżej uruchomienia tego procesu czy też skala rozbieżności zmieni harmonogram tego procesu?

Program działań demonopolizujących polski rynek gazu ziemnego, który umożliwiłby uwolnienie cen gazu ziemnego dla odbiorców instytucjonalnych od 1 stycznia 2013 r., opiera się na założeniu, że jest przeprowadzany przy minimalnym zakresie zmian legislacyjnych i – co oczywiste – zgodnie z istniejącymi regulacjami krajowymi i unijnymi.

W odniesieniu do programu uwalniania gazu, który jest głównym elementem tych działań, uczestnicy rynku prezentowali swoje stanowisko w odpowiedzi na ankietę i badanie rynku przeprowadzone przez prezesa URE w sierpniu–wrześniu ubiegłego roku i – ponownie – w marcu bieżącego roku w ramach konsultacji programu uwalniania rynku gazu zaproponowanego przez PGNiG SA.

W drugiej połowie ubiegłego roku prezes URE opublikował zarówno wyniki przeprowadzonych konsultacji wśród uczestników rynku nt. możliwości przeprowadzenia PUG, jak i przygotowane na podstawie tych wyników rekomendacje dla PGNiG. Również PGNiG opublikowało i poddało konsultacjom z uczestnikami rynku swój projekt PUG. Zatem ogólny zarys i kierunek przeprowadzanych zmian są znane rynkowi od dłuższego czasu, proces bowiem toczy się w ciągłym dialogu z rynkiem, nic nie jest robione niejako za plecami jego uczestników.

Zarówno proces konsultacji, jak i warsztaty zorganizowane wspólnie z PGNiG potwierdzają konieczność zmian i słuszność podjętych działań. Jestem przekonany, że dzięki tym konsultacjom proponujemy rozwiązanie, z którego rynek skorzysta, i to już w IV kwartale tego roku, a więc zgodnie z harmonogramem uwzględniającym datę 1 stycznia 2013 r.

Dla wdrożenia tych rozwiązań niezbędna jest nowa instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowych. Projekt instrukcji został przygotowany przez GAZ–SYSTEM w ścisłej współpracy z Towar-

wą Giełdą Energii i po konsultacji z uczestnikami rynku gazu. Nowe zasady rynku bilansującego zostały w tej instrukcji dostosowane do przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715 /2009 z 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego, które weszły w życie i obowiązują Polskę od 3 marca 2011 r. oraz dopasowane do oczekiwań uczestników rynku. Zakładam, że w dniu publikacji tego wywiadu nowa instrukcja będzie już przeze mnie zatwierdzona i dostępna na stronach GAZ–SYSTEMU-u.

Jest oczywiste, że zmiany na rynku gazu, powodujące odejście od funkcjonującego przez wiele lat modelu, do którego wszyscy uczestnicy rynku się przyzwyczaili, mogą wywoływać niepokój o przyszłość i rodzić pytania w rodzaju „czy ja, moja firma, poradzi sobie w nowych realiach?”. Chciałbym jednak jeszcze raz podkreślić, że proces cały czas toczy się w ramach dialogu i konsultacji z uczestnikami rynku, a efekty tych konsultacji są publikowane. Nie ma więc mowy o jakimkolwiek zaskoczeniu i nagłym wprowadzaniu rewolucyjnych zmian. Jest to raczej ewolucja zmierzająca do wykształcenia mechanizmów, które funkcjonują we wszystkich rozwiniętych gospodarkach, zwłaszcza w państwach należących do UE. W największym skrócie – mechanizm ten ma polegać na tym, że cenę gazu będzie dyktować gra sił rynkowych, przy czym powinna być to gra między podmiotami o zbliżonej sile rynkowej.

W opinii KE wobec PUG wskazuje się, że program ten nie jest konieczny, wystarczy odstąpienie od zatwierdzania taryf dla odbiorców instytucjonalnych. Również kwestii liberalizacji rynku gazu nie są potrzebne dodatkowe działania, bowiem po wdrożeniu III pakietu zarówno KE, jak i krajowe organa kontrolne i antymonopolowe dysonują wieloma instrumentami wpływającymi na reguły rynku gazu. Jaki kompromis wydaje się realny?

W mojej ocenie, kompromisowym rozwiązaniem – przypominam, że działamy w ramach obowiązujących przepisów prawa i przy założeniu, że nie nastąpi ich szybka nowelizacja – potrzebne są faktyczne zmiany na rynku gazu ziemnego w Polsce, umożliwiające regulatorowi dokonanie oceny rynku gazu na podstawie art. 49 ustawy „Prawo energetyczne” i stwierdzenie, że rynek ten jest rynkiem konkurencyjnym, a w związku tym możliwe jest podjęcie decyzji o uwolnieniu cen gazu. W konsekwencji możliwe będzie zniesienie obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Taki zakres zmian zostanie notyfikowany KE z wnioskiem o umorzenie

dalszego postępowania jej przeciwko Polsce. Podstawowym wymogiem prawnym art. 49 ustawy „Prawo energetyczne”, służącym do oceny stopnia rozwoju konkurencji, jest liczba uczestników rynku i ich udziały w tym rynku. Obecnie krajowy rynek gazu jest zdominowany przez PGNiG i *de facto* nie ma nawet wyodrębnionego segmentu rynku hurtowego handlu gazem. Brak tego segmentu rynku z płynnym i transparentnym handlem jest główną przeszkodą rozwoju mechanizmów konkurencji i uniemożliwia podjęcie decyzji o uwolnieniu cen gazu na podstawie art. 49 ustawy „Prawo energetyczne”.

W przypadku decyzji o uwolnieniu cen gazu dla odbiorców istotna jest ocena stanu faktycznego funkcjonowania rynku i realnych możliwości dokonania przez odbiorcę wyboru sprzedawcy gazu. Na zderegulowanym rynku możliwość zmiany sprzedawcy jest jedynym mechanizmem chroniącym odbiorcę przed nieuzasadnionym wzrostem cen, który w warunkach posiadania przez jeden podmiot pozycji dominującej (a taka sytuacja na naszym rynku utrzyma się jeszcze długo, niezależnie od przeprowadzenia planowanych zmian) jest realnym i prawdopodobnym scenariuszem. Istotne jest przy tym, że chodzi o realną możliwość dla odbiorcy, a nie faktyczne zrealizowanie zmiany sprzedawcy. Pozostanie przy dotychczasowym sprzedawcy, przy istnieniu realnej możliwości skorzystania z oferty innego, konkurencyjnego, jest również suwerennym wyborem odbiorcy, ale istotne jest to, że odbiorca podejmuje taką decyzję samodzielnie, kierując się własną oceną sytuacji na rynku i wynikających z niej korzyści, a nie jest do niej zmuszany przez fakt istnienia jedynej sprzedawcy oferującego gaz.

Obawy KE i pytania o warunki wykonawcze programu uwalniania gazu dotyczą właśnie możliwości osiągnięcia faktycznych zmian na rynku gazu. Zdaniem Komisji Europejskiej, na przykład program uwalniania gazu, który *de facto* jest tylko inicjatorem zmian i rozwoju rynku hurtowego, nie jest dedykowany do dużych odbiorców i nie powinni oni brać udziału w tym programie. Ich udział ograniczy możliwość zmian i wejście nowych sprzedawców. Drugim ważnym elementem jest sprawa wyznaczenia rynkowego poziomu ceny gazu w kolejnych aukcjach jego sprzedaży i wprowadzenia mechanizmu zabezpieczającego przed antyrynkowym „ściskaniem marży” przez głównego oferenta.

Biorąc pod uwagę, że postępowanie KE toczy się od 2009 r. i jest to już ostatni etap przed pozowaniem Polski do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, program działań faktycznych zmian na rynku gazu jest rozwiązaniem umożliwiającym przeprowadzenie relatywnie szybko realnych zmian w pożądanym przez KE kierunku, przy założeniu, że jest to jedynie zainicjowanie procesu, którego ostatecznym celem jest stworzenie w pełni zliberalizowanego rynku gazu w Polsce..

Zasadnicza rozbieżność dotyczy wolumenu gazu oferowanego na giełdzie. Nie widać możliwości uwolnienia 70% rocznego zaopatrzenia rynku. Czy dla oferowanych wstępnie przez PGNiG SA niespełna 0,5 mld m³ jest potrzebny na tym etapie kosztowny pośrednik, jakim jest giełda.

W aktualnym stanie prawnym każdy, kto chce sprzedawać gaz odbiorcom przyłączonym do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, powinien posiadać taryfę zatwierdzoną przez prezesa URE, z wyjątkiem określonym w art. 32 ustawy „Prawo energetyczne”. Ten wyjątek to handel gazem na rynku zorganizowanym i regulowanym przepisami ustawy o giełdach towarowych lub ustawy o ob-

rocie instrumentami finansowymi. Z tych oczywistych powodów – jeszcze raz chcę podkreślić, że szybkość przeprowadzenia zmian (wynikająca m.in. z realnego i bezpośredniego zagrożenia sankcjami KE w związku z prowadzonymi przeciwko Polsce postępowaniami) wymaga działania przy minimalnym zakresie zmian legislacyjnych (zwłaszcza ustawowych). Dodatkowo, pozytywne doświadczenia z wprowadzenia tzw. obliża giełdowego na rynku energii elektrycznej spowodowały, że program naszych działań opiera się na mechanizmach rynku giełdowego. Rynek giełdowy odgrywa także zasadniczą rolę w procesie harmonizacji zasad działania rynków regionalnych i łączenia tych rynków w ramach regulacji określonych w III pakiecie dyrektyw rynkowych.

Co do uwalnianego wolumenu gazu – istota tego problemu sprowadza się do decyzji o uwolnieniu cen gazu i odpowiedzi na pytanie: jaki segment rynku może być uwolniony, jeśli dominujący sprzedawca uwolni zaledwie 2–3% tego rynku. Wydaje się, że przy takim wolumenie uwalnianego gazu liberalizacja polegająca na zwolnieniu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez prezesa URE może objąć jedynie odbiorców zużywających właśnie taki mniej więcej wolumen, bo tylko oni będą mieli realną możliwość dokonania wyboru nowego sprzedawcy. Myślę, że nie jest to efekt, którego zarówno regulator, jak i uczestnicy rynku, w przeważającej części, oczekują od tak szeroko konsultowanego i przygotowanego dużym nakładem sił i środków programu, jakim jest PUG.

Ostatnim elementem mapy drogowej z 22 grudnia ub.r. ma być decyzja prezesa zwalniająca z konieczności zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych. Czy – niezależnie od uważnego monitorowania rynku – nie można przedstawić zarysu docelowego, zliberalizowanego modelu polskiego rynku gazu?

Projekt mapy drogowej nie był jeszcze przedmiotem konsultacji publicznych, więc czytelnikom „Przeglądu Gazowniczego” należy się dodatkowy komentarz na temat priorytetu II mapy, który dotyczy procesu harmonizacji zasad funkcjonowania rynku gazu na poziomie europejskim. Mapa drogowa uwzględnia następujące okoliczności, wynikające z naszego członkostwa w UE: kodeksy sieciowe europejskich operatorów, opracowywane pod nadzorem europejskich regulatorów, które do 2014 r. staną się obowiązującym prawem, oraz ustalenia polityczne Rady Unii Europejskiej, zgodnie z którymi proces europejskiej integracji rynku gazu ziemnego zostanie zakończony do 2014 r. Oznacza to, że po zakończeniu tego procesu, tj. po roku 2014, zarówno krajowi sprzedawcy powinni mieć możliwość dokonywania transakcji sprzedaży na innych rynkach, jak i polscy odbiorcy – możliwość zakupu gazu od dowolnie wybranego europejskiego sprzedawcy. Proces harmonizacji zasad funkcjonowania rynku jest wspierany intensywnymi inwestycjami w połączenia międzysystemowe na terenie całej Unii Europejskiej i regionalnymi projektami pilotażowymi, które wyprzedzają proces legislacyjny zatwierdzania kodeksów sieciowych. Ostatnim elementem mapy drogowej, niejako symbolicznie podkreślającym zakończenie procesu liberalizacji rynku gazu, jest więc uwolnienie cen dla odbiorców w gospodarstwach domowych na krajowym rynku gazu. ■

Rozmawiał
Adam Cymer

25. Światowy Kongres Gazowniczy w Kuala Lumpur

Wizja globalnego rozwoju gazownictwa



Jerzy Stopa

W dniach od 4 do 8 czerwca 2012 odbył się w Kuala Lumpur (Malezja) 25. Światowy Kongres Gazowniczy. Zgromadził on rekordową liczbę prawie 5299 delegatów z 90 krajów, podczas gdy w poprzednim kongresie w Buenos Aires uczestniczyło „tylko” 2100 delegatów. W ciągu 4 dni odbyło się 70 sesji, na których wystąpiło 22 zaproszonych mówców, 52 panelistów oraz przedstawiono 450 referatów wybranych spośród propozycji nadesłanych z całego świata.

Odbyły się również prezentacje raportów opracowanych przez poszczególne komitety i grupy robocze IGU. Raporty te są dostępne na stronie internetowej Międzynarodowej Unii Gazowniczej (www.igu.org). W kolejnych dniach obrad poruszano zagadnienia skupione wokół tematów przewodnich: dzień 1. – podstawy rozwoju gazownictwa, dzień 2. – zabezpieczenie dostaw gazu, dzień 3. – zwiększenie popytu na gaz ziemny, dzień 4. – zrównoważony rozwój gazownictwa w przyszłości.

Światowe kongresy gazownicze są organizowane co 3 lata przez Międzynarodową Unię Gazowniczą (*International Gas Union* – IGU), która została założona w 1931 roku w celu promocji postępu technicznego i ekonomicznego światowego przemysłu gazowniczego.

Dzisiaj zrzesza ona przedstawicieli 79 państw członkowskich (w tym Polskę) oraz 38 stowarzyszeń i koncernów gazowniczych (członków stowarzyszonych) reprezentujących w sumie ponad 95% globalnego gazownictwa. Reprezentanci państw członkowskich działają w komitetach tematycznych, których zadaniem jest m.in. opracowanie raportów, prognoz i analiz dotyczących wszystkich aspektów gazownictwa światowego. Ko-

mitety działają w okresach 3-letnich, w bieżącym *triennium* 2009–2012 działały następujące komitety i grupy robocze: *Coordination Committee* (który zajmował się koordynacją przygotowań do kongresu światowego), *Working Committees* (WOC) — Specjalistyczne techniczne grupy robocze, *Programme Committees* (PGC) – odpowiedzialny za merytoryczne przygotowanie programu 25. kongresu. Komitet PGC zdefiniował główne zagadnienia, którymi zajmowały się podkomitety: PGC A (zrównoważony rozwój), PGC B (analizy dostaw i zużycia gazu, handel międzynarodowy, regulacja m.in. cen w gazownictwie), PGC C (wzrost bezpieczeństwa dostaw gazu, rozwój rynków gazu w Azji, Ameryce, Europie i Rosji), PGC D (LNG), PGC E (marketing w gazownictwie), oraz zagadnienia szczegółowe – *Task Forces* (TFs): *Task Force 1* (rozwój kapitału ludzkiego), *Task Force 2* (wychowywanie przyszłych pokoleń), *Task Force 3* (wpływ geopolityki na gazownictwo). Zagadnienia techniczne były opracowywane w następujących komitetach roboczych: WOC 1 (poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego), WOC 2 (podziemne magazynowanie gazu), WOC 3 (przesył gazu), WOC 4 (dystrybucja), WOC 5 (użytkowanie gazu).

Efekty pracy komitetów w postaci raportów, jak również wyselekcjonowane referaty są prezentowane podczas kongresu kończącego *triennium*. Światowe kongresy gazownicze, stanowiące forum dla zaprezentowania poglądów na strategię rozwoju przemysłu gazowniczego w całym obszarze jego działalności, są jednymi z najbardziej prestiżowych konferencji na świecie. Liczba zgłoszeń zawsze wielokrotnie przewyższa liczbę zaakceptowanych referatów. Prezentacja referatu, zwłaszcza w postaci wykładu, wpływa korzystnie na wizerunek firmy. W kongresach biorą udział przedstawiciele rządów wielu państw, szczególnie liczących się w zakresie produkcji i sprzedaży gazu ziemnego, przemysłu gazowniczego, organizacji międzynarodowych związanych z sektorem gazowniczym oraz środowisk naukowo-badawczych.

Motto tegorocznego kongresu – *Gas: Sustaining Future Global Growth* (Gaz: utrzymanie przyszłego globalnego wzrostu) odzwierciedla wzrastające znaczenie gazu ziemnego jako źródła energii w obecnej i przyszłej gospodarce światowej. Co prawda – jak stwierdził w końcowym wystąpieniu Christophe de Margerie, dyrektor generalny koncernu Total – średnie koszty pozyskania gazu wzrosły o 75% w latach 2005–2011, ale mimo to w wielu krajach gaz skutecznie konkuruje z węglem w zakresie produkcji energii elektrycznej, co jest związane m.in. z dążeniem do ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Problem ten był poruszony w licznych referatach i panelach dyskusyjnych, w których zauważono również, że wprowadzenie rygorysty-

cznych ograniczeń emisji CO₂, w tym z elektrowni gazowych, spowoduje zmniejszenie konkurencyjności gospodarek krajów, które zdecydują się na takie kroki. Liderem w dziedzinie promocji „czystej energii” jest Unia Europejska, która (jak stwierdziła w dyskusji przedstawicielka KE) liczy na przyłączenie się innych państw, jednak nie wydaje się, aby działania te przyniosły zauważalny efekt w skali globalnej bez poparcia takich państw, jak Indie, Chiny, USA i Kanada, które bardziej są zainteresowane rozwojem gospodarczym niż walką z globalnym ociepleniem (zwłaszcza że w świecie nauki nie ma zgodności poglądów odnośnie do wpływu emisji gazów cieplarnianych na klimat). W wypowiedziach delegatów można było zauważyć spadek entuzjazmu dla technologii geologicznej sekwestracji CO₂. W wielu stwierdzeniach można było zauważyć wpływ partykularnych interesów krajów lub firm. Na przykład przedstawiciel Qatar Gas doradzał Europie całkowitą rezygnację z „brudnego” węgla na rzecz LNG, Alexander Medvedev, wiceprezes Gazpromu, w panelu dyskusyjnym „Geopolityka” również promował gaz jako czyste źródło energii dla Europy, sugerując jednocześnie, że założenia UE odnośnie do szybkiego zwiększenia udziału energetyki ze źródeł odnawialnych są nierealne.

Zwiększenie kosztów wydobycia gazu spowodowane jest wzrastającym stopniem skomplikowania projektów gazowych (jak zagospodarowanie złóż arktycznych czy niekonwencjonalnych). Równocześnie, jak pokazuje przykład eksploatacji gazu z łupków w USA, wprowadzenie nowych technologii może spowodować w efekcie obniżenie cen gazu i zmianę sytuacji energetycznej. Jak stwierdzono w podsumowaniu konferencji, można oczekiwać, że dzięki eksploatacji gazu ze złóż niekonwencjonalnych USA z pozycji importera staną się światowym liderem w eksporcie LNG na poziomie 100 mln ton rocznie. Jednym z wyzwań stojących przed światowym gazownictwem, zdefiniowanych w toku obrad kongresu, jest obniżenie cen gazu, które obecnie muszą ponosić importerzy, w tym związanych z transportem (zwłaszcza LNG), kontraktami długoterminowymi, w przypadku niektórych państw również z ich sytuacją geopolityczną wpływającą

na ceny gazu. Jedną z metod osiągnięcia tego celu może być eksploatacja gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Zagadnienie to było poruszane w wielu wystąpieniach i referatach dotyczących zarówno doświadczeń amerykańskich, jak i perspektyw rozwoju wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych w innych krajach, jak Chiny, Argentyna i Polska. Problem ten jest tematem jednego z raportów IGU *Shale Gas, The Facts about the Environmental Concerns June 2012*, prezentowanego podczas kongresu i dostępnego na stronie internetowej www.igu.org. W ostatnim, podsumowującym, wydaniu dziennika kongresowego WGC NEWS zamieszczono tekst Justina Jacobsa, pod znamienym tytułem: *CEE shale gas development inevitable* (kraje Europy Środkowej i Wschodniej – rozwój wydobycia gazu z łupków – nieunikniony), w którym, nawiązując do aktualnego stanu rozpoznania złóż, sytuacji geopolitycznej i innych uwarunkowań – wskazano na Polskę jako lidera w rozwoju wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Europie (pełny tekst dostępny na stronie <http://www.petroleum-economist.com>). Z perspektywy europejskiej warto również zwrócić uwagę na wypowiedź Daniela Yergina, prezesa IHS CERA, który wyraził pogląd, iż w najbliższym czasie technologia szczelinowania hydraulicznego, opracowana dla wydobycia gazu z łupków, znajdzie zastosowanie w eksploatacji ropy naftowej ze złóż typu *tight oil*, co również przyczyni się do wzrostu wydobycia towarzyszącego jej gazu (w Europie). Yergin ocenił, że w perspektywie 10 lat wydobycie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych może stać się technologią o zasięgu globalnym, powodując obniżenie cen energii oraz kreując nowe miejsca pracy. Wskazał przy tym na USA, gdzie w związku z wydobyciem gazu z łupków powstało 600 000 nowych miejsc pracy, oraz podkreślił, że lekcja ta jest szczególnie istotna dla Europy.

W programie 25. Światowego Kongresu Gazowniczego znalazły się 4 referaty polskich autorów:

1. Marek Karabuła (PGNiG), Stanisław Rychlicki (AGH), Jerzy Stopa (AGH, PGNiG), Michał Szubski (PGNiG) *Perspective of Shale Gas Prospection in Poland* – referat wygłoszony przez Jerzego Stopę.

2. Jerzy Stopa (AGH) *Simulation and Practice of the Gas Storage in Low Quality Gas Reservoir* – referat wygłoszony przez Jerzego Stopę.
3. Jerzy Stopa (AGH, PGNiG), Piotr Kosowski (AGH), Stanisław Rychlicki (AGH), Sławomir Hinc (PGNiG) *Using gas storage to manage the production of natural gas* – prezentacja posterowa.
4. Andrzej Dietrich (INiG), Jakub Badowski (INiG) *Gas pipe risk assessment by web based decision support system* – prezentacja posterowa.

Ogromne zainteresowanie wzbudziła prezentacja na temat perspektyw rozwoju wydobycia gazu łupkowego w Polsce. Prezentujący współautor odpowiadał na pytania dotyczące oszacowań zasobów gazu w Polsce, właściwości złóż, dotychczasowych wyników czy perspektyw rozpoczęcia wydobycia. Główna konkluzja sprowadziła się do przedstawienia obecnego stanu rzeczy i stwierdzenia, iż dotychczas wykonane otwory miały charakter badawczy, konieczne są dalsze wiercenia, a przy obecnym stanie wiedzy jest przedwcześnie na podanie jakichkolwiek prognoz ilościowych.

Równolegle do obrad kongresu działała Światowa Wystawa Gazownicza, na której 220 wystawców z ponad 80 krajów prezentowało osiągnięcia przemysłu gazowniczego w zakresie najnowszych technologii, sprzętu i produkcji energii. Według oficjalnych danych, wystawę odwiedziło 13 803 gości. Polska była reprezentowana przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, które w centralnej i najliczniej odwiedzanej części wystawy pokazało ciekawe, dobrze zaprojektowane i starannie wykonane stoisko. Szczególnym zainteresowaniem cieszyła się eksponowana na stoisku PGNiG mapa przebiegu gazociągów w Europie, z uwzględnieniem nowych koncepcji. Odwiedzający interesowali się również problematyką rozwoju wydobycia gazu niekonwencjonalnego w Polsce. Przekazano im wiele materiałów reklamowych i informacyjnych dotyczących grupy kapitałowej PGNiG SA. Ponadto, przedstawiciele polskiej delegacji przeprowadzili rozmowy biznesowe, które, być może, zaowocują w przyszłości konkretnymi kontraktami. ■

Autor niniejszej publikacji pracował w obecnym *triennium* w Komitecie Roboczym WOC 2 – Magazynowanie Gazu.

Komercjalizacja

kluczem do sukcesu łupkowego

Konrad Szymański

Debata o szansach i problemach wiążących się z eksploatacją gazu z łupków w Polsce koncentruje się na pytaniu o to, jak Unia Europejska zareaguje na ten fenomen. Z drugiej strony, kolejne instytucje międzynarodowe i krajowe przerzucają się swoimi ocenami skali naszych rezerw w pokładach niekonwencjonalnych, a niektórzy politycy koalicji rządowej już nawet wydają pieniądze, które mają popłynąć do budżetu z tego sektora.

Wszystkie te rozważania trafiają poza tarczę. Realnym problemem jest bowiem zabezpieczenie komercjalizacji tego nowego gazu na polskim rynku. Mimo wysokich rosyjskich cen, jakie w Polsce płacą odbiorcy indywidualni i przemysłowi, nie jest to sprawa łatwa, a decyzje muszą być podjęte w Warszawie, a nie w Brukseli.

Oczywiście, nie namawiam do lekceważenia tego, co dzieje się w legislacji unijnej. Uzasadnione są obawy chociażby o „nadwrażliwość klimatyczną” Brukseli. W przypadku ropy naftowej zastosowanie modelu „jakości paliwa”, opartego na wskaźniku emisji CO₂, jest dużym zmartwieniem branży. Podobnie nowe zasady opodatkowania produktów energetycznych, także opierające się na czynniku emisyjnym, nie są dobrym sygnałem. Można sobie wyobrazić próbę stworzenia podobnego modelu dla gazu, który przy odpowiednio naciąganych benchmarkach i innych założeniach akademickich mógłby skutecznie ograniczyć konkurencyjność gazu ze źródeł niekonwencjonalnych. Jednak takich projektów obecnie nie mamy. Wprowadzenie takiego modelu do prawa UE byłoby prawdziwą rewolucją na rynku i zapewne nie byłibyśmy osamotnieni w staniach o przyjazne jego ukształtowanie.

Ze względu na traktat, UE nie ma prawa niczego w dziedzinie doboru pierwotnych źródeł energii zakazać. To jest podstawa dla naszych rozważań. Art. 194 traktatu lizbońskiego gwarantuje państwu członkowskiemu wyłączną kompetencję w tej dziedzinie. Nie zawsze więc „więcej Europy” to dobre rozwiązanie dla naszych, polskich czy środkowoeuropejskich zmartwień. Czasami, jak w tym wypadku, „mniej Europy” to zdecydowanie lepiej. Problemem pozostaje szeroki dorobek UE w zakresie prawa ochrony środowiska.

Ustanawia on najbardziej rygorystyczne reguły gry dla branży energetycznej i kopalnianej. Jednak nasi inwestorzy wiedzieli o tym, zanim pojawili się w Polsce. Ewentualna zmiana istniejących reguł, utrudniająca życie tylko samej branży gazu niekonwencjonalnego, nie będzie łatwa, ponieważ właściwe dla niej procesy technologiczne występują w wielu innych obszarach. Nawet jeśli ktoś będzie dążył do zawyżania standardów na polityczne zamówienie, będzie to trudne, ponieważ rykoszetem uderzy to w inne branże i sektory – nie tylko w obszarze energetyki.

Prawdziwym problemem, z którym musimy się zmierzyć w Polsce, jest takie ukształtowanie porządku prawnego, regulacyjnego i podatkowego, by nowy gaz znalazł miejsce na rynku, by powiodła się jego komercjalizacja.

Zadaniem polityków nie jest, oczywiście, decydowanie o kształcie i skali tej branży. O tym niech decydują inwestorzy i – poza wszystkim – geologia. Zadaniem polityków i rządzących jest natomiast właściwe ukształtowanie prawa, które w Polsce obecnie właściwie ukształtowane nie jest. Zadaniem polityków i prawodawców w Warszawie i Brukseli jest również zapewnienie sprawiedliwego, równego i niedyskryminacyjnego traktowania każdej branży.

Trzymając rękę na pulsie w sprawach toczących się w Brukseli, musimy jak najszybciej rozwiązać przynajmniej trzy problemy będące w naszej kompetencji.

Przede wszystkim potrzebne jest właściwe ukształtowanie systemu danin publicznych, nie tylko podatków. Obecny system jest przystosowany do obsługi rynku, na którym działa jeden narodowy i państwowy operator, który jeszcze niedawno miał kontrolę nad systemem przesyłu gazu. Dziś jesteśmy o krok od sytuacji, w której działa wielu, także prywatnych, międzynarodowych graczy. System danin publicznych musi być na to przygotowany. Ma to kluczowe znaczenie dla branży, która oczekuje pewności obrotu.

Pradawna zasada podatków jest tu jednak kluczowa – gęś musi być tak skubana, by przeżyła. Nadmierne obciążanie inwestorów daninami publicznymi może skończyć się zamrożeniem inwestycji, które – szczególnie na początku – są bardzo drogie i przekraczają możliwości polskich firm nawet wtedy, gdy minister M. Budzanowski „zagoni” do tej branży wszystkie państwowe koncerny.

Pamiętajmy też, że naszymi konkurentami są dziesiątki innych krajów, które mają większe zasoby gazu niekonwencjonalnego. Niemniej dobry, przewidywalny i stabilny system danin jest dziś palącą potrzebą. To jedna z podstaw budowania zaufania obywateli wobec tego nowego fenomenu. To

samo dotyczy spraw koncesyjnych. Dziś wszystkie przydzielone w Polsce koncesje mają charakter poszukiwawczy. Przejście do etapu produkcyjnego musi spełniać względy bezpieczeństwa i transparentności procesu inwestycyjnego.

Kolejnym kłopotem jest właściwa transpozycja prawa unijnego do Polski. Zgodnie z analizami prawnymi przeprowadzonymi dla Komisji Europejskiej, Polska wprowadziła do prawa krajowego wszystkie dyrektywy środowiskowe i administracyjne dotyczące branży gazowej. Jednak nasze normy często są ostrzejsze od unijnych i nie odpowiadają warunkom inwestycji w gaz niekonwencjonalny. Przykładem są zasady dyrektywy o środowiskowym studium oddziaływania, które w polskim wydaniu cofają inwestorów do niemal początku procesu przy każdej, nawet małej zmianie warunków wierceń.

To wiąże się z przygotowaniem administracji. Ministerstwo Środowiska przez długie lata było parcelowane na kolejne fundusze, dyrekcje i agencje, za którymi szły kompetencje. W efekcie mamy system pozwoleń rozproszony od poziomu powiatu po rząd, a na szczeblu centralnym mozaikę instytucji działających niezależnie od ministerstwa. Już dziś, na etapie prac wstępnych i przygotowawczych, jest to trudne dla inwestorów. W przypadku uruchomienia przemysłowego charakteru wydobycia, gdzie istotą procesu jest liniowość, będzie to kluczowym problemem ograniczającym naszą globalną atrakcyjność inwestycyjną.

Sprawą wciąż niezamkniętą jest postępowanie przed Europejskim Trybunałem Sprawiedliwości, który kwestionuje nasz system przechodzenia z koncesji poszukiwawczej do produkcyjnej.

To kolejny element niepewności inwestycyjnej. Aby nowy gaz znalazł sobie miejsce na rynku, potrzebny jest otwarty rynek gazu. Nie tylko niezależny operator, ale i konkurencja w sprzedaży. Otwarty rynek to jednak nie wszystko. Potrzebne są inwestycje w rozwój fizycznej sieci tranzytowej, by gaz mógł realnie płynąć, elastycznie odpowiadając na zapotrzebowanie. To wyzwanie wspólne dla gazu niekonwencjonalnego i LNG.

W końcu potrzebne jest skorelowanie dynamiki wzrostu produkcji własnej z wzrostem konsumpcji i schodzeniem z kontraktu długoterminowego z Rosją. Sprawa byłaby czysto rynkowa, gdyby nie to, że nasz kontrakt długoterminowy jest podparty umową międzyrządową, odnowioną niedawno przez Polskę i Rosję.

Gaz ze źródeł niekonwencjonalnych jest bardzo obiecującym czynnikiem zmiany na naszym rynku. Potencjalnie może przynieść więcej konkurencji, lepsze ceny, pełne bezpieczeństwo dostaw. Jednak musi on sobie znaleźć miejsce i wygrać konkurencję z naszą produkcją konwencjonalną, rosyjskim importem gazu konwencjonalnego, gazem z polskiego LNG i z gazem, który w rosnących ilościach może płynąć z interkonektorów łączących nasz kraj z Czechami czy Niemcami.

Państwo i jego polityka regulacyjna ma tu do odegrania kluczową rolę. ■

Autor jest posłem PiS do Parlamentu Europejskiego, członkiem Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii, sprawozdawcą grupy konserwatywnej (EKR) w obszarze gazu niekonwencjonalnego.



Odszedł od nas WALDEMAR BOŁDANIUK

5 maja 2012 roku pożegnaliśmy Waldemara Bołdaniuka, człowieka niezwykle zasłużonego dla polskiego gazownictwa, będącego niekwestionowanym autorytetem oraz mentorem dla kolejnych pokoleń gazowników.

Waldemar Bołdaniuk z polskim gazownictwem związany był prawie 50 lat. Swoją karierę zawodową rozpoczął w 1958 roku w Zakładzie Gazowniczym w Warszawie. W latach 1965–1970 pełnił funkcję naczelnego inżyniera, a w latach 1970–1974 był dyrektorem Warszawskiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa. W 1975 roku powierzono mu funkcję naczelnego inżyniera i naczelnego dyrektora Zjednoczenia Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. 13 grudnia 1981 roku został siłowo usunięty ze stanowiska i przewieziony do aresztu przy ul. Rakowieckiej w Warszawie. Do pracy w Mazowieckim Okręgowym Zakładzie Gazownictwa wrócił w roku 1983 r. Najpierw pełnił funkcję dyrektora ds. pracowników, a następnie powierzono mu stanowisko dyrektora technik gazowniczych, które

piastował do 2000 roku, do czasu przejścia na emeryturę.

Dyrektor Bołdaniuk, piastując kierownicze stanowiska w branży gazowniczej, uczestniczył w rozwoju gazyfikacji kraju, budowie głównych krajowych gazociągów sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Z jego udziałem likwidacji uległy gazownie węglowe, a co za tym idzie – nastąpiła zmiana gazu węglowego na gaz ziemny u odbiorców w całym kraju. Zainicjował budowę mieszalni i rozkładni gazu na terenie „Gazowni Warszawskiej”, a także uczestniczył w budowie tłoczni Komarno na Ukrainie, tłoczni Wronów na Rembelszczyźnie oraz odazotowni gazu w Odolanowie i podziemnego zbiornika gazu w Husowie.

Niewiele osób pamięta, że to właśnie Waldemar Bołdaniuk uczestniczył w akcji gaszenia pożaru na odwiercie złoża ropy i gazu w Karlinie i osobiście przejął kierowanie tą akcją w chwili, gdy próby podejmowane przez specjalistów nie powiodły się, ponieważ brakowało w kraju specjalistycznego sprzętu i doświadczenia w gaszeniu tak poważnych pożarów.

Jego wielką pasją i ambicją była technika i technologia, którą wdrażał do obiektów i urządzeń systemu gazowniczego. Z jego inicjatywy podjęto m.in. produkcję polskiego gazomierza turbinowego. Wdrożono wiele nowych rozwiązań, konstrukcyjnych w stacjach gazowych, dzięki czemu poprawie uległo bezpieczeństwo pracy tych obiektów, obniżone zostały koszty i zmniejszeniu uległy straty gazu. Poprawa jakości wyrobów i usług w gazownictwie zaowocowały uzyskaniem pierwszego w Polsce certyfikatu jakości zgodnego z PN EN ISO 9001 w zakresie projektowania, kompletacji oraz serwisu stacji gazowych i pomiarowych.

W trakcie pracy zawodowej Waldemar Bołdaniuk aktywnie uczestniczył w opracowaniu wielu norm zakładowych PGNiG SA, a także kierował pracami normalizacyjnego Komitetu Technicznego zajmującego się sprawami przesyłu gazu. Był współautorem rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe. Jako rzeczoznawca i weryfikator z dziedziny gazownictwa z ramienia takich stowarzyszeń jak SIMP, PZITS, SITPNaft, SITPNIG – był autorem wielu opracowań, opinii i ekspertyz z zakresu przemysłu gazowniczego.

Nie sposób wymienić wszystkich dokonań Waldemara Bołdaniuka. W naszej pamięci pozostanie jako wspaniały fachowiec, nauczyciel, który wychował rzeszę gazowników, wspaniały kolega i bardzo życzliwy człowiek.

Przyjaciele z Izby Gospodarczej Gazownictwa

Przedsiębiorcy przesyłowi czekają na „ustawę korytarzową”

Krzysztof Przychodaj

Dla każdego przedsiębiorcy przesyłowego jednym z najważniejszych etapów realizacji inwestycji polegającej na budowie i utrzymaniu urządzeń przesyłowych jest uzyskanie odpowiedniego tytułu prawnego pozwalającego na wybudowanie urządzeń na cudzej nieruchomości.

W ramach takiego tytułu przedsiębiorca musi zapewnić sobie nie tylko prawo posadowienia urządzeń, ale również prawo dostępu do nich, np. w razie awarii czy konieczności dokonywania konserwacji. W praktyce właśnie uzyskanie prawa do gruntu uważane jest za jedną z największych barier w rozwoju inwestycji infrastrukturalnych, zwłaszcza ze względu na trudności w pozyskiwaniu zgody właścicieli lub ich wygórowanych żądań finansowych oraz ze względu na nieuregulowany stan prawny powodujący wydłużenie realizacji inwestycji często o lata, a bywa, że jej całkowite zastopowanie.

Od dawna przedstawiciele branży energetycznej postulują więc przyjęcie rozwiązań systemowych, które pozwoliłyby szybko, sprawnie i w sposób przewidywalny finansowo realizować budowę urządzeń przesyłowych. Tak było ostatnio podczas zorganizowanej w marcu br. przez Parlamentarny Zespół ds. Energetyki konferencji „Infrastruktura energetyczna – potrzeba nowych rozwiązań prawnych”. Przedstawiciele energetyki, omawiając stan i strukturę wiekową infrastruktury sieciowej, wskazywali na konieczność jej pilnej modernizacji i potrzebę przeprowadzenia nowych inwestycji w celu sprostania rosnącemu zapotrzebowaniu odbiorców i pobudzeniu rozwoju społeczno-gospodarczego kraju oraz jednoczesnego przeciwdziałania zagrożeniu bezpieczeństwa dostaw.

Wszyscy uczestnicy tej, jak i wielu innych, dyskusji dotyczących inwestycji infrastrukturalnych są zgodni, że sprawne wykonanie zakładanych planów nie jest możliwe na podstawie obowiązującego stanu prawnego. Ani bowiem prawn-administracyjny tryb umożliwiający posadowienie urządzeń przesyłowych na cudzych nieruchomościach, przewidziany art. 124 ust. 1 ustawy z 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, ani wprowadzona w 2008 r. do kodeksu cywilnego instytucja służebności przesyłu – w zgodnej ocenie praktyków – nie dają możliwości sprawnego i szybkiego zrealizowania inwestycji, zwłaszcza ze względu na przewlekłość postępowań administracyjnych

i sądowych. Rezultatem powyższych postulatów są toczące się obecnie w Ministerstwie Gospodarki bardzo zaawansowane prace nad projektem ustawy o korytarzach przesyłowych, w których czynny udział biorą też organizacje branżowe, w tym Izba Gospodarcza Gazownictwa.

Ze względu na ramy objętościowe i informacyjny charakter niniejszego artykułu szczegółowe przedstawienie rozwiązań przewidzianych projektem ustawy nie jest możliwe, należy jednak zasygnalizować założenia tego aktu prawnego, aby przybliżyć planowane sposoby i kierunki mające umożliwić sprawne prowadzenie inwestycji infrastrukturalnych w energetyce.

Projektowana ustawa ma być kompleksowym rozwiązaniem pozwalającym na ustanawianie korytarzy przesyłowych dla nowych urządzeń przesyłowych i udzielanie pozwoleń na budowę takich urządzeń. W trybie przewidzianym ustawą regulacji podlegać będą także tzw. zaszości, przez ustanawianie korytarzy dla istniejącej infrastruktury. Akt ten określać ma również ustanawianie służebności przesyłu oraz gospodarowania gruntami w obszarze korytarza przesyłowego, a także ustalanie i przyznawanie odszkodowania z tytułu obciążenia nieruchomości służebnością.

W kolejnych etapach prac projekt został poszerzony o kwestie planistyczne, które mają zapewnić większą spójność i koordynację procesów związanych z lokalizowaniem infrastruktury. Przewiduje się wprowadzenie zasady, że planowanie lokalizacji urządzeń przesyłowych o znaczeniu krajowym następować ma w planach zagospodarowania przestrzennego województw, zaś pozostałych urządzeń, z wyłączeniem sieci elektroenergetycznych niskich napięć, w planie lokalizacji urządzeń przesyłowych, określającym granice stref ich usytuowania. Organem sporządzającym projekt planu lokalizacji ma być wójt (burmistrz, prezydent miasta), który o przystąpieniu do jego opracowania ma pisemnie powiadamiać działających na terenie gminy przedsiębiorców przesyłowych, którzy z kolei obowiązani będą do współpracy przy sporządzaniu tego projektu, polegającej na składaniu wniosków, zastrzeżeń oraz udostępnianiu niezbędnych informacji. Natomiast organem uchwalającym przedmiotowy plan ma być rada gminy, która będzie to robić po uprzednim stwierdzeniu zgodności planu z planem zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru gminy, uregulowanego ustawą z 10.04 1997 r. „Prawo energetyczne”. Istotne również jest to, że w przypadku, gdy plan nie będzie uwzględniał stanowiska przedsiębiorcy, przysługiwać mu będzie uprawnienie do wystąpienia z wnioskiem do wojewody o stwierdzenie nieważności

uchwały w całości lub w części, aczkolwiek pamiętać należy, iż nieuwzględnione stanowisko musi być zgodne ze wspomnianym planem zaopatrzenia. Zasadą ma być, iż koszty sporządzenia rzeczonych planów ponosić będą przedsiębiorcy w stosunku proporcjonalnym do długości swoich sieci w nim uwzględnionych.

Równocześnie gmina zobowiązana zostanie do corocznego rozliczania kosztów ich sporządzenia do wysokości połowy uzyskanych wpływów z tytułu opłat adiacenckich, w związku z realizacją urządzeń infrastruktury technicznej w strefach lokalizacji urządzeń określonych w tym planie, a zlokalizowanych na podstawie decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego. Przewidziano także możliwość odstępowania w uzasadnionych przypadkach od planowanej lokalizacji urządzeń, wyznaczonej w tych planach po spełnieniu wskazanych ustawą przesłanek. Najważniejszą z nich, jak się wydaje, zarówno z punktu widzenia przedsiębiorcy, jak i sytuacji odbiorcy, w której ustalenie przebiegu zgodnego z planami skutkowałoby poniesieniem przez przedsiębiorcę przesyłowego kosztów znacznie wyższych w porównaniu z wyznaczanym przebiegiem. Należy również zauważyć, że wskazane ustawą przesłanki nie stanowią katalogu zamkniętego; odstępowanie od zgodnej z planem lokalizacji będzie więc dopuszczalne także w innych, uzasadnionych przypadkach.

Decyzję o ustanowieniu korytarza przesyłowego dla nowych urządzeń, na wniosek przedsiębiorcy (spełniający wymogi formalne wskazane ustawą), wydawać ma właściwy miejscowo starosta – w odniesieniu do korytarza o znaczeniu lokalnym, lub wojewoda – w odniesieniu do korytarza o znaczeniu ponadlokalnym, albo korytarza o znaczeniu lokalnym, jeżeli w jego granicach lokalizowane będzie urządzenie przesyłowe o znaczeniu krajowym, a także korytarza o znaczeniu lokalnym lub ponadlokalnym realizowanym w części lub w całości na terenie zamkniętym. W sposób korzystny dla inwestora ustawa określa także procedurę odwoławczą od decyzji, która jest sformalizowana dla odwołującego się, bowiem musi on zawrzeć w odwołaniu zarzuty odnoszące się do decyzji, określić istotę i zakres żądania będącego przedmiotem odwołania oraz wskazać dowody uzasadniające to żądanie.

W szczególny sposób ustawa określa także terminy rozpatrywania skarg kasacyjnych przez sądy administracyjne, regulując to tak, iż przekazanie akt sprawy i odpowiedzi na skargę następować ma w terminie 15 dni od dnia otrzymania skargi, którą należy rozpatrzyć w terminie 30 dni od dnia otrzymania akt sprawy wraz z odpowiedzią na skargę. Natomiast termin rozpatrzenia skargi kasacyjnej wynosić ma 2 miesiące od dnia jej wniesienia. Istotne jest również to, że w postępowaniu przed organem odwoławczym oraz przed sądem administracyjnym nie będzie można uchylić decyzji o ustanowieniu korytarza w całości ani stwierdzić jej nieważności, gdy wadliwa jest tylko część decyzji, dotycząca odcinka korytarza przesyłowego. Ponadto, aby wyeliminować częste w procesie inwestycyjnym składanie skarg, które *de facto* opóźniają jedynie proces inwestycyjny i są niezwykle kosztowne dla przedsiębiorcy, projektodawca przewiduje następujące uregulowanie.

W przypadku wniesienia skargi do sądu administracyjnego na decyzję o ustanowieniu korytarza, wstrzymanie wykonania tej decyzji – na wniosek skarżącego – sąd może uzależnić od złożenia przez niego kaucji na zabezpieczenie roszczeń przedsiębiorcy z powodu wstrzymania wykonania decyzji; jedynie w przypadku uznania skargi za słuszną w całości lub w części kaucja podlegać będzie zwrotowi. Należy zauważyć, że będą to dość znaczące kwoty, bowiem kaucja, w stosunku do osoby fizycznej nieprowadzącej działalności gospodarczej wynosić ma od 500 do 5000 zł, a dla innych podmiotów od 5000 do 50 000 zł. Jej wysokość będzie ustalana przez sąd na podstawie analizy sytuacji osobistej i majątkowej skarżącego oraz wartości, zakresu i znaczenia inwestycji w przypadku urządzeń przesyłowych, a także interesu publicznego.

BIPRORAF

PARTNER TECHNOLOGICZNO - INWESTYCYJNY

KONSULTING



PROJEKT



REALIZACJA



Biproraf Sp. z o.o.

ul. Główna 10, 58-785 77 10, Żelazna Kopalnia, XU g.
tel. 58 785 77 10, fax 58 785 77 33
biuro@biproraf.com.pl, www.biproraf.com.pl

Kompleksowość omawianej regulacji polega też m.in. na tym, że istnieje możliwość uzyskania przez inwestora w jednym postępowaniu zintegrowanej decyzji o pozwoleniu na budowę z decyzją o ustanowieniu korytarza przesyłowego. Pozwolenie na budowę urządzenia, którego lokalizację ustalono w decyzji o ustanowieniu korytarza, może zostać wydane także przez organ, który wydał decyzję o jego ustanowieniu, w odrębnym postępowaniu.

Natomiast regulacja tytułu prawnego do nieruchomości dla urzędzeń przesyłowych istniejących w dniu wejścia w życie ustawy będzie odbywała się na wniosek władającego urządzeniami przedsiębiorcy o wydanie decyzji o określeniu korytarza przesyłowego. Procedura w tym przypadku ma być podobna jak przy ustanawianiu nowych korytarzy, z pewnymi wyjątkami określonymi przez ustawę.

Interesującym rozwiązaniem jest także przewidywana możliwość lokalizowania kolejnych urzędzeń przesyłowych oraz innych urzędzeń w istniejącym korytarzu przesyłowym. W takich przypadkach organ, który wydał decyzję o ustanowieniu korytarza, na wniosek przedsiębiorcy przesyłowego, będzie wydawał decyzję o lokalizacji kolejnego urządzenia w tym korytarzu.

Jednym z najważniejszych rozwiązań przewidzianych projektem ustawy jest ustanawianie służebności przesyłu, która będzie powstawać na nieruchomościach z mocy prawa z dniem, w którym decyzja o ustanowieniu korytarza przesyłowego lub określeniu korytarza przesyłowego stała się ostateczna, zaś uprawnionym z tytułu służebności będzie przedsiębiorca, dla którego wydano decyzję. A zatem, w drodze przedmiotowej decyzji przedsiębiorca nie tylko będzie mógł zrealizować inwestycję, ale także uzyska najodpowiedniejszy dla niego tytuł formalnoprawny do gruntu, a mianowicie ograniczone prawo rzeczowe przewidziane art. 3051 k.c.

Najwięcej, co oczywiste, emocji będą budziły regulacje dotyczące ustalania i przyznawania odszkodowania z tytułu obciążenia nieruchomości służebnością przesyłu.

Przedsiębiorca będzie obowiązany przede wszystkim przeprowadzić rokowania z właścicielem lub użytkownikiem wieczystym nieruchomości co do jego wysokości. Jeżeli strony rokowań nie porozumieją się co do odszkodowania, a mieć będą na to jedynie 14 dni od dnia ich rozpoczęcia, przedsiębiorca musi poinformować niezwłocznie organ, który wydał decyzję o ustanowieniu korytarza, o ich zakończeniu. Następnie ten, w drodze decyzji, ustali jego wysokość, na podstawie określonych w ustawie zasad, przy zastosowaniu odpowiedniego algorytmu, który ustalany jest jako określony ułamek wysokości kwoty bazowej odszkodowania.

Nie wdając się w szczegółową charakterystykę opracowanego algorytmu, wskazać należy, iż w tym aspekcie muszą być brane pod uwagę nie tylko interesy właścicieli nieruchomości i przedsiębiorcy przesyłowego, ale i ogólny interes społeczno-gospodarczy państwa. Trzeba mieć bowiem na uwadze, że przedmiotową ustawą uregulowane mają być wszelkie stany istniejące, gdyż przedsiębiorca zostanie obowiązany do uzyskania decyzji o określeniu korytarza dla urzędzeń wybudowanych przed dniem jej wejścia w życie,

dla których nie posiada tytułu prawnego do gruntów, w ciągu 20 lat od dnia rozpoczęcia jej obowiązywania. Dotyczyć to więc będzie setek tysięcy kilometrów sieci dla wszystkich sektorów energetyki, a koszty tego przedsięwzięcia, które obciążą przede wszystkim przedsiębiorców przesyłowych, ostatecznie zostaną przeniesione poprzez taryfy na odbiorców, co będzie skutkowało wzrostem cen energii elektrycznej, gazu czy ciepła.

Podkreślenia wymaga także, że równolegle w Sejmie RP trwają prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy „Kodeks cywilny” (druk nr 74). Projekt ten m.in. rozszerza zakres stosowania art. 49 § 1 k.c., stanowiącego, że urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania płynów, pary, gazu, energii elektrycznej oraz inne podobne urządzenia nie należą do części składowych nieruchomości, jeżeli wchodzi w skład przedsiębiorstwa, obejmując nim także infrastrukturę telekomunikacyjną czy urządzenia przeznaczone do prowadzenia ruchu kolejowego i tramwajowego, jak również szczegółowo reguluje status prawny urzędzeń, o których stanowi art. 49 § 1 k.c. Projekt ten nowelizuje również przepisy dotyczące służebności przesyłu, w tym m.in. wynagrodzenia za jej ustanawianie, czego od czasu wprowadzenia tej instytucji domagali się przedsiębiorcy.

Proponuje się, aby odpowiednie wynagrodzenie uwzględniało wysokość wynagrodzeń ustalanych w drodze umowy za podobne obciążenia w zbliżonych okolicznościach, a w razie ich braku – obniżenie użyteczności lub wartości obciążonej nieruchomości. Wydaje się, że takie określenie zasad wynagrodzenia za ustanowienie służebności przesyłu w zasadzie należy ocenić pozytywnie, bowiem nakłada na strony i sąd określone kryteria, którymi muszą się kierować, ustalając wynagrodzenie. Obecne przepisy nie określają żadnych wskazówek ustalania wynagrodzenia, pozostawiając tę kwestię do swobodnej oceny.

Jednakże w praktyce nie rozwiąże to wszystkich problemów z wysokością ustalonych z tego tytułu kwot, chociaż należy podzielić pogląd ustawodawcy i przedstawicieli doktryny, że kodeks cywilny nie jest miejscem na szczegółową regulację zawierającą jednolite zasady obliczania wynagrodzenia za ustanowienie służebności. Tym bardziej w powyższym kontekście niezbędne jest szybkie i pozytywne sfinalizowanie procedowania nad ustawą o korytarzach przesyłowych, bowiem wówczas przepisy kodeksu cywilnego będą miały w tej mierze mniejsze zastosowanie.

Podsumowując, należy wyrazić zadowolenie, że zarówno władza wykonawcza, jak i ustawodawcza dostrzegają istotę i społeczno-gospodarczą wagę problemu, jaką niosą kwestie dotyczące urzędzeń przesyłowych. Jednocześnie należy mieć nadzieję, że prowadzone prace doczekają się rychłego zakończenia. ■

Krzysztof Przychodaj, radca prawny, doktorant na Wydziale Prawa i Administracji UW.

Jaki powinien być przyszły system opodatkowania gazu ziemnego akcyzą?

Dominika Cabaj, Wojciech Kotala

Od 1 listopada 2013 r., zgodnie z przepisami Unii Europejskiej, gaz ziemny zostanie objęty podatkiem akcyzowym. Ministerstwo Finansów rozpoczęło już prace nad kształtem przepisów akcyzowych w tym zakresie. Na obecnym etapie prac legislacyjnych MF opracowuje koncepcję nałożenia akcyzy na gaz ziemny.

Zasady działania systemu opodatkowania gazu ziemnego akcyzą, w tym kwestia zakresu zwolnień z akcyzy, są istotne zarówno dla sprzedawców gazu, jak i dla jego przemysłowych odbiorców. Przepisy Unii Europejskiej dopuszczają, aby gaz ziemny zużywany przez przemysł energochłonny (redukcja chemiczna, metalurgia, zakłady objęte systemem handlu emisjami) był zwolniony z akcyzy. Niewprowadzenie tego rodzaju zwolnień oznaczać będzie drastyczny wzrost kosztów produkcji dla tego przemysłu.

Obecnie resort finansów ustala zakres, w jakim polski przemysł zostanie obciążony kosztem akcyzy na gaz ziemny. Zgodnie bowiem z ustawą o finansach publicznych, Rada Ministrów uchwała projekt ustawy budżetowej i wraz z uzasadnieniem przedkłada go Sejmowi do 30 września roku poprzedzającego rok budżetowy. Oznacza to, że do 30 września 2012 r. minister finansów, przygotowując projekt budżetu państwa, zdecyduje o wpływach z akcyzy na gaz ziemny na 2013 r., a tym samym – o stopniu obciążenia tym podatkiem polskiego przemysłu.

Dyrektywa energetyczna¹ przewiduje możliwość stosowania przez państwa członkowskie UE wielu zwolnień całkowitych lub częściowych. Skorzystanie przez polskie władze z dopuszczalnych zwolnień od akcyzy dla gazu ziemnego znacząco przyczyniłoby się do ograniczenia negatywnych skutków wzrostu kosztów działalności w związku ze zmianą zasad funkcjonowania systemu handlu emisjami i pozwoliłoby przedsiębiorstwom wykorzystującym gaz ziemny skutecznie konkurować na rynku. Wykorzystanie dopuszczalnych zwolnień akcyzowych stworzyłoby szansę polskim podmiotom na funkcjonowanie w warunkach ekonomicznych porównywalnych z sytuacją podmiotów w większości innych państw UE. Brak zwolnień z akcyzy dla gazu ziemnego zuży-

wanego w polskim przemyśle spowoduje zachwianie konkurencyjności polskich przedsiębiorstw sektora energetycznego i ciepłowniczego, przemysłu metalurgicznego, mineralogicznego i chemicznego na rynkach międzynarodowych, zwiększy również ujemny bilans obrotów w handlu zagranicznym w związku z narastającą przewagą konkurencyjną podmiotów zagranicznych.

Celem ustawodawcy powinno być budowanie zrównoważonego systemu opodatkowania akcyzą gazu ziemnego, z uwzględnieniem niezbędnych z punktu widzenia polskiej gospodarki wyłączeń od akcyzy dla wykorzystania wyrobów objętych akcyzą w energetyce, ciepłownictwie, przemyśle metalurgicznym, mineralogicznym i chemicznym. Tylko silny rodzimy przemysł będzie stabilnym źródłem wpływów podatkowych, nie tylko w ramach podatku akcyzowego. Jeżeli system podatkowy ma przynieść założone wpływy podatkowe budżetowi państwa, to nie może osłabiać możliwości polskich przedsiębiorstw do konkurowania zarówno na rynkach międzynarodowych, jak i w kraju, z podmiotami z innych państw.

Przyjazny dla polskiego przemysłu system opodatkowania akcyzą gazu ziemnego to nie tylko formalny szeroki zakres zwolnień z akcyzy. Konieczna jest także taka konstrukcja tego systemu, która umożliwi przedsiębiorstwom wywiązywanie się ze swoich obowiązków akcyzowych bez nadmiernych obciążeń administracyjnych. Wprowadzenie w Polsce akcyzy na węgiel od 2012 r. pokazało, że nawet mimo wprowadzenia szerokiego zakresu zwolnień, nadmiar obowiązków administracyjnych może skutecznie utrudniać rozwój gospodarczy.

Przy projektowaniu systemu akcyzy na gaz ziemny trzeba wziąć pod uwagę następujące kwestie:

- określenie obowiązku podatkowego i momentu zapłaty akcyzy w taki sposób, aby przy sprzedaży gazu na rzecz podmiotów nieuprawnionych do zwolnienia, jego sprzedawcy nie musieli finansować akcyzy do momentu uzyskania zapłaty za gaz od odbiorcy (zapłata akcyzy skorelowana z otrzymaniem zapłaty za gaz);
- określenie obowiązku podatkowego i momentu zapłaty akcyzy w taki sposób, aby podmioty zużywające gaz i dokonujące samodzielnie zapłaty, miały czas na uzyskanie wewnętrznych danych na temat zużycia (obowiązek podatkowy dopiero w następnym miesiącu po miesiącu zużycia);

- określenie obowiązków ewidencyjnych sprzedawców i odbiorców gazu w taki sposób, aby mogły być w tym celu wykorzystane istniejące systemy informatyczne i aby uniknąć kosztownych zmian w takich systemach;
- zapewnienie odpowiedniego czasu na przygotowanie się do wyprowadzenia akcyzy zarówno dla sprzedawców gazu, jak i jego odbiorców (wystarczająco szybkie wprowadzenie zmian do ustawy o akcyzie i rozporządzeń wykonawczych oraz odpowiednie *vacatio legis*).

System opodatkowania akcyzą gazu ziemnego, który byłby przyjazny dla polskich przedsiębiorstw, powinien opierać się na wymienionych poniżej założeniach.

- Podmioty zużywające gaz ziemny na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej, korzystające ze zwolnień, powinny być podatnikami i same naliczać akcyzę od zużycia gazu (w zakresie, w jakim będzie on podlegał opodatkowaniu) lub stosować zwolnienie (w zakresie zwolnień). Sprzedawca gazu nie ma możliwości określenia, jaka część strumienia gazu zostanie przeznaczona u odbiorcy będzie zwolniona, a jaka opodatkowana.

Podatnikiem akcyzy od gazu ziemnego² powinien być – zgodnie z art. 21 ust. 5 dyrektywy energetycznej – dystrybutor lub redystrybutor, czyli podmiot dostarczający gaz nabywcy końcowemu – analogicznie jak w systemie opodatkowania akcyzą energii elektrycznej. Gaz ziemny – zgodnie z art. 20 ust. 1 dyrektywy energetycznej – nie podlega procedurze zawieszenia poboru akcyzy.

W przypadku energii elektrycznej, art. 21 ust. 5 dyrektywy energetycznej został wdrożony w art. 9 w związku z art. 2 pkt. 19 ustawy o akcyzie, tj. nabywcą końcowym jest podmiot, który nie posiada żadnej koncesji z prawa energetycznego, dotyczącej energii elektrycznej. Sprzedaż energii elektrycznej nabywcy końcowemu, tj. podmiotowi bez koncesji, rodzi obowiązek podatkowy.

Mimo że regulacyjnie rynek gazu ziemnego jest podobny do rynku energii elektrycznej, koncepcja identyfikacji nabywcy końcowego wyłącznie za pomocą koncesji nie może zostać przeniesiona wprost do systemu opodatkowania akcyzą gazu ziemnego. Wynika to z tego, że koncesji dotyczących gazu ziemnego jest zdecydowanie mniej³ niż koncesji dotyczących energii elektrycznej (np. obrót energią elektryczną – 353 koncesje, obrót paliwem gazowym – 86 koncesji) i istnieją podmioty będące nabywcami gazu ziemnego, zużywającymi go wyłącznie na własne potrzeby, które nie mają żadnej koncesji. Obrót gazem ziemnym nie wymaga uzyskania koncesji, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro.

Jeżeli podmioty zużywające gaz, a nieposiadające koncesji, stałyby się nabywcami końcowymi, sprzedawca gazu ziemnego musiałby naliczać akcyzę od sprzedaży gazu tym podmiotom oraz decydować o tym, czy i w jakim zakresie odbiorca ma prawo do zwolnienia ze względu na przeznaczenie gazu. Dostawca nie wie, w jaki sposób odbiorca użyje gaz ziemny, nie może również ponosić odpowiedzialności za zużycie niezgodnie z oświadczeniem nabywcy, dlatego podmiot prowadzący działalność gospodarczą, który zużywa gaz ziemny na cele uprawniające do zwolnienia i chcący stosować zwolnienia z akcyzy, powinien sam być po-

datnikiem akcyzy od gazu. Taki podmiot, jako podatnik, sam powinien określać, w jakim zakresie przysługuje mu zwolnienie z akcyzy i w jakim zakresie go zastosuje.

- Zakres zwolnień z opodatkowania powinien być określony możliwie szeroko, podobnie jak dla wyrobów węglowych w obecnej ustawie o akcyzie;

■ W związku z tym, że w przypadku przemysłowych odbiorców gazu, gaz ziemny jest wykorzystywany bardzo często w procesach, w których nie można rozróżnić, czy gaz zużywany jest na cele opałowe czy nieopałowe (tzw. podwójne zastosowanie, o którym mowa w art. 2 ust. 4 lit. b drugiej dyrektywy energetycznej), zwolnione zużycie gazu ziemnego nie powinno być ograniczone do „celów opałowych”. Dotyczy to zwłaszcza zwolnienia z akcyzy dla zakładów energochłonnych (art. 17 dyrektywy energetycznej). Tylko takie uregulowanie zwolnień z akcyzy w praktyce uwolni branżę energochłonną od ciężaru akcyzy.

■ Przeważająca część obrotu gazem odbywa się z wykorzystaniem sieci gazowej, dlatego – tak jak w przypadku energii elektrycznej – nie ma możliwości śledzenia fizycznego przemieszczania gazu. Przesyłowi sieci nie mogą towarzyszyć żadne dodatkowe dokumenty akcyzowe, gdyż gaz w sieci jest dostatecznie kontrolowany i szczegółowo rozliczany przez operatorów systemów dystrybucyjnych i systemu przesyłowego oraz sprzedawców i nabywców.

■ Wprowadzenie akcyzy na gaz ziemny wymaga dostosowania systemów księgowych, dlatego przedsiębiorcy powinni na tyle wcześniej poznać wymogi ewidencyjne, aby móc przeprowadzić zmianę systemów. Konieczne jest co najmniej kwartalne *vacatio legis*, czyli takie, z którego mogły korzystać przedsiębiorstwa energetyczne, przygotowując ewidencje akcyzowe do zmiany przepisów dotyczących opodatkowania energii elektrycznej, która weszła w życie 1 marca 2009 r. Zakres obowiązków ewidencyjnych podatników powinien być zminimalizowany, ponieważ istniejące ewidencje księgowe zawierają wszystkie dane potrzebne do rozliczenia akcyzy.

■ Straty gazu, tak jak straty energii elektrycznej, nie powinny podlegać opodatkowaniu ze względu na naturę gazu.

System opodatkowania akcyzą gazu ziemnego – zgodnie z art. 21 ust. 5 dyrektywy energetycznej – zakłada, że moment opodatkowania następuje na etapie sprzedaży gazu do nabywcy końcowego. Oznacza to, że straty powstałe na etapie jego produkcji, wydobycia, przesyłania, dystrybucji, gazyfikacji, regazyfikacji i magazynowania powstają przed pierwszą czynnością opodatkowaną. Tym samym takie straty nie powinny podlegać opodatkowaniu podatkiem akcyzowym.

Straty gazu nie powinny podlegać opodatkowaniu także z uwagi na to, że gaz ziemny został wyłączony – na mocy art. 20 ust. 1 dyrektywy energetycznej – z zastosowania do niego przepisów dotyczących kontroli i przemieszczania z dyrektywy horyzontalnej. Koncepcja opodatkowania strat oraz całkowitego zniszczenia wyrobów energetycznych wynika właśnie z systemu kontroli i przemieszczania dyrektywy horyzontalnej. Wobec wyłączenia gazu z tego systemu, jego



straty nie powinny być opodatkowane akcyzą. Jest to podejście analogiczne do traktowania strat energii elektrycznej, która także jest wyłączona z systemu kontroli i przemieszczania dyrektywy horyzontalnej. Zgodnie zaś z art. 9 ust. 2 ustawy o akcyzie, straty energii elektrycznej powstałe w wyniku przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej nie podlegają opodatkowaniu akcyzą.

Z opodatkowania należy zatem wyłączyć straty gazu powstałe na etapie jego produkcji, wydobycia, przesyłania, dystrybucji, gazyfikacji, regazyfikacji i magazynowania (z wyłączeniem gazu ziemnego pobranego nielegalnie). Straty te są nieodłączną cechą paliwa gazowego, a wynikają z ubytków technologicznych związanych z prowadzeniem czynności eksploatacyjnych, m.in. wymianą elementów armatury, odpowietrzaniem stacji, gazociągów i przyłączy; nieszczelności gazociągów i urządzeń; działaniem upustów samoczynnych na stacjach gazowych, skutkujących przedostaniem się gazu do atmosfery, oraz stratami powstającymi podczas awarii sieci gazowej. Z opodatkowania należy również wyłączyć straty związane z wydobyciem i procesami, którym jest poddawany gaz przed jego dostarczeniem do sieci przesyłowej (odazotowanie, dodawanie substancji zapachowych). Przyczyny strat w tym przypadku są takie same.

Skraplanie i regazyfikacja gazu powodują powstawanie istotnych strat naturalnych związanych z tym, że gaz ulatnia się do atmosfery, a ilości gazu przed i po zmianie nie da się porównać bez sprowadzenia go do tych samych warunków ciśnienia i temperatury, co jest niemożliwe. Są to straty powstające w wyniku konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy instalacji gazowych skraplania i regazyfikacji. Dlatego niecelowe jest opodatkowanie strat gazu w procesach skraplania i regazyfikacji.

Straty gazu nie mogą być normalizowane ani w przypadku gazu ziemnego w stanie gazowym, ani gazu ziemnego skroplonego (który jest później regazyfikowany). Ustawo-

dawca nie powinien więc wprowadzać jakichkolwiek norm dopuszczalnych ubytków na jakimkolwiek etapie obrotu gazem, gdyż nie dałoby się wyliczyć wielkości bazowych do zastosowania tych norm.

W przypadku dostarczania gazu do przedsiębiorstw niebędących odbiorcami końcowymi, tj. do podatników akcyzy, z opodatkowania powinny być wyłączone straty gazu powstające od punktu wyjścia z systemu przesyłowego lub destrukcyjnego do momentu zużycia gazu. W przypadkach tego rodzaju podmiotów pierwszą czynnością opodatkowaną jest zużycie gazu przez takie podmioty, więc wszelkie straty do momentu zużycia gazu nie powinny podlegać opodatkowaniu.

Ze względu na techniczne uwarunkowania procesów wydobycia, przesyłania, dystrybucji, gazyfikacji, regazyfikacji i magazynowania gazu ziemnego, straty powstające w trakcie tych procesów nie są nigdy związane z zużyciem gazu ziemnego do celów opodatkowanych. Wyłączenie opisywanych strat z opodatkowania akcyzą nie będzie prowadzić do nadużyć podatkowych. Analogiczne *ratio legis* stało za wyłączeniem z opodatkowania strat energii elektrycznej.

■ Zwolnienie z opodatkowania powinno dotyczyć też gazu używanego w procesach jego produkcji i dostarczania – począwszy od wydobycia, transportu przez sieć przesyłową i dystrybucyjną do strat powstałych w trakcie skraplania/regazyfikacji.

Zużycie gazu na potrzeby jego produkcji, wydobycia, poprawy parametrów jakościowych, przesyłania, dystrybucji, skraplania, regazyfikacji i magazynowania powinno podlegać zwolnieniu z akcyzy lub być nieopodatkowane.

Takie zwolnienie wynika z art. 21 ust. 3 dyrektywy energetycznej, zgodnie z którym zużycie produktów energetycznych na terenie zakładu wytwarzającego produkty energetyczne nie jest uważane za zdarzenie powodujące powstanie zobowiązania podatkowego, jeśli zużyciu ulegają produkty energetyczne wytwarzane na terenie zakładu. Państwa członkowskie mogą uznać także zużycie energii elektrycznej i innych produktów energetycznych niewyprodukowanych na terenie takiego zakładu oraz zużycie produktów energetycznych i energii elektrycznej na terenie zakładu wytwarzającego paliwa wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej, jako niepowodujące powstania zobowiązania podatkowego. Jeśli zużycie następuje na cele niezwiązane z wytwarzaniem produktów energetycznych, np. do napędu pojazdów, wówczas powstaje zobowiązanie podatkowe. ■

Dominika Cabaj, Wojciech Kotala,
doradcy podatkowi w Kancelarii DLA PIPER

¹ Dyrektywa Rady 2003/96/WE z 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej, dalej „dyrektywa energetyczna”.

² Wyrobem akcyzowym jest gaz ziemny (mokry) i pozostałe węglowodory gazowe; CN 2711; dalej określane jako „gaz ziemny” lub w skrócie „gaz”.

³ Prawo energetyczne – ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – (Dz.U. 2006 r. nr 89, poz. 625, z późn. zm.) przewiduje koncesje na przesyłanie, dystrybucję, skraplanie, regazyfikację lub obrót gazem ziemnym.

PGNiG Technologie dostawcą sprzętu do eksploatacji złóż gazu z łupków

Marzena Nawrocka

Wzrost cen gazu ziemnego w ostatnich latach oraz postęp technologii kruszenia i wiercenia horyzontalnego zwiększyły opłacalność wydobywania gazu z łupków. W gronie firm, które upatrują swojej szansy w produkcji sprzętu do zagospodarowania tego typu odwiertów znajduje się PGNiG Technologie SA Oddział Naftomet w Krośnie.

W celu poszukiwania złóż gazu niekonwencjonalnego na terenie Polski dotychczas wydano ponad 100 koncesji. Do 2017 roku planowane jest wykonanie 233 otworów poszukiwawczych, a co za tym idzie – tworzy się ogromne zapotrzebowanie na sprzęt powierzchniowego zagospodarowania, przystosowany do tego typu odwiertów.

– Rosnące zainteresowanie gazem z łupków w Polsce, którego zasoby szacowane są na największe w Europie, skutkuje rozwojem myśli konstrukcyjnej w zakresie sprzętu do powierzchniowego wyposażenia odwiertów. W odpowiedzi na rosnące zapotrzebowanie przygotowaliśmy specjalną konstrukcję kompaktową sprzętu do zagospodarowania odwiertów w eksploatacji złóż gazu z łupków, wchodzącą w zakres tzw. systemu *time-saving* – powiedział Wojciech Słupczyński, dyrektor ds. rozwoju i handlu PGNiG Technologie SA Oddział Naftomet.

ODDZIAŁ NAFTOMET – POTENCJAŁ I DOŚWIADCZENIE

Naftomet jest wiodącym w Polsce producentem wyrobów przeznaczonych do eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego, zwłaszcza sprzętu do powierzchniowego wyposażenia odwiertów oraz aparatów i urządzeń wyposażenia kopalń. Zakład ma doświadczenie w wykonywaniu elementów konstrukcyjnych z przeznaczeniem do pracy na platformach wiertniczych, świadczy usługi w zakresie remontów urządzeń wiertniczych i eksploatacyjnych, jak również silników wysokoprężnych dużej mocy dla jednostek stacjonarnych i trakcyjnych. W 2002 roku Naftomet – jako pierwsza firma w Polsce – uzyskał certyfikat API Spec. 6A, przyznawany przez *American Petroleum Institute* w zakresie produkcji i remontów urządzeń do powierzchniowego wyposażenia odwiertów. Wyroby sygnowane monogramem API spełniają wysokie wymagania stawiane urządzeniom pracującym w ekstremalnych warunkach eksploatacyjnych.

Od grudnia 2011 roku firma jest jednym z czterech oddziałów spółki PGNiG Technologie. W nowej strukturze organizacyjnej Na-

ftomet pretenduje do roli firmy zapewniającej odpowiednie zaplecze produkcyjne oraz doświadczoną i wykwalifikowaną kadrę inżynierjno-techniczną. – Nasza strategia zakłada wysoką specjalizację w wybranych obszarach produktowych, dlatego został zainicjowany zaawansowany program badawczo-rozwojowy, którego celem jest modernizacja wybranych grup produktów. W efekcie prac konstrukcyjnych powstała m.in. wersja kompaktowa sprzętu do eksploatacji złóż gazu z łupków – dodał Wojciech Słupczyński.

NOWA KONSTRUKCJA – NOWE MOŻLIWOŚCI

Wersja kompaktowa sprzętu produkowanego przez Oddział Naftomet jest zgodna z API Spec. 6A oraz wchodzi w zakres systemu *time-saving* pozwalającego maksymalnie skrócić czas prac wiertniczo-montażowych, zmniejszyć ryzyko wypadku podczas pracy operatorów oraz uzyskać znaczące oszczędności finansowe.

Główne zalety konstrukcji:

- zmniejszenie ryzyka pracy operatorów poprzez wyeliminowanie jednego etapu demontażu i montażu prewentera BOP. Konstrukcja pozwala wykonać dwa kolejne etapy wiercenia bez zdejmowania prewentera,
- montaż wieszaka rur wydobywczych 2–7/8" poprzez zasuwki suwakowe 5–1/8",
- możliwość posadowienia wieszaka rur wydobywczych 2–7/8" na trzpieniach podtrzymujących.

Powyższe zalety konstrukcyjne mają bezpośrednie przełożenie na uzyskiwane znaczące oszczędności czasowe i finansowe. Korzystając z konstrukcji Naftometu, czas pracy na jednym otworze można skrócić nawet o dwie doby oraz zredukować koszty **średnio o 70 000 USD dziennie**. Przy założeniu, że na jednym padzie jest od 25 do 30 otworów, **łączna oszczędność może wynieść od 3,5 mln do 4,2 mln USD**.

PGNiG Technologie Oddział Naftomet zawarł już kilka umów na dostawę sprzętu do eksploatacji złóż gazu z łupków dla firm posiadających koncesje na prowadzenie prac poszukiwawczych w Polsce. Kontrakty obejmujące wykonanie pełnych kompletów głowicy i więźby w wersji kompaktowej będą realizowane w najbliższych miesiącach. Przykład Naftometu stanowi potwierdzenie, że prowadzenie prac koncepcyjno-konstrukcyjnych oraz wdrażanie programów badawczo-rozwojowych przez polskie firmy zwiększa szanse podjęcia współpracy z zagranicznymi inwestorami, pozyskującymi koncesje na poszukiwanie złóż gazu z łupków. ■

Autorka jest pracownikiem PGNiG Technologie SA w Warszawie, Oddział Naftomet w Krośnie.

Gaz w elektroenergetyce

Władysław Mielczarski

Elektroenergetyka, stojąca przed koniecznością odnowy majątku wytwórczego i będąca pod presją redukcji emisji CO₂, wydaje się bardzo przyszłościowym rynkiem dla gazu ziemnego.

Większe wykorzystanie gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej wiąże się z wieloma zmianami, do których należy zaliczyć przede wszystkim konkurencyjne warunki dostawy gazu, niskie ceny oraz strukturę kontraktów odpowiadającą specyficznym warunkom, w jakich będą działać elektrownie gazowe.

TRENDY W ENERGETYCE

Do napisania tego artykułu skłoniły mnie refleksje, jakie naszły mnie po kilku konferencjach, w których ostatnio uczestniczyłem. Na dwóch z nich występowali członkowie zarządu PGNiG, którzy tłumaczyli, zresztą z dużą elokwencją, że ich firma nie jest monopolem, a jeżeli już, to tylko troszeczkę i głównie ze względów historycznych. Odnosiłem wrażenie, że zarówno pytający, jak i odpowiadający, ograniczyli się do problemu rynku gazu, do którego wprowadzenia próbuje przekonać kraje członkowskie Unia Europejska. Problem wydaje się jednak szerszy i obejmuje nie tylko zasady działania sektora gazu, ale także warunki, w jakich działają przyszli masowi odbiorcy gazu, którymi mogą być elektrownie gazowo-parowe.

Odnotowujemy z pewnym zaskoczeniem, że zużycie energii elektrycznej rośnie wolniej niż przewidywania. Wzrost zużycia energii elektrycznej – 1,1% w roku 2011, przy wzroście dochodu narodowego o 4,3%, oznacza, że stosunek wzrostu zużycia energii elektrycznej do wzrostu PKB wynosi 0,25. Tak niskie relacje wzrostu zużycia energii do wzrostu PKB są nietypowe dla gospodarek podobnych technologicznie do polskiej, w której zużycie energii elektrycznej w normalnych warunkach rośnie w relacji do wzrostu PKB o 0,4–0,6. Niski wzrost zużycia energii, przy stosunkowo dużym wzroście PKB może świadczyć o nadchodzącym kryzysie, „sztucznym” pobudzeniu gospodarki lub kreatywności w obliczaniu dochodu narodowego. Jednakże nawet w warunkach kryzysu konieczne będzie zbilansowanie produkcji z zapotrzebowaniem.

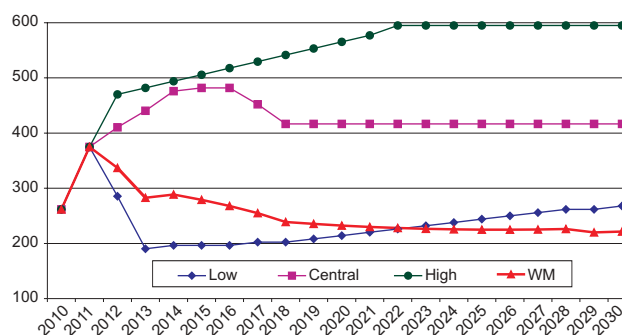
Nie będzie to łatwe, ponieważ brakowi inwestycji w nowe moce wytwórcze towarzyszy coraz większe starzenie się wyeksploatowanych bloków elektroenergetycznych. Od roku 2016 będą występowały w Polsce trudności ze zbilansowaniem zapotrzebowania na energię elektryczną. W krótkim terminie można wspomagać się importem, co zresztą planują, też w tym samym czasie, sąsiednie kraje. Jednak w średnim i dłuższym horyzoncie czasowym potrzebne będą nowe elektrownie.

Powstaje pytanie: jakie technologie, lub jakie paliwa, są najbardziej odpowiednie dla nowych elektrowni? W rozwoju energetyki jądrowej wydają się już nie wierzyć nawet lobbyści tej technologii. W warunkach ostracyzmu dla emisji CO₂ trudno będzie budować elektrownie węglowe, a jest mało prawdopodobne, aby odnawialne źródła energii, pomijając kontrowersyjne współspalanie, przekroczyły 10–15% w bilansie wytwórczym. Pozostaje gaz, może nie tyle z wyboru, ile z konieczności.

PROGNOZY CEN GAZU

Zainteresowaniu gazem jako paliwem dla elektrowni towarzyszy coraz większa jego produkcja. Prognozy cen pokazują, że wzrastająca podaż będzie powodować spadek cen gazu. Nie ma przy tym znaczenia, czy i jakie nowe złoża gazu zostaną odkryte w Polsce, i czy lobbystom dotychczasowych dostawców uda się zablokować eksploatację gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Europie. Gazu jest i będzie coraz więcej na świecie, i – niezależnie od zawartych kontrak-

Rys.1. Prognoza cen gazu ziemnego w Europie w USD/1000 m³



Źródło: DECC i modele autora.

tów – będzie istniała silna presja na obniżki cen energii oraz odchodzenie od dotychczasowych formuł cenowych. Warianty prognoz cenowych, jakie można uznać za realistyczne – średnia cen pomiędzy wariantem *Central* i *Low*, wskazują na ceny gazu, w dłuższym horyzoncie czasowym na poziomie 300 USD/1000 m³ i poniżej. Uwzględnienie wpływu gazu ze źródeł niekonwencjonalnych – wariant WM – wskazuje na możliwość kształtowania się ceny gazu nawet poniżej 250 USD/1000 m³. Prognozy były wykonane w cenach stałych roku 2011.

WARUNKI KONKURENCYJNOŚCI ELEKTROWNI GAZOWYCH

Rozważając konkurencyjność elektrowni gazowych w stosunku do elektrowni węglowych, należy brać pod uwagę kilka kluczowych elementów: relacje cen gazu i węgla, ceny pozwoleń na emisję CO₂ oraz typy kontraktów na dostawę paliwa.

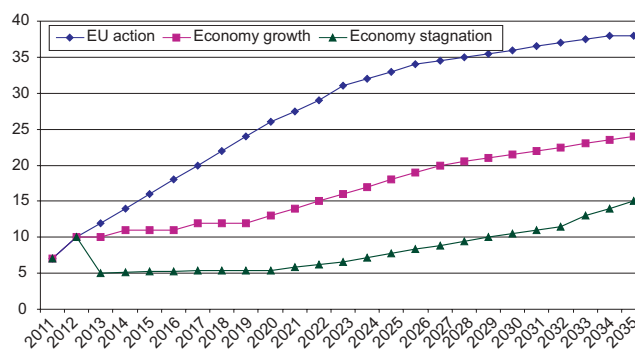
Prognozy wskazują nie tylko na spadek cen gazu w średnim i dłuższym horyzoncie czasowym, ale również na spadek cen węgla i ropy. Ceny tych trzech paliw są ze sobą w różny sposób powiązane. Stopniowe kruszenie się monolitu OPEC na Bliskim Wschodzie oraz nowe sposoby pozyskiwania ropy ze źródeł niekonwencjonalnych będą skutkowały coraz niższymi cenami ropy. Wydaje się, że tzw. *oil peak*, okres bardzo wysokich cen ropy, mamy za sobą, chociaż mogą pojawiać się okresowe wzrosty, wynikające z niestabilności politycznych, jak np. w sprawie elektrowni atomowych w Iranie.

Brak porozumienia, które zastąpiłoby Protokół z Kioto, zobowiązujący do zmniejszenia emisji CO₂, jak również małe prawdopodobieństwo podpisania w przyszłości tego typu umowy, powodują, że ceny pozwoleń na emisję CO₂ znacznie spadły. Dodatkowym elementem są wady strukturalne systemu handlu emisjami (*EU ETS – European Union Emission Trade System*) oraz niespójne działania Komisji Europejskiej, która – z jednej strony – chce utrzymać wysokie ceny pozwoleń na emisję, a z drugiej – popiera rozwój odnawialnych źródeł energii i pracuje nad nową dyrektywą o efektywności energetycznej, co zmniejsza zapotrzebowanie na pozwolenia. Reakcją rynków jest spadek cen pozwoleń do około 6 euro/Mg. Jednak tylko ceny pozwoleń na emisję powyżej 30 euro/Mg mogą skutecznie oddziaływać na decyzje inwestycyjne zmieniające technologie nowych mocy wytwórczych.

Jedynie duża ingerencja Komisji Europejskiej (zapowiadana jeszcze w 2012 roku) może uratować system EU ETS – rys. 2. Pokazano tam trzy możliwe scenariusze rozwoju: *EU Action* – kiedy Komisja Europejska podejmuje zdecydowaną akcję ograniczenia liczby dostępnych do zakupu pozwoleń, *Economy Growth* – pokazujący możliwe ceny w przypadku silnego rozwoju gospodarczego przy umiarkowanej reakcji Komisji Europejskiej, oraz *Economy Stagnation*, odzwierciedlający brak zdecydowanego działania Komisji Europejskiej przy niskim tempie rozwoju gospodarczego krajów Unii Europejskiej.

Koszty produkcji energii elektrycznej z elektrowni gazowo-parowej (CCGT) silnie zależą od kosztów paliwa. Dopiero przy cenie gazu poniżej 250 USD/1000 m³ elektro-

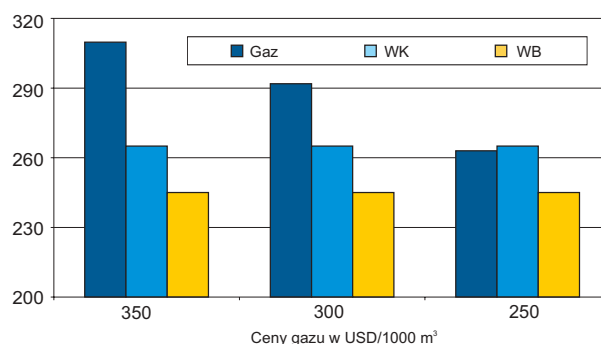
Rys. 2. Prognoza cen pozwoleń na emisję CO₂ w euro/Mg



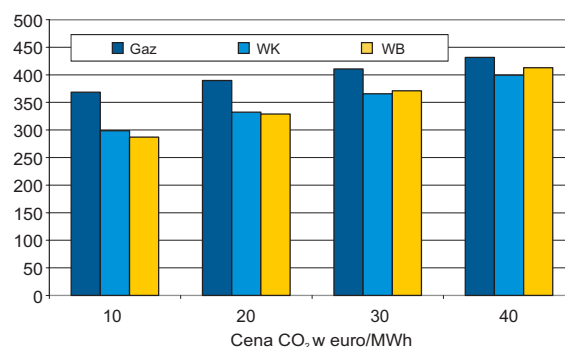
Źródło: Symulacje autora z wykorzystaniem informacji *Commodities Research Deutsche Bank*.

wnia taka staje się konkurencyjna dla elektrowni węgla kamiennego, chociaż wciąż nie jest konkurencyjna dla elektrowni węgla brunatnego – rys. 3. Skuteczne działanie elektrowni gazowych na rynku energii elektrycznej wymaga subsydiów, na przykład w postaci podatku CO₂ występującego w Unii Europejskiej w formie pozwoleń na emisję, które muszą kupować wszyscy producenci energii elektrycznej. Przewaga konkurencyjna elektrowni gazowych występuje dopiero przy cenie pozwoleń 30 euro/Mg – rys 4. Czy jednak pozwolenia na emisję CO₂ osiągną taką cenę, skoro dziś można je kupić za około 6 euro/Mg i występuje znaczny nadmiar pozwoleń w III okresie EU ETS, tzn. od 2013–2020 roku?

Rys. 3. Koszty produkcji energii elektrycznej z różnych technologii w funkcji cen gazu bez kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO₂ (w PLN/MWh)



Rys. 4. Koszty produkcji w funkcji kosztów zakupu pozwoleń na emisję CO₂ (w zł/MWh)



Charakterystyczne dla systemu elektroenergetycznego nierównomierne zapotrzebowanie na energię elektryczną, zmieniające się w ciągu dnia w stosunku 1:3, powoduje że część elektrowni pracuje tylko w czasie dużego zapotrzebowania na energię elektryczną. Takie elektrownie, zwane podszczytowymi, pracują rocznie do 4000 h na 8760 h w roku. Jest oczywiste, że koszt energii z elektrowni podszczytowych, a taka rola przypadałaby elektrowniom gazowym, będzie wyższy niż z elektrowni bazowych pracujących 6000–7000 h w roku. Badania symulacyjne pokazują – rys. 5, że w przypadku podszczytowej pracy elektrowni gazowych będzie trudno uzyskać konkurencyjność nawet przy cenach pozwoleń na emisję CO₂ na poziomie 40 euro/Mg. Tak wysokie ceny mogą być mało realne. Wydaje się, że bez dodatkowego wsparcia, w postaci np. kontraktów bilansujących z operatorem sieci, trudno będzie uzyskać konkurencyjność elektrowni gazowych.

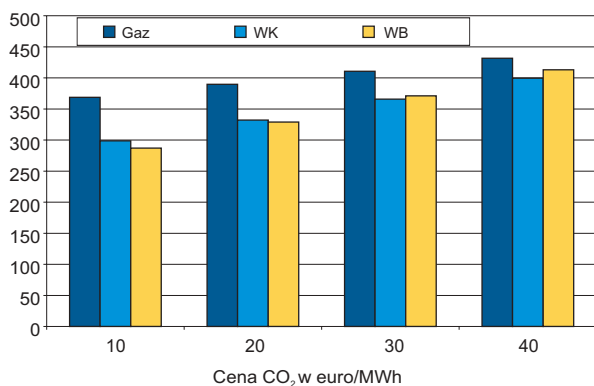
MOŻLIWE DZIAŁANIA SEKTORA GAZOWEGO

Z pewnością wieloletnia pozycja PGNiG jako monopolisty skłania do obrony zajętych pozycji tak długo, jak to będzie możliwe. Jednak działanie takie byłoby błędem. Niezależnie od tego, co zrobi PGNiG, presja Komisji Europejskiej na tworzenie rynku gazu w przyszłości się nie zmniejszy. Przed PGNiG stoją dwie możliwości:

- jak najdłuższa obrona zajmowanych pozycji lub
- aktywne działanie na rzecz wprowadzenia reguł rynkowych w sektorze gazownictwa.

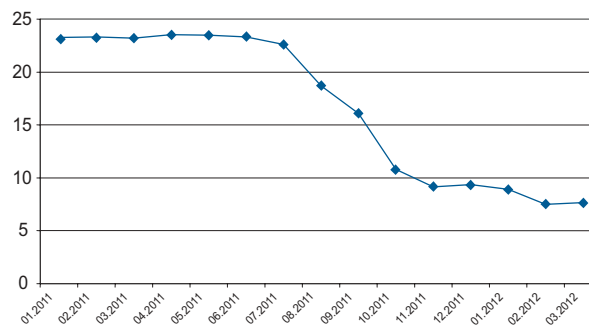
Historia pokazuje, że bardziej opłacalna i perspektywiczna

Rys. 5. Koszty produkcji energii elektrycznej z uwzględnieniem pracy elektrowni gazowej jako elektrowni podszczytowej (w zł/MWh)



jest druga opcja. W połowie lat 90. ubiegłego wieku, kiedy na elektroenergetykę wywierana była presja tworzenia rynku, ówczesny monopolista PSE nie tylko poparł zmiany rynkowe, ale stanął na ich czele. Bez wsparcia PSE i zaoferowanych na rzecz tworzenia rynku zasobów tej firmy projekt wprowadzenia rynku energii elektrycznej w latach 1999–2001 z pewnością przebiegałby znacznie gorzej. PSE, działające obecnie pod nazwą PGE GK, dobrze przetrwały perturbacje występujące zawsze przy zmianie systemu, i dziś są największą firmą elektroenergetyczną w Polsce, osiągającą znaczne przychody z rynku.

Rys. 6. Ceny czerwonych certyfikatów (w PLN/MWh)



Źródło: Giełda Energii.

Najważniejsze, aby odbiorcy otrzymywali gaz po odpowiednio niskich cenach na podstawie elastycznych kontraktów, a dostawca paliw dzielił z producentem energii elektrycznej część ryzyka wynikającego ze zmiennych warunków rynkowych.

Tworząc rynek gazu, nie należy popełniać błędów popełnionych przy rozszerzaniu rynku energii elektrycznej w latach 2002–2005. Rozbudowano wówczas nadmiernie formy pseudorynkowe, jak rynek certyfikatów, a zbiurokratyzowany i bardzo wrażliwy na decyzje polityczne europejski rynek pozwoleń na emisję CO₂ przeżywa właśnie głęboki kryzys. Przed podobnym kryzysem stoi krajowy rynek zielonych certyfikatów dla odnawialnych źródeł energii. Nadmiar tych certyfikatów – wydawanych za współpalanie – może wkrótce zdestabilizować rynek odnawialnych źródeł energii.

Reguły rynkowe powinny być jak najprostsze, tak aby handel był blisko fizycznych przepływów paliwa. Na rynku energii elektrycznej obecnie zbyt dużą rolę odgrywają prawa majątkowe i spekulacja tymi prawami. Niektóre podsektory elektroenergetyki, jako kogeneracja oparta na węglu, odczuwają właśnie chwiejność rynku praw majątkowych. Ceny czerwonych certyfikatów, które otrzymuje ten podsektor, spadły ponadtrzykrotnie – rys. 6. Dla odbiorców paliwa (gazu) nie jest istotna forma działania rynku. Najważniejsze, aby odbiorcy otrzymywali gaz po odpowiednio niskich cenach na podstawie elastycznych kontraktów, a dostawca paliw dzielił z producentem energii elektrycznej część ryzyka wynikającego ze zmiennych warunków rynkowych. Rynek też nie powinien tworzyć zbyt dużych kosztów transakcyjnych, które czasem mogą być większe od korzyści uzyskanych z działania rynku. ■

Władysław Mielczarski

Autor jest prof. dr hab. na Politechnice Łódzkiej.

THE 5th CENTRAL EUROPEAN GAS CONGRESS

ORGANISED UNDER THE AUSPICES OF THE MINISTRY OF INDUSTRY AND TRADE OF THE CZECH REPUBLIC

The Czech Gas Association is honoured to be in charge of organising the 5th Central European Gas Congress in Prague. Please accept our invitation to attend the congress, which will take place at the Diplomat Hotel on

11 and 12 September 2012

THE KEY TOPICS FOR THE PANEL DISCUSSIONS:

- ENERGY ROADMAP 2050
- ROLE OF NATURAL GAS IN THE ENERGY MIX
- REDUCING DEPENDENCE ON IMPORTS – UNCONVENTIONAL NATURAL GAS SOURCES
- ENERGY SECURITY AND INFRASTRUCTURE PROJECTS

THE FOLLOWING ARE AMONG THE SPEAKERS AT THE CONGRESS:

Belgium

Beate Raabe, Secretary General, EUROGAS

Czech Republic

Martin Kuba, Minister, Ministry of Industry and Trade – to be confirmed

Tomáš Tichý, President, Czech Gas Association

Jan Nehoda, Managing Director, NET4GAS, s. r. o.

Oldřich Petřílka, President, Czech Gas Union

Jan Michal, Head of the EC Representation in Prague – to be confirmed

Vladimír Štěpán, Jiří Gavor, Managing Directors, ENA s. r. o.

Josef Černý, Managing Director, ENSERV Bohemia s. r. o. / OÖ Ferngas AG

Petr Ocelík, Researcher, International Institute of Political Science, Masaryk University

Croatia

Goran Frančić, CEO, LNG Hrvatska d. o. o.

Hungary

Zoltán Jászbereynyi, E.ON Földgáz Trade Zrt.

– to be confirmed

Jan Massmann, Chairman and CEO, E.ON Földgáz Trade Zrt.

János Zsuga, CEO, FGSZ Ltd. – to be confirmed

Norway

Hans Riddervold, Director, IGU Secretariat

Poland

Piotr G. Wozniak, Minister, Ministry of the Environment

Maciej Kański, Ministry of Economy

Marek Kamiński, President, Ernst and Young

– to be confirmed

Andrzej Sikora, CEO, ISE

Rafał Wiltmann, Director, GAZ-SYSTEM S.A.

Slovakia

Pavol Janoško, President, SPNZ

Martin Holý, CEO, NAFTA, a. s.

Gunnar Loewensen, Chairman, eustream, a. s.

Dušan Randuška, Gas Trade Division Director, SPP, a. s.

Ján Klepáč, Executive Director, SPNZ

Karel Hirman, Director, SIEA

Štefan Koman, CEO, VEMEX ENERGO, s. r. o.

Ján Gaduš, Slovak University of Agriculture in Nitra

Russia

Andrei A. Koroplyanik, Consultant and Adviser for Energy and Finance

GENERAL PARTNER



MAIN PARTNERS

UniControls



PARTNERS



MEDIA PARTNERS



SLOVGAS

PLYN / GAS

MORE INFORMATION AVAILABLE FROM:

Czech Gas Association
Novodvorská 803/82
142 00 Praha 4
Czech Republic

e-mail: novak@cgoa.cz
tel.: +420 241 049 725
fax: +420 222 518 811
mobile: +420 731 502 093



UCHWAŁA



III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego

20 kwietnia 2012, Ossa

Uczestnicy III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, zorganizowanego przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, którego tematem przewodnim był „Gaz ziemny w energetyce”, po wysłuchaniu referatów, dyskusji panelowych oraz zgłoszonych wniosków i postulatów, postanawiają przyjąć, jako wynik spotkania kongresowego, uchwałę następującej treści:

I. Uwarunkowania rozwoju przemysłu gazowniczego w Polsce

1. W polityce energetycznej państwa konieczne jest strategiczne wskazanie, że gaz ziemny i odnawialne źródła energii powinny znaleźć wysokie miejsce w krajowym *energy mix*. Prognozy (Komisji Europejskiej, IEA, IGU) rosnącego zapotrzebowania na gaz ziemny powinny być uwzględnione w krajowych programach, które będą przygotowywane w pracach nad PE-2035.
2. Polityka energetyczna państwa, skoncentrowana na zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, powinna zapewniać również różnorodność źródeł dostaw gazu ziemnego i zwiększenie pojemności PMG. Władze państwowe powinny uczynić wszystko, by nasz kraj miał zapewniony udział w budowie wspólnego europejskiego rynku gazu ziemnego.
3. Instytucje państwa powinny zapobiec widocznemu zagrożeniu bilansu mocy po 2016 r. poprzez stworzenie systemu wsparcia dla gazowych źródeł wytwórczych („żółte certyfikaty”), których wartość powinna być dostosowana do rynkowych cen gazu i cen uprawnień do emisji CO₂.

II. Priorytety branży gazowniczego, które uznajemy za ważne w polityce państwa

1. Konieczne jest zakończenie w 2012 roku procesu legislacyjnego dotyczącego prawa gazowego i energetycznego, z uwzględnieniem propozycji sektora gazowniczego.
2. Stanowienie prawa powinno obejmować dostosowywanie i aktualizowanie na bieżąco aktów wykonawczych do ustaw. W szczególności niezbędne jest skuteczne zakończenie prac legislacyjnych i wydanie znowelizowanego rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe, a także nowego rozporządzenia w sprawie warunków technicznych użytkowania sieci gazowych.
3. Regulacje funkcjonowania rynku gazu w zakresie nadzoru technicznego, systemów kontrolnych i pomiarowych powinny umożliwić wdrożenie rozporządzenia PE nr 715/2009, nakładającego obowiązek bilansowania gazu ziemnego w systemie przesyłowym w jednostkach energii.
4. Regulacje w zakresie poszukiwania i wydobycia surowców naturalnych powinny być określone w prawie naftowym.
5. Konieczne jest jak najszybsze przyjęcie ustawy o korytarzach przesyłowych i wzmocnienie jej zapisów w nowelizacji wszystkich ustaw regulujących realizację inwestycji liniowych celu publicznego.
6. Konieczne jest unormowanie prawne warunków zrównoważonego rozwoju operatorów systemów.
7. Konieczne jest uregulowanie problemu dozoru technicznego nad gazociągami przesyłowymi poprzez odstąpienie od tego dozoru.
8. Regulacje prawne, polityka taryfowa i podatkowa powinny w długim horyzoncie czasowym uwzględniać ponoszone nakłady inwestycyjne na poszukiwania gazu ziemnego.
9. Konieczna jest aktywność państwa we wspieraniu sektora gazowniczego w realizacji europejskich programów inwestycyjnych, wzmacniających połączenia naszego kraju z rynkiem europejskim.


10. Ustawa o zapasach gazu ziemnego powinna być inkorporowana w prawie gazowym. Firmy branży gazowniczego powinny mieć zagwarantowany zwrot z inwestycji w magazyny gazu, a za rezerwy strategiczne powinna odpowiadać państwowa agencja.
11. Tworzenie ustawowych instrumentów fiskalnych sprzyjających kogeneracji i stosowaniu sprężonego gazu ziemnego (CNG i LNG) w transporcie oraz jako surowca w procesach chemicznych.
12. Niezbędne jest przedłużenie co najmniej do 2020 roku systemu wsparcia dla kogeneracji gazowej i przyjęcia modelu wygaszania tych zachęt.
13. Wspieranie samorządu technicznego Izby Gospodarczej Gazownictwa w tworzeniu standardów technicznych i ich wdrażaniu.

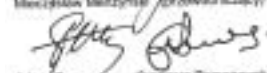
III. Działania, które powinniśmy rozwijać


1. Wspieranie kształcenia kadr na poziomie zawodowym, średnim technicznym i wyższym dla przemysłu gazowniczego.
2. Inicjowanie wspólnych projektów z uczelniami i instytutami naukowo-badawczymi dla rozwoju innowacyjności i wdrażania nowych technik i technologii w branży gazowniczego.
3. Poszukiwanie nowych obszarów współpracy z sektorem elektroenergetycznym w kierunku integracji tych systemów.
4. Skuteczne prace nad regulacjami prawnymi i rozwiązaniami technicznymi poprawiającymi warunki rozwoju rynku gazu ziemnego i jego otwartość na innowacje.
5. Praktyka stosowania prawa zamówień publicznych powinna wzmacniać wycenę jakościową ofert. Izba Gospodarcza Gazownictwa powinna zorganizować warsztaty dla firm, wspólnie z Urzędem Zamówień Publicznych, dla wypracowania jednolitego stanowiska stosowania regulacji ustawy o zamówieniach publicznych w kwestii określania kryteriów oceny składanych ofert cenowych, w tym zakresu stosowania kryterium 100% ceny lub odpowiedniej propozycji zmian do ustawy.
6. Zapewnienie wsparcia dla inwestycji, badań i rozwoju sektora gazowniczego w perspektywie budżetowej UE na lata 2014–2020.
7. Utrzymywanie aktywności firm członkowskich IGG w pracach standaryzacyjnych i skutecznym wdrażaniu standardów technicznych oraz wpływaniu na administrację rządową, aby były one wykorzystywane w procesie tworzenia resortowych aktów prawnych.
8. Prace nad stworzeniem własnego, odpowiadającego klientom, modelu funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania, otwartego na współistnienie z innymi modelami i mediami.

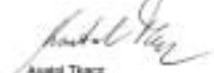
Uczestnicy III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego wyrażają uznanie dla działań Izby Gospodarczej Gazownictwa, dobrze służących rozwojowi sektora gazowniczego w Polsce i upoważniają Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa do przedstawienia uchwały kongresowej władzom państwowym, instytucjom i organizacjom branży gazowniczego. Uczestnicy III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego oczekują, że na następnym kongresie zostanie przedstawione sprawozdanie z realizacji tej uchwały.

W imieniu uczestników III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego:
Komisja Uchwał i Wniosków:


Mieczysław Męczyński (Przewodniczący)


Grzegorz Romanowski


Stanisław Sołtan


Andrzej Tkacz



Panel kongresowy nt. gazu ziemnego w polityce energetycznej UE i Polski.



Debata poświęcona prawnym aspektom funkcjonowania branży gazowniczej.

III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego

W dniach 18–20 kwietnia br. obradował w Ossie III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, którego przewodnim hasłem był „Gaz ziemny w energetyce”. Prawie 400 uczestników wzięło udział w siedmiu sesjach tematycznych, w których 37 panelistów – przedstawiciele parlamentu, rządu, środowiska naukowego i liderów wszystkich segmentów rynku energii – dyskutowało o warunkach rozwoju branży gazowniczej i poszukiwało obszarów współpracy z sektorem elektroenergetycznym w kierunku integracji tych systemów. Obrady zakończyło przyjęcie uchwały kongresowej. Uczestnicy obrad wskazali w niej priorytety branży gazowniczej, które uznają za ważne w polityce państwa.



Debata nt. roli nauki w rozwoju gazownictwa.



Heinz Ullmer z Niemiec jest pierwszym obcokrajowcem, który otrzymał honorowe odznaczenie Izby Gospodarczej Gazownictwa. W kularach kongresu podzielił się swoimi wrażeniami w rozmowie z „Przeglądem Gazowniczym”:

– Od czasu przemian politycznych w Polsce przyjeżdżam tu regularnie i uważnie obserwuję rozwój kraju. Jestem pod wielkim wrażeniem zmian, jakie się dokonały. I zadawałem sobie pytanie, jak można by się biznesowo włączyć w ten nurt przemian. Uznałem, że nie powinien to być eksport niemiecki do Polski, a raczej inwestycje, by wnieść know-how, stworzyć miejsca pracy i działać tutaj, zgodnie z polską tradycją i kultu-

– rą biznesu. Nigdy nie chciałem się w mojej filozofii biznesowej uczełni za znakomicie przygodę w mojej firmie i jestem przekonany, że idzie na coraz wyższy poziom. Ufam, że otrzymane wyróżnienie jest dowodem na rozumianą działalność w polskim biznesie, tym bardziej jest dla mnie zaszczytem, inaczej niż w innych sektorach. Jestem z wielkim poczuciem odpowiedzialności w środowisku złączonym takim



onowania



go



chciałbym narzucać niczego z zewnątrz, to nie
zofii biznesu. Mam wielkie uznanie dla polskich
przygotowane kadry, które świetnie spisują się
przekonany, że nasza współpraca wznosić się bę-
oziom.

Wyróżnienie jest wyrazem uznania dla mojej, tak
i w polskiej branży gazowniczej. Jest to dla mnie
ardziej że obserwuję, iż środowisko gazownicze –
rektorach – postrzegają siebie jako wielką rodzinę,
odpowiedzialności. Jestem zaszczycony obecnością
m takimi wartościami.

Podczas kongresu Karol Kalemba, Zdzisław Kowalski oraz Grzegorz Romanowski otrzymali odznaczenia „Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego”. Wręczył je Tomasz Tomczykiewicz, sekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki.



Odznaczenia honorowe IGG otrzymali:



Złote:
prof. Maciej Kaliski,
dr Mieczysław
Menżyński,
Kazimierz Nowak
oraz
prof. Stanisław
Rychlicki.



Srebrne:
Miron Jamroz,
Heinz Ullmer,
Lech Robert Wall
oraz
Jan Micorek.



Brązowe:
Joanna Pindelska,
Bogdan Baniak,
Grzegorz Łapa,
Jerzy Michałczyk,
Jan Rygier,
Marek Szpakowski
oraz
Maciej Witek.

Aktu dekoracji dokonali: Mirosław Dobrut, Karol Kalemba i Zdzisław Kowalski.

Gaz z łupków

– szansa na tańszą energię

Anna Jarosz

Eksperci rynku energetycznego przewidują, że do 2020 roku konsumpcja gazu może wzrosnąć w Polsce nawet o 3 mld metrów sześciennych w skali roku. Oznacza to, że dostęp do taniej energii będzie miał coraz większe znaczenie dla polskiej gospodarki.

Obecne, wysokie ceny energii powodują, że polska gospodarka staje się coraz mniej konkurencyjna na globalnych rynkach. Dotyczy to również rynku krajowego, na którym trudniej handlować naszym przedsiębiorcom, kiedy konkurenci spoza Polski mają dostęp do tańszej energii.

Rozwiązaniem problemu energetycznej niezależności Polski, a co za tym idzie – zwiększeniem konkurencyjności polskiej gospodarki, mogłoby być komercyjne wydobywanie gazu z łupków, które od dłuższego czasu jest tematem priorytetowym w polskiej debacie publicznej.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, jako największe polskie przedsiębiorstwo odpowiedzialne za poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów, posiada 15 koncesji poszukiwawczych gazu z łupków w pasie od Pomorza przez Mazowsze i Lubelszczyznę aż do Podkarpacia oraz kilkana-

w najbliższym czasie do wiercenia otworu poziomego i pionowego w celu sprawdzenia, czy w odwiercie Lubocino-1 nastąpi przemysłowy przyływ gazu. Efekt prac będzie znany najprawdopodobniej do końca 2012 r. PGNiG liczy, że na koncesji Wejherowo na przełomie lat 2014/2015 uruchomi komercyjną eksploatację gazu z łupków. Dobre oszacowanie wartości gazu w Lubocinie pozwoli na stworzenie prognoz dla następnych koncesji. W tym roku spółka ma potencjał na wykonanie 10 odwiertów. Czy to się uda? Wszystko zależy od tego, czy PGNiG uzyska stosowne pozwolenia właściwych organów ochrony środowiska, które zapewnią firmie możliwość dalszego prowadzenia prac w tym terenie bez uszczerbku dla chronionej przyrody.

ŁUPKOWE PARTNERSTWO W WEJHEROWIE

O wadze koncesji Wejherowo świadczy fakt podpisania przez pięciu polskich gigantów energetycznych (PGNiG, KGHM, PGE, Tauron i Enea) umowy o współpracy przy poszukiwaniu złóż na tej właśnie koncesji (patrz informacja obok). PGNiG prowadzi także rozmowy dotyczące ewentualnych aliansów biznesowych w kwestii wydobywania węglowodorów niekonwencjonalnych z innymi potencjalnymi partnerami w kraju i za granicą.

Wzrost popytu krajowego i rosnące zainteresowanie poszukiwaniami gazu łupkowego spowodowały, że w pierwszym kwartale 2012 roku Segment Poszukiwanie i Wydobywanie GK PGNiG zanotował dwucyfrowy wzrost przychodów (16 proc.) z usług poszukiwawczych w porównaniu z analogicznym okresem ubiegłego roku.

Rozwój poszukiwań gazu ze złóż niekonwencjonalnych spowoduje także rosnący wzrost popytu na usługi wiertnicze i serwisowe, co zapewne znacząco zmieni obraz rynku w tym segmencie. Odpowiedzią Grupy Kapitałowej PGNiG na te wyzwania jest powołanie nowej spółki serwisowej, prowadzącej prace poszukiwawcze, pod nazwą PGNiG Poszukiwania SA. W jej skład wejdzie pięć firm, obecnych dotychczas w strukturze grupy: Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło, Poszukiwania Nafty i Gazu Kraków, Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA z siedzibą w Pile, Poszukiwania Naftowe „Diament” z siedzibą w Zielonej Górze i Zakład Robót Górniczych Krosno. Powstanie PGNiG Poszukiwania SA jest elementem realizacji strategii GK PGNiG, która przewiduje konsolidację spółek i jednostek biznesowych grupy. Dzięki emisji giełdowej firma pozyska kapitał, który umożliwi jej rozwój oraz zwiększenie skali działalności. Debiut giełdowy spółki jest planowany na drugi kwartał 2013 r.

ście koncesji, na których spodziewane jest występowanie *tight gas*, czyli gazu zaciśniętego, głównie w rejonie Wielkopolski. Spółka planuje także pozyskanie kolejnych koncesji.

Najbardziej obiecujący jest pas pomorski, dlatego tu właśnie PGNiG koncentruje swoje wysiłki. Szczególne nadzieje firma wiąże z koncesją Wejherowo, przygotowując się



WSPÓŁPRACA Z UCZELNIAMI

Ważnym aspektem działania PGNiG jest także planowanie współpracy z polskimi uczelniami wyższymi w celu wykorzystania potencjału badawczego polskich instytutów naukowych w zakresie opracowywania technik, technologii oraz metodyki poszukiwań i eksploatacji gazu z łupków. Jest to istotne, gdyż z uwagi na specyficzne uwarunkowania związane z budową krajowych struktur geologicznych nie

wszystkie technologie amerykańskie mogą być zastosowane w warunkach polskich i europejskich. Pozyskanie krajowych kompetencji oraz wypracowanie polskich technologii, bądź zaadaptowanie technologii zagranicznych do polskich specyficznych warunków, w pozytywny sposób wpłynie na możliwość pozyskania gazu niekonwencjonalnego i ekonomikę jego eksploatacji. ■

Liczymy na to, że ten projekt będzie naszym wspólnym sukcesem.

Porozumienie gigantów

Porozumienie polskich firm – PGNiG, ENEA, KGHM Polska Miedź, PGE i TAURON Polska Energia – umożliwi przyspieszenie prac poszukiwawczych gazu z łupków.

Zgodnie z umową zawartą pomiędzy spółkami, wspólne prace będą prowadzone na należącej do PGNiG części koncesji Wejherowo na padach: Kochanowo, Częstkowo, Tępcz (projekt KCT), na której wstępne badania potwierdziły występowanie gazu z łupków. Współpraca spółek na koncesji Wejherowo obejmie obszar o powierzchni ok. 160 km. Każdy inwestor będzie miał określony procentowo udział w budżecie projektu KCT, a szacowane nakłady na ten budżet wyniosą maksymalnie 1,72 mld złotych. Każda spółka będzie miała zapewniony udział w kontroli realizacji projektu poprzez udział w powołanym w tym celu Komitecie Operacyjnym.

Na etapie prac poszukiwawczo-rozpoznawczych operatorem, zgodnie z umową, będzie PGNiG. Przy założeniu, że prace będą wykonywane zgodnie ze wstępnym harmonogramem i zakończą się sukcesem, wydobyć może ruszyć w ciągu trzech lat. Na etapie eksploatacji złoża operatorem zostanie specjalnie utworzona spółka, która będzie posiadała koncesję eksploatacyjną.

Umowa o współpracy między PGNiG, KGHM, ENEA, PGE i Tauron Polska Energia pozwala w przyszłości na poszerzenie jej zasięgu terytorialnego poza pady Kochanowo, Częstkowo i Tępcz. Zasady tej współpracy będą jednak określone na podstawie odrębnej umowy.

Koncesja Wejherowo, na której części będzie prowadzona współpraca, jest jedną z 15 koncesji poszukiwawczych gazu z łupków, jakie posiada obecnie PGNiG. Według ekspertów, należy do najbardziej perspektywicznych. Potwierdzają to rezultaty prac PGNiG na odwiercie Lubocino 1, na którym we wrześniu 2011 roku wykonano zabiegi szczelinowania, w wyniku których nastąpił przypływ gazu. Analizy gazu z łupków syluru i ordowiku potwierdziły jego bar-

dzo dobre parametry energetyczne, brak siarkowodoru i niską zawartość azotu.

Mikołaj Budzanowski, minister skarbu państwa

– *Dzięki współpracy sektora wydobywczego i energetycznego skorzystamy z efektu skali, dzięki czemu szybciej poznamy efektywność złóż. To także droga do realizacji dalekosiężnego celu w postaci szukania nowych pomysłów i rozwijania innowacyjności. Inaczej nie sprostamy wyzwaniom polityki klimatycznej UE i konieczności ograniczenia emisji CO₂. Na gazie z łupków może skorzystać cała gospodarka, a nasza energetyka – stać się nowoczesna i konkurencyjna na tle Europy. Spółki energetyczne, angażując się teraz w poszukiwania, gwarantują sobie dopływ tańszego, krajowego surowca do budowanych elektrowni gazowych.*

Grażyna Piotrowska-Oliwa, prezes PGNiG

– *Dzisiejsze porozumienie przybliży nas do osiągnięcia strategicznego celu, jakim jest zwiększenie niezależności i konkurencyjności polskiej gospodarki. Dzięki wydobyciu gazu z łupków możliwe będzie zapewnienie stabilnych dostaw energii po akceptowalnych przez rynek cenach. Połączenie potencjału ekonomicznego naszych partnerów z posiadanymi przez PGNiG zasobami koncesyjnymi, wiedzą i doświadczeniem naszych pracowników, gwarantują wspólny sukces. Wierzę, że w niedalekiej przyszłości będziemy dzielić się znaczącymi zyskami.*

Herbert Wirth, prezes KGHM

– *Zasoby surowcowe są we współczesnym świecie jednym z najistotniejszych czynników wpływających na pozycję gospodarczą nie tylko firm, które je eksploatują, ale również państw, które pośrednio lub bezpośrednio sprawują nad nimi kontrolę. Bezpieczeństwo surowcowe w globalnej gospodarce to przyszłość KGHM. Polska Miedź jest jedną z nielicznych polskich firm mającą dziś realny dostęp do zasobów surowcowych na rynku globalnym. Jednocześnie angażujemy się w projekty pozyskiwania tańszych źródeł energii. Dojście do własnego gazu jest dla nas istotne ze względów ekonomicznych i ekologicznych. Liczymy na to, że ten projekt będzie naszym wspólnym sukcesem.* ■

Budowa terminalu w Mieroszowie

Mirosław Zgarda

Strategia Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. zakłada możliwość pregazyfikacji nowych obszarów z wykorzystaniem satelitarnych terminali LNG. Koncepcja ta polega na gazyfikacji terenu siecią średniego ciśnienia i zasilanie jej ze stacji regazyfikacji LNG, do której gaz skroplony dowożony jest w cysternach transportem drogowym.

Już w styczniu 2010 roku w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. przystąpiono do sporządzenia „Koncepcji gazyfikacji miejscowości Mieroszów z zastosowaniem technologii LNG”. Była ona tworzona przez dziewięć miesięcy – przede wszystkim ze względu na stopień skomplikowania oraz precyzyjność wykonania analiz efektywności inwestycji. W listopadzie 2010 roku



Fundament pod zbiorniki magazynowe kriogeniczne.

przedmiotową koncepcję przyjął Zarząd Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa.

Jej opracowanie zostało poprzedzone cyklem spotkań w 2009 roku. Oprócz gazowników brali w nich udział przedstawiciele gminy Mieroszów i zarząd spółki FWO CAMELA S.A. – największego potencjalnego odbiorcy przemysłowego. Celem spotkań było szczegółowe doprecyzowanie ilości pobieranego paliwa gazowego przez odbiorców indywidualnych i przemysłowych miejscowości Mieroszów.

Pierwszy gazociąg w Mieroszowie wybudowano we wrześniu 2011 roku przy ul. Hożej i Strzelców. W marcu bieżącego roku rozpoczęły się prace nad budową samego terminalu LNG przy ul. Tkackiej w Mieroszowie. Ruszyła też kontynuacja budowy sieci rozdzielczej średniego ciśnienia w ulicach Tkackiej, Sportowej i Wolności. Obecnie na terenie działki przy ul. Tkackiej budowane są fundamenty pod zbiorniki kriogeniczne, parownice odbudowy ciśnienia oraz parownice produktowe.

Terminal LNG w Mieroszowie będzie wyposażony w zbiorniki magazynowe o pojemności 80 m³,



Budowa gazociągu śr/c De160.

długości 17 m i średnicy 3 m, które przeznaczone będą do pracy w położeniu horyzontalnym.

W skład terminalu będą wchodzić również dwie parownice odbudowy ciśnienia o wymiarach 0,65x2,8x2,2 m oraz cztery parownice produktowe o wysokości 7,2 m, szerokości 2,8 m i głębokości 2,5 m, ogrzewane otaczającym powietrzem. Skroplony gaz ziemny, wypływający ze zbiornika magazynowego, będzie odparowany w parownikach produktowych i w postaci gazowej o ciśnieniu 0,45–0,8 MPa skierowany zostanie do stacji redukcyjno-pomiarowej. Stacja wyposażona będzie w układ redukcyjno-pomiarowy o przepustowości docelowej 1500 m³/h, a dodatkowo – w kotłownię technologiczną stanowiącą źródło ciepła dla podgrzewaczy technologicznych oraz aparaturę kontrolno-pomiarową i automatykę.

Obecnie tworzony jest interfejs do wizualizacji pracy terminalu LNG i sterowania poszczególną aparaturą, którego celem jest zwiększenie bezpieczeństwa i niezawodności eksploatacji terminalu. Dyspozytor otrzyma informację on-line między innymi o parametrach pracy stacji redukcyjno-pomiarowej (strumień gazu, ciśnienie, temperatura itp.); sygnalizacji działania zaworów, ustawieniach pracy terminalu. Będzie miał też możliwość automatycznego sterowania np. pracą parownic.

Kolejnym pomieszczeniem kontenera będzie nawałnia wtryskowa. Sam teren stacji – o powierzchni 20 arów – ogrodzony będzie panelami segmentowymi z wypełnieniem stalowym siatkowym, umocowanymi do słupów stalowych. Na terenie stacji LNG będzie również droga zapewniająca wjazd cysterny w celu napełnienia zbiorników kriogenicznych. Napełnianie zbiornika do magazynowania gazu odbywać się będzie według bieżących potrzeb poboru gazu. Dla Mieroszowa w pierwszym okresie eksploatacyjnym przewiduje się, że uzupełnianie zbiornika odbywać się będzie raz w miesiącu, natomiast dla docelowego poboru gazu szacuje się uzupełnianie zbiornika co 1–2 dni.

W listopadzie 2012 r. pierwszymi odbiorcami gazu w Mieroszowie, poza odbiorcami indywidualnymi, mają być Fabryka Wkładów Odzieżowych CAMELA oraz hala sportowa Mieroszowskiego Centrum Kultury.

Warto wspomnieć, że obecnie DSG sp. z o.o. posiada w swoim Oddziale Zakładzie Gazowniczym w Zgorzelcu instalację regazyfikacji LNG, zasilającą Świętoszów. Instalacja o wydajności 1600 nm³/h została zbudowana w 2005 roku i w tym czasie była to pierwsza tego typu instalacja w Polsce. ■

Autor jest kierownikiem Sekcji Programowania Rozwoju w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o., Oddział Zakład Gazowniczy Wałbrzych.



Fundamenty pod parownice produktowe i parownice odbudowy ciśnienia.



Stacja regazyfikacji LNG w Świętoszowie.

**Dolnośląska Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.**

ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław
tel. (+48) 71 336 65 66, (+48) 71 364 94 00
faks (+48) 71 336 78 17

II Strumień SAP już ruszył

Jarosław Wróbel

1 czerwca 2012 roku w Górnośląskiej Spółce Gazownictwa rozpoczął się na około 1000 stanowiskach pracy start produkcyjny głównej części II Strumienia SAP w zakresie eksploatacji, remontów, inwestycji, zakupów i gospodarki magazynowej.

Do maja 2012 roku uruchomiono około 15% funkcjonalności II Strumienia SAP w zakresie: obsługi procesu przyłączeniowego, odczytów dla klientów w taryfach od W-1 do W-4 w wybranych trzech rozdzielniach gazu (Ruda Śląska, Kędzierzyn-Koźle, Krapkowice) oraz część obsługi procesu zarządzania pogotowiem gazowym. W czerwcu br. w spółce wystartowało kolejne 60% funkcjonalności II Strumienia SAP tak, aby cały proces jego wdrożenia zakończyć w listopadzie 2012 roku.

Zakres wdrożenia według obszarów i modułów SAP:

- inwestycje i remonty,
- eksploatacja,
- zaopatrzenie i gospodarka materiałowa,
- zarządzanie układami pomiarowymi.

Niewątpliwie ponadtrzyletnia praca nad projektem wdrożenia II Strumienia SAP była okresem dużego wysiłku, który zaowocował konkretnymi i mierzalnymi rezultatami. Najbardziej reprezentatywne efekty tych prac to:

- analiza przedwdrożeniowa II Strumienia SAP w GSG,
- koncepcja biznesowa funkcjonowania II Strumienia SAP w GSG,
- koncepcja zarządzania ryzykiem majątku sieciowego na podstawie danych z GIS i SAP,
- przygotowanie danych do migracji,
- przygotowanie instrukcji stanowiskowych,
- udział w testach modułowych i akceptacyjnych,
- wdrożenie i uruchomienie pełnej obsługi procesu przyłączeniowego dla klientów GSG w 35 lokalizacjach,
- wdrożenie modułów wspierających proces zarządzania majątkiem spółki,



- standaryzacja procesu zakupowego na podstawie koncepcji centralnych zakupów, połączona z elektronicznym obiegiem faktur w spółce,
- migracja danych ok. 135 tys. klientów dla pilotażowego wdrożenia *SAP for Utilities*,
- integracja z wykorzystaniem szyny integracyjnej.

Dzięki wdrożeniu nowoczesnych rozwiązań informatycznych w obszarach:

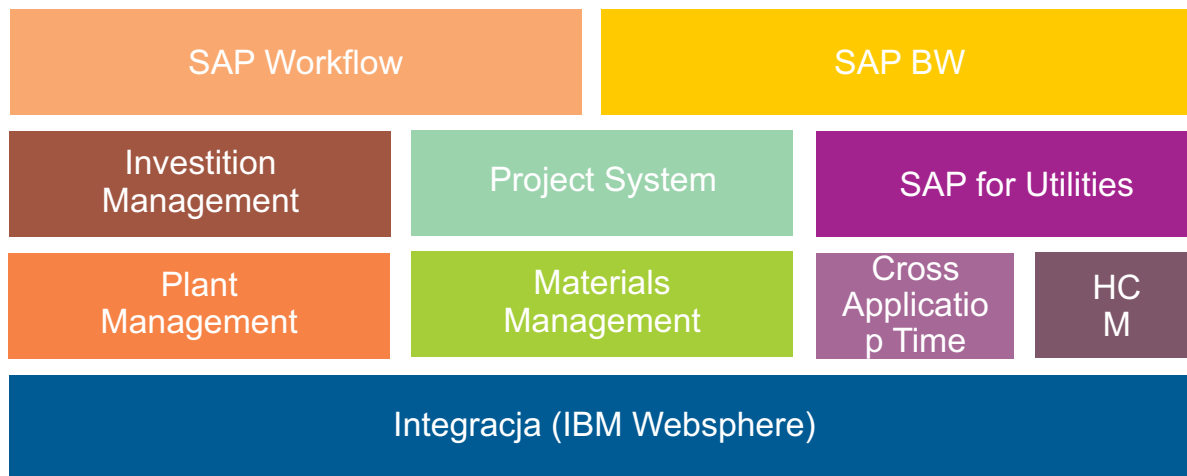
- inwestycje i remonty,
 - eksploatacja
 - zaopatrzenie i gospodarka materiałowa
 - zarządzanie układami pomiarowymi
- osiągnięto założone cele.

I tak, w obszarze INWESTYCJE I REMONTY:

- usprawnienie procesów przygotowania i realizacji planów inwestycyjnych i remontowych;
- umożliwienie dostępu do aktualnych i spersonifikowanych informacji dotyczących planów inwestycyjnego i remontowego oraz ich składowych (zadań inwestycyjnych i remontowych).

W obszarze EKSPLOATACJA:

- wdrożenie rozwiązania pozwalającego budować bazę informacji dla określania kosztów eksploatacji majątku na różnych poziomach i w konsekwencji obniżenie kosztów;



System informatyczny jest zgodny z najnowszymi standardami obsługi pracowników i klientów w ramach tworzącego się europejskiego rynku gazu.

Wyjaśnienie skrótów:

SAP Workflow (SAP WF) – funkcjonalność w systemie SAP pozwalająca wspierać przepływ dokumentów (pracy) w GSG, wykorzystywana m.in. do zatwierdzania dokumentów zaopatrzeniowych;

Business Information Warehouse (SAP BW) – Hurtownia danych, moduł systemu SAP służący do scalania i analizy danych z różnych modułów (obszarów);

Investition Management (SAP IM) – Zarządzanie inwestycjami, moduł systemu SAP wykorzystywany w GSG do zgłaszania wniosków inwestycyjnych i remontowych oraz do tworzenia planu inwestycyjnego i remontowego;

Project System (SAP PS) – System projektowy, moduł systemu SAP wykorzystywany w GSG do ewidencji danych o projektach inwestycyjnych;

SAP for Utilities (SfU) – moduł SAP dla przedsiębiorstw użyteczności publicznej, moduł systemu SAP wykorzystywany w GSG do ewidencji

danych o układach pomiarowych (obsługa gospodarki gazomierzowej);

Plant Management (SAP PM) – Zarządzanie remontami, moduł systemu SAP wykorzystywany w GSG do ewidencji zdarzeń i prac w formie zawiadomień i zleceń oraz do opisu obiektów od strony technicznej;

Material Management (SAP MM) – Gospodarka materiałowa, moduł systemu SAP wykorzystywany w GSG do obsługi procesu zaopatrzeniowego oraz gospodarki magazynowej;

Cross Application Time Sheet (SAP CATS) – Międzyaplikacyjny arkusz czasu pracy, funkcjonalność systemu SAP wykorzystywana w GSG do ewidencji czasu pracy;

Human Capital Management (SAP HCM) – Zarządzanie kapitałem ludzkim, moduł systemu SAP wykorzystywany w GSG do ewidencji struktury organizacyjnej;

IBM Websphere – szyna integracyjna, narzędzie informatyczne do tworzenia powiązań między systemami.

- wdrożenie elektronicznego obiegu informacji, pozwalającego 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.

W obszarze ZAOPATRZENIE I GOSPODARKA MATERIAŁOWA:

- optymalizacja ponoszonych wydatków przez centralizację zakupów umożliwiającą zbiorczą obsługę i kontrolę kolejnych kroków – od zgłoszenia zapotrzebowania do rozliczenia zakupu;
- usprawnienie procesu zakupowego przez integrację z procesami inwestycyjnymi, remontowymi i eksploatacyjnymi;
- uprawnienie i skrócenie przebiegu procesów związanych z zakupami przez wdrożenie elektronicznego obiegu informacji (obieg zapotrzebowania, weryfikacja dokumentów zakupu, centralne zarządzanie indeksami materiałowymi);
- ścisła integracja procesu zaopatrzeniowego i gospodarki materiałowej z księgową ewidencją zdarzeń gospodarczych i w efekcie zmniejszenie liczby błędów i nakładów pracy (jednokrotne wprowadzanie danych do systemu);

- wprowadzenie centralnego rejestru wszystkich zakupów usług i materiałów, umożliwiającego ocenę dostawców i zrealizowanych zamówień.

Po kilku latach wytężonej pracy teraz nadszedł w spółce moment sprawdzenia wypracowanych rozwiązań w praktyce codziennego eksploatacyjnego działania. Jak wynika z doświadczeń związanych z wdrożeniem i sześcioletnią eksploatacją w GSG I Strumienia SAP (wdrożonego w 2006 roku w zakresie ewidencji księgowej i raportowania), po kilku miesiącach funkcjonowania i ustabilizowania się systemu, a przede wszystkim opanowania wszystkich tajników jego obsługi, pracownicy spółki odczuwają, że wdrożony w GSG system informatyczny jest zgodny z najnowszymi standardami obsługi pracowników i klientów w ramach tworzącego się europejskiego rynku gazu. ■

Górnślaska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Zabrze

ul. Szczęść Boże 11, 41-800 Zabrze
tel. (+48) 32 398 53 32.
faks (+48) 32 398 49 07
e-mail: biuro@gsgaz.pl;
www.gsgaz.pl

Ekologiczne paliwo w uzdrowisku Horyniec-Zdrój

Beata Mazur, Marcin Grząba

21 maja br. zniknęła kolejna biała plama na gazowniczej mapie województwa podkarpackiego. Karpacka Spółka Gazownictwa doprowadziła gaz do gminy Horyniec-Zdrój.

To już 32. zgazyfikowana gmina na 35 gmin rozlokowanych na terenie działalności Oddziału KSG w Jarosławiu. Obszar działalności tego oddziału należy do najbardziej zgazyfikowanych rejonów w kraju i wynosi 91%, przy średniej w Karpackiej Spółce Gazownictwa – 74% oraz średniej krajowej – 42%.

MAŁOWNICZY HORYNIEC-ZDRÓJ

Gmina położona jest we wschodniej części województwa podkarpackiego, w miejscu skrzyżowania dwóch krain geograficznych – Rostocza i Kotliny Sandomierskiej. Z jednej strony kotlina i płaskowyż, a z drugiej wzgórze powodują swoiste anomalie pogodowe, lato jest tutaj cieplejsze, a zima bardziej mroźna. Właśnie w tych warunkach powstało sławne na cały świat czarne złoto tej ziemi – bardzo tłuste błoto, nazywane borwiną horyniecką. Nie wykształcił się tu przemysł, nie powstały też duże aglomeracje miejskie. Dlatego to jeden z niewielu zakątków Polski, w których powietrze jest niezwykle czyste. To obszar, o który należy szczególne zadbać. Bezpieczną ekologiczną alternatywę tworzy wykorzystanie gazu ziemnego jako najczystszej ekologicznie źródła energii.



Główny palnik w herbie gminy Horyniec-Zdrój zapalił Mieczysław Kasprzak, wiceminister gospodarki.

DWUDZIESTOLETNI PROGRAM GAZYFIKACJI

8 stycznia 2012 r. minęło 20 lat od chwili, kiedy przedłożony przez urząd gminy Horyniec-Zdrój „Program gazyfikacji zespołu wsi gminy Horyniec” został pozytywnie zaopiniowany przez Radę Techniczno-Ekonomiczną KOZG. Nie został on zrealizowany, gdyż inwestycja była dla dostawcy gazu nierentowna, a całość zakresu rzeczowego miała być wykonana kosztem i staraniem Urzędu Gminy Horyniec-Zdrój oraz społecznych komitetów gazyfikacyjnych poszczególnych wsi. Minęło kolejne 12 lat. W ZG Jarosław powstała koncepcja gazyfikacji tego terenu. Jej wdrożenie uzależniono od rozpoznania rynku pod względem możliwości pozyskania klientów, a co za tym idzie – sprzedaży gazu ziemnego. Pierwsze badania marketingowe – przeprowadzone przez oddział w 2005 i w 2008 roku przez Gazownię Jarosławską oraz spotkania doradcy handlowego u wszystkich klientów biznesowych w Horyńcu-Zdroju – potwierdziły zasadność koncepcji. Przez pewien czas równoległe do planów gazyfikacji przewodowej rozpatrywano wariant gazyfikacji gminy Horyniec-Zdrój skroplonym gazem ziemnym. Zwyciężyła koncepcja gazyfikacji przewodowej.

CZYSTA ENERGIA W UZDROWISKU

Finałem tej inwestycji było uruchomienie dostawy gazu do pierwszego klienta, który zgłosił gotowość odbioru błękitnego paliwa. Stał się nim obiekt Centrum Rehabilitacji Rolników Kasy Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego w Horyńcu-Zdroju, uzdrowiska, które cieszy się renomą w całym kraju. Z tej okazji 21 maja br. przed jego budynkiem odbyły się oficjalne uroczystości pod hasłem „Czysta energia w uzdrowisku”. Tradycyjnego odpalenia znicza, zwiastującego początek gazyfikacji tej miejscowości uzdrowiskowej, dokonano w obecności m.in. Mieczysława Kasprzaka, wiceministra gospodarki, Anny Kowalskiej, wicemarszałek województwa podkarpackiego, Edyty Walczyk, doradcy wojewody podkarpackiego, Józefa Michalika, starosty powiatu lubaczowskiego, Ryszarda Urbana, wójta gminy Horyniec-Zdrój, przedstawicieli Karpackiej Spółki Gazownictwa oraz Karpackiego Oddziału Obrotu Gazem w Tarnowie, prezesów i dy-

rektorów reprezentujących lecznictwo uzdrowiskowe z terenu gminy, przedstawiciele instytucji użyteczności publicznej działających na terenie gminy Horyniec-Zdrój oraz społeczności lokalnej, młodzieży, dzieci, kuracjuszy i lokalnych mediów.

Wielopalnikowy znicz gazowy symbolicznie zapalali:

- dolny palnik, logo PGNiG – Edward Totoń, dyrektor KOOG w Tarnowie,
- dolny palnik, logo KSG – Robert Banaś, zastępca dyrektora generalnego ds. dystrybucji KSG w Tarnowie,
- środkowy palnik, logo PGNiG – Jacek Bachański, dyrektor biura zarządu funduszu składkowego Ubezpieczenia Społecznego Rolników, finalizujący w ten sposób nawiązanie handlowej współpracy z PGNiG w zakresie dostawy jednego z głównych nośników energii do obiektu,
- środkowy palnik, logo KSG – Ryszard Urban, wójt gminy Horyniec-Zdrój, którego kontakty z KSG powinny się zacieśnić, jeżeli zamierza zgazyfikować swoją gminę,
- główny palnik w herbie gminy Horyniec-Zdrój – Mieczysław Kasprzak, wiceminister gospodarki, poseł na Sejm RP.

Uroczystość zakończyła się miłym akcentem dla przedstawicieli sprzedawcy i dostawcy gazu ziemnego. Za szczególne zasługi dla rozwoju przemysłu naftowego i gazowniczego minister gospodarki przyznał zaszczytne wyróżnienia – odznaki honorowe



Goście uroczystości „Czysta energia w uzdrowisku”.

„Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego” o kolejnych numerach 50, 51 i 52 dla: Edwarda Totonia, dyrektora KOOG w Tarnowie, Jakuba Sikory – dyrektora ZG w Jarosławiu, oraz Roberta Banasia – zastępcy dyrektora generalnego ds. dystrybucji. Odznaki i dyplomy wręczył Mieczysław Kasprzak, wiceminister gospodarki.

Po części oficjalnej uczestników zaproszono do zwiedzenia kotłowni gazowej obiektu uzdrowiskowego, a dzieci, które również licznie przybyły na to wydarzenie, na występ grupy „Flaming”. Dodatkowej radości dostarczyły dzieciakom drobne upominki w postaci zabawek, okolicznościowych plaketek, papierowego czako górniczego, smyczy firmowych, kubków i słodyczy, które dzieci zdobywały w licznych konkurencjach aż do końca występów plenerowych.

Oficjalna uroczystość – z jednej strony – zakończyła I etap doprowadzenia gazu do pierwszego klienta, z drugiej zaś zapoczątkowała II etap gazyfikacji całej miejscowości. Kolejnymi odbiorcami w roku 2012 będą: Uzdrowisko Horyniec (lipiec), pensjonat „Hubertus” (sierpień), Niepubliczny Zakład Opiekuńczo-Lecznicy „Ostoja” (wrzesień) oraz klienci indywidualni. W sumie wydano już jedenaście warunków technicznych przyłączenia, z czterema klientami zawarto umowy przyłączeniowe, a z trzema – umowy kompleksowe. Łączna sprzedaż gazu do powyższych odbiorców wyniesie ponad 700 tys.m³/rok. W drugi etap gazyfikacji miejscowości Horyniec-Zdrój zaangażował się urząd gminy, zabezpieczając w uchwale budżetowej stosowne środki z przeznaczeniem na opracowanie dokumentacji. Na potrzeby tworzonego obecnie projektu sieci gazowej zostały wydane warunki przyłączenia dotyczące miejscowości: dla 540 gospodarstw domowych, 8 obiektów oświatowych, sakralnych, urzędów oraz 9 zakładów pracy. Zakładamy, że na etapie gazyfikacji, przewidzianym na rok 2013, zostaną przyłączeni pozostali chętni klienci biznesowi, którzy podwoją sprzedaż. Etap ten pozwoli również na stopniowe przyłączanie gospodarstw domowych, które – na podstawie badań marketingowych – mogą wygenerować ok. 500 tys. m³/rok. Całkowita sprzedaż prognozowana dla Horyńca-Zdroju powinna wynieść około 2 mln m³/rok.

Bezpośredni nadzór nad nowym zgazyfikowanym terenem poprzez swoje służby eksploatacyjne sprawuje Punkt Dystrybucji Gazu Lubaczów, podporządkowany organizacyjnie Rejonowi Dystrybucji Gazu Jarosław, który zapewnia szybką i niezawodną pomoc techniczną służb pogotowia gazowego. Obsługę handlową dla tego rejonu zapewnia Biuro Obsługi Klienta w Lubaczowie oraz Dział Obsługi Klientów Biznesowych Gazowni Jarosławskiej.

Jako dostawcy i sprzedawcy gazu ziemnego mamy nadzieję, że uzdrowiskowy charakter gminy oraz deklarowana proekologiczna polityka samorządu doprowadzą nie tylko do realizacji ww. celów biznesowych, ale też do dalszej intensyfikacji działań w zakresie zastępowania dotychczas stosowanych paliw, oraz że wzrośnie zainteresowanie mieszkańców gminy tym ekologicznym paliwem. ■

Beata Mazur KSG jest pracownikiem ZG Jarosław, a Marcin Grząba – KOOG Gazownia Jarosławska.

Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie

ul. Wita Stwosza 7, 33-100 Tarnów
tel. (+48) 14 632 31 00,
faks (+48) 14 632 31 11,
sekr. (+48) 14 632 31 12
www.ksgaz.pl

Całkowita sprzedaż prognozowana dla Horyńca-Zdroju powinna wynieść około 2 mln m³/rok.

Zintegrowany System Zarządzania Majątkiem Sieciowym

Andrzej Garstka

W Mazowieckiej Spółce Gazownictwa sp. z o.o. wdrażany jest Zintegrowany System Zarządzania Majątkiem Sieciowym (ZS ZMS). Niebawem zakończą się prace trwające od 2009 roku.

W wyniku przeprowadzenia odpowiedniej procedury przetargowej wyłoniony został dostawca i jednocześnie wykonawca systemu: konsorcjum firm Comarch S.A. i Megabit sp. z o.o. Stosunkowo długi okres wdrażania związany jest nie tylko z chęcią uzyskania produktu o możliwie najwyższej jakości, ale również z potrzebą zasilenia systemu w kompletny zestaw danych niezbędnych do jego sprawnego i efektywnego funkcjonowania. Poszczególne moduły ZS ZMS uruchamiane były stopniowo, w miarę realizacji kolejnych prac, począwszy od roku 2010.

Podstawą Zintegrowanego Systemu Zarządzania Majątkiem Sieciowym jest numeryczna mapa sieci gazowej prowadzona za pomocą oprogramowania ArcGIS firmy ESRI. Na kilkunastu stanowiskach edycyjnych wprowadzane są dane geometryczne i opisowe dotyczące obiektów węzłowych (stacji gazowych, sieciowych punktów redukcyjnych, rozprężalni, rozprężalni-mieszalni), gazociągów, przyłączy oraz armatury odcinającej gazociągów i przyłączy. Model danych opracowany został w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa na podstawie wcześniejszych doświadczeń zdobytych w trakcie wdrażania autorskiego projektu Systemu Wizualizacji Sieci Gazowej (SWSG). Dane z tego systemu zostały zmigrowane do ZS ZMS i uzupełniane są na bieżąco za pomocą nowego oprogramowania.

W sensie geometrycznym poszczególne rodzaje obiektów dystrybucyjnej sieci gazowej reprezentowane są przez punkty (obiekty węzłowe, armatura odcinająca gazociągów i przyłączy) oraz linie łamane (gazociągi i przyłącza). Położenie i kształt tych obiektów określane są na drodze tzw. digitalizacji ekranowej, polegającej na „wskazywaniu” i „obwodzeniu” obiektów na tle zeskanowanych, właściwie zgeometryzowanych i odpowiednio usytuowanych w przestrzeni map zasadniczych (w skalach 1:500, 1:1000,

1:2000 i 1:5000) lub topograficznych (w skalach 1:10000 i 1:25000). Zeskanowane mapy podkładowe, niezależnie od skali, zostały sprowadzone do wspólnego, państwowego układu współrzędnych „1992”.

Każdy obiekt dystrybucyjnej sieci gazowej powinien być opisany za pomocą odpowiedniego zestawu atrybutów. Wśród atrybutów opisujących parametry techniczne obiektów, podstawowy jest atrybut ciśnienia. Każdy gazociąg, przyłączy czy armatura odcinająca gazociągu lub przyłączy powinny być scharakteryzowane pod względem ciśnienia. W przypadku, gdy w modelowanej sieci transportowane są różne rodzaje gazów (np. wysokometanowy, propan-butan lub mieszanina propan-butan-powietrze), atrybut ciśnienia powinien być uzupełniony atrybutem rodzaju gazu. Atrybuty ciśnienia i rodzaju gazu są również kluczowe dla właściwej kwalifikacji obiektów węzłowych. Z faktu istnienia stacji redukcyjnej wysokiego ciśnienia wynika konieczność „ustawienia” tej stacji pomiędzy odcinkami gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia. Rozprężalnia scharakteryzowana określeniem ciśnienia gazu jako niskie oraz rodzaju gazu jako propan-butan, staje się „źródłem” dla gazociągów ciśnienia niskiego, transportujących propan-butan.

Dane wprowadzone na stanowiskach edycyjnych udostępniane są wszystkim pracownikom Mazowieckiej Spółki Gazownictwa za pomocą przeglądarki internetowej. Wygodny interfejs użytkownika umożliwia wyświetlenie dowolnego fragmentu sieci gazowej, w dowolnej skali i w dowolnym zakresie tematycznym. Możliwe jest wyświetlenie danych opisowych dotyczących wskazanych obiektów sieciowych, filtrowanie danych (w tym poprzez tzw. filtry przestrzenne), przeglądanie wyników filtrowania, tworzenie wydruków zarówno map, jak i zestawień tekstowych, przesyłanie linków do widoków, nanoszenie uwag itd. Baza danych geometrycznych i opisowych prezentowana jest w postaci ciągłej dla całego obszaru działania Mazowieckiej Spółki Gazownictwa.

Bardzo ważnym, by nie powiedzieć kluczowym elementem systemu jest ewidencja układów redukcyjno-pomiarowych oraz urządzeń redukcyjnych i pomiarowych zainstalowanych w tych układach.

Wygodną strukturą pozwalającą na grupowanie tych elementów są tzw. punkty dostawy reprezentujące obiekty (budynki), do których dostarczane jest paliwo gazowe. Podstawą do założenia ewidencji punktów dostawy (i obiektów wchodzących w ich skład) były zbiory danych prowadzone w spółce od lat i utrzymywane w postaci systemów informatycznych SOUG oraz Ewigaz. Dane z tych systemów zostały zmigrowane do ZS ZMS z wykorzystaniem struktur danych i metodyki wypracowanych w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa. Ważną rolę w tym procesie odegrała przygotowana wcześniej baza danych adresowych, która pozwoliła na uporządkowanie (w tym uporządkowanie przestrzenne) dostępnych informacji. Warto zwrócić uwagę, iż umieszczenie na mapie punktów dostawy (wraz z ich obiektami składowymi: układami redukcyjno-pomiarowymi i urządzeniami redukcyjnymi i pomiarowymi) daje unikatową możliwość powiązania danych pochodzących z dwóch różnych źródeł – map oraz ewidencji zawierających informacje o urządzeniach gazowniczych. Z jednej strony, pozwala to na weryfikację poprawności wprowadzonych danych, a z drugiej – zapewnia utworzenie pełnego, kompleksowego modelu sieci gazowej – począwszy od obiektów węzłowych, poprzez gazociągi i przyłącza aż po urządzenia redukcyjne i pomiarowe zainstalowane u klientów.

Utrzymanie w stanie aktualnym ewidencji punktów dostawy (a co za tym idzie – układów redukcyjnych i pomiarowych) wymaga pełnej integracji z systemem ewidencji prac. Urządzenia redukcyjne i pomiarowe są montowane, demontowane i wymieniane przez grupy monterskie, które swoje działania dokumentują poprzez zlecenia prac rejestrowane w systemie. Zlecenia te dotyczą istniejących w ewidencji obiektów, a zatem fakt ich realizacji jest równoznaczny z aktualizacją odpowiednich danych ewidencyjnych. Obsługa urządzeń gazowniczych jest pierwszym zastosowaniem wypracowanego ogólnego modelu zleceń. Każde zlecenie ma przypisaną jednostki organizacyjne: zlecającą i realizującą, i może być między nimi przesyłane. Rejestrowane są kolejne statusy, w których pozostaje zlecenie – od „wystawionego”, poprzez „przekazane”, „przyjęte”, „w realizacji”, aż po „wykonane”. Zlecenia mogą się składać z dowolnej liczby zadań wykonawczych, odpowiadających pojedynczym wyjazdom ekip monterskich w teren. Atrybutami zadań są m.in. skład brygady (identyfikatory pracowników zintegrowane są z systemem HR wykorzystywanym w MSG sp. z o.o.), terminy rozpoczęcia i zakończenia pracy (planowany i rzeczywisty), sposób przekazania do realizacji etc. Zadaniom przypisywane są także kolejne statusy wraz z datami i godzinami ich nadania.

Zarządzanie procesami określania warunków przyłączenia do sieci gazowej i zawierania umów o przyłączenie do sieci gazowej opatrzone było najwyższym priory-

tetem i zostało zrealizowane jako pierwsze. Funkcjonalność systemu w tym zakresie zapewnia pełną obsługę procesu przyłączania – począwszy od przyjęcia, rejestracji i weryfikacji wniosków o określenie warunków przyłączenia i zawarcia umowy o przyłączenie, poprzez ich rozpatrzenie, aż po wygenerowanie finalnych dokumentów: warunków przyłączenia do sieci gazowej, zmiany warunków przyłączenia, informacji o możliwości przyłączenia, odmowy określenia warunków przyłączenia lub odmowy zawarcia umowy o przyłączenie, a także projektu umowy o przyłączenie oraz dokumentów powiązanych z umową (np. powiadomienia o możliwości odbioru dokumentów, umowy przeniesienia praw i obowiązków itp.). Uruchomiona została funkcjonalność rejestracji spraw wykonywanych wewnątrz przedsiębiorstwa, umożliwiająca prowadzenia kontroli i nadzoru nad ich realizacją.

Sprawy przyłączeniowe mają swoją reprezentację geometryczną. Na mapie rejestrowane jest ich położenie – dotyczy to zarówno złożonych wniosków, jak i umów przyłączeniowych. Prezentacja kartograficzna tych obiektów zmienia się wraz z uzyskiwaniem przez nie kolejnych statusów. Dla zawartych umów możliwe jest również wrysowanie planowanych przebiegów gazociągów i przyłączy. Funkcjonalność opisana powyżej dostępna jest z poziomu przeglądarki internetowej. Dla umów przyłączeniowych rejestrowany jest fakt ich zrealizowania. Stanowi to sygnał dla osób odpowiedzialnych za prowadzenie ewidencji obiektów do wprowadzenia danych dotyczących przyłącza i punktu dostawy. Zadania dla edytorów generowane są w sposób automatyczny.

Dotychczasowe efekty wdrożenia Zintegrowanego Systemu Zarządzania Majątkiem Sieciowym w Mazowieckiej Spółce Gazownictwa, należy ocenić bardzo pozytywnie. Wprowadzona ewidencja obiektów, oparta na rozwiązaniach klasy GIS, ogólny model zleceń i zadań wykonawczych (i jego praktyczne zastosowanie przy obsłudze urządzeń redukcyjnych i pomiarowych) oraz pełne odwzorowanie procesu przyłączeniowego ułatwiają pracę około 1,5 tys. użytkowników systemu. Prowadzone obecnie działania związane z opracowaniem nowych modułów, zwłaszcza dotyczących prac cyklicznych (opartych na harmonogramach), prac służb interwencyjnych (pogotowia), a także związanych z integracją z systemem bilingowym (CC&B) – pozwalają mieć nadzieję, iż wdrażany system zaspokoi potrzeby całego przedsiębiorstwa w zakresie zarządzania majątkiem sieciowym. ■

**Mazowiecka Spółka
Gazownictwa sp. z o.o.**

ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa
tel. (+48) 22 667 39 00
faks (+48) 22 667 37 46
www.msgaz.pl

**Podstawą
Zintegrowanego
Systemu
Zarządzania
Majątkiem
Sieciowym
jest numeryczna
mapa sieci
gazowej
prowadzona
za pomocą
oprogramowania
ArcGIS
firmy ESRI.**

Ochrona katodowa naszą domeną

Marcin Dędek, Piotr Lamparski

Poszukiwanie alternatywnych technologii modernizacji stalowej sieci gazowej oraz wydłużanie okresu bezpieczeństwa jej eksploatacji powinno być jednym z głównych kierunków działania operatorów sieci gazowej. Ochrona katodowa, w której Pomorska Spółka Gazownictwa specjalizuje się od dawna, spełnia wszystkie te kryteria.

Ochrona katodowa to jedna z metod ochrony przeciwkorozyjnej, pozwalająca na bezpieczne i długie użytkowanie obiektów stalowych eksploatowanych w gruntach i środowisku wodnym. Wraz z ochroną powłokową stanowi łącznie skuteczny system zabezpieczenia infrastruktury podziemnej przed korozją. W przypadku rurociągów paliwowych i gazowych ma ona szczególne znaczenie z uwagi na właściwości transportowanego medium (oddziaływanie na środowisko, bezpieczeństwo).

W Pomorskiej Spółce Gazownictwa od dawna powszechnie wykorzystuje się ochronę katodową. Stosuje się ją na wszystkich gazociągach wysokiego ciśnienia, na aż 94% stalowych gazociągów średniego ciśnienia oraz masowo wdraża na sieci niskiego ciśnienia. Otrzymywane rezultaty, przy niewielkich wydatkach, potwierdzają korzyści ze stosowania ochrony katodowej na sieciach gazowych. Jednak mimo wszystko wydaje się, że największym ograniczeniem w powszechnym wykorzystywaniu tej technologii jest mylne przeświadczenie o trudności w jej stosowaniu i nieopłacalności, najczęściej nieoparte żadnymi wyliczeniami. Praktyka powszechnego stosowania ochrony katodowej w Zakładzie Gazowniczym w Gdańsku dowodzi, że w stosunku do kosztów odtworzenia sieci gazowej wdrożenie ochrony katodowej rzadko przekracza kilkanaście procent tej kwoty.

Koszty modernizacji sieci gazowej w centrach miast o dużym stopniu zurbanizowania i zagęszczenia infrastruktury znacznie przewyższają koszty budowy nowej sieci na terenach nieuzbrojonych (nakłady są większe o 10–60% w przeliczeniu na porównywalny odcinek sieci). Ponadto, coraz częściej właściciele terenów (gminy, powiaty) wymagają usuwania istniejącej sieci, wyłączanej z eksploatacji po dokonanej mo-

dernizacji. Taki stan powoduje dodatkowy wzrost nakładów w obszarze modernizacji sieci gazowej. Dlatego alternatywne sposoby przedłużania okresu użytkowania sieci gazowej powinny znaleźć się w centrum zainteresowania operatorów, a poszukiwanie alternatywnych technologii modernizacji stalowej sieci gazowej, wydłużanie okresu jej eksploatacji, przy jednoczesnej poprawie warunków bezpiecznej eksploatacji, powinny być głównymi kierunkami ich działania.

Oceniając ochronę katodową jako dział wiedzy technicznej, można stwierdzić, że została ona już bardzo dobrze poznana – obecnie prowadzonych jest niewiele prac badawczych i naukowych. Potwierdza to na przykład niewielka liczba nowych publikacji dotyczących tego zagadnienia w czasopismach naukowych oraz sporadycznie ukazujące się nowe wydawnictwa książkowe. Wynika z tego, że jako doskonale rozpoznana technologia, zapewniająca określone korzyści ekonomiczne, powinna znaleźć szerokie zastosowanie w przemyśle. Jednak porównując zakres wykorzystania tej technologii w różnych krajach, obserwuje się duże zróżnicowanie, a Polska wypada w tym porównaniu bardzo niekorzystnie. Rodzi się więc pytanie o przyczyny takiego stanu rzeczy.

Kraje będące liderami w zakresie wykorzystania ochrony katodowej (USA, Niemcy, Włochy, Anglia, Francja) stosują ją powszechnie w takich gałęziach przemysłu, jak:

- rurociągi naftowe i paliwowe,
- rurociągi gazowe,
- wodociągi,
- kable w metalowych oplotach,
- stacje paliw,
- podziemne zbiorniki cieczy,
- statki i nabrzeża,
- podziemne konstrukcje zakładów produkcyjnych, odwiertów pionowych itp.,
- różnego rodzaju konstrukcje techniczne i hydrotechniczne (mosty, tamy, wiadukty).

W wielu dziedzinach stosowanie ochrony katodowej jest obligatoryjne, gdyż wynika z obowiązującego w danym kraju prawa. Największe gałęzie przemysłu (wodociągi, rurociągi gazowe i paliwowe) obfitują w branżowe organizacje, wydają własne publikacje, wykonują szeroko pojęte działania szkoleniowe, certyfikację personelu itd.

Analiza wykorzystywania ochrony katodowej w Polsce wskazuje na znaczne odchylenia od wyżej opisanych norm panujących wśród liderów. Początki ochrony katodowej wywodzą się z techniki zabezpieczania kabli teletechnicznych w obłocie metalowym. Po zmianie wykorzystywanych materiałów, tj. stosowanie kabli zabezpieczonych powłokami z tworzyw sztucznych, obecnie w branży technologia ta praktycznie nie występuje. Podobnie w przemyśle stoczniowym, w którym w latach największego rozkwitu każdy statek, podobnie jak inne konstrukcje stoczniowe i portowe (doki, nabrzeża), zabezpieczony był ochroną katodową. Niestety, po głębokiej restrukturyzacji tej gałęzi gospodarki znaczenie ochrony katodowej w tym sektorze spadło do minimum. Niezrozumiale niskie jest również wykorzystanie ochrony katodowej do zabezpieczania konstrukcji hydrotechnicznych (zbrojenia betonu) – wśród wielu tysięcy kilometrów eksploatowanych wodociągów istnieje zaledwie kilka pojedynczych instalacji ochrony katodowej. Stosunkowo dobrze ma się jedynie ochrona katodowa w obszarze rurociągów i zbiorników paliwowych, gdyż istnieją regulacje prawne nakazujące jej stosowanie. Jednak niewielka liczba rurociągów paliwowych w Polsce powoduje, że nie jest to, niestety, skala wiodąca.

Analiza sektora rurociągów gazowych wskazuje na powszechne użycie ochrony katodowej w zakresie sieci gazowej wysokiego ciśnienia (czego od wielu lat wymaga prawo), jednak na sieci dystrybucyjnej średniego i niskiego ciśnienia (dawniej: sieci rozdzielczej), mimo kilkudziesięciu tysięcy kilometrów stalowych gazociągów będących w użytkowaniu, jedynie niewielki ułamek objęty jest skuteczną ochroną katodową. Rodzi się oczywiste pytanie: dlaczego tak się dzieje? Pierwsze przypuszczenie to braki w regulacjach prawnych. Dokumentami regulującymi od wielu lat wymagania w zakresie budowy sieci gazowej są akty wykonawcze do ustawy „Prawo budowlane”, nazywane warunkami technicznymi, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe. Rozporządzenie ministra górnictwa z 18 sierpnia 1978 r. (Dz.U. 1978 nr 21, poz. 94) wymagało stosowania na gazociągach stalowych punktów pomiarów elektrycznych i zabezpieczenia ochroną katodową każdorazowo w przypadku zagrożenia prądami błędzającymi, a w pozostałych przypadkach jedynie w sytuacji budowy odcinków o długości powyżej 1 km i średnicy większej niż 150 mm. Z kolei rozporządzenie ministra przemysłu z 24 czerwca 1989 r. (Dz.U. 1989 nr 45, poz. 243) zmieniło tylko ostatni z ww. wymogów, obligując do stosowania ochrony katodowej dla odcinków dłuższych niż 4 km, ale o średnicy powyżej 100 mm. Rozporządzenie ministra przemysłu i handlu z 25 listopada 1993 r. (Dz.U. 1993 nr 121, poz. 541) dokonało korekty tylko części zapisów, nie zmieniając wymogów z zakresu stosowania ochrony katodowej.

Rozporządzenie ministra przemysłu i handlu z 14 listopada 1995 r. (Dz.U. 1995 nr 139, poz. 686) i kolejne obecnie obowiązujące rozporządzenie ministra gospodarki z 30 lipca 2001 r. (Dz.U. 2001 nr 97, poz. 1055) rozszerzyły stosowanie ochrony katodowej do wszystkich gazociągów stalowych.

Na podstawie przytoczonych materiałów można stwierdzić, że co najmniej w ostatnich 44 latach nie występowały braki w obowiązującym systemie prawnym, a niestosowanie ochrony katodowej na stalowych gazociągach średniego i niskiego ciśnienia było poważnym zaniedbaniem i łamaniem obowiązującego prawa. Nie sposób przecież przyjąć założenia, że wszystkie odcinki budowanych na przełomie lat 70. i 80. ub.w. gazociągów miały średnicę mniejszą niż 150 mm i długość mniejszą niż 1 km. Branża gazownicza w Polsce nigdy nie podjęła, śladem innych krajów (działania takie masowo wykonywano w latach 70. i 80. ub.w.), wdrożenia programów instalacji ochrony katodowej na istniejących sieciach jako sposobu alternatywnej, taniej metody rehabilitacji.

Nie rozwiązano, i w dalszym ciągu nie podejmuje się na skalę masową, walki z podstawowym problemem infrastruktury podziemnej w dużych aglomeracjach, tzn. z prądami błędzającymi. Co gorsza, wykonywane masowo różnego rodzaju modernizacje, remonty i przebudowy istniejących gazociągów stalowych, z wykorzystaniem gazociągów z tworzyw sztucznych, znacząco pogarszają sytuację. Wiedza zaczerpnięta z literatury przedmiotu, jak i doświadczenie z lat praktyki, wskazują, że w skrajnych przypadkach przerwanie ciągłości elektrycznej istniejącej sieci gazowej (np. poprzez wykonanie przebudowy za pomocą sieci nieprzewodzącej z tworzyw sztucznych) może powodować wielokrotne zwiększenie szybkości korozji w niekontrolowanych punktach, w których wcześniej zjawisko zagrożenia nie występowało. Dodatkowo, nie stosuje się powszechnie, mimo prawnego obowiązku, elektrycznego separowania sieci gazowej od instalacji wewnątrz budynków poprzez stosowanie złączy izolujących na przyłączach.

Obiektywnymi przyczynami trudności we wdrażaniu ochrony katodowej są braki w literaturze oraz niewielkie możliwości dokształcania się i zdobywania wiedzy w tym zakresie (np. uczestniczenia w kursach i szkoleniach). Ostatnia polskojęzyczna książka odnosząca się do problematyki ochrony katodowej ukazała się na początku lat 90. ub.w. ■

**Pomorska Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.**

ul. Wałowa 41/43, 80-858 Gdańsk
tel. (+48) 58 326 35 00
faks (+48) 58 326 35 04
e-mail: sekretariat@psgaz.pl, www.psgaz.pl

Obiektywnymi przyczynami trudności we wdrażaniu ochrony katodowej są braki w literaturze oraz niewielkie możliwości dokształcania się i zdobywania wiedzy w tym zakresie (np. uczestniczenia w kursach i szkoleniach).

Prawdziwa historia gazownictwa

Leszek Łuczak

Pod koniec ubiegłego roku ukazała się bardzo cenna, wręcz pomnikowa publikacja „Miejskie zakłady przemysłowe Wielkiego Księstwa Poznańskiego. Gazownie” Mirona Urbaniaka. To pierwsze w Polsce, a być może i w Europie, opracowanie historii gazownictwa przez profesjonalnego historyka. Dzieło to powstało dzięki finansowemu wsparciu udzielonemu przez Wielkopolską Spółkę Gazownictwa.



Ta dwutomowa, licząca osiemset stron publikacja to bardzo rzetelna prezentacja dziejów gazownictwa klasycznego na terenie dawnego Wielkiego Księstwa Poznańskiego do końca pierwszej wojny światowej oraz historia wszystkich gazowni na tym obszarze aż do ich zamknięcia w drugiej połowie XX w. Obszar badań zakreślony granicami Wielkiego Księstwa Poznańskiego, które od 1849 r. z woli zaborcy nosiło nazwę Prowincji Poznańskiej, podzielonej na Rejencję Poznańską i Rejencję Bydgoską, to większość obecnego województwa wielkopolskiego oraz część województw: kujawsko-pomorskiego i lubuskiego.

W tomie I znalazła się historia gazownictwa miejskiego na terenie Wielkiego Księstwa Poznańskiego do roku 1919. Autor opisuje oświetlenie tamtejszych miast przed powstaniem gazowni i po ich powstaniu, systemy technologiczne ówczesnych gazowni, formy ich własności i sposoby finansowania ich budowy. Wymienia także projektantów i budowniczych gazowni oraz prezentuje architekturę i poziom techniczny gazowni. W dalszej części omawia rewitalizację zabytkowych budowli gazowniczych i jej formy oraz sposoby adaptacji do nowych funkcji, które pełnią obecnie. Wskazuje w tym zakresie na dobre i złe przykłady. Ta część może stać się cenną wskazówką dla służb konserwatorskich.

Natomiast w II tomie znajdujemy szczegółowe omówienie historii wszystkich 80 gazowni Wielkiego Księstwa Poznańskiego. Były to w wielu miejscowo-

ściach pierwsze zakłady przemysłowe. Charakterystyczne zbiorniki gazu, obok wież kościelnych, ratuszowych i wodociągowych wież ciśnień stały się na długie lata wyróżniającymi się punktami miejskich krajobrazów.

W pracy tej znalazł się kompletny obraz zachowanej zabytkowej substancji gazownictwa na jednej dziesiątej terytorium Polski. Dodajmy, że obok Górnego i Dolnego Śląska właśnie ten obszar należał do najbardziej „nasyconych” obiektami klasycznego gazownictwa.

Miron Urbaniak pracował nad tym dziełem pięć lat. Przeprowadził liczne badania w terenie. Przede wszystkim oparł się na materiałach źródłowych, studiując dawną prasę fachową i dokumenty w archiwach i bibliotekach polskich i niemieckich. Przyznaje natomiast, że w małym stopniu oparł się na dotychczasowej literaturze. Zauważył bowiem, że wydane dotąd publikacje na temat historii polskiego gazownictwa lub historii poszczególnych gazowni obarczone są licznymi błędami i nieścisłościami, na przykład zawierają błędne daty powstania niektórych obiektów. Wynikało to stąd, że ich autorami byli na ogół ludzie ze środowiska gazowniczego, a nie historycy dysponujący odpowiednim warształem. Miron Urbaniak podkreśla jednak, że należy docenić wkład autorów tych prac w ocalenie pamięci o pięknej karcie naszej historii gospodarczej, jaką jest historia gazownictwa. ■

Siedziba RDG Szczecin Północ w nowej odsłonie

24 kwietnia 2012 roku Zdzisław Kowalski i Grzegorz Bartoszewski, prezesi Zarządu WSG, oraz Wiesław Gurdak, dyrektor O/ZG w Szczecinie, uroczystie otworzyli wyremontowaną siedzibę Rejonu Dystrybucji Gazu Szczecin Północ. Po modernizacji budynek przy ul. Mickiewicza nabrał nowego blasku. Wygospodarowano w nim również miejsce dla pracowników Działu Transportu Gazu Zakładu Gazowniczego w Szczecinie. ■



Otwarcie odnowionej siedziby RDG Szczecin Północ: Grzegorz Bartoszewski, wiceprezes WSG, Zdzisław Kowalski, prezes WSG, Wiesław Gurdak, dyrektor Oddziału Zakład Gazowniczy w Szczecinie, Alfred Jurkiewicz, kierownik RDG Szczecin Północ, i Janusz Głuchowski, zastępca dyrektora ZG w Szczecinie ds. technicznych.

L. Ł.



Zmodernizowana siedziba RDG Szczecin Północ.



Innym walorem tej starannie przygotowanej przez wydawnictwo Księży Młyn publikacji jest zamieszczenie w niej setek archiwalnych fotografii i pocztówek oraz planów technicznych, uzyskanych przez autora w bibliotekach, archiwach oraz od osób prywatnych.

Dr Miron Urbaniak jest adiunktem w Zakładzie Historii Kultury Materialnej Uniwersytetu Wrocławskiego. Przedmiotem jego badań jest historia dawnych zakładów miejskich i państwowych oraz pozostała po nich zabytkowa infrastruktura. Jest autorem prac poświęconych zakładom wodociągowym w Zawadzkiem, zabytkom przemysłu i techniki w Lesznie, zabytkowej stacji kolejowej w Gnieźnie. ■

Aktualne informacje na temat możliwości nabycia publikacji można uzyskać pod adresem: andrzej.kozlecki@wsgaz.pl ■

Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

ul. Grobla 15, 61-859 Poznań
tel. (+48) 61 854 53 50, 854 51 00
faks (+48) 61 852 39 23
e-mail: sekretariat@wsgaz.pl

Nowy IRiESP

– podstawa liberalizacji rynku gazu

Joanna Dąbska, Łukasz Batory

Przygotowana przez GAZ–SYSTEM S.A. propozycja nowelizacji kodeksu sieci przewiduje istotne zmiany, mające na celu liberalizację i rozwój polskiego rynku gazu oraz harmonizację norm i zasad funkcjonowania systemu na podstawie standardów wypracowanych przez europejskich operatorów sieci przesyłowych.

Obowiązujące przepisy, zarówno krajowe, jak i europejskie, nakładają na wszystkich operatorów sieci przesyłowych obowiązek opracowania i opublikowania kodeksu sieci. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. (dalej: OSP lub GAZ–SYSTEM), który zgodnie z decyzją prezesa URE jest wyznaczony operatorem krajowego systemu gazociągów przesyłowych, musi – zgodnie z tym obowiązkiem – opracować i opublikować kodeks sieci. Kodeks ten obejmuje zasady funkcjonowania systemu przesyłowego na terenie Rzeczypospolitej Polskiej.

Instrukcja dostosowuje zasady rynkowe wprost do wymagań tzw. III pakietu energetycznego. Jego wdrażaniem w Unii Europejskiej zajmuje się m.in. ENTSOG (*European Network of Transmission System Operator for Gas*) – organizacja zrzeszająca europejskich operatorów przesyłowych, utworzona na mocy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE i działająca na podstawie tej dyrektywy. Dyrektywa ta nakłada na ENTSOG obowiązek przygotowania projektów kodeksów sieci, które będą regulować obszary działania operatorów w celu utworzenia jednolitych i wspólnych wytycznych funkcjonowania przesyłu gazu w Europie. Opracowane przez ENTSOG kodeksy sieci będą konsultowane z Agencją ds. Współpracy Europejskich Organów Regulacji Energetyki – ACER (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*), a po zatwierdzeniu przez Komisję Europejską będą obowiązywać wszystkich operatorów gazociągów przesyłowych w Unii Europejskiej. Operatorzy będą zobligowani do dostosowania swoich kodeksów na podstawie wytycznych ENTSOG. GAZ–SYSTEM nie tylko intensywnie uczestniczy w tworzeniu tych kodeksów przez ENTSOG, ale też – aktualizując IRiESP – przedstawia obecnym oraz potencjalnym podmiotom korzystającym z krajowego systemu przesyłowego rozwiązania zgodne z zasadami opisanymi w kodeksach ENTSOG.

Opublikowany 16 kwietnia 2012 na stronie internetowej GAZ–SYSTEM projekt zaktualizowanej IRiESP wprowadza nowe rozwiązania, których celem jest ułatwienie dostępu do sieci przesyłowej zainteresowanym podmiotom. Nowy projekt IRiESP przewiduje prorynkowe rozwiązania dotyczące niemal wszystkich aspektów funkcjonowania przesyłu gazu w Polsce i nowelizuje zasady:

- zawierania umów,
- bilansowania,
- kooperacji z operatorami systemów współpracujących, takich jak Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) i Operator Systemu Magazynowania (OSM),
- przydziału przepustowości i zdolności,
- zmiany sprzedawcy.

Instrukcja tworzy również punkt wirtualny, dzięki któremu dla podmiotów korzystających z sieci przesyłowych otwierają się dotychczas niedostępne możliwości i kierunki działania. Wprowadzenie punktu wirtualnego znacząco podniesie płynność obrotu gazem, co stanowi podstawę do budowy nowoczesnego i liberalnego rynku gazu w Polsce.

Na mocy zasad zawartych w opublikowanej przez GAZ–SYSTEM S.A. IRiESP przewidziana jest zmiana formy kontraktowania usług przesyłowych. Dotychczasowa umowa przesyłowa od tej pory będzie miała jedynie charakter ramowy. Każdy podmiot korzystający z usług przesyłowych będzie zawierał z OSP tylko jedną umowę na czas nieokreślony, która będzie stanowiła podstawę do występowania do OSP o przydział przepustowości. Potwierdzeniem tego przydziału będzie załącznik do umowy. Dzięki takim rozwiązaniom zostaną ograniczone do minimum kwestie formalne, co jest zdecydowanym uproszczeniem zasad korzystania z krajowego systemu przesyłowego. Punkt wirtualny jest w zamierzeniu punktem bez fizycznej lokalizacji w systemie przesyłowym. W tym miejscu będzie odbywał się wirtualny handel gazem. Pojawienie się takiej możliwości ma kluczowe znaczenie dla rozwoju rynku gazu poprzez ułatwienie nowym podmiotom prowadzenia obrotu. IRiESP nie przewiduje limitów na zdolność na punkcie wirtualnym, co oznacza, że każdy podmiot, który zechce z niego korzystać, będzie mógł wnioskować o zdolność w nieograniczonej ilości na tym punkcie i ją otrzymać. Jednocześnie, aby móc wnioskować o zdolność w punkcie wirtualnym, wymagane jest jedynie zawarcie umowy ramowej, co nie wiąże się w żaden sposób z koniecznością występowania do GAZ–SYSTEM o przepustowość w jakimkolwiek fizycznym punkcie wejścia lub wyjścia. W związku z tym pojawia się możliwość

handlu gazem jedynie wirtualnie, w oderwaniu od faktycznych przepływów, prowadząc obrót samym gazem, bez zapewniania jego fizycznej dostawy.

Zasady funkcjonowania systemu przesyłowego, zaproponowane w projekcie IRiESP, uwzględniają reguły kooperacji pomiędzy GAZ-SYSTEM S.A. i Towarową Giełdą Energii S.A. (TGE S.A.), będące efektem wspólnie przygotowanych i przyjętych standardów, według których odbywać się będzie realizacja transakcji zawartych na giełdzie gazu. Opracowane rozwiązania umożliwią sprzedaż oraz zakup gazu na giełdzie po cenach ustalonych na zasadach rynkowych oraz przy zachowaniu pełnej anonimowości. GAZ-SYSTEM – wychodząc naprzeciw wymogom III pakietu energetycznego w zakresie niedyskryminacyjnego i transparentnego traktowania podmiotów w procesie przydzielania przepustowości – zaproponował w projekcie IRiESP mechanizmy aukcyjne. Taka procedura stosowana jest w sytuacjach, gdy zapotrzebowanie na przepustowość przewyższa techniczne możliwości systemu. Mechanizmy te są oparte na rozwiązaniach przygotowanych przez ENTSOG i odpowiadają rozwiązaniom ogólnie przyjętym w Europie. Aukcja zakłada procedurę dostosowania ceny za przepustowość do liczby zainteresowanych podmiotów. Oznacza to, że celem aukcji nie jest wyłonienie jednego uczestnika, który zaoferuje najwyższą cenę, ale osiągnięcie stanu, w którym zapotrzebowanie na przepustowość będzie możliwie jak najbliższe stu procentom możliwości przesyłowych, lecz ich nie przekroczy. Taka metoda gwarantuje przydział przepustowości w sposób jak najbardziej prorokowy i z tego względu jest wskazywana w licznych opracowaniach i wytycznych Komisji Europejskiej jako docelowy model przydziału przepustowości.

Nowy projekt instrukcji zakłada funkcjonowanie rynku usług bilansujących, zapewniającego narzędzia do bilansowania systemu. Stronami transakcji na tym rynku będą podmioty korzystające z systemu przesyłowego oraz operator systemu przesyłowego. Mechanizmy przewidziane w ramach rynku usług bilansujących pozwalają firmie GAZ-SYSTEM na bilansowanie systemu w sposób jak najbardziej transparentny i niedyskryminacyjny. Operator – w ramach rynku usług bilansujących – może nabywać produkty zapewniające dostawę lub odbiór gazu do/z systemu z wykorzystaniem punktu wirtualnego. Poza usługami realizowanymi za pomocą punktu wirtualnego, na rynku usług bilansujących GAZ-SYSTEM będzie mógł nabyć produkty dotyczące konkretnego fizycznego punktu w systemie przesyłowym. Zapewnienie bilansowania z wykorzystaniem narzędzi oferowanych na tym rynku znacząco wpłynie na poprawę bezpieczeństwa oraz integralności funkcjonowania systemu przesyłowego w Polsce. Modyfikacji ulegają również zasady bilansowania. Instrukcja wprowadza jeden dobowy limit niezbilansowania. Podstawowym okresem bilansowania jest doba gazowa, co oznacza, że podmiot niezbilansowany musi rozliczyć się z operatorem po każdej dobie gazowej. IRiESP nie przewiduje już wyznaczania MNIN (maksymalnej narastającej ilości niezbilansowania), w związku z czym podmioty nie będą ponosić dodatkowej opłaty za niezbilansowanie.

Szerokie spektrum zmian oraz ich systemowy zakres doprowadziły również do modernizacji współpracy z OSD i OSM. IRiESP przewiduje, iż operatorzy systemów dystrybucyjnych

oraz magazynowania będą zawierać z GAZ-SYSTEM międzyoperatorską umowę przesyłową (MUP), która będzie obejmować zakres obecnie obowiązujących porozumień operatorskich oraz inne kwestie związane między innymi z przydziałem przepustowości. Zgodnie z proponowanymi zasadami, tylko OSD i OSM będą mogły wykupić przepustowość (moc umowną) na połączeniu ich systemów z siecią przesyłową. Dla połączeń z systemami tych operatorów GAZ-SYSTEM stworzy miejsce kontraktowania usług, odpowiednio dla OSM na połączeniu z instalacją magazynowania oraz dla OSD – na połączeniu z danym obszarem dystrybucyjnym (jeden punkt wejścia i wyjścia dla danego obszaru), którego zdolność będzie przydzielana klientom tych operatorów. Pojawienie się takiego miejsca na połączeniu z obszarami dystrybucyjnymi jest ułatwieniem również dla podmiotów korzystających z sieci dystrybucyjnych, które od tej pory za niezbilansowanie będą rozliczać się jedynie z operatorem sieci przesyłowej. Oznacza to, że za bilansowanie całego systemu przesyłowego i obszarów dystrybucyjnych odpowiedzialny jest GAZ-SYSTEM.

Istotną zmianą, umożliwiającą pełną harmonizację z europejskimi systemami przesyłowymi, jest ujednoczenie okresów rozliczeniowych, takich jak doba gazowa, miesiąc gazowy, rok gazowy oraz rozliczanie usług świadczonych przez GAZ-SYSTEM w jednostkach energii (kWh).

Wprowadzenie:

- doby gazowej trwającej od godz. 06.00 do 06.00,
- roku gazowego od października do końca września,
- jednostek energii przy rozliczaniu usług przesyłania, ułatwi podmiotom funkcjonującym w Unii Europejskiej wejście na polski rynek gazu.

Przedstawione powyżej rozwiązania służą budowie i rozwojowi nowoczesnego, liberalnego rynku gazu w Polsce. Wszystkie zmiany przewidziane w projekcie instrukcji przedstawionym przez GAZ-SYSTEM wychodzą naprzeciw oczekiwaniom nie tylko polskiego regulatora energetyki (URE) czy Komisji Europejskiej, ale również podmiotów korzystających lub zainteresowanych korzystaniem z systemu przesyłowego na terenie Polski. Reorganizacja zasad funkcjonowania systemu przesyłowego ułatwi nowym spółkom obrotu zaistnienie na rynku, co z pewnością spowoduje wzrost konkurencji, a co za tym idzie – potencjalny spadek cen na rynku gazu. ■

Joanna Dąbska – Pion KDG, GAZ-SYSTEM S.A.
Łukasz Batory – Kancelaria Banasik Woźniak i Wspólnicy Sp.k.



**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

Harmonizacja europejskiego rynku gazu

Małgorzata Polkowska

GAZ-SYSTEM S.A. był współorganizatorem X Międzynarodowej Konferencji *Gas Infrastructure Europe* (GIE). Konferencja GIE od lat jest jednym z najważniejszych i najbardziej prestiżowych wydarzeń w europejskim sektorze gazowniczym oraz pierwszym tak dużym spotkaniem zorganizowanym w Polsce.

Jednym z otwierających konferencję był Günther H. Oettinger, komisarz ds. energii, który podkreślił, że państwa członkowskie, firmy gazownicze i europejscy konsumenci powinni mieć komfort podejmowania przyszłych decyzji zakupowych w oparciu o efektywne i zintegrowane sieci przesyłu energii. Padła również deklaracja, że odpowiedzialność europejskich operatorów przesyłowych za rozbudowę sieci zostanie uwzględniona w najbliższej perspektywie finansowej i znajdzie wsparcie w instytucjach UE na właściwym poziomie.

Pierwszą część konferencji zdominowała Energetyczna Mapa Drogowa do 2050 r., jako strategiczna odpowiedź Unii Europejskiej na wyzwania w zakresie zapotrzebowania na energię.

Jean-Claude Depail, przewodniczący *Gas Infrastructure Europe*, zaznaczył, że rola gazu w przyszłości gospodarek państw Unii Europejskiej coraz bardziej będzie funkcją wzajemnych relacji pomiędzy decyzjami poszczególnych państw członkowskich co do kształtu ich przyszłego bilansu energetycznego. Gaz ziemny, szczególnie jako wsparcie dla odnawialnych źródeł energii (OZE), pozwoli sprawnie reagować na zmienność możliwości produkcyjnych opartych na tych źródłach. Podkreślił, że *Gas Infrastructure Europe* stara się wypracować odpowiedź operatorów na wyzwania polityki energetycznej w Europie i promuje gaz ziemny jako paliwo przyszłości, komplementarne z innymi źródłami energii



Od lewej: Jean-Marc Leroy, prezydent *Gas Storage Europe*, Abel Enriquez, sekretarz *Gas Infrastructure Europe*, Jean-Claude Depail, prezydent *Gas Infrastructure Europe*, Francisco de la Flor, prezydent, *Gas LNG Europe*, Stephan Kamphues, prezydent *Gas Transmission Europe*.

i niezbędne w realizacji ambitnych europejskich celów ochrony klimatu.

Kolejnym ważnym tematem konferencji był rozwój nowych technologii i innowacji w sektorze gazu ziemnego. Prowadzenie wydobywania ze złóż niekonwencjonalnych jest w fazie przygotowawczej, jednak europejskie firmy przesyłowe już analizują rozbudowę systemów pod kątem zapewnienia odpowiednich zdolności przesyłowych.

Innowacyjny sposób myślenia i tworzenie rozwiązań dla wyzwań klimatycznych również będą promowane i wspierane przez Unię Europejską, tak by do 2050 r. służyły już konsumentom i klimatowi na skalę przemysłową.

Drugi dzień konferencji poświęcono rozbudowie europejskich zdolności magazynowania gazu ziemnego. Podziemne magazyny gazu są kluczowe dla bezpieczeństwa rynków energetycznych, niezbędne dla optymalizacji

pracy sieci każdego operatora przesyłowego oraz efektywności w handlu gazem.

Panel na temat nowych wyzwań na rosnącym rynku LNG był okazją do wymiany najlepszych praktyk operatorów terminali LNG.

Konferencję GIE zakończyła dyskusja na temat europejskich kodeksów sieci, które są istotnym narzędziem dla budowy jednolitego, wewnętrznego rynku gazu w UE. Dokumenty te będą podstawą praktycznej współpracy europejskich operatorów systemów przesyłowych, definiując między innymi zasady dotyczące alokacji przepustowości, bilansowania i współpracy systemów przesyłowych. Prace nad kodeksami toczą się przy udziale uczestników rynku, Komisji Europejskiej oraz Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) i zmierzają w stronę zharmonizowanego europejskiego rynku gazu.

– *Ambicją GAZ-SYSTEM S.A. jest odgrywać istotną rolę w rozwoju regionalnego rynku gazu ziemnego i pracować dla Europy, likwidując wyspy energetyczne. Dlatego bierzemy aktywny udział w pracach Gas Infrastructure Europe, wymieniamy doświadczenia i wiedzę z naszymi europejskimi partnerami, a przy okazji takiej jak dzisiejsza konferencja wspólnie planujemy naszą pracę nad dalszą integracją sieci przesyłowych* – powiedział Jan Chadam, prezes zarządu GAZ-SYSTEM S.A.

Tegoroczna konferencja GIE zgromadziła około 350 uczestników, w tym przedstawiceli wszystkich europejskich operatorów gazowych systemów przesyłowych. Konferencji towarzyszyła wystawa *Gas Naturally* dedykowana promocji gazu ziemnego jako bezpiecznego i ekologicznego źródła energii.

Obok fety... plajty

Adam Cymer

W blasku fleszy uruchamiano wykańczane w ostatniej chwili odcinki autostrad, by odebrać honory przed EURO 2012. Główni wykonawcy nie mogli w tym uczestniczyć, bo wielu z nich, nawet tych największych, musiało udać się do sądu, by złożyć wnioski o upadłość.

Taki przypadek dotknął także lidera branży budowlanej w Polsce – Grupę PBG SA – operującą na rynku budowlanym na wielką skalę i w wielu jego segmentach – od budownictwa drogowego, poprzez wielkie obiekty sportowe i przemysłowe w gazownictwie i energetyce, aż po budownictwo mieszkaniowe. Jak to możliwe, że przy tak zróżnicowanym portfelu zleceń i mimo wysokich przychodów osiąganych w tej branży, firma musi uciekać się do ochrony przed wierzycielami poprzez ogłaszanie upadłości?

Dopiero *post factum*, a więc gdy powstało poważne zagrożenie, że upadłość takiego giganta budowlanego może zagrozić realizowanym przez niego inwestycjom – szczególnie budowie autostrad i wielkich obiektów dla sektora gazowniczego – zaczęto publicznie dowodzić, że przyczyną sprawczą dramatu jest polskie prawo o zamówieniach publicznych i działanie zamawiającego, czyli instytucji sektora publicznego.

Mówi się o dyktacie ceny w rozstrzygnięciu przetargów. To prawda. Ale cena wszędzie na świecie ma wpływ na ocenę oferty. Ale oprócz ceny są jeszcze inne kryteria ocen i – co najważniejsze – dokładnie sprecyzowane warunki kontraktu. Istotę kontraktu stanowi utrzymanie równowagi między wymaganiami i interesami zainteresowanych stron oraz sprawiedliwy podział ryzyka, zagrożeń i odpowiedzialności. Takie jednolite na całym świecie procedury realizacji inwestycji stanowią kanon procedur przetargowych i zawieranych kontraktów. Ale nie w Polsce.

Tajemnicą poliszynela było od dawna, że reguły gry na rynku zamówień publicznych są chore, ale wszyscy jego uczestnicy bali się w tej sprawie wypowiadać, by nie narazić się potencjalnym zamawiającym. A ci tylko cynicznie z tego korzystali. Korzystali, to znaczy narzucali bezwzględne warunki kontraktów, pozbawiające wykonawców wszelkich praw, przerzucające na nich całe ryzyko, obarczając dodatkowo umowy zagrożeniem gigantycznych kar za niedotrzymanie ich warunków. Cena ostatecznie decydująca o wszystkim to w tych warunkach drobiazg.

– *Przetargi budowlane to wyścig szczurów* – powiedział Marek Michałowski, prezes Polskiego Związku Pracodawców Budownictwa. Szkoda, że mówi to dzisiaj, a nie protestował wtedy, gdy powstawało prawo zamówień publicznych i wtedy, gdy kontrakty były zawierane. A firmy musiały w tym wyścigu uczestniczyć, bo niby gdzie miały zarabiać pieniądze? Na rynku komercyjnym nie ma takich pieniędzy inwestycyjnych jak na rynku publicznym, wspieranym dodatkowo przez wielkie środki unijne.



Fotokreacja z internetu

Dominujący na rynku inwestycyjnym sektor publiczny, wspierany ostro przez ministra finansów walczącego o minimalizację kosztów, kompletnie rozregulował ten rynek i doprowadził do patologicznych zachowań jego uczestników. Czy ktokolwiek proponowałby niskie ceny bez oglądania się na jakość oferty, gdyby ta jakość była również brana pod uwagę? Te złe praktyki coraz bardziej odczuwalne są również w sektorze komercyjnym. Istnieje realne zagrożenie, że wyśrubowane do granic absurdu oferty cenowe nie zostaną przez wykonawców zrealizowane, co spowolni lub wręcz zahamuje inwestycje, na przykład w sektorze gazowniczym.

Teraz nerwowo będzie po stronie rządu. Trzeba będzie ratować, co się da, by dokończyć rozpoczęte inwestycje. Najpierw ratuje się podwykonawców i pod-podwykonawców, bo są najbardziej hałaśliwi i domagają się pieniędzy od liderów swoich konsorcjów wykonawczych, a ci tych pieniędzy nie mają. Wątpliwa prawnie specustawa ma to załatwić. A co z wykonawcami głównymi inwestycji? Ci muszą odzyskać płynność finansową, żeby kontynuować roboty. Kto ich ma wesprzeć? Pojawił się pomysł, by włączyć w to rządową Agencję Rozwoju Przemysłu SA. Ale procedura taka nigdy nie była stosowana w Polsce wobec firm prywatnych. Nie wiadomo także, czy na takie działania pozwoli KE. A czas ucieka.

I tak oto kluczowe polskie inwestycje infrastrukturalne stają się zagrożone, tylko dlatego że zamawiający (czytaj – państwo) podpisał kontrakty bez odpowiedzialności za ich bezpieczeństwo. A sytuacja na rynku, niestety, dla władzy nie była łaskawa. I żadne doraźne specustawy problemu nie rozwiążą. Konieczne jest natychmiastowe ucywilizowanie prawa zamówień publicznych i wymuszenie na instytucjach publicznych, by jako zamawiający respektowali warunki kontraktowe FIDIC. Bez jasnych reguł gry nie ma szans na ratunek dla polskiego sektora budowlanego i dla sektorów realizujących kluczowe dla gospodarki inwestycje infrastrukturalne.

Inna sprawa, że przedsiębiorcy – zachęceni przykładem władzy respektującej reguły gry stosowane na świecie – także zaczęli cywilizować swoje zachowania. Niech nie uczestniczą w „wyścigu szczurów”, a zaczną uczyć się zarządzania ryzykiem, niech nie wchodzi w ryzykowne projekty. I niech nie walczą ze wszystkimi, a raczej poprzez swoje organizacje branżowe potrafią budować plany współpracy. Przecież „tort” inwestycyjny jest znany wszystkim, można go tak podzielić, by starczyło dla wszystkich. Polski rynek jest wystarczający, a poważnych, liczących się konkurentów nie tak znowu wielu. ■

W sprawie dozoru technicznego nad gazociągami

Szanowni Państwo,

Poszukuję aktualnych informacji na temat wykonywania dozoru technicznego nad gazociągami. W „Przeglądzie Gazowniczym” z grudnia 2007 znalazłem bardzo ciekawy i szczegółowy artykuł Pana Anatola Tkacza na ten temat. Choć od tego momentu minęły już prawie 4 lata, nie znalazłem aktów prawnych regulujących te zagadnienia. Czy taki jest stan faktyczny, czy to ja nie potrafiłem odnaleźć właściwych dokumentów?

W stopce tego artykułu znalazła się informacja, że odpowiednie zapisy dotyczące dozoru technicznego nad gazociągami przesyłowymi znalazły się w projekcie rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (aktualizacja). Zapoznałem się z najnowszą wersją tego projektu na stronie MG, ale zapisów dotyczących tego zagadnienia nie znalazłem.

Czy powstało rozporządzenie ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego, jakim powinny odpowiadać rurociągi przesyłowe?

W wielu publikacjach autorzy powołują się na projekt tego rozporządzenia z 20.11.2001 r., jednak nigdzie nie udało mi się zapoznać z jego treścią.

Czy Państwo, jako reprezentant środowiska, mogliby mi naświetlić aktualny stan prawny dotyczący tego zagadnienia lub wskazać miejsce, gdzie takie informacje można uzyskać?

Pozdrawiam serdecznie

Jerzy Burda,

kierownik pracowni
Autorska Pracownia Projektowa, Głogów

Dziękujemy za zainteresowanie się naszym „Przeglądem Gazowniczym”. Rozumiemy Pana zniecierpliwienie, ale dzisiaj możemy Panu przekazać dobrą wiadomość, która ucieszy także wszystkich naszych Czytelników.

Ministerstwo Gospodarki przesłało do Izby Gospodarczej Gazownictwa projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu (wersja nr 3.1 – projekt z 6 czerwca 2012 r.), z prośbą o zgłoszenie uwag.

Projekt ten odpowiada oczekiwaniom branży gazownictwa i wyłącza rurociągi przesyłowe z urządzeń techni-

cznych podlegających dozorowi technicznemu. Co ważniejsze, w uzasadnieniu projektu nowego rozporządzenia czytamy: zmiana wprowadzona w § 1 pkt 1 lit. j wynika z konieczności uporządkowania systemu prawnego w zakresie sprawowania dozoru technicznego nad rurociągami przesyłowymi (w tym gazociągami), które zgodnie z obowiązującymi przepisami są obiektami budowlanymi.

Najwyższa Izba Kontroli w informacji o wynikach kontroli obsługi odbiorców końcowych gazu ziemnego z 7 maja 2008 r. dostrzegła potrzebę realizacji wniosku de lege ferenda, dotyczącego nowelizacji przez Radę Ministrów przepisu § 1 pkt 1 lit. j przedmiotowego rozporządzenia. Zgodnie z wnioskiem NIK, nowelizacja ta ma mieć na celu jednoznaczne ustalenia, czy i w jakim zakresie gazociągi podlegają dozorowi technicznemu.

W 2010 roku Ministerstwo Gospodarki przeprowadziło ankietę wśród szerokiego grona podmiotów gospodarczych, dotyczącą funkcjonowania ww. rozporządzenia Rady Ministrów, m.in. w kontekście dozoru nad rurociągami przesyłowymi i technologicznymi (w tym gazociągami). Wyniki ankiety wykazały, że wykreślenie ww. rurociągów z treści rozporządzenia Rady Ministrów z 16 lipca 2002 r. pozwoliłoby zakończyć trwający od wielu lat spór między Urzędem Dozoru Technicznego a przedsiębiorcami budującymi i eksploatującymi rurociągi, zachowując jednocześnie dotychczasowy wysoki poziom bezpieczeństwa, zarówno przy budowie rurociągów, jak i ich eksploatacji.

Należy przy tym zauważyć, że rozporządzenie Rady Ministrów wymienia rurociągi przesyłowe w grupie urządzeń ciśnieniowych, co jest sprzeczne zarówno z prawem międzynarodowym, jak i regulacjami krajowymi. Otóż, zgodnie z art. 1 ust. 3.1. dyrektywy 97/23/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 29 maja 1997 r. w sprawie zbliżenia ustawodawstw państw członkowskich, dotyczących urządzeń ciśnieniowych (Dz.Urz. WE L 181 z 9.07.1997, str. 1, L265 z 27.09.1997, str. 110), rurociągi przesyłowe są wyłączone spod jej przepisów. Tym samym nie są zaliczane do urządzeń ciśnieniowych.

Podobnie, rozporządzenie ministra gospodarki z 21 grudnia 2005 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (Dz.U. nr 263, poz. 2200) w § 2 ust. 1 wyłącza ze swojego zakresu rurociągi przesyłowe.



Tym samym wreszcie spełniają się dziesięcioletnie starania IGG o nowelizację rozporządzenia. Przytoczone uzasadnienie podziela wszystkie racje, które podnosiliśmy w naszych działaniach. Szkoda, że minęło tyle czasu, ale jednak efekt naszych zabiegów jest najważniejszy.

Dla przypomnienia – zapis z obecnie obowiązującego rozporządzenia Rady Ministrów z 16 lipca 2002 r. w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu (Dz.U. nr 120, poz. 1021 oraz z 2003 r. nr 28, poz. 240):

§ 1. Dozorowi technicznemu podlegają następujące rodzaje urządzeń technicznych:

1) urządzenia ciśnieniowe, w których znajdują się ciecze lub gazy pod ciśnieniem różnym od atmosferycznego:

j) rurociągi przesyłowe i technologiczne, w części stanowiącej urządzenia techniczne w rozumieniu przepisów o dozorze technicznym, do materiałów niebezpiecznych o właściwościach trujących, żrących i palnych pod nadciśnieniem wyższym niż 0,5 bara i średnicy nominalnej większej niż DN 25, wyprodukowane lub przebudowywane po dniu wejścia w życie rozporządzenia, przeznaczone do:

- gazów sprężonych, gazów skroplonych, gazów rozpuszczonych pod nadciśnieniem, par oraz tych cieczy, dla których nadciśnienie pary przy najwyższej dopuszczalnej temperaturze jest wyższe niż 0,5 bara,
- cieczy, których nadciśnienie pary przy najwyższej dopuszczalnej temperaturze jest niższe niż 0,5 bara i iloczyn nadciśnienia dopuszczalnego cieczy i średnicy nominalnej rurociągu DN jest większy niż 2000 barów.

W projekcie rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu (wersja nr 3.1 – projekt z 6 czerwca 2012 r.) jest:

§ 1. dozorowi technicznemu podlegają następujące rodzaje urządzeń technicznych:

1) urządzenia ciśnieniowe, w których znajdują się ciecze lub gazy pod ciśnieniem różnym od atmosferycznego:

j) rurociągi technologiczne do materiałów niebezpiecznych o właściwościach trujących, żrących i palnych pod nadciśnieniem wyższym niż 0,5 bara i średnicy nominalnej większej niż DN 25, wyprodukowane lub przebudowywane po dniu wejścia w życie rozporządzenia, przeznaczone do:

- gazów sprężonych, gazów skroplonych, gazów rozpuszczonych pod nadciśnieniem, par oraz tych cieczy, dla których nadciśnienie pary przy najwyższej dopuszczalnej temperaturze jest wyższe niż 0,5 bara,
- cieczy, których nadciśnienie pary przy najwyższej dopuszczalnej temperaturze jest niższe niż 0,5 bara

i iloczyn nadciśnienia dopuszczalnego cieczy i średnicy nominalnej rurociągu DN jest większy niż 2000 barów.

Projekt ten przewiduje także, że rozporządzenie wejdzie w życie z 1 stycznia 2013 r., o czym na pewno obszernie poinformujemy naszych Czytelników. ■

Anatol Tkacz

Z prac Komitetu Standardu Technicznego

W drugim kwartale 2012 r. prace kontynuował również Komitet Standardu Technicznego IGG. 26 czerwca 2012 r. Zarząd IGG przyjął uchwałę w sprawie zatwierdzenia Standardu Technicznego ST-IGG-0705:2012 *Nawanianie paliw gazowych. Metody oznaczania zawartości tetrahydrotiofenu*. W I kwartale 2012 r. Zarząd IGG ustanowił również ST-IGG-0301:2012 *Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 0,5 MPa włącznie*. Obecnie w sprzedaży znajduje się 20 standardów technicznych IGG. W II kwartale 2012 r. na wniosek firm członkowskich IGG powołane zostały również kolejne zespoły robocze Komitetu Standardu Technicznego:

Zespół Roboczy nr 21:

1. Gazociągi dystrybucyjne. Warunki techniczne zamykania przepływu w gazociągach z polietylenu metodą zaciskania. Wymagania i zalecenia.
2. Projektowanie, budowa i użytkowanie gazociągów z PE do 0,5 MPa. Wymagania i zalecenia.
3. Warunki techniczne projektowania, wykonania i odbioru gazociągów z tworzyw sztucznych o ciśnieniu roboczym 0,5 do 1,6 MPa.

Kierownik zespołu – Henryk Kurek, GSG Sp. z o.o.
O/ZG Zabrze

Zastępca kierownika – Marcin Rokicki, MSG Sp. z o.o.
O/ZG Mińsk Mazowiecki

Zespół Roboczy nr 23

1. Książka obiektu (obiektów) sieci gazowej. Wzór. Wymagania i zalecenia.

Kierownik zespołu – Grzegorz Skubisz, GAZ-SYSTEM S.A.
O/Tarnów

Zastępca kierownika – Henryk Grabowski, WSG Sp. z o.o.
O/ZG Poznań/RDG Piła

Zespół Roboczy nr 25

1. Okresowe kontrole instalacji gazowych. Zakres i metodyka prowadzenia kontroli.

Kierownik zespołu – Zdzisław Gebhardt, INiG Kraków
Zastępca kierownika – Zbigniew Bartkowiak, WSG Sp. z o.o.
O/ZG Poznań/RDG Rawicz

Zespół Roboczy nr 26

1. Prace gazoniebezpieczne. Wymagania w zakresie organizacji, wykonywania i dokumentowania.

Kierownik zespołu – Tadeusz Podziemski, MSG Sp. z o.o.
Warszawa
Zastępca kierownika – Łukasz Piwoda, GAZ-SYSTEM S.A.
O/Tarnów/TJE Jarosław

Rynek CNG w Polsce w 2012 roku

Adam Cymer

Co się dzieje na rynku CNG w Polsce? Z jednej strony – po raz pierwszy w historii PGNiG SA odnotowuje sukces finansowy, oferując to ekologiczne paliwo, a z drugiej – portal cng.auto alarmuje, że zamykane są kolejne stacje. Państwo, co prawda, niewiele robi, by wspierać rozwój tego rynku, ale on jeszcze żyje. Warto przyjrzeć się, co się dzieje.

Rok temu w obecności prezydenta miasta stołecznego Warszawy i rektora Politechniki Warszawskiej oraz z udziałem PGNiG SA, powołano klaster pod nazwą E-mobil (czytaj: Eco-mobil). Pierwszoplanowym zadaniem miał być projekt wdrożenia na terenie jednej z zajezdni stołecznego MZA paliwa gazowego CNG. W ramach tej technologii olej napędowy dla 140 autobusów stołecznego przewoźnika miał być zastąpiony ekologicznie czystym i ekonomicznie opłacalnym

paliwem, jakim jest CNG. Przedsięwzięcie generowało roczną sprzedaż paliwa gazowego „tylko” na poziomie 6,5 mln m³, ale ten wolumen daje wartość sprzedaży brutto na poziomie 20 mln PLN i to przy stosunkowo wysokiej, jak na warunki rynkowe, marży (sprzedaż CNG nie jest objęta regulacjami taryfowymi).

Co się zatem wydarzyło, że rentowny i mający odpowiednio wysokie preferencje władz projekt, wraz z możliwością uzyskania dofinansowania ze

Chrońmy podstawy rynku CNG

Niestety, w 2011 roku podjęto decyzję o zamknięciu kilku stacji CNG. W powietrzu zawisło również widmo kolejnych zamknięć stacji na terenie całego kraju. W pewnym momencie można było nawet odnieść wrażenie, że w 2012 roku zostanie zlikwidowana nawet 1/4 obiektów, ale – na szczęście – nagły wzrost sprzedaży w drugiej połowie 2011 roku nieco wyhamował te zapędy. Nie buduje to zaufania wśród obecnych i potencjalnych odbiorców CNG, czego upust mogliśmy obserwować w protestach kierowców aut zasilanych metanem w Olsztynie.

Jeśli już mowa o użytkownikach, zaobserwowaliśmy tutaj ogromny wzrost zainteresowania wśród potencjalnych klientów. Po raz pierwszy na tak dużą skalę są to podmioty, które pragną swoje pojazdy tankować poprzez własny kompresor CNG o małej wydajności. Przodują tutaj piekarnie, ale największe nadzieje budzi zainteresowanie wdrożeniem CNG przez firmę Jeronimo Martins Dystrybucja, operatora sieci dyskontów Biedronka. Obecnie trwają tam intensywne testy trzech pojazdów ciężarowych, dzięki którym rozstrzygną się losy budowy floty ponad 100 ciężarówek zasilanych metanem.

W odpowiedzi na zapotrzebowanie rynku znacznie wzbogaciła się oferta sprężarek CNG o małej wydajności, które umożliwiają

zatkanowanie kilku pojazdów przy garażu, a nawet małej floty pojazdów w przedsiębiorstwie. Obecnie można spotkać się z bogatą ofertą rynkową produktów polskich, czeskich i włoskich.

Jeśli chodzi o producentów pojazdów CNG, to niekwestionowaną pozycję lidera zajmuje Iveco, które z sukcesami sprzedaje swoje auta w Polsce. W minionym roku dostarczono do klientów kilkadziesiąt pojazdów użytkowych zasilanych metanem, głównie z przeznaczeniem dla usług komunalnych.

Na wyrazy uznania zasługuje również zaangażowanie instytucji publicznych promujących wykorzystanie gazu ziemnego i biometanu do zasilania pojazdów. Największy wkład ma tutaj niewątpliwie Przemysłowy Instytut Motoryzacji z projektem GasHighWay, w ramach którego organizowano konferencje popularyzujące wykorzystanie CNG oraz wystawiano stanowiska na targach branży autogazu – m.in. GasShow 2011. Na uwagę zasługują również projekty BalticBiogasBus (realizowany przez Instytut Transportu Samochodowego w Warszawie), projekt GUTS (realizowany przez Instytut Bezpieczeństwa Dróg i Mostów) oraz projekt BioMaster (koordynowany przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie).

Bartłomiej Kamiński,
sekretarz generalny Stowarzyszenia NGV Polska

środków UE, nie został uruchomiony? Odpowiedź może być tylko jedna – niedostateczna determinacja. Dotyczy to przede wszystkim przyszłego użytkownika proponowanego rozwiązania, jakim jest przedsiębiorstwo MZA, które od wielu już lat „jak diabeł święconej wody” unika CNG. Niestety, wystąpił też i brak zdecydowania po stronie lidera projektu – PGNiG SA.

Reorganizując pracę centrali, podjęto – moim zdaniem – zbyt pochopną decyzję, likwidując jednostki, które miały szansę projekt ten zrealizować. Takie, jak opisany wyżej, projekty nie mogą uzyskać ze strony lokalnej gazowni dostatecznie silnego wsparcia.

Wydaje się, że w tej sprawie trzeba mieć na uwadze przede wszystkim stronę ekonomiczną. Od maja 2010 roku funkcjonuje w Centrali PGNiG SA zespół zadaniowy ds. wdrażania strategii działania GK PGNiG w zakresie rozwoju rynku gazu ziemnego do napędu pojazdów (CNG).

To właśnie prawie 2-letnia działalność tej struktury, w skład której wchodziłi przedstawiciele wybranych departamentów centrali oraz poszczególnych oddziałów obrotu gazem doprowadziła do bardzo dobrych rezultatów i daje możliwość do sformułowania kilku podstawowych wniosków.

1. W I kwartale 2012 r., w stosunku do wyników finansowych obszaru CNG generującego w 2009 r. stratę na poziomie 6 mln PLN, osiągnięty został dodatni wynik finansowy. Jest to rezultat podjęcia wielu pozytywnych działań restrukturyzacyjnych tego obszaru oraz wzrostu cen paliw płynnych.
2. Sprzedaż CNG pozwala uzyskiwać stosunkowo, jak na warunki rynkowe, wysoką marżę brutto. W 2011 r. jej średni poziom przekroczył kilkadziesiąt procent.
3. W latach 2009–2011 nastąpił 11-procentowy wzrost wolumenu sprzedaży CNG. Taki wzrost zanotowano mimo braku postulowanych przez zespół rozwiązań stymulujących sprzedaż w postaci wprowadzenia dodatkowych preferencji cenowych dla dużych odbiorców paliwa CNG (zajeździe komunikacji miejskiej).

V Konferencja NGV Praga 2012

Rynek CNG rozwija się dzięki skoordynowanemu zaangażowaniu strony rządowej, prywatnych sprzedawców gazu ziemnego, dostawców technologii tankowania gazu ziemnego oraz producentów pojazdów. Po raz kolejny tę prostą prawdę potwierdziła V Międzynarodowa Konferencja NGV, poświęcona wykorzystaniu gazu ziemnego do zasilania pojazdów, która odbyła się w Pradze.

Obecni byli przedstawiciele m.in. Republiki Czeskiej, Hiszpanii, Bułgarii, Iranu, Japonii, Niemiec i Polski. Prezentację na temat rynku CNG w Polsce przedstawił Karol Wieczorek, administrator portalu www.cng.auto.pl

W Republice Czeskiej rynek CNG rozwija się najdynamiczniej w Europie. Pieczę nad całym procesem sprawuje Czeska Izba Gazownicza (CGA – *Czech Gas Association*), która co roku prezentuje dokonania wszystkich wyżej wymienionych stron na konferencji. Podczas konferencji zostały przedstawione nowe rozwiązania techniczne oraz organizacyjne, które pozwolą na przygotowanie jeszcze lepszej oferty produktowej dla potencjalnych klientów i jeszcze szybszy rozwój rynku CNG w Czechach. Jedną z najciekawszych była propozycja przygotowana wspólnie przez dostawcę gazu ziemnego – firmę E.ON oraz dostawcę pojazdów z fabryczną instalacją CNG – Mercedes-Benz. Osoba kupująca taki pojazd może otrzymać za darmo w użytkowanie domowy kompresor CNG, po wcześniejszym zobowiązaniu się do systematycznego odbierania gazu ziemnego przez 4 lata. Ponadto, Czeska Izba Gospodarcza Gazownictwa opracowała katalog pojazdów osobowych i ciężarowych różnych producentów (Skoda, Fiat, Volkswagen, Opel, Mercedes, Iveco, Scania), w którym zawarte jest porównanie podstawowych danych technicznych oraz porównanie cen pojazdów na CNG, ON i benzynę. Co ciekawe, podane w katalogu ceny pojazdów na CNG są porównywalne z cenami pojazdów zasilanych olejem napędowym.

Sensację wywołała również prezentacja przedstawiciela centrali koncernu Volkswagena w której przedstawiono wchodzący do produkcji model Up! z silnikiem CNG 1.0 EcoFuel. W zapowiedzi innych modeli, które już niebawem wejdą do produkcji, największe zainteresowanie wzbudził flagowy model koncernu – golf VII generacji.

U naszych południowych sąsiadów istnieje obecnie ok. 40 stacji tankowania CNG (w samej Pradze 6 stacji tankowania) i, co prawda, niewiele ponad 3,5 tysiąca pojazdów, ale dynamika rozwoju rynku CNG jest imponująca.

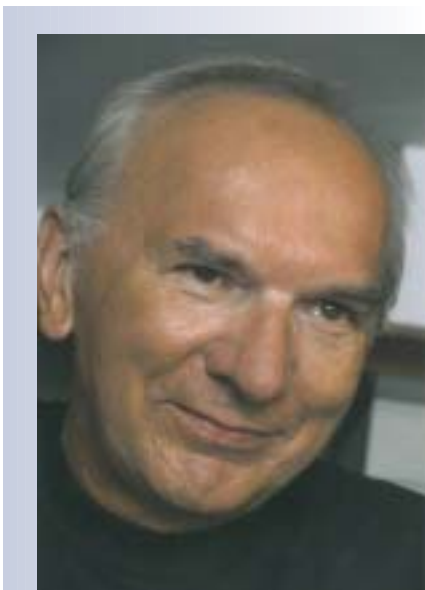
Wojciech Tymiak,
Gazownia Wałbrzyska

Warto wziąć pod uwagę, że realne efekty ekonomiczne są jeszcze lepsze. Wystarczy np. uwzględnić oszczędności, jakie są osiągane z tytułu korzystania z paliwa CNG przez samochody w GK PGNiG SA (kilkaset pojazdów). Do tego można też dodać pozyskiwaną przez OSD marżę handlową z tytułu zainstalowanej mocy oraz przekroczenia tego parametru przez pracujące nierównomiernie stacje CNG. Ważnym elementem jest możliwość wykorzystania wizerunku GK PGNiG SA jako firmy oszczędnej, korzystającej z własnego, ekologicznie czystego paliwa CNG. To właśnie brak zdecydowania i determinacji w zakresie realizacji ekonomicznie opłacalnych projektów powodują, że strategia w zakresie rozwoju rynku gazu ziemnego do napędu pojazdów może nie być zrealizowana. Co więcej, można założyć, że w perspektywnym rynkowo obszarze handlu

paliwem CNG, inny ośrodek będzie odgrywał wiodącą rolę.

A rynek nie znosi próżni. W połowie maja dowiedzieliśmy się, że proponowany w ramach Klastra E-mobil projekt związany z warszawskim MZA może być realizowany przez kogoś innego. Przedstawiciele firmy SOLBUS z Solca Kujawskiego i spółki Gazprom Germania zaprezentowali na konferencji prasowej w zajeździe MZA autobusy miejskie napędzane skroplonym gazem ziemnym (LNG). „Gazowe” modele Solbus Solcity będą przez 6 tygodni udostępnione pasażerom komunikacji miejskiej w Warszawie i kilku innych miastach w kraju.

Można się zatem obawiać, że w ten sposób PGNiG SA będzie stopniowo tracić wiodącą pozycję w obszarze CNG, ograniczając możliwości skutecznego oddziaływania na te procesy w przyszłości, nie wspominając już o wizerunku. ■



Pasjonat fotografii i podróży, zapalony brydżysta, ale z precyzyjnie realizowanym planem zachowania równowagi między życiem zawodowym i osobistym. To pozwoliło Lechowi Bolikowskiemu przez lata pełnić odpowiedzialne funkcje w sektorze energetycznym, a przez ostatnie 20 lat zarządzać finansami w firmie EuRoPol GAZ s.a.

Zawodowiec otwarty na zmiany

Urodzony w podwarszawskiej Falenicy, tam ukończył szkołę podstawową i liceum, nie bardzo myśląc o kierunku dalszej edukacji w przekonaniu, że dokona takiego samego wyboru, jak jego starszy o kilka lat brat. I tak się stało – obaj ukończyli warszawską politechnikę. Ale skłonności Lecha Bolikowskiego do nauk technicznych towarzyszyło zainteresowanie ekonomią, co sprawiło, że zdając na Politechnikę Warszawską – na wydział mechaniczno-technologiczny – wybrał kierunek inżynierijno-ekonomiczny. To była ciekawa kompozycja edukacyjna. Pierwsze dwa lata studiów przebiegały na PW, a pozostałe trzy i pół roku – w warszawskiej SGPiS (dzisiaj SGH). Studia zakończone były pracą magisterską poświęconą gospodarce remontowej w wytwórni sprzętu komunikacyjnego. Zawarte w niej analizy dotyczyły relacji między cyklami remontowymi zalecanymi w resursach producentów urządzeń a praktyką stosowaną w przedsiębiorstwie i co się działo, jeśli się nie przestrzegało zaleceń producenta. Wnioski były takie, że – co prawda – nie wszystkie rebusy były dobrze ustawione, ale ich nieprzestrzeganie powodowało gwałtowny wzrost kosztów utrzymania sprzętu.

Mgr Lech Bolikowski miał okazję w praktyce zastosować wyniki swoich analiz, bo zaraz po studiach dostał trzyletni nakaz pracy w warszawskiej Wytwórni Sprzętu Komunikacyjnego. Tam zajmował się planowaniem i organizacją produkcji, ale przede wszystkim – jak wspomina – poznał zasady funkcjonowania struktur przedsiębiorstwa. Co innego jednak ważyło na tej pracy. Odszukał go promotor pracy magisterskiej i zaproponował pracę. Niestety, nakaz pracy był nakazem i musiał swoje odpracować. Ale po tym okresie, oczywiście, przyjął propozycję swego nauczyciela i przeszedł do Zakładu Remontowego Energetyki w Centralnym Okręgu Energetycznym, gdzie miał zająć się zarządzaniem organizacją produkcji w tym zakładzie. Ale zainteresowanie ekonomią nie minęło. Tym bardziej że poparte było wiedzą z zakresu informatyki. I pojawiła się nowa perspektywa zawodowa. W Centralnym Okręgu Energetycznym wielkim problemem

było gromadzenie i opracowywanie danych z odczytów liczników elektrycznych, co było niezwykle pracochłonne. Lech Bolikowski otrzymał zadanie z informatyzowania tego systemu. Miał do dyspozycji dwa olbrzymie (dosłownie i w przenośni) komputery oraz kilkudziesięciu pracowników, którzy projektowali systemy informatyczne i budowali oprogramowanie. Operacja powiodła się i w 1973 roku z wielką fetą otwarto Okręgowe Centrum Informatyki. – *Ten ośrodek, jak na tamte czasy, był dużym przedsięwzięciem* – wspomina dyrektor Bolikowski. – *I bardzo długo jeszcze pracował. Niby sukces. Ale gdy zorientowałem się, że zerojedynkowe wydruki 24 znakowych zapisów czytam jak powieść, uznałem, że konieczna jest zmiana.*

I ta zmiana się dokonała. Jego zakres obowiązków poszerzony został o analizy finansowe na stanowisku zastępcy dyrektora ds. ekonomicznych i otrzymał zapewnienie od swego dyrektora naczelnego, że obejmie stanowisko dyrektora ds. ekonomicznych zaraz po odejściu na emeryturę dotychczasowego szefa. I tak się stało.

Jako dyrektor ds. finansowych czuł spełnienie, bo wreszcie całkowicie zajął się sprawami ekonomicznymi. Na tym stanowisku doświadczył jednak wielkiego wyzwania – Centralny Okręg Energetyczny stał się realizatorem wielkiej państwowej inwestycji strategicznej, jaką była elektrownia Bełchatów. – *To było wielkie przeżycie* – wspomina dzisiaj. – *Pamiętam pierwszą wizytę w gronie szefów COE w rejonie, gdzie miała powstać elektrownia. Na nasze pytanie, gdzie to będzie, padła odpowiedź: o, tam, gdzie te największe chaszczce. Ale to były takie czasy, że jak zapadła decyzja polityczna, projekt musiał zostać zrealizowany. Bez względu na wszystko. Jako dyrektor finansowy nie musiałem dbać o poszukiwanie finansowania dla projektu, a jedynie odpowiedzialnie rozliczać przyznane przez państwo środki. I elektrownia powstała. Moc zainstalowana Elektrowni Bełchatów w momencie przekazania do eksploatacji ostatniego z bloków 12.10.1988 r. wynosiła 4320 MW. Okazało się zatem, że „oczko w głowie” wówczas rządzących stało się znaczą-*

cym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego. I do dzisiaj nim pozostaje.

Niedługo jednak trwał czas radości z tego sukcesu. W sylwestra tego roku dyrektor Bolikowski usłyszał w radiu, że decyzją premiera Rakowskiego następuje reorganizacja sektora energetycznego i od 1 stycznia likwiduje się okręgi energetyczne. Firma przestała istnieć, a dyrektor Bolikowski został jej likwidatorem. Misję swoją wypełnił, ale jedno zdarzenie było ważne – wręczył angaż swemu dotychczasowemu szefowi na stanowisko dyrektora Zespołu Elektrociepłowni Warszawskich.

Sam jednak musiał szukać pracy. I znalazł ją, z ogłoszenia, w prywatnej firmie Elkomp, obejmując funkcję dyrektora ekonomicznego. To była firma handlowa, sprowadzała *hardware* i *software* informatyczny i sprzedawała w Polsce. Spokojnie odnalazł się w nowej roli w zupełnie nowej dziedzinie. Jak twierdzi guru zarządzania – Jack Welch – tylko niespełna dziesięć procent ludzi biznesu jest odważnych, to znaczy nie obawiają się tego, co nieznanne. Do tego grona zatem można zaliczyć Lecha Bolikowskiego. Po prostu zawodowiec. – *Nie traktuję tego jak komplement* – odpowiada dyrektor na takie określenie. – *To oczywistość, że podstawą sukcesu w czasach wielkich i szybkich zmian jest edukacja, studia podyplomowe i nieustanne samokształcenie. Chęć i zdolność do czerpania wiedzy z różnych źródeł oraz jej zastosowanie w praktyce, to budowanie swojej pozycji konkurencyjnej na rynku pracy.*

To nowe zajęcie nie trwało jednak długo.

W październiku 1989 roku dyrektor Bolikowski został „odszukany” w Elkompie przez energetyków i minister przemysłu powołał go na stanowisko zastępcy generalnego dyrektora Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego (WEiWB). Wspólnota była organizacją grupującą wszystkie kopalnie węgla brunatnego, elektrownie opalane węglem kamiennym i brunatnym, elektrownie wodne, zakłady przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Jej zadaniem było planowanie rozwoju mocy elektrycznej i ciepłej, budowa, rozbudowa, remonty urządzeń wytwórczych i przesyłowych. Wspólnota prowadziła również działalność naukowo-badawczą oraz projektowo-konstrukcyjną. Grupowała ponad 170 jednostek organizacyjnych (zakładów, przedsiębiorstw, instytutów, biur projektowych), a zatrudnienie przekraczało 350 tys. pracowników.

Po rozwiązaniu WEiWB Lech Bolikowski wrócił więc do pracy w Elkompie. I w tym przypadku nie była mu pisana dłuższa praca w tej firmie.

Mniej więcej po pół roku odwiedził go Jan Tylutki, dyrektor naczelny Zespołu Elektrociepłowni Warszawskich, i zaproponował ponownie współpracę, tym razem na stanowisku dyrektora ds. ekonomicznych w Zespole Elektrociepłowni Warszawa. Propozycja została przyjęta. Po półtora roku sprawy przyjęły zupełnie nowy obrót. Dotychczasowy szef przeszedł na emeryturę i rozpisany konkurs na dyrektora naczelnego wygrał Lech Bolikowski. A jednak nie objął tego stanowiska.

Był rok 1991. Do naszego dyrektora in spe zawiął Andrzej Lipko, wówczas kierujący pracą Ministerstwa Przemysłu, z propozycją objęcia funkcji wiceprezesa w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych. Lech Bolikowski przyjął propozycję. Został zastępcą prof. Jana Popczyka w PSE. Warto w tym miejscu przypomnieć, że w tamtych czasach PSE to

był lider słynnej Listy 500 największych przedsiębiorstw w Polsce tygodnika „Życie Gospodarcze”.

Wydawałoby się, że to jest wspaniałe ukoronowanie kariery zawodowej, od początku w sektorze energetycznym, a teraz na samym jego szczycie.

– *Ale jakoś tak się stało* – mówi Lech Bolikowski – *że o ile przez wiele lat związany byłem z jedną firmą, o tyle w okresie przełomu lat 80. i 90. ub.w. zmiana zaczęła rządzić moimi sprawami zawodowymi. Może to swoiste signum temporis.*

I coś w tym chyba jest. Bo już w 1993 roku znowu zaszła zmiana. Z wizytą u wiceprezesa PSE pojawił się Kazimierz Adamczyk, wiceminister przemysłu i handlu, oraz Stanisław Okrasa, wówczas dyrektor departamentu energetyki w tym ministerstwie. – *Opowiedzieli, że pracują właśnie nad dużym projektem z Rosjanami i zapytali, czy nie byłbym zainteresowany uczestnictwem* – wspomina dyrektor Bolikowski. – *Dowiedziałem się, że chodzi o budowę gazociągu łączącego Rosję z Niemcami, ale niewiele więcej. Bez szczegółów. A jednak dostrzegłem atrakcyjność tej propozycji, bo to naprawdę byłoby wielkie wyzwanie. Miałem tylko niepokój, jak żona przyjmie tę informację, bo pewnie nie myślała, że taki sobie sprawię prezent na 50. urodziny.*

Minister Kazimierz Adamczyk nalegał, by decyzja została podjęta jak najszybciej. Pod koniec października zapadła. Na 12 listopada 1993 roku minister Niewiarowski zwołał walne zgromadzenie PSE, na którym odwołano na własną prośbę wiceprezesa Bolikowskiego z zarządu PSE.

I znalazł się w jednym pokoiku w Al. Stanów Zjednoczonych w Warszawie z Kazimierzem Adamczykiem i Stanisławem Okrasą, w którym zaczęli planować zakres działań niezbędnych, by całe przedsięwzięcie ruszyło. Zajmowali się wszystkim – od projektów regulaminów po budowanie struktury przedsiębiorstwa, od świtu do nocy. Nie było przecież formalnie żadnej spółki, nie było zatem pieniędzy, bo akcjonariusze nie mieli gdzie wpłacić. Bieżące koszty pokrywały pożyczki z PGNiG. Ale już 15 grudnia została zarejestrowana spółka pod nazwą EuRoPol GAZ s.a., która miała stać się inwestorem i operatorem słynnego gazociągu jamalskiego.

Na początku działalności spółka dysponowała projektem całej inwestycji, odkupionym od PGNiG, bo to na jego zlecenie był on przygotowywany od dłuższego czasu przez wrocławski Gazoprojekt. Dysponowano decyzją polityczną, że taka inwestycja będzie realizowana. I jednego nie było – źródeł finansowania. To już nie były czasy PRL-u, kiedy decyzja polityczna załatwiała wszystko. Rozpoczęły się trudne negocjacje z bankami. Trudne, bo spółka nie miała historii, nie miała majątku. To, że zakończyły się sukcesem, to zasługa akcjonariuszy. PGNiG był gwarantem kredytów w polskich bankach, a Gazprom w rosyjskich i powiódł się montaż finansowy, zaakceptowany przez konsorcjum banków.

Ruszyły procedury przygotowywania inwestycji, pozyskiwania terenów, uzyskiwania odpowiednich decyzji administracyjnych.

– *Nie ma jednak co ukrywać, że zakończenie tak wielkiej inwestycji w 5 lat w dzisiejszych czasach nie byłoby możliwe* – mówi dyrektor Bolikowski. – *Nie tylko w Polsce, nigdzie,*

ukończenie na str. 58

Gazyfikacja gmin Czernica i Jelcz-Laskowice

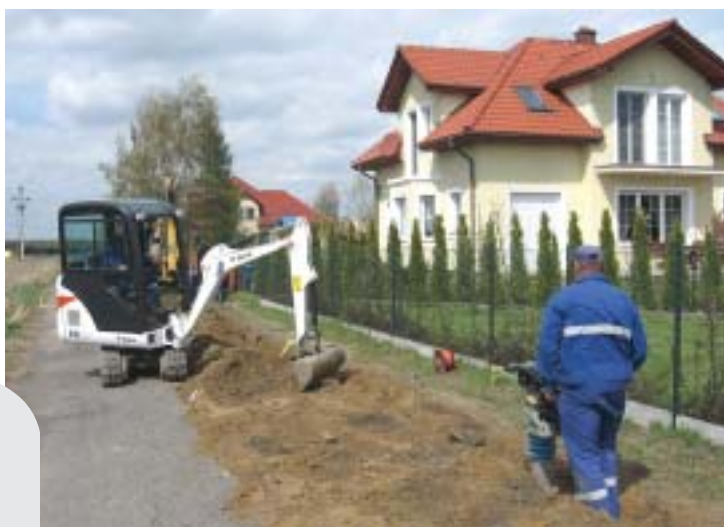
Ryszard Węckowski

Gazyfikacja gmin Czernica i Jelcz-Laskowice jest największym projektem inwestycyjnym realizowanym obecnie przez G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

Obie gminy położone są w województwie dolnośląskim – Czernica w powiecie wrocławskim, zaś Jelcz-Laskowice w powiecie oleśnickim. Pierwsza z nich nie była do tej pory zgazyfikowana, w Jelczu-Laskowicach istniała sieć gazowa należąca do Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o., zasięg jej nie wykraczał jednak poza granice samego miasta, obszary wiejskie nie miały dostępu do gazu sieciowego.

Projekt obejmuje gazyfikację 13 miejscowości w gminie Czernica (Dobrzykowice, Chrząstawa Wielka, Chrząstawa Mała, Kamieniec, Łany, Ratowice, Wojnowice, Nadolice Wielkie, Nadolice Małe, Krzyków, Czernica, Jeszkowice, Gajków) oraz 4 w gminie Jelcz-Laskowice (Łęg, Miłoszyce, Dziuplina i północna część Jelcza-Laskowic).

Historia projektu rozpoczęła się w roku 2006, kiedy to nawiązano pierwsze kontakty z obiema gminami. Gmina Czernica podjęła decyzję o współpracy z G.EN. GAZ ENERGIA S.A. jeszcze w tym samym roku, zaś Jelcz-Laskowice przyłączyły się do projektu dwa lata później, w roku 2008. W tym samym roku ruszyły prace projektowe, a budowa sieci rozpoczęła się rok później.



Pracownicy firmy LOKGAZ Sp. z o.o. podczas budowy sieci gazowej w miejscowości Kamieniec.



Na placu budowy w miejscowości Kamieniec: Arleta Wojciechowska, inspektor nadzoru (G.EN. GAZ ENERGIA S.A.) oraz Bogusław Nader, inżynier budowy (GAZ BUDOWA Sp. z o.o.).

Prace budowlane w ramach projektu realizowane były dotychczas przez firmy LOKGAZ Sp. z o.o., GAZ BUDOWA Sp. z o.o. oraz ZRUG Sp. z o.o. Do grona wykonawców niedawno dołączył także INSTALGAZ Andrzej Szulc. W perspektywie dwóch najbliższych lat przewidziane jest przeprowadzenie jeszcze 12 przetargów na budowę sieci gazowych w poszczególnych miejscowościach.

Jako źródło finansowania inwestycji G.EN. GAZ ENERGIA S.A. wykorzystwała między innymi fundusze unijne. Fragment sieci dosyłowej między miejscowościami Czernica, Jeszkowice i Gajków otrzymał wsparcie w ramach Działania nr 5.2 „Dystrybucja energii elektrycznej i gazu” Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Dolnośląskiego na lata 2007–2013 (wartość dofinansowania 656 680,00 PLN). Dla fragmentów sieci, które zostaną wybudowane w latach 2012–2014 uzyskano dofinansowanie w ramach Działania 10.2 „Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji” Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (wartość dofinansowania 6 838 722,67 PLN).

Dotychczas wybudowano ponad 60 km gazociągów (większość sieci dosyłowej oraz sieci rozdzielczej w miejscowościach Dobrzykowice, Kamieniec i Łany) oraz stację redukcyjno-pomiarową I° o przepustowości 5000 m³/h zlokalizowa-

ną w Jelczu-Laskowicach. Podpisano umowy przyłączeniowe z 1300 klientami, z których 400 odbiera już paliwo gazowe. Gazyfikacja wszystkich miejscowości objętych projektem następować będzie stopniowo do 2014 r. – w miarę uzyskiwania pozwoleń na budowę. Docelowo planuje się budowę 212 km sieci.

Symboliczne rozpoczęcie dostaw paliwa gazowego do gmin Czernica oraz Jelcz-Laskowice nastąpiło 10 maja 2012 r. podczas uroczystości „Pierwszej świeczki”. Udział w niej wzięli przedstawiciele władz samorządowych szczebla powiatowego i gminnego, sołtysi, pracownicy urzędów sprawujących nadzór nad realizacją inwestycji, właściciele oraz kierownictwo firm projektowych i budowlanych biorących udział w realizacji inwestycji, a także Zarząd i pracownicy G.EN. GAZ ENERGIA S.A. Zgodnie z tradycją, kulminacyjnym punktem uroczystości było zapalenie pamiątkowej latarni gazowej.

Uroczystość „Pierwszej świeczki” oznacza zakończenie tylko jednego z etapów gazyfikacji. Jak już wspomniano, prace budowlane potrwać do 2014 r. Równocześnie cały czas prowadzone są działania handlowe mające na celu przyciągnięcie jak największej liczby klientów. Zgodnie z panującą w spółce zasadą „być blisko klienta” w miejscowości Łany utworzono Biuro Obsługi Klienta, którego zadaniem



„Pierwsza świeczka” w Czernicy: dr Bernard Rudkowski, prezes G.EN. GAZ ENERGIA S.A. (z lewej), oraz Stefan Dębski, wójt gminy Czernica na tle pamiątkowej latarni gazowej.



Przed siedzibą Biura Obsługi Klienta w Łanach: Tomasz Bartecki, dyrektor Oddziału Twardogóra (pierwszy z prawej), oraz pracownicy biura (od lewej): Radosław Mozola, serwisant GPT, Alina Głuch, doradca techniczno-handlowy, Marzena Dyla, referent ds. obsługi klienta, i Ewa Marciniak, specjalista ds. obsługi klienta.

jest pozyskiwanie nowych klientów oraz obsługa odbiorców już przyłączonych. Jego pracownicy odpowiedzialni są także za eksploatację sieci gazowej oraz reagowanie w razie awarii. W sytuacjach przekraczających możliwości biura wsparcia udzielają pracownicy jednostki nadrzędnej – Oddziału Twardogóra, którego obszar działania obejmuje województwo dolnośląskie oraz południową część województwa wielkopolskiego.

G.EN. GAZ ENERGIA S.A. liczy, iż gazyfikacja gmin Czernica i Jelcz-Laskowice okaże się trafioną inwestycją. Obie gminy znajdują się bowiem w bezpośrednim otoczeniu aglomeracji wrocławskiej i w związku z tym od dwudziestu lat systematycznie zmieniają swój charakter, stając się miejscem zamieszkania dla osób pracujących we Wrocławiu. Dotychczasowe doświadczenia spółki związane z gazyfikacją gmin leżących w okolicach Poznania wskazują, iż na tego typu terenach bardzo duży odsetek mieszkańców decyduje się na przyłączenie do sieci gazowej. Liczba mieszkańców gminy Czernica, którzy już zdecydowali się na przyłączenie do sieci gazowej potwierdza te założenia. Spółka prognozuje więc, iż w ciągu 20 lat na terenie obu gmin pozyska około 8 tys. klientów. ■





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

dokończenie ze str. 55

bo tak zostało zaostrowane prawodawstwo planistyczne, środowiskowe, własnościowe.

Na uwagę, że niektóre kwestie związane z gazociągami jamalskim do dzisiaj budzą emocje, dyrektor odpowiada: – *To wynika z niewiedzy. Spory dotyczące okoliczności powstania spółki rozstrzygnął ostatecznie Sąd Najwyższy, a niezrozumiała afera medialno-polityczna dotycząca światłowodów „zmarła”, bo wreszcie zrozumiano, że nie było w tym nic nadzwyczajnego. Poważni inwestorzy na całym świecie w momencie planowania tak dużej inwestycji liniowej w oczywisty sposób podpinają do niej światłowody. Grzechem byłoby to zaniedbać. A efektem zamieszania medialnego jest tylko to, że z kilkunastu włókien wykorzystane są tylko cztery do łączności technologicznej. Również spory wokół tzw. drugiej nitki są bezzasadne, bo ten projekt jest wciąż aktualny, a niezrealizowany tylko dlatego, że nie spina się finansowo, bo ewentualna ilość przesyłanego gazu jest dużo niższa niż planowana. Wszystkie te dyskusje można łatwo zamknąć – jakie mielibyśmy dziś zaopatrzenie w gaz, gdyby nie Jamał?*

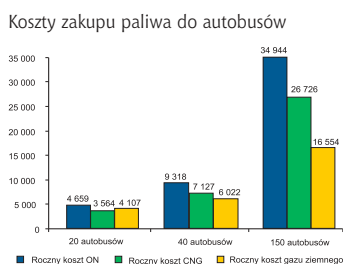
Co ciekawe, ta wypowiedź dyrektora pozbawiona jest emocji, nie jest polemiką z nikim, jest prostym opisem faktów. Warto dodać – faktów z jego bez mała 20 lat uczestnictwa w ich tworzeniu. Na taką uwagę dyrektor reaguje: – *Jakie emocje mogą towarzyszyć opisowi faktów? Te mogły pojawiać się wtedy, gdy fakty się stawały, ale nie dzisiaj. I bywało, że były ostre. Ale to historia. Poczytuję sobie za sukces, że udało mi się uniknąć przenoszenia ich na grunt prywatny, życia rodzinnego. Także dzięki żonie, od ponad 40 lat mojej najbliższej osobie, potrafiłmy pogodzić moje aktywne życie zawodowe z życiem rodzinnym. Zachować nasze pasje podróżowania, nie najgorzej wychować nasze dzieci. Moim kompromisem z pracą było ograniczenie pasji brydżowej. Ale rekompensuję to sobie fotografowaniem, bo mogę je godzić z podróżami. I mam jeszcze satysfakcję, bo publikuję je w wydawnictwach fotograficznych i na portalach tematycznych – foto i podróże.*

To prawda, wystarczy wejść na stronę www.lechbolikowski.foto-kurier.pl, by przekonać się, że podróże od Alaski po Ziemię Ognistą, po Australii i Nowej Zelandii i wielu, wielu innych krajach i regionach świata zostały solidnie udokumentowane. I przekonać się, że zasługiwały na wiele publikacji w czasopiśmie podróżniczych fotograficznych, bo tchną autentyczną fascynacją. ■

Adam Cymer

SPROSTOWANIE

W numerze 4/2011 w artykule Pana Marka Kwasowca – Projekt „Błękitna Linia” zamieszczony został niewłaściwy wykres, za co przepraszamy Autora i Czytelników. Obok podajemy właściwe dane.



dokończenie ze str. 7

łałości na koncesji Murzuq w zachodniej Libii i przygotowaniem prac wiertniczych.

● **27 kwietnia** pierwsi absolwenci z dyplomem technika gazownictwa opuścili mury ZSP nr 3 w Łodzi. Świadectwa ukończenia technikum pod patronatem Mazowieckiej Spółki Gazownictwa otrzymali uczniowie kształcący się w systemie dziennym oraz zaocznym.

● **26 kwietnia.** Elektrociepłownia Stalowa Wola podpisała 26 kwietnia 2012 roku umowę z hiszpańską firmą Abener, generalnym wykonawcą bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli. Kontrakt, o wartości netto 1,57 mld złotych, dotyczy budowy największej w Polsce elektrociepłowni gazowej oraz długoterminowego serwisu turbiny gazowej.

Z MEDIÓW:

- W ocenie prezesa TGE, odpowiednią płynność rynku zyskamy wówczas, gdy na różne transparentne platformy obrotu gazem trafi co najmniej 30 proc. zużywanego w kraju paliwa. Jednocześnie w rozmowie z „Parkietem” prezes deklaruje, że we wrześniu TGE powinna być gotowa do uruchomienia giełdy gazu. („Parkiet” 26 czerwca br.)
- Firmy handlujące gazem ziemnym zostaną zobowiązane do sprzedaży przynajmniej 15 proc. gazu na giełdzie. Takie rozwiązanie przewiduje projekt nowelizacji prawa energetycznego, który trafił już do laski marszałkowskiej. Obligo gazowe ma wejść w życie jeszcze w tym roku. Zostanie nałożone na gaz wysokometanowy, wprowadzany do sieci przesyłowej na granicy kraju, z kopalni, i poprzez terminal LNG. Zobowiązane do jego wykonywania zostaną wszystkie spółki obrotu gazem wprowadzające w ten sposób paliwo. Głównym zainteresowanym jest jednak PGNiG, które wprowadza obecnie do sieci ok. 98 proc. gazu. Jak powiedział w rozmowie z CIRE poseł Andrzej Czerwiński, przewodniczący sejmowej Podkomisji ds. Energetyki, projekt ma być szybką nowelizacją prawa energetycznego, która wejdzie w życie jeszcze przed uchwaleniem tzw. trójpacku energetycznego (cire.pl, 30 czerwca).

Projekt budowy i eksploatacji elektrociepłowni gazowej o mocy 449,16 MW w Stalowej Woli jest realizowany przez Grupę Kapitałową PGNiG i Grupę TAURON poprzez spółkę celową Elektrociepłownia Stalowa Wola, w której partnerzy mają po 50% akcji. Zakończenie inwestycji planowane jest na przełom 2014 i 2015 roku. Elektrociepłownia zostanie oddana do komercyjnej eksploatacji pod koniec II kwartału 2015 roku.

Szacuje się, że blok w Stalowej Woli będzie wytwarzał rocznie około 3500 GWh energii elektrycznej, zużywając 600 mln m³ gazu. – *Elektrociepłownia Stalowa Wola będzie jednym z największych klientów PGNiG SA i pierwszą tak dużą jednostką gazową w Polsce. Inwestycja ta wzmocni pozycję PGNiG jako koncernu multienergetycznego, spowoduje także poważne zmiany w strukturze popytu na gaz. Liczymy, że będą kolejne tego typu projekty, a zapotrzebowanie na gaz ziemny ze strony energetyki w drugiej połowie dekady sięgnie 2–3 miliardów metrów sześciennych rocznie. Jestem przekonana, że planowany przez nas wzrost wydobycia gazu ziemnego, w tym rozpoczę-*

cie produkcji gazu łupków oraz nowe możliwości handlowe sprawią, że ten surowiec będzie coraz bardziej atrakcyjny dla energetyki – zapewnia Grażyna Piotrowska-Oliwa, prezes zarządu PGNiG.

● **19–20 kwietnia** w duńskim Horsens odbyło się nieformalne posiedzenie ministrów ds. energii, poświęcone m.in. tematom dyrektywy o efektywności energetycznej oraz mapie drogowej „Plan działań w zakresie energii do 2050 r.”. Polskiej delegacji przewodniczyła Hanna Trojanowska, podsekretarz stanu w MG.

Wiceminister Trojanowska podtrzymała zastrzeżenie polskiego rządu dotyczące propozycji Parlamentu Europejskiego ws. wstrzymania niezbędnej liczby uprawnień do emisji w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ETS). Tym samym Polska w pełni podzieliła punkt widzenia duńskiej prezydencji i Komisji Europejskiej, że unijne instrumenty, takie jak system ETS, nie powinny być zmieniane za pośrednictwem dyrektywy o efektywności energetycznej.

Wiceminister nawiązała również do „Planu działań w zakresie energii do 2050 r.”, który zakłada m.in. istotny wzrost udziału źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii. Mając na uwadze traktatowe prawo państwa członkowskiego UE do swobodnego kształtowania własnego *energy mix*, Polska uważa, iż decyzje dotyczące zwiększania udziału OZE w bilansie energetycznym (ponad już uzgodniony przez UE 20-procentowy cel do 2020 r.), powinny być podejmowane na poziomie krajowym. Należy również uwzględnić potencjał kraju w tym obszarze i stopień rozwoju danej technologii.

● **13 kwietnia.** Uroczysta inauguracja pierwszej edycji Akademii Energii odbyła się 13 kwietnia 2012 w Sali Notowań Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie. Projekt skierowany



jest do studentów i absolwentów kierunków ekonomicznych, prawnych oraz inżynierskich do 26. roku życia, którzy interesują się energetyką i z tą branżą wiążą swoją przyszłość. Inicjatorem projektu jest Fundacja 2065 im. Leśława A. Pagi, a partnerami m.in. warszawska giełda, TGE, PGNiG SA, OGP GAZ–SYSTEM SA.

● **3 kwietnia.** GAZ–SYSTEM S.A. – wspólnie ze słowackim operatorem przesyłowym Eustream – podpisał umowę na sporządzenie „Studium wykonalności w sprawie warunków realizacji połączenia międzysystemowego pomiędzy Słowacją i Polską”. Zwycięzcą przetargu jest firma GAZOPROJEKT S.A., która w celu wykonania prac podejmie również współpracę z uznaną na świecie firmą doradcą – Ernst & Young oraz słowacką firmą GasTech s.r.o.

● Jak informuje Talisman Energy Polska sp. z o.o., w firmie opracowano kodeks dobrych praktyk operacyjnych Talisman Energy. Są to pierwsze na świecie tego typu zasady, przygotowane

Izba Gospodarcza Gazownictwa zaprasza

- 4 września br. zapraszamy wszystkich zainteresowanych do udziału w jednodniowych **warsztatach szkoleniowych nt. przygotowania i realizacji przetargów.**
- W dniach 17–19 września br. w Sopocie odbędzie się konferencja pt. „**Uwarunkowania rozwoju poszukiwań gazu ze złóż niekonwencjonalnych w Polsce**” pod patronatem Prezesa Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA. W trakcie konferencji przedstawione zostaną m.in. wnioski z prac poszukiwawczych realizowanych przez GK PGNiG oraz dokonana ocena ryzyka związanego z finansowaniem inwestycji poszukiwawczo-wydobywczych. Omówione zostanie również otoczenie prawne i regulacyjne w tym zakresie oraz kwestie dotyczące akceptacji społeczności lokalnych dla prac poszukiwawczych. Szersze informacje o konferencji dostępne są na stronach internetowych IGG.

i wdrożone przez firmę poszukującą gazu łupkowego. – *Zrównoważony rozwój to nie tylko slogan, to sposób, w jaki planujemy i prowadzimy biznes* – powiedział Tomasz Maj, dyrektor zarządzający Talisman Energy Polska. – *W tym roku nasze wysiłki w zakresie odpowiedzialności korporacyjnej zostały docenione przez Dow Jones Sustainability Index oraz Jantzi Social Index, a Talisman Energy znalazł się w gronie 50 kanadyjskich firm z tytułem „Best Corporate Citizens” przyznany przez magazyn „Corporate Knights”.*

X Jubileuszowe Mistrzostwa Polski Branży Gazowniczej i Naftowej w Rowerach Terenowych o Puchar Prezesa PGNiG S.A.
oraz V Jubileuszowy Rajd Pieszy i XIII Rajd Konny

Bieszczady
13-16 września 2012

Zapisy i informacja na www.alpejczyk.pl

PGNiG Alpejczyk

Patronat medialny: wiadomości CIRE



GAZ-SYSTEM S.A. jest spółką zapewniającą bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz integrację systemów przesyłowych w Europie.

W 2011 roku GAZ-SYSTEM S.A. ukończył budowę gazociągu Włocławek-Gdynia, Tłocznii Gazu w Goleniowie oraz Tłocznii Gazu w Jarostawiu. Spółka uruchomiła także nowe połączenie międzysystemowe Polska-Czechy. Została również zakończona rozbudowa systemu przesyłowego na Dolnym Śląsku, dzięki czemu możemy sprowadzać do Polski dodatkowe ilości gazu przez punkt w Lasowie na granicy polsko - niemieckiej.

Inwestycje zrealizowane przez spółkę w 2011 r., wraz z możliwością korzystania z usługi wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim, stworzyły możliwość importu do Polski 30% więcej gazu ziemnego.

GAZ-SYSTEM - system, który łączy



www.gaz-system.pl