

marzec 2009

Przegląd gazowniczy

nr 1 (21)

cena 14 zł (w tym 7% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

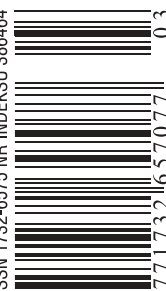
**Rozmowa z Joanną Strzelec-Łobodzińską,
wiceministrem gospodarki**

Regulacja rynku gazu w UE

Temat wydania:

**DYLEMATY
DYWERSYFIKACJI**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464





EXPO-GAS

V Targi Techniki Gazowniczej
KIELCE, 22-23 kwiecień 2009 r.



ZAPROSZENIE

na KONFERENCJĘ

„POLSKIE GAZOWNICTWO. PERSPEKTYWY”

Patronat Honorowy:

Ministerstwo Gospodarki

Aleksander Grad
Minister Skarbu Państwa

Program Konferencji

Środa, 22 kwietnia 2009 r.

10.00 Oficjalne otwarcie Targów

11.00 – 11.05 Otwarcie konferencji „Polskie gazownictwo. Perspektywy”
- Centrum Konferencyjne Targów Kielce (ul. Zakładowa 1)

I blok referatów:

11.05 – 11.35 Zadania państwa i firm energetycznych w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju w perspektywie roku 2030 (Maciej Kaliski, Dyrektor Departamentu Ropy i Gazu - Ministerstwo Gospodarki)

11.40 – 12.05 Miejsce gazu ziemnego w ogólnym bilansie paliwowym (Stanisław Okrasa, Prezes Agencji Rynku Energii)

12.10 – 12.35 Obecne i przyszłe źródła gazu ziemnego w zasięgu polskiego systemu gazowniczego i możliwości ich wykorzystania (Stanisław Radecki, Dyrektor PGNiG S.A.)

12.40 - 13.00 Rozwój sieci transportowej (przesyłowej) Polski i połączeń międzysystemowych (Wojciech Kowalski, Członek Zarządu OGP GAZ-SYSTEM S.A.)

13.00 – 14.15 Przerwa (obiad)

II blok referatów:

14.15 – 15.00 Nowe techniki pomiarowe i 15-lecie Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (Grzegorz Rosłonek, Dyrektor O/CLPB PGNiG)

15.00 – 15.30 Odnawialne źródła energii oparte o gaz (dr Maciej Witek, Politechnika Warszawska)

15.35 – 16.10 Gazownictwo na Ukrainie. Wybrane problemy. (Grigori Babijew, Sekretarz Generalny Ukraińskiej Unii Gazowej)

16.10 – 16.30 Zakończenie Konferencji

19.00 Wieczór plenerowy-ogród Domu Środowisk Twórczych, Pałac T. Zielińskiego

Czwartek, 23 kwietnia 2009 r.

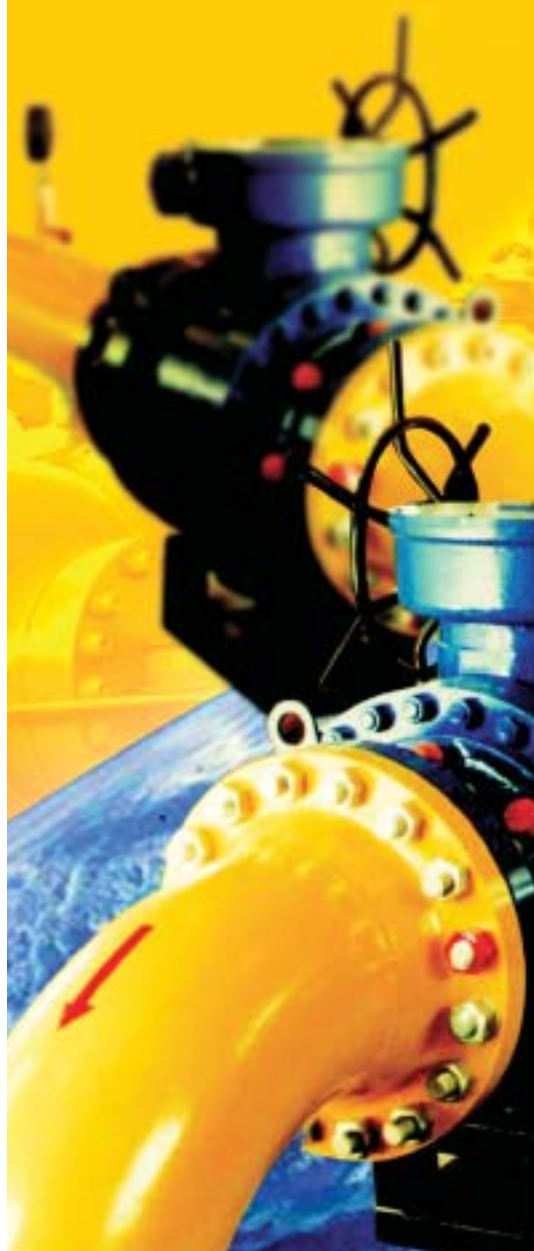
10.00 – 15.00 Warsztaty na temat zastosowania w praktyce przedsiębiorstw gazowniczych regulacji zawartych w pierwszym Standardzie Technicznym IGG: ST-IGG-0601:2008 „Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne.”

19.00 Uroczysta Gala – Podsumowanie Targów EXPO-GAS 2009

Organizator:



Dodatkowe informacje: www.igg.pl



Tradycyjnie już – choć nie jest to dobra tradycja – rok rozpoczęliśmy od kryzysu gazowego. Nieustające spory polityczno-gospodarcze Rosji i Ukrainy sprawiły, że gaz przestał płynąć do Polski i wielu krajów europejskich, budząc wielkie zaniepokojenie nie tylko w krajach dotkniętych brakiem dostaw, ale w całej Unii Europejskiej. I znowu ożyła europejska



debata nad bezpieczeństwem energetycznym i koniecznością uwolnienia się od dominującego dostawcy gazu ziemnego – Rosji. W Polsce kwestia ta została już przesądzona przed paroma laty, gdy zapadła decyzja o dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia, wskazująca na konieczność budowy terminalu LNG i nowego gazociągu Baltic Pipe. Jak wskazują kolejne perturbacje z dostawami gazu, decyzja zasadna. Względnie ograniczony wpływ kryzysu rosyjskiego na sytuację na polskim rynku – krajowe zasoby gazu, kilka tras dostaw, nie tylko przez Ukrainę, znaczne rezerwy magazynowe – wskazuje, że jesteśmy w relatywnie dobrej sytuacji. A zatem wszystkie decyzje inwestycyjne, zmierzające w kierunku dywersyfikacji, nie są wymuszane bieżącą sytuacją i nie muszą być podejmowane pod presją czasu. Mogą być przygotowywane na solidnych fundamentach merytorycznych i rzetelnej kalkulacji kosztów. Kwestie te uczyniliśmy „tematem wydania” bieżącego numeru „Przeglądu Gazowniczego”. W dyskusji redakcyjnej, znawcy rynku gazowego w Polsce i na świecie analizują wszystkie aspekty problemu dywersyfikacji, wskazują na szanse i zagrożenia projektów inwestycyjnych, podkreślając, że decyzje w tej sprawie powinny być podporządkowane interesom polskiej gospodarki, a więc powinny mieć charakter nie tylko polityczny, ale również biznesowy. Głos ten współbrzmi z wypowiedziami administracji rządowej, która podkreśla konieczność wnikliwych analiz ekonomicznych i przygotowania niezbędnych instrumentów prawnych, poprzedzających decyzje inwestycyjne. Najważniejsze jest jednak to, że przy tworzeniu programu budowania bezpieczeństwa energetycznego toczy się dialog pomiędzy przedstawicielami rządu i sektora energetycznego, w tym gazowego. Jak twierdzi w wywiadzie dla naszego kwartalnika Joanna Strzelec-Łobodzińska, wiceminister gospodarki, dialog ten nabrał wręcz charakteru instytucjonalnego, bo zespoły ekspertów – naukowców i praktyków z branży energetycznej – na stałe współpracują z ministerstwem, by strategia dla sektora była najpełniejsza i najbliższa realiom polskiego rynku.

Adam Cymer
redaktor naczelny



W imieniu Rady Programowej
oraz zespołu redakcyjnego
życzymy Czytelnikom
i Współpracownikom
radosnych świąt wielkanocnych

Rada Programowa

przewodniczący

Mieczysław Menżyński

wiceprzewodniczący

Cezary Mróz – członek zarządu Izby
Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

Maja Girycka

– Górnośląska Spółka Gazownictwa
Sp. z o.o. w Zabrze

Włodzimierz Kleniewski

– Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Leszek Łuczak

– Wielkopolska Spółka Gazownictwa
Sp. z o.o.

Marzena Majdzik

– Dolnośląska Spółka Gazownictwa
Sp. z o.o. we Wrocławiu

Bożena Malaga-Wrona

– Karpacka Spółka Gazownictwa
Sp. z o.o. w Tamowie

Małgorzata Polkowska

– Operator Gazociągów Przesyłowych
GAZ-SYSTEM S.A.

Andrzej Schoeneich

– dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa

Emilia Tomalska

– Mazowiecka Spółka Gazownictwa
Sp. z o.o.

Katarzyna Wróblewicz

– Pomorska Spółka Gazownictwa
Sp. z o.o. w Gdańsku

Joanna Zakrzewska

– Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa

01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25

tel. (+48) 022 691 87 80

tel./faks (+48) 022 691 87 81

e-mail: office@igg.pl

www.igg.pl

Przygotowanie i opracowanie redakcyjne:

Fundacja Klubu 500

00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26

tel. (+48) 022 628 06 28, 625 56 04

tel./faks (+48) 022 628 83 92

e-mail: klub500@klub500.org.pl

lub sekretariat@nzg.pl

Redaktor naczelny: Adam Cymer

tel. kom. 0 602 625 474

e-mail: cymer@nzg.pl

Projekt graficzny:

Jolanta Krafft-Przeździecka

DTP: BARTGRAF

Ewa Książopolska-Bisińska

tel. (+48) 022 625 55 48

e-mail: bartgraf@nzg.pl

S p i s t r e ś c i

TEMAT WYDANIA

- 10 **Dylematy dywersyfikacji** – dyskusja redakcyjna wokół programu inwestycyjnego w sektorze gazowym z udziałem: Bogdana Pilcha, Andrzeja Piwowarskiego, Stanisława Trzopa oraz Andrzeja Cylwika.
- 14 **Kryzys gazowy w działaniach administracji państwowej.** Sławomir Lizak, pracownik Ministerstwa Gospodarki, omawia rządowe instrumenty działania w sytuacjach kryzysowych.
- 16 **Kryzysowe problemy Gazpromu** prezentuje w korespondencji z Moskwy Jeremi Zarzycki.

NASZ WYWIAD

- 18 **Stawiamy na inwestycje w rozwój krajowego rynku gazu** – mówi Joanna Strzelec-Łobodzińska, wiceminister gospodarki.

PUBLICYSTYKA

- 20 **Regulacja działalności gazowniczej w Unii Europejskiej.** Jan Winter analizuje rozwiązania prawne UE dotyczące rynku gazu.
- 24 **Być pewnym, znaczy zmierzyć.** Grzegorz Rosłonek omawia 15 lat doświadczeń Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego.



18

REPORTAŻ

- 28 **Multimedialna ekspozycja gazownicza w Bóbrce.** Bożena Malaga-Wrona prezentuje projekt nowych rozwiązań wystawienniczych w pawilonie gazowniczym muzeum w Bóbrce.

PGNiG SA

- 30 **Szansa gazowych megawatów.** Piotr Pogodny rozważa scenariusze rozwoju energetyki opartej na gazie.

GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 32 **Kradzieże gazu cz. III.** Wojciech Gonera z Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa omawia aspekty prawne tego problemu.
- 34 **Śląski Oskar 2008 dla GSG.** Maja Girycka relacjonuje uroczystość przyznania GSG najbardziej prestiżowej śląskiej nagrody.



28

- 36 **GIS – nowoczesny system zarządzania.** Bożena Malaga-Wrona z Karpackiej Spółki Gazownictwa omawia wprowadzony w spółce najnowszy system informatyczny.
- 38 **Strategia spółki.** Maciej Rembiś i Dariusz Korytkowski z Mazowieckiej Spółki Gazownictwa omawiają przyjęty w spółce program rozwoju.
- 40 **Inteligentne przyłącze gazowe?** Stanisław Łętowski i Adam Kielak z Pomorskiej Spółki Gazownictwa omawiają technologiczne aspekty współpracy z gdańską Grupą Lotos.
- 42 **Nowy gazociąg.** Józef Szulc z Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa omawia najnowszą inwestycję – gazociąg z Trzemeszna do Witkowa pod Gnieznem.

GAZ-SYSTEM S.A.

- 44 **Nowoczesne narzędzia informatyczne w sterowaniu ruchem systemów przesyłowych** omawia Marcin Czub.

HISTORIA

- 48 **Śladami Eugeniusza Kwiatkowskiego na Lubelszczyźnie i w południowo-wschodniej Polsce** podąża Jacek Jaruga.

OSOBOWOŚĆ

- 50 **Jakość i bezpieczeństwo.** To bez wątplenia wyznaczniki zawodowych pasji Waldemara Boładniuka – pisze Renata Kolimas.

G.EN GAZ ENERGIA S.A.

- 52 **Wdrożenie systemu informacji geograficznej w G.EN Gaz** omawia Michał Szymczak.

SPORT

- 54 **II Mistrzostwa Polski w Piłce Siatkowej o Puchar Prezesa Zarządu PGNiG SA** relacjonuje Paweł Janas.



54

Zdjęcie na okładce – Archiwum GAZ-SYSTEM S.A. Fot. Ryszard Nater



Energię do życia nie tylko od Święta przesyła PGNiG

Ciepłych, przepięknych radością świąt Wielkiej Nocy
oraz pogody ducha i pozytywnej energii na wiosnę.

www.pgnig.pl


Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa



Agnieszka Rudzka

Rok 2009 r. rozpoczęliśmy od organizacji międzynarodowego seminarium (Zakopane, 15–17 stycznia), którego tematem była „Integracja państw unijnych w zakresie bezpieczeństwa dostaw węglowodorów”. W trakcie konferencji dyskutowano m.in. nad pakietem energetyczno-klimatycznym jako wyzwaniem dla polskiego rynku gazowego, aktualnym stanem prac nad polityką energetyczną Polski do 2030 roku. Mówiono także o możliwości magazynowania CO₂ w sferowanych złożach węglowodorów oraz roli Operatora Systemu Magazynowego w Polsce jako ważnego elementu bezpieczeństwa energetycznego.

Przed nami Targi EXPO-GAS w Kielcach. Głęboko wierzymy, iż również tym razem staną się one miejscem prezentacji najważniejszych osiągnięć czołowych firm branży gazowniczej. Targom tradycyjnie będzie towarzyszyć konferencja, której hasło przewodnie to „Polskie gazownictwo. Perspektywy”.

W drugim dniu targów osoby zainteresowane zapraszamy do udziału w warsztatach szkoleniowych pt. „Zastosowanie w praktyce przedsiębiorstw gazowniczych regulacji zawartych w ST-IGG-0601: 2008; Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne”. Opracowany przez zespół nr 6 KST, pod kierownictwem Marka Fiedorowicza, standard techniczny ST-IGG-0601: 2008 został zatwierdzony przez KST i przyjęty przez Zarząd IGG w grudniu 2008 r.

Pod koniec grudnia 2008 r. zostały również przekazane do zaopiniowania do wybranych firm członkowskich trzy standardy techniczne opracowywane przez zespół nr 5 KST, kierowany przez Macieja Witka. Są to: 1) ST-IGG-0501: 2009; „Stacje gazowe dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania podstawowe w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania”; 2) ST-IGG-0502: 2009; „Instalacje redukcji ciśnienia i/lub pomiaru gazu na przyłączach. Wymagania podstawowe w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkowania”; 3) ST-IGG-0503: 2009; „Stacje gazowe dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania podstawowe w zakresie użytkowania stacji gazowych”.

W lutym br. został również przekazany do ankietyzacji, opracowany przez zespół Nr 6 KST, standard techniczny ST-IGG-0602: 2008; „Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych – Ochrona katodowa – projektowanie, budowa i użytkowanie”. Informacja o obecnie opiniowanych standardach znajduje się na stronie www.igg.pl.

Ponieważ zależy nam na jak najwyższej jakości opracowywanych dokumentów, bardzo prosimy zainteresowane spółki o zgłaszanie swoich uwag i sugestii do przedmiotowych dokumentów.

W pierwszym kwartale 2009 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa aktywnie uczestniczyła w pracach nad kolejnymi wersjami „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” wraz z opublikowanymi ostatnio załącznikami. Obecnie trwa społeczna debata nad najnowszą wersją rządowe-

go dokumentu, którą można uznać za jedno z dojrzałych opracowań ostatnich lat, określających strategię dla szeroko pojętej energetyki.

Pomimo inicjatyw podejmowanych przez IGG, nie zauważamy znacznego postępu w porządkowaniu prawa energetycznego, do którego (kolejnego) projektu IGG zgłosiła swoje uwagi 4 lutego br. Niestety, opinie IGG nie znalazły uznania wśród przygotowujących projekt dla Rady Ministrów, co utwierdza IGG w przekonaniu, że konieczna będzie dalsza walka o własne prawo gazowe.

Tradycyjnie IGG wkłada również dużo wysiłku w przygotowanie rozwiązań upraszczających inwestowanie w gazownictwie. W ramach „Porozumienia o współpracy”, podpisanego przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa, GAZ-SYSTEM S.A., Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, PSE – Operator Spółka Akcyjna i Towarzystwo Rozwoju Infrastruktury ProLinea, przygotowano „Raport o wpływie uregulowań prawnych na warunki eksploatacji i rozwoju infrastruktury technicznej liniowej sektora paliwowo-energetycznego, decydujących o bezpieczeństwie energetycznym kraju” (skrót „Raportu” znajduje się na stronie internetowej IGG). Wsparliśmy tym samym działania na rzecz przygotowania tzw. specustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie budowy terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz inwestycji związanych z terminalem regazyfikacyjnym skroplonego gazu ziemnego. Mamy nadzieję, że ustawa ta zostanie przyjęta do końca I półrocza 2009 r.

W lutym br. IGG zakończyła ostatecznie prace nad dokumentem „Analiza możliwości zastosowania metody «próby losowej» w celu wtórnej legalizacji gazomierzy miechowych w polskim gazownictwie” oraz „Opracowaniem projektu rozliczeniowej metody energetycznej w systemie dystrybucji gazu w aspekcie polskich warunków klimatyczno-technicznych”, które zostały przedstawione spółkom dystrybucyjnym. Pierwsze opracowanie zostanie wykorzystane do nowelizacji ustawy o miarach, drugie będzie wykorzystane w przygotowywanym w Ministerstwie Gospodarki tzw. rozporządzeniu systemowym.

We współpracy z PGNiG SA i spółkami dystrybucyjnymi przygotowany został raport pt. „Model regulacji działalności dystrybucji paliw gazowych w Polsce”.

Przed nami nowy kwartał, który rozpoczynamy 7 kwietnia Walnym Zgromadzeniem Członków IGG. WZC tradycyjnie dokona oceny działalności IGG za rok 2008 oraz zdecyduje o udzieleniu absolutorium członkom zarządu. W związku z upływem 3-letniej kadencji Zarządu IGG i Prezydium odbędą się wybory nowych władz IGG. Wszystkim członkom władz statutowych składamy serdeczne podziękowania za wsparcie, wkład pracy i zaangażowanie w rozwój IGG.

WZC, podobnie jak w ubiegłym roku, zdecyduje również o przyznaniu odznaczeń honorowych IGG dla osób szczególnie zasłużonych dla branży gazowniczej i IGG.

● **31 marca 2009 r.** oficjalnie ogłoszono przystąpienie PGNiG SA do grona partnerów strategicznych Forum Odpowiedzialnego Biznesu.

Spółki i oddziały Grupy Kapitałowej PGNiG od lat prowadzą działania z zakresu odpowiedzialnego biznesu i zrównoważonego rozwoju zarówno, jeśli chodzi o rynek, jak i miejsce pracy, społeczności lokalne czy środowisko naturalne. Od 2005 roku działa też Fundacja PGNiG SA im. Ignacego Łukasiewicza, realizująca programy wspierające przede wszystkim równe szanse dostępu do edukacji i nauki dzieci i młodzieży. W 2008 roku PGNiG SA ogłosiło nową strategię biznesową dla grupy w perspektywie 2015 roku. To stało się impulsem do opracowania i wdrożenia w grupie kapitałowej również strategii zrównoważonego rozwoju. – *Wdrażając strategię odpowiedzialności społecznej w GK PGNiG, chcemy zagwarantować spójność naszej misji oraz celów biznesowych, społecznych i środowiskowych we wszystkich obszarach aktywności, a także lepiej kształtować i monitorować nasz wpływ na otoczenie* – mówi Michał Szubski, prezes zarządu PGNiG SA. – *Mamy nadzieję, że podejmując ten ważny temat w Grupie PGNiG, skupiającej w swoim portfolio działalności zarówno poszukiwanie złóż, jak i ich eksploatację, sprzedaż i dystrybucję, ogółem kilkadziesiąt spółek, zapoczątkujemy szerszą debatę na temat wyzwań i szans zrównoważonego rozwoju całej branży energetycznej w Polsce. Współpracę z FOB traktujemy zarówno jako szansę na uzyskanie dostępu do wiedzy i narzędzi CSR, które dobrze będą służyły naszej firmie, jak i możliwość dzielenia się własnymi doświadczeniami z branżą.*

● **25 marca 2009 r.** W związku z wypowiedziami Aleksandra Gudzwatego, prezesa PHZ Bartimpex, na temat PGNiG SA w kontekście realizacji projektu gazociągu Bernau–Szczecin, biuro prasowe PGNiG SA poinformowało, że nie jest prawdą, jakoby PGNiG SA było zainteresowane współpracą ze spółką Bartimpex przy tym projekcie. W tej sprawie nie były, i nie są, prowadzone negocjacje z Bartimpexem.

PGNiG SA od 2004 roku, wraz ze spółką VNG, jest zaangażowane w projekt, którego celem jest wybudowanie interkonektora pomiędzy Polską a Niemcami, ale bez udziału podmiotów trzecich.

● **11 marca 2009 r.** W Wierzchowicach rozpoczęła się rozbudowa podziemnego magazynu gazu. Jest to największa tego typu inwestycja w Polsce. Obecnie Wierzchowice mają pojemność 575 mln metrów sześciennych. Po zakończeniu pierwszego etapu inwestycji pojemność magazynu wzrosnie w 2012 roku do 1,2 mld metrów sześciennych, a po zakończeniu drugiego etapu – w 2015 – powinna osiągnąć ok. 2 mld metrów sześciennych pojemności. Docelowo, w zależności od zapotrzebowania na gaz w kraju, pojemność PMG Wierzchowice może wynieść ok. 3,6 mld metrów sześciennych.

● **2 marca 2009 r.** W 2008 roku Grupa Kapitałowa PGNiG osiągnęła zysk netto w wysokości 929 mln PLN, czy-

li porównywalny z rokiem poprzednim. Natomiast w samym IV kwartale 2008 roku GK PGNiG osiągnęła stratę netto w wysokości 310 mln PLN. Największy wpływ na stratę w IV kwartale miał bardzo wysoki koszt zakupu gazu z importu, który nie został zrekomensowany przez obowiązującą taryfę dla paliw gazowych.

GK PGNiG konsekwentnie realizuje zapisy w przyjętej w IV kwartale 2008 roku strategii, tak aby do 2015 roku zwiększyć wydobycie z własnych złóż, zwiększyć pojemność podziemnych magazynów gazu i zdywersyfikować kierunki dostaw. Warto podkreślić, że PGNiG – racjonalizując wydatki w tych segmentach, w których jest to możliwe – nie dokonało redukcji planów inwestycyjnych. Głównie z uwagi na to, iż są one kluczowe zarówno dla rozwoju firmy, jak i poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. Najważniejsze projekty strategiczne to Skanled, zagospodarowanie złóż w Norwegii, a w Polsce budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu oraz budowa nowych kopalni. GK PGNiG w 2009 roku zamierza wydać na inwestycje około 5 miliardów złotych.

● **19 lutego 2009 r.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA podpisało list intencyjny z Wien Energie GmbH dotyczący współpracy w zakresie projektów energetycznych. Wien Energie GmbH jest spółką założoną i działającą w Austrii i posiada doświadczenie oraz specjalistyczną wiedzę w zakresie rozwoju, finansowania i inwestowania w projekty energetyczne oraz budowania i zarządzania takimi projektami w okręgu miejskim Wiednia oraz w innych krajach Europy Środkowej. Strony postanowiły powołać grupę koordynacyjną oraz grupę ekspertów jako platformę dla regularnych spotkań przedstawicieli obydwu stron.

● **16 lutego 2009 r.** PGNiG SA poinformowało, że PGNiG Norway A/S obejmie 25 proc. udziałów w licencji PL419 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Objęcie udziałów w tej licencji odbędzie się na podstawie umowy z Nexen Exploration Norge A/S. Zgodnie z tą umową, PGNiG Norway obejmie 25 proc. udziałów w licencji za symboliczną kwotę 1,00 NOK (równowartość ok. 0,53 PLN). Bezpośrednim operatorem na tej licencji jest Nexen Exploration Norge A/S (30 proc. udziałów), pozostałymi partnerami są PGNiG Norway (25 proc. udziałów), Wintershall Norge ASA (25 proc. udziałów) oraz Edison International Spa (20 proc. udziałów).

W styczniu 2009 r. PGNiG Norway A/S objęło także 30 proc. udziałów w licencji PL350 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym na podstawie umowy ze StatoilHydro Petroleum A/S. Złóża objęte licencją PL350 znajdują się ok. 7–8 km na wschód od złoża Skarv, w którym PGNiG Norway posiada 11,9% udziałów.

● **9 lutego 2009 r.** W związku z potwierdzeniem przez Ministerstwo Spraw Zagranicznych RP śmierci Piotra Stańczaka, uprowadzonego we wrześniu w Pakistanie pracownika Geofizyki Kraków, Zarząd PGNiG SA w imieniu całej firmy oraz Grupy Kapitałowej PGNiG wyraża solidarność i łączy się w bólu z Jego Rodziną oraz Bliskimi.

Piotr Stańczak był pracownikiem Geofizyki Kraków od 1987 roku. Pracował na stanowisku operatora-geofizyka w grupach sejsmicznych. Zarząd PGNiG SA deklaruje udzielenie możliwie szerokiego wsparcia Rodzinie i Bliskim Piotra Stańczaka.

- **29 stycznia 2009 r.** Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA 29 stycznia 2009 r. wyraziło zgodę na sprzedaż – bez przeprowadzenia przetargu – dokumentacji związanej z realizacją projektu Baltic Pipe Operatorowi Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. za kwotę 261 465,68 EUR netto. Dokumentację wykonała duńska firma Ramboll Oil&Gas A/S.

- **28 stycznia 2009 r.** Rada Nadzorcza PGNiG SA powołała Waldemara Wójcika na stanowisko wiceprezesa zarządu ds. górnictwa naftowego PGNiG SA. Wyboru – na kadencję, która trwa do 12 marca 2011 r. – dokonano jednogłośnie w tajnym głosowaniu.

Waldemar Wójcik jest absolwentem Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, Wydziału Wiertniczo-Naftowego, magistrzem inżynierem górnictwa naftowego. Od 1981 roku

16 stycznia 2009 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa wystosowała pismo do Waldemara Pawlaka, wicepremiera i ministra gospodarki, z uprzejmą prośbą i wnioskiem o podjęcie prac legislacyjnych zmierzających do nowelizacji ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw z 25 sierpnia 2006 r. (DzU nr 169 poz. 1200).

Zdaniem IGG, obecny kształt tego aktu prawnego eliminuje z systemu monitorowania niektóre laboratoria, które mogą wiarygodnie zbadać skład CNG jako paliwa do pojazdów. Również Państwowa Inspekcja Handlowa z mocy ustawy pozbawiona jest możliwości wykonywania pomiarów (badań) w wiarygodnym laboratorium, jakim jest Centralne Laboratorium Badawczo-Pomiarowe, stanowiące odrębny samobilansujący Oddział PGNiG SA, i jest odsyłane do „niezależnych” laboratoriów, które w Polsce praktycznie nie istnieją. Jedyne laboratorium spełniające wymogi przepisów w zakresie niezależności i akredytacji jest Laboratorium Instytutu Nafty i Gazu, natomiast laboratoria Orlenu, Lotosu, regionalnych spółek gazownictwa i innych operatorów na rynku paliw płynnych i gazu nie spełniają wymogów ustawy. Sytuacja na polskim rynku jeszcze przez wiele lat będzie się kształtowała tak, że laboratoria akredytowane na badania CNG będą powstawały opierając się na podmiotach operujących na rynku dystrybucji gazu, i PIH będzie musiała zainwestować we własne laboratoria, aby zgodnie z prawem zbudować system monitoringu jakości paliw, szczególnie w segmencie CNG.

IGG złożyła konkretne propozycje nowelizacji obcych przepisów.

pracuje w Sanockim Zakładzie Górnictwa Nafty i Gazu, począwszy od stanowiska referenta w Kopalni Gazu Ziemnego poprzez kierownika zmiany w Oddziale Rekonstrukcji, a następnie kierownika Ośrodka Kopalń w Przemysłu. W latach 1994–1996 był członkiem Rady Pracowniczej PGNiG. Od 2001 roku do dnia powołania w skład zarządu PGNiG SA sprawował kolejno funkcje dyrektora Sanockiego Zakładu Górnictwa Nafty i Gazu w Sanoku oraz dyrektora oddziału PGNiG w Sanoku.

- **16 stycznia 2009 r.** odbyło się uroczyste otwarcie warsztatów szkolnych dla technikum gazowniczego – szkoły pod patronatem Mazowieckiej Spółki Gazownictwa, funkcjonującej w Zespole Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi. Zorganizowano je na terenie Oddziału Zakład Gazowniczy Łódź. MSG przekazała do dyspozycji uczniów salę dydaktyczną, wyposażoną w rzutnik multimedialny, laptopy, szatnię damską i męską, pomieszczenie socjalne, natryski i sekretariat.

- **13 stycznia 2009 r.** PGNiG SA oraz Zakłady Azotowe „Puławy” SA podpisały 12 stycznia 2009 roku porozumienie o wspólnej realizacji projektów inwestycyjnych, opartych na wykorzystaniu gazu ziemnego, w szczególności ze źródeł krajowych. W ramach porozumienia „Puławy” wspólnie z PGNiG rozważą przygotowanie projektów inwestycyjnych, polegających na wykorzystaniu gazu ziemnego, w tym także takich, które mogłyby być usytuowane w innych krajach, w których prowadzona jest eksploatacja złóż gazu. Rozważane są m.in. instalacje zwiększające moce produkcyjne „Puław”, takie jak np. instalacje do produkcji nawozów mineralnych lub innych produktów, które powstają na bazie gazu. Nie wykluczono też realizacji innych projektów inwestycyjnych. Obie firmy ustaliły również, że w przypadku lokalizacji projektu w kraju, „Puławy” będą brane pod uwagę w pierwszej kolejności. Porozumienie zawarto do 31 grudnia 2009 r. i może być przedłużone. W ciągu roku obie spółki określą warunki techniczno-ekonomiczne wykonalności projektu, poziom zapotrzebowania na surowce, w tym zwłaszcza na gaz ziemny, przygotowują biznesplan oraz formę prawną realizacji projektu. Możliwe jest także powołanie spółki kapitałowej z równym udziałem obu firm.

- **10 stycznia 2009 r.** Jacek Kopec, prezes zarządu „Gazomontarz” S.A., odebrał nominację do Złotej Statuetki Lidera Polskiego Biznesu 2008 Business Centre Club. Gazomontaż nominowany został do tej nagrody za skuteczną politykę rozwojową, wyjątkową dbałość o najwyższą jakość prowadzonych inwestycji, a także zaangażowanie w działalność charytatywną.

- **6 stycznia 2009 r.** PGNiG SA poinformowało, że spółka zależna PGNiG Norway A/S obejmie 30% udziałów w licencji PL350 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym na podstawie umowy z StatoilHydro Petroleum A/S. Objęcie udziałów w licencji PL350 musi jeszcze zostać zatwierdzone przez Norweskie Ministerstwo Ropy i Gazu. Złożyła objęte li-

cencją PL350 znajdują się ok. 7–8 km na wschód od złoża Skarv, w którym PGNiG Norway posiada 11,9% udziałów. Licencja pierwotnie została przyznana firmie Statoil ASA, Norsk Hydro Produksjon A/S oraz E. ON Ruhrgas Norge A/S w ramach rundy licencyjnej APA2004 (*Awards in Predefined Areas*). Obecnie bezpośrednim operatorem na licencji PL350 jest E. ON Ruhrgas Norge A/S. Pozostali członkowie licencji PL350 na Norweskim Szelfie Kontynentalnym to E.ON Ruhrgas Norge A/S – 40% udziałów, StatoilHydro ASA – 25% udziałów oraz StatoilHydro Petroleum A/S – 5% udziałów. PGNiG Norway, przyjmując 30% udziałów w licencji PL350, jest zobowiązane do pokrycia 30% kosztów planowanych odwiertów. Złoża objęte licencją posiadają duży potencjał wydobywczy w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego.

- **29 listopada 2008 r.** Podczas uroczystej gali Jacek Kopec, prezes zarządu „Gazomontaż” S.A. odebrał srebrną statuetkę Mazowieckiej Firmy Roku 2008 w kategorii „Infrastruktura Inżynieryjna i Drogowa”. Statuetkę przyznaje Kapituła Związku Pracodawców Warszawy i Mazowsza pod patronatem Adama Struzika, marszałka województwa mazowieckiego. Celem konkursu jest wyłonienie i promocja tych przedsiębiorstw, które, wykorzystując koniunkturę w gospodarce, dynamicznie się rozwijają, zarządzane w sposób nowoczesny kierują się etyką w biznesie, dbałością o pracowników i w których stawia się na jakość i rzetelność. „Gazomontaż” już po raz drugi otrzymał statuetkę Mazowieckiej Firmy Roku.

- **Listopad 2008 r.** BUG Gazobudowa Sp. z o.o. w Zabrzu, jako lider konsorcjum, w skład którego wchodziły jeszcze BN Naftomontaż Krosno i ZRUG Pogórska Wola, zrealizowały w systemie Generalnego Wykonawstwa Inwestycji zadanie pod nazwą „Modernizacja kopalni gazu ziemnego Borzęcin z przystosowaniem do składowania w złożu odpadów”.

Inwestycja prowadzona była przez cały okres budowy na terenie czynnej kopalni, co pociągało za sobą poważne utrudnienia w organizacji prowadzenia robót. Inwestycja miała na celu między innymi zmodernizowanie segmentu osuszania i odsiarczania gazu, a faktycznie segment ten powstał od nowa. Wybudowano również od podstaw segment zatłaczania odpadów, mający na celu – po pełnej analizie fizykochemicznej – przetłaczanie odpadów z osuszania gazu z ośrodków eksploatowanych przez PGNiG Oddział w Zielonej Górze. Tego typu rozwiązania w Polsce zastosowano po raz pierwszy.

Nowo wybudowane rurociągi zatłaczające płyny z oczyszczania do wyeksploatowanych odwiertów, zostały wyposażone w system detekcji nieszczelności z zastosowaniem lokalizatora awarii, pozwalającego na dokładne wskazanie miejsca występowania ewentualnej nieszczelności. Obiekt wyposażono w system monitoringu zdarzeń systemowych, przekazujący na bieżąco do sterowni wszystkie informacje z pracy kopalni.

Projekt oraz wykonanie systemu konsorcjum zleciło firmie Control Process z Tarnowa. Inwestycja – ze względu na swoją złożoność oraz specyfikę zatłaczania odpadów płynnych do wyeksploatowanych złóż gazu ziemnego – miała charakter prototypowy. ■

Przeliczniki zgodne z dyrektywą MID

31 marca 2004 r. została uchwalona dyrektywa nowego podejścia 2004/22/WE w sprawie przyrządów pomiarowych MID (*Measuring Instruments Directive*).



Obecnie obowiązuje okres przejściowy. Do 29 października 2016 roku honorowane są dotychczasowe „zatwierdzenia typu”, ale po tej dacie wszystkie wprowadzane do obrotu przyrządy pomiarowe będą musiały być zgodne wyłącznie z dyrektywą MID. Obecnie, to znaczy w okresie przejściowym, nie ma już możliwości uzyskania „zatwierdzenia typu”.

Dbając o spełnienie parametrów metrologicznych, nakładanych przez dyrektywę MID, firma PLUM skonstruowała przeliczniki do gazomierzy, w pełni zgodne z wymogami dyrektywy, co zostało potwierdzone certyfikatami wydanymi przez jednostkę notyfikowaną. Na terenie firmy funkcjonuje akredytowane przez PCA laboratorium pomiarowe. Zakres akredytacji obejmuje pomiary temperatury, ciśnienia oraz wielkości elektrycznych oraz punkt legalizacyjny przeliczników do gazomierzy, nadzorowany przez Okręgowy Urząd Miar. W firmie prowadzone są metrologiczne testy końcowe przeliczników objętości gazu związane z oceną zgodności zgodnie z dyrektywą MID.

Nowe urządzenia, wprowadzane do obrotu, spełniające wymogi dyrektywy MID, dedykowane są do rozliczeń w małym i średnim przemyśle oraz w organizacjach pożytku publicznego (szkoły, szpitale itp.).

Równoległe do spełniania wszelkich norm międzynarodowych, urządzenia produkowane przez firmę PLUM są wyposażone w protokół transmisyjny GAZMODEM2 i złącza transmisji RS-GAZ2, zgodne z krajowymi standardami zbierania danych pomiarowych i rozliczeniowych.

Dylematy dywersyfikacji

Dotkliwy kryzys w dostawach gazu ziemnego z Rosji – którego doświadczyło wiele krajów europejskich na początku roku – sprawił, że od dawna diskutowany problem bezpieczeństwa energetycznego stał się teraz wielkim wyzwaniem dla Unii Europejskiej. Nikt już nie ma wątpliwości, że konieczna jest budowa bezpieczeństwa poprzez dywersyfikację źródeł zaopatrzenia, by ograniczyć zależność Europy od jednego dostawcy – Gazpromu – uwikłanego w skomplikowane zależności polityczno-gospodarcze z krajami dawnego Związku Radzieckiego.

Problem ten – z powodów historycznych – w znacznym stopniu dotyczy również Polski. Świadomość tego sprawia, że w strategii budowania bezpieczeństwa energetycznego Polski pojawił się program dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia, rozpisany na kilka projektów, które ograniczą naszą zależność od jednego dostawcy.

O tym właśnie programie i związanych z nim wielkich inwestycjach gazowych, redakcja „Przeglądu Gazowniczego” postanowiła porozmawiać w gronie specjalistów. Uznaliśmy bowiem, że łamy naszego pisma są dobrym forum dla wymiany poglądów – nawet kontrowersyjnych – w sprawach najważniejszych dla przyszłości polskiego rynku gazu.

Do udziału w dyskusji zaprosiliśmy: **Bogdana Pilcha**, wiceprezesa Electrabel Polska; **Andrzeja Piwowarskiego** i **Stanisława Trzopa** – ekspertów międzynarodowego rynku gazu, oraz **Andrzeja Cyliwika**, prezesa CASE-Doradcy. Redakcję reprezentował **Adam Cymer**.

Adam Cymer: – Napięcie wywołane gazowym kryzysem rosyjsko-ukraińskim podniosło atmosferę dyskusji na temat bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski. Ale w gronie specjalistów możemy bez emocji porozmawiać, czy poszukując rozwiązania problemu dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia powinniśmy kierować się tylko doktryną bezpieczeństwa czy też brać pod uwagę twardy rachunek ekonomiczny? Czy planując strategiczne inwestycje dywersyfikacyjne – z natury rzeczy rozłożone w czasie – nie powinniśmy równocześnie racjonalizować naszych relacji z rosyjskim partnerem i wykorzystując okoliczności – spadek popytu na gaz, spadek wydobycia i cen tego surowca – starać się wynegocjować nowe, korzystne warunki współpracy, bo w krótkim horyzoncie czasowym są one po prostu konieczne.

Bogdan Pilch: – Rozważania dotyczące dywersyfikacji warto zaczynać od dobrze przygotowanej prognozy zużycia gazu, kilkuwariantowej, i do tego długoterminowej. Oczywiście, im dłuższy horyzont czasu, tym większe prawdopodobieństwo przestrelenia prognozy, ale, generalnie, wszelkie podejmowane działania w zakresie dywersyfikacji muszą być pochodną rzetelnej prognozy przyszłego zapotrzebowania. Jeżeli mówimy o polskich realiach, musimy jasno powiedzieć, że podstawę naszej polityki w tym zakresie określiło porozumienie międzyrządowe Polski i Rosji z 1993 roku i będący jego pochodną długoterminowy kontrakt jamalski. W moim odczuciu, największym błędem dotyczą-

szej polityki w zakresie dostaw gazu – o którym bardzo mało się mówi – w „nowożytnej” historii, od 1990 roku, była re-negocjacja kontraktu jamalskiego, która spowodowała, że poza wymiernymi wielomiliardowymi stratami (podwyżka cen z kontraktu jamalskiego), które Rosjanie bezwzględnie wyegzekwowali od PGNiG w trakcie negocjacji kontraktu krótkoterminowego z 2006 roku, dodatkowo odebrała stronie polskiej inne argumenty, które mogłyby być polskimi atutami w stosunkach z Rosją (punkty dostaw, budowa Jamał II czy stawki przesyłowe dla EuroPol-Gazu). Prawdopodobnie intencją tego niefortunnego porozumienia z Rosjanami było założenie, że obniżenie wolumenu gazu z kontraktu jamalskiego umożliwi zakup brakującego gazu na rynku spotowym lub

krótkoterminowym, bo tam możemy go kupić taniej. Ale rozumowanie, że możemy grać na rynku spotowym przy braku odpowiedniej infrastruktury (połączeń), było niefortunne. I dzisiaj ponosimy tego konsekwencje.

Andrzej Cyliwik: – Mówimy o re-negocjacjach z 2003 roku?

B. Pilch: – Tak, mówię o re-negocjacjach z 2003 roku. Pochodną tych decyzji są konsekwencje finansowe, wymierne i przeliczalne, a na to wszystko nałożyła się nie do końca przemyślana i bardzo chaotyczna polityka dotycząca dywersyfikacji, która – w moim odczuciu – jest polityką błędną w tym znaczeniu, że kreuje ona sprzeczne cele. Dla mnie jednocześnie prowadzenie dwóch projektów dywersyfikacyjnych w tym samym rejonie, czyli projektu LNG i projektu skandynawskiego, jest trudne do uzasadnienia. Twierdzenie, że gaz z tych dwóch źródeł będzie potrzebny, już pomijam aspekt cenowy, jest błędem. Patrząc na ostatnie lata, polityka w zakresie dostaw jest bardzo zła i niekonsekwentna, co może podważać naszą wiarygodność w oczach potencjalnych dostawców. Za dużo w tych planach było polityki tzw. myślenia życzeniowego, a za mało komercji i realiów rynkowych. I dopóki to nie ulegnie zmianie, to przypuszczam, że jeszcze długo będziemy mieli do czynienia z taką sytuacją, z jaką mamy dzisiaj.

Stanisław Trzopa: – Co do infrastruktury i magazynów – ja się, generalnie, zgadzam. Ale z drugiej strony, popatrzmy na



Adam Cymer

rynek brytyjski, gdzie magazyny mają pojemność wynoszącą mniej więcej 5 proc. zużycia. Czy oni mieli kryzys w tym roku? Po prostu poradzili sobie. Więc, oczywiście, magazyny na pewno pomagają, ale to nie może być remedium na wszystko, bo te magazyny trzeba czymś napęlić.

A. Piwowarski: – Ten właśnie temat – dywersyfikacji dostaw gazu do Europy, był przedmiotem dyskusji na sympozjum promocyjnym gazociągu transsaharyjskiego – TSGP. Padło tam następujące pytanie: jeśli ten gaz przejdzie na brzeg śródziemnomorski i dojdzie do Europy, jak daleko będzie mógł być dostarczony? I ja, między innymi, powiedziałem, że będzie z tym problemem. W Europie niemożliwe jest wykorzystanie istniejących systemów gazowych do przesyłu dużych ilości gazu z jednego kraju do drugiego. One były skrojone na miarę, dla landu czy dla konkretnego kraju. I teraz, żeby przesłać duże ilości gazu z jednego kraju do drugiego, to nie wystarczą interkonektory między na przykład gazociągami lokalnymi w Niemczech czy gazociągami lokalnymi na Słowacji. Muszą powstać nowe, duże gazociągi przesyłowe o dużych przepustowościach, które rzeczywiście taką wymianę gazu, w jedną czy w drugą stronę, umożliwią. Podawano przykład gazociągu, który dostarcza gaz z Francji do Szwajcarii, dedykowany gazociąg do tej dużej wymiany międzynarodowej. Uważam więc, że jeżeli strategia budowy nowych dużych gazociągów nie zostanie zrealizowana, o takiej dywersyfikacji za pomocą gazociągów lokalnych – kolektorów trudno mówić. I nie ma co myśleć o solidarności gazowej czy energetycznej w Europie bez takich rozwiązań.

B. Pilch: – Ale wróćmy do kwestii bezpieczeństwa energetycznego. W tej sprawie decyzje podejmuje Rada Ministrów, powołana na okres działania danej opcji politycznej. Trzy, cztery lata to maksimum czasu na jej działanie, podczas gdy plany dywersyfikacji to są projekty wieloletnie, pięcio-, sześćoletnie, nawet więcej. W wypadku energetyki atomowej możemy mówić o minimum 10 latach. A przecież żadna opcja polityczna nie pracuje dla przyszłej opcji. I tu jest błąd. To jest podstawowa wada takiego działania.

A. Cymer: – Wszyscy zgadzamy się, że problem dywersyfikacji to nie tylko kwestia presji politycznej, ale autentyczna potrzeba. To wtedy nie raczej jakiegokolwiek in-



Stanisław Trzop

ne, tylko czysto ekonomiczne powinny decydować o tym, jakie rozwiązania wybieramy, jaka hierarchia celów powinna być wyznaczona, żeby była logiczna.

S. Trzop: – Sytuacja, w której się znajdujemy, wydaje się nie najgorsza. Chcę zwrócić uwagę na parę cyfr. W okresie zimowym sprzedajemy 50–51 mln m³ na dobę. Latem 22–27 mln m³. Nasza maksymalna zdolność to 67–68 mln m³. Ale ja chcę powiedzieć o naszych możliwościach. Nie ograniczając żadnego odbiorcy, możemy do 30 mln m³ wziąć ze zbiorników. I około 6 mln m³ z krajowego wydobycia. To jest 36 mln na dobę. Chcę zauważyć, że w krańcowych sytuacjach, oczywiście, już dzisiaj możemy sobie zabezpieczyć 30 kilka mln metrów sześciennych z własnych zasobów. To jest dużo, nie każdy kraj ma takie możliwości.

A. Piwowarski: – Dywersyfikacja np. we Francji ma na celu nie tylko poprawę bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców,



Andrzej Piwowarski

ale również znalezienie coraz tańszego gazu. Bo jak mają ośmiu czy dziewięciu dostawców z różnych źródeł, to nawet i czasowo mogą wybrać sobie takiego, który w danym momencie oferuje najtańszy gaz. Uważam, że dywersyfikacja powinna mieć tę racjonalność ekonomiczną.

A. Piwowarski: – Według mnie, każdy program dywersyfikacyjny, w każdym kraju, musi zaczynać się od badania rynku. Gas Market Study to jest biblia, która później powoduje całą serię decyzji. I uważam, że nasz projekt LNG jest w pewnym sensie projektem „okastrowanym”. Skoncentrowaliśmy się na realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego, a zapomnieliśmy, że – z drugiej strony – potrzebna nam jest infrastruktura i potrzebny – przede wszystkim – rynek i odbiorcy, którzy za ten gaz zapłacą taką cenę, jaką im będziemy oferować.

B. Pilch: – A propos infrastruktury. Jest rzeczą bezsporną, że każda dodatkowa infrastruktura podnosi bezpieczeństwo, ale każda inwestycja musi mieć uzasadnienie finansowe i ekonomiczne. Można mieć wykorzystanie pojemności magazynów w 30 proc., można mieć dwa terminale, które będą w znikomym procencie wykorzystane, ale to chyba nie o to chodzi. Musimy dbać o optymalizację, musimy patrzeć w sposób komercyjny. Podobnie z dostawami. Każdy dostawca patrzy przede wszystkim na rynek, na zapotrzebowanie i na ceny. Czy my jesteśmy w tym kontekście krajem atrakcyjnym dla producentów? Ceny kształtowane przez miks cenowy są niższe niż w Europie, a więc – z tego punktu widzenia – nie jesteśmy. Jeśli popatrzymy na potencjał wzrostowy rynku, to również nie, bo w energetyce dominuje – i nadal będzie dominował – węgiel. Z tych m.in. powodów wynikają problemy z zapewnieniem kontraktów na dostawy do terminalu LNG.

S. Trzop: – Budowa takiego terminalu ma tylko wtedy uzasadnienie, jeśli zapewnione będą dostawy na odpowiednio wysokim poziomie. Hiszpanie, mający wieloletnie kontrakty na poziomie 20 mld m³ dostaw rocznie, Anglicy czy Holendrzy, związani kontraktami arabskimi, mogą realizować takie inwestycje. Ale Niemcy, widząc, że im ten ekonomiczny bilans nie wychodzi, opóźnili budowę swojego terminalu. A my z tymi 2,5 (3,0) mld m³ chcemy inwestować i konkurować z nimi? Ku-

pując gaz na spocie, musimy być przygotowani, że ceny będą podkrecone. I to jest jedna sprawa. Druga sprawa to lokalizacja w Świnoujściu. Moim zdaniem, jest to lokalizacja bardzo trudna ze względu na oddziaływania transgraniczne. Jesteśmy w UE i przestrzeganie konwencji Espoo, helsińskiej i bałtyckiej, wydaje się nieuniknione. Otrzymanie pozwolenia na użytkowanie po jego wybudowaniu będzie rodzić problemy. Niemcy budują u siebie Nord Stream, z lądowaniem rurociągu niedaleko naszego terminalu, mają również w programie budowy swój *by-pass* OPAL i mogą być przeciwni inwestycji w Świnoujściu. Chyba że pomyślimy o tym, żeby ich wciągnąć w ten biznes, ale oni tego biznesu nie widzą. Poza tym rozprawienie gazu ze Świnoujścia będzie trudne i kosztowne, bo tam mamy rozlewiska rzeczne. Mamy opanowaną technikę kładzenia rurociągu na lądzie, ale na takim podłożu, gdzie mamy pół metra, półtora metra wody, który siedzi w środku łańcucha biznesowego. To znaczy nie mamy jeszcze dostawcy gazu, nie mamy odbiorcy i nie znamy ekonomicznego uzasadnienia dla całego łańcucha biznesowego... A może trzeba postawić pytanie, czy w ogóle powinniśmy budować ten klasyczny terminal odbiorczy, czyli gazoport? Przy wykorzystaniu nowych technologii transportu i rozładunku gazu istnieje możliwość dostarczenia gazu do brzegu Bałtyku w postaci LNG i CNG, gdzie gaz można dostarczyć, rozładować przy brzegu. Oczywiście, trzeba będzie rozbudować system gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, ale to jest konieczne niezależnie od tego, czy to będzie gazoport w Świnoujściu, czy gdzie indziej.

B. Pilch: – Projekt budowy terminalu popierałem od samego początku, ale zwracałem uwagę na błędy, które – według mojej oceny – zostały popełnione na starcie. Podstawowy błąd to był wybór doradców przygotowujących *feasibility study*. PricewaterhouseCoopers to firma konsultingowa bez doświadczenia w tej dziedzinie, która nie rozpatrzyła innych technologii, o których wspominał pan Trzop. Firma SNC Lavalin, projektująca inwestycję, również nie była do tego przygotowana i już dzisiaj mamy tego owoce. Kolejna kwestia to zbyt pociśpieszony wybór lokalizacji z uwzględnieniem zagadnień technicznych, środowiskowych i handlowych. Wybór Świnoujścia był podyktowany planowanym czasem realizacji – na



Bogdan Pilch

2011 rok – krytykowanym przez wszystkich fachowców, którzy uznali go za nierealny. No, ale wzięto pod uwagę to, że Świnoujście zapewni szybszą realizację. Kolejnym dużym problemem jest brak zdefiniowania projektu. Czy projekt LNG to budowa samego terminalu czy to jest cały łańcuch? Czy mówimy o dostępie do gazu, jego zakupie, transporcie, budowie terminalu, czyli regazyfikacji oraz sprzedaży, czy mówimy tylko o budowie terminalu? Bo dla mnie ten projekt, tak jak jest prezentowany, to jest tylko budowa terminalu. No, i wreszcie muszę zwrócić uwagę na brak doświadczonego partnera w realizacji. Było kilku potencjalnych partnerów, którzy proponowali współpracę na dobrych warunkach, o czym wiem, bo moja firma była jednym z możliwych partnerów. Takiej możliwości w ogóle nie wzięto pod uwagę. Również bardzo istotnym zagadnieniem jest nierealny, zmieniający się harmonogram realizacji inwestycji, co podważa wiarygodność projek-



Andrzej Cylwik

tu i w zasadniczy sposób utrudnia uzyskanie kontraktu na LNG. Wszystkie te okoliczności sprawiają, że rokowania co do powodzenia tego projektu są – delikatnie mówiąc – umiarkowane.

S. Trzop: – Przekazanie tego projektu do Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System uruchamia procedurę *open season*. To nie jest jeszcze obligatoryjny dokument w Unii Europejskiej, ale wszyscy starają się przestrzegać stawianych w tym dokumencie wymogów. Uruchomienie takiej procedury i wypracowanie tzw. decyzji podjęcia budowy – w mojej ocenie – przesuwają w czasie termin realizacji projektu i możliwości dywersyfikacji dostaw gazu.

A. Cylwik: – Ja również jestem zdania, że powinien powstać pełen kompleks infrastruktury technicznej, no i, oczywiście, wypracować należy odpowiednie porozumienia handlowe, które powinno się negocjować równolegle, a nawet wyprzedzająco. Popieram ten projekt, przede wszystkim dlatego że wchodzimy nim w główny nurt gospodarki starej Unii. W tej chwili wzrost importu gazu odbywa się za pośrednictwem terminali LNG. Według scenariuszy przyjętych w Unii, dynamika wzrostu importu za pośrednictwem LNG będzie około 50 proc. wyższa niż import gazu za pośrednictwem nowych czy modernizacji starych gazociągów. Zgadzałem się jednak z przedmówcami, że znacznie lepszym miejscem na ten terminal – niż Świnoujście – jest Gdańsk. Argumenty przedstawiane przez niektórych polityków były żenujące.

A może ci, którzy upierali się przy hubie w Świnoujściu, zapatrzeni byli na poprzedni projekt norweski, jakby nie chcąc przyjąć do wiadomości, że sytuacja jest inna. Potrzebujemy raczej rozproszonych źródeł dostaw, a nie koncentracji w jednym miejscu, w dodatku na krańcach Polski.

B. Pilch: – To jest trafna uwaga, a poza tym nie zapominajmy o projekcie gazociągu Nord Stream, którego zakończenie będzie się znajdować około 50 km, może nawet mniej, od Świnoujścia.

S. Trzop: – Byliśmy w końcu ubiegłego roku w Hamburgu, bo tam jest główne biuro, zajmujące się wszystkimi procedurami związanymi z budową Baltic Pipe. Obecnie tam grono prawników postawiło kwestię: podobno budujecie terminal LNG w Świnoujściu. Dlaczego nie zgłosiliście

nam tej budowy i nie macie naszego stanowiska? Cel naszej delegacji był inny i nie zabieraliśmy głosu w tej sprawie. Pamiętam, że gdy wybudowaliśmy terminal LNG w Turcji, korzystanie z wody morskiej do regazyfikatorów spowodowało znaczne obniżenie temperatury wód, a tam warunki są bez porównania lepsze niż na Bałtyku.

B. Pilch: – Z problemem terminalu wiąże się inna kwestia. Czy to jest projekt strategiczny czy komercyjny? Można, oczywiście, jedno z drugim pogodzić, ale u nas rzecz traktuje się pryncypialnie. Ten projekt jest projektem strategicznym, a więc na stronę ekonomiczną nie patrzmy. Ale pytanie pozostaje: jak to sfinansujemy i kto finalnie za to zapłaci? I na to pytanie specustawa nam nie odpowie. Myślę, że zbyt upraszcza się cały ten projekt. Mogę z całą odpowiedzialnością powiedzieć, że zmiana dat, wyznaczanie nowych terminów i bagatelizowanie kwestii finansowania wskazują, że coś jest nie tak. Trudno powiedzieć, że jest to projekt dobrze zarządzany.

A. Piwowarski: – To będzie jedną z przeszkód podpisania kontraktu na dostawę. Nikt nie będzie poważnie traktował tak nieprecyzyjnego projektu.

A. Cymer: – Ale logika naszej rozmowy każe postawić pytanie: brnąć w to czy poszukać innych rozwiązań?

B. Pilch: – Moje zdanie jest takie, że za duże środki już zostały na to przeznaczone, żeby z tego projektu zrezygnować. Natomiast nie wykluczałbym prowadzenia jakichś prac przygotowawczych nad alternatywną lokalizacją. Żeby nie tracić czasu. W tej fazie nie są to stosunkowo duże nakłady, a one gwarantowałyby, że w razie problemów w Świnoujściu (uzgodnienia transgraniczne, zgody środowiskowe itd.) można byłoby wejść do Gdańska. Natomiast sam projekt terminalu LNG, wszyscy tu jesteśmy zgodni, jest potrzebny. Bo to jest jedyna realna szansa dywersyfikacji w znaczeniu dostępu do innego producenta. Jeśli mówimy o dywersyfikacji źródeł, LNG wydaje się jedynym rozsądnym rozwiązaniem.

A. Cymer: – Wróć jeszcze do wątku, który już się pojawił, ale nie został zamknięty. Jest projekt LNG, ale bardzo okrojony, bo nie obejmuje porozumień handlowych na dostawę i prognoz rynku zbytu. W tym horyzoncie czasowym, który został wyznaczony, nie ma żadnych

szans, żeby połączyć wszystkie te elementy w cały proces.

B. Pilch: – Tu jest pies pogrzebany. Kluczem powinien być kontrakt długoterminowy. W moim odczuciu, został popełniony błąd, że cały nacisk poszedł na realizację projektu LNG, czyli na infrastrukturę, natomiast zaniedbano kontrakty. I w tej chwili trzeba odpowiedzieć na pytanie: czy bez kontraktu długoterminowego można podjąć decyzję inwestycyjną? Jeśli tak, jest to wtedy obarczone – zwłaszcza w obecnej sytuacji na rynkach finansowych – bardzo dużym ryzykiem. Przewiduję trudności ze sfinalizowaniem finansowania dla takiego projektu. Chyba że państwo udzieli jakichś gwarancji, czego nie można wykluczyć, ale to też wydaje się mało prawdopodobne, patrząc na uwarunkowania prawne, narzucane choćby przez dyrektywy unijne. Według mnie, decyzja inwestycyjna powinna być podjęta tylko przy jednym założeniu: że mamy gwarancje dostaw przynajmniej na znaczący procent przepustowości. W innym przypadku mogą to być wyrzucone pieniądze. Nie zapomnijmy przy tym, że terminal to jest może 25 proc., może 30 proc. całych kosztów projektu (budowa nowego falochronu, rozbudowa sieci przesyłowej itd.). Całościowe koszty są olbrzymie i może się okazać, że wybudujemy sobie zabawkę, której nie będziemy mogli wykorzystać.

A. Cymer: – Podjęto już taką decyzję.

B. Pilch: – Decyzja inwestycyjna jest wtedy, kiedy mamy podpisany kontrakt EPC na realizację inwestycji, zezwolenie na budowę i można ją uruchomić. M. Woźniak, doradca premiera, powiedział w „Rzeczpospolitej”, że pierwsza łopata będzie wbita na budowie terminalu LNG w Świnoujściu w maju 2010 r. Według takiego założenia, przetarg na kontrakt EPC musiałby być ogłoszony mniej więcej w połowie tego roku. W mojej ocenie, jest to bardzo mało realne. Powiem więcej – nieprawdopodobne.

A. Piwowarski: – Z praktyki wiemy, że negocjowanie kontraktu na dostawę LNG to dość długa historia. Francuzi uważają, że około 18 miesięcy.

B. Pilch: – Ale mamy jasne deklaracje ze strony rządowej, że kontrakt z Katarzem będzie podpisany w kwietniu. To są oficjalne deklaracje. Ja powiem tylko, że – w mojej ocenie – termin ten jest nierealny, chociaż podpisanie samego kontraktu jest

w obecnej sytuacji dużo bardziej prawdopodobne niż jeszcze kilka miesięcy temu. I niekoniecznie musi to być Katar.

Jednak uważam, że bez kontraktu na dostawę nie powinno się podejmować decyzji o rozpoczęciu inwestycji.

S. Trzop: – Nie wiem, czy zakup gazu w Katarze jest szczęśliwym wyborem. Bo droga transportu jest bardzo długa, ubytki olbrzymie plus opłaty za przejście przez Kanał Sueski. Jak robiliśmy analizę dla inwestycji w Turcji czy dostawy z Kataru, z innych krajów arabskich czy z Algierii, wybór był jednoznaczny – z Algierii. A gdzie Turcja, gdzie Katar, a Polska?

B. Pilch: – Ja też uważam, że gaz z Kataru to nie jest optymalne rozwiązanie, gaz ten prawdopodobnie będzie stosunkowo drogi i często kontrakty z Katarzem nie gwarantują pewności dostaw ze względu na możliwość wykorzystania przez sprzedającego arbitrażu cenowego dla zakontraktowanego gazu. Jeśli doliczymy do tego duże koszty transportu, regazyfikacji, kurs złotego – to w przybliżeniu możemy policzyć, ile ten gaz będzie kosztował.

A. Cymer: – Ale patrząc od strony czysto ekonomicznej, to przy tych parametrach, szacunkowych przecież, trudno będzie znaleźć nabywcę na krajowym rynku.

B. Pilch: – Przechodzimy płynnie do realiów zapotrzebowania, od czego zaczęliśmy całą dyskusję. Na ile prognozy są realne i to nie tylko w zakresie ilości, ale też w zakresie cen. Bo jedno będzie implikowało drugie. Głównym czynnikiem napędzającym popyt ma być energetyka oparta na gazie. Teraz reprezentuję firmę działającą również w branży energetycznej, więc mogę powiedzieć, że analizujemy projekty energetyczne oparte na gazie, których realizacja wydaje się realna w perspektywie roku 2015–2016. Jednakże aspekt dostępności gazu i jego ceny będą kluczowe przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.

A. Cylwik: – Jest jedna szansa dla energetyki gazowej. Bez niej nie będzie w Polsce energetyki wiatrowej. A wiemy, że energetyka wiatrowa to jest największa możliwość osiągnięcia odpowiedniego poziomu mocy ze źródeł odnawialnych. A odnawialne źródła energii musimy wprowadzać.

A. Pilch: – Znów wracamy do wątku czysto komercyjnego i ekonomicznego. Wspomniałem już, że budujemy elektro-
dokończenie na str. 46

Kryzys gazowy w działaniach administracji państwowej

Sławomir Lizak

Przełom lat 2008/2009 i pierwsze tygodnie roku 2009 przyniosły Polsce i znacznej części Europy tzw. kryzys gazowy. W naszym kraju miał on postać obniżonych dostaw, a nawet braku dostaw gazu przesyłanego przez terytorium Ukrainy.

TŁO I PRZYCZYNY KRYZYSU

Do momentu wybuchu kryzysu z kierunku wschodniego dostawy gazu do Polski były realizowane przede wszystkim z Federacji Rosyjskiej, na podstawie „Porozumienia między rządem Rzeczypospolitej Polskiej a rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej”, zawartego 25 sierpnia 1993 r.¹ długoterminowego kontraktu handlowego, który na podstawie powyższego porozumienia zawarły we wrześniu 1996 r. PGNiG SA i OAO Gazprom Export² oraz z krajów Azji Centralnej przez terytorium Ukrainy na podstawie umowy zawartej w listopadzie 2006 r. pomiędzy PGNiG SA a RosUkrEnergo. Spółka, której udziałowcem jest Gazprom, miała wyłączność na import gazu na Ukrainę, pośredniczyła także w dostawach gazu do Europy Środkowej, w tym do Polski.

Formalnie, dostawy gazu w ramach tego kontraktu obowiązują do 1 stycznia 2010 r., z możliwością przedłużenia okresu dostaw o następne 2 lata. Roczna wielkość dostaw gazu, zgodnie z podpisanym kontraktem, wynosi ok. 2,5 mld m³. Jednakże faktyczna realizacja tego kontraktu – zachwiana w trakcie sporu rosyjsko-ukraińskiego – została *de facto* wykluczona wskutek porozumienia zawartego w styczniu br. przez premierów Federacji Rosyjskiej i Ukrainy.

Porozumienie to dało podstawę do zawarcia bezpośrednich kontraktów handlowych pomiędzy Gazpromem a Naftogaz Ukrainy, które m.in. wyeliminowały pośrednika w dostawach gazu na Ukrainę, tj. RosUkrEnergo. Firmę tę pozbawiono również gazu magazynowanego w ukraińskich PMG i zbywanego m.in. do Polski³.

DZIAŁANIA PAŃSTWA WOBEC KRYZYSU

Opisywane wydarzenia, tj. brak realizacji kontraktu przez RosUkrEnergo oraz możliwość wystąpienia deficytu gazu na polskim rynku już w 2009 r., spowodowały konieczność podjęcia działań zarówno przez przedsiębiorstwa energetyczne, jak i organa administracji rządowej.

Działaniem o dłuższej perspektywie jest zawarcie przez PGNiG SA kontraktu na wolumen dostaw, na który opiewał kontrakt z RosUkrEnergo.

Z uwagi m.in. na ograniczone możliwości przesyłu gazu w ramach istniejących połączeń międzysystemowych z Niemcami oraz zakaz reeksportu gazu rosyjskiego przez nabywców europejskich, wydaje się, że najszybszą drogą do zbilansowania zapotrzebowania na gaz będzie zawarcie odpowiedniego kontraktu z Gazpromem. Strona rosyjska jako warunek dostarczenia dodatkowych ilości gazu (ponad wynikające z obowiązujących kontraktów) stawia zawarcie aneksu do ww. porozumienia z 1993 r. między rządem RP a rządem Federacji Rosyjskiej.

W związku z tym minister gospodarki przygotował stosowne dokumenty i wystąpił do prezesa Rady Ministrów z wnioskiem o zgodę na rozpoczęcie negocjacji ze stroną rosyjską.

Ewentualne negocjacje ze stroną rosyjską oznaczają nieznaną czas zakończenia tych rozmów. W tej sytuacji minister gospodarki – jako organ odpowiedzialny za bezpieczeństwo energetyczne kraju – we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi, musiał zareagować od razu w momencie zaistnienia kryzysu objawiającego się ograniczeniem dostaw gazu do Polski.

Znalazły tutaj zastosowanie zasady postępowania organów administracji publicznej i przedsiębiorstw energetycznych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie dostaw gazu ziemnego, określone w ustawie *o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym*⁴, zwaną dalej „ustawą o zapasach”.

Zgodnie z przepisami ustawy o zapasach, w celu przeciwdziałania zagrożeniom związanym z dostawami gazu ziemnego, najpierw podejmowane są działania przez przedsiębiorstwa energetyczne, następnie na szczeblu administracji krajowej, a później – w razie potrzeby – na szczeblu UE.

Działania na poziomie przedsiębiorstw energetycznych:

- a) obowiązek przedsiębiorców – importerów gazu do Polski – opracowania procedur postępowania w przypadku zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego lub nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego przez odbiorców. Określają one sposób uruchamiania dodatkowych dostaw gazu ziemnego z innych źródeł lub kierunków lub zmniejszenia poboru gazu ziemnego przez odbiorców (tj. uruchomienie znajdujących się w dyspozycji przedsiębiorstwa zapasów handlowych oraz zmniejszenie poboru gazu

ziemnego przez odbiorców, zgodnie z zawartymi przez podmiot dostarczający gaz ziemny umowami),
b) obowiązek opracowania i corocznej aktualizacji – przez operatorów systemu gazowego – planów wprowadzenia ograniczeń.

Po wyczerpaniu dostępnych środków przedsiębiorcy zawiadamiają operatora systemu gazowego i odbiorców, z którymi zawarli umowy sprzedaży gazu, o zakłóceniach w dostarczaniu gazu ziemnego lub nieprzewidzianym wzroście zużycia gazu ziemnego przez odbiorców.

Z kolei operator systemu gazowego podejmuje niezbędne działania, mające na celu zapewnienie lub przywrócenie prawidłowego funkcjonowania systemu, m.in. poprzez zgłoszenie ministrowi właściwemu do spraw gospodarki potrzeby wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego, lub wnioskuje do ministra gospodarki o uruchomienie zapasów obowiązkowych.

Oprócz wymienionych powyżej działań, przedsiębiorcy sprowadzający gaz z zagranicy zobowiązani są do przekazywania ministrowi gospodarki informacji o wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz o technicznych możliwościach dostarczenia ich do systemu gazowego, w okresie nie dłuższym niż 40 dni, zweryfikowanych przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego.

Jeżeli opisane działania okażą się niewystarczające, istnieje możliwość podjęcia działań na szczeblu krajowej administracji państwowej, tj. wprowadzenie przez Radę Ministrów – na wniosek ministra gospodarki – ograniczeń w poborze gazu ziemnego, wydanie przez ministra gospodarki decyzji o uruchomieniu zapasów obowiązkowych oraz administracyjne uruchomienie zapasów handlowych.

Zapasami obowiązkowymi gazu ziemnego, tworzonymi przez przedsiębiorców sprowadzających gaz z zagranicy, dysponuje minister gospodarki. Zapasy te mogą być uruchomione przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemów połączonych gazowych niezwłocznie po uzyskaniu zgody ministra właściwego do spraw gospodarki.

Obecnie PGNiG SA zgromadził ok. 296 mln m³ zapasów obowiązkowych, co odpowiada 11 dniom średniego dziennego przywozu realizowanego przez to przedsiębiorstwo. Zgodnie z ustawą o zapasach, docelowo, tj. od października 2012 r., ilość zapasów będzie odpowiadać 30 dniom średniego dziennego przywozu.

Rada Ministrów może, w drodze rozporządzenia, włączyć do zapasów obowiązkowych gazu ziemnego pozostałe zapasy tego gazu, znajdujące się w instalacjach magazynowych na terenie kraju, przewyższające utrzymywane stany obowiązkowe, po zastosowaniu działań polegających na uruchomieniu zapasów obowiązkowych lub wprowadzeniu ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Następnym możliwym krokiem, tj. po działaniach na poziomie przedsiębiorców oraz polskiej administracji, jest uruchomienie mechanizmu wspólnotowego UE, tj. minister gospodarki może wystąpić z wnioskiem do Rady Ministrów o podjęcie działań polegających na zawiadomieniu przewodniczącego Grupy Koordynacyjnej do spraw Gazu lub na wystąpieniu do Komisji Europejskiej z żądaniem zwołania Grupy Koordynacyjnej do spraw Gazu⁵.

W trakcie obecnego kryzysu gazowego rząd skorzystał z jednego z ww. instrumentów – na wniosek ministra gospodarki Rada Ministrów przyjęła dwa rozporządzenia, które umożliwiają operatorowi systemu przesyłowego wprowadzenie na terytorium kraju ograniczeń w poborze gazu ziemnego⁶. Pierwsze z nich upoważniło operatora do stosowania ograniczeń od 7 stycznia br. do 15 lutego br., a drugie przedłużyło ten okres do 30 kwietnia br.

Ograniczeniami mogą być objęci wyłącznie odbiorcy pobierający gaz ziemny w ilości co najmniej 417 m³/h, a więc duży odbiorcy przemysłowi. Odbiorcy ci muszą być jednocześnie ujęci w planach wprowadzania ograniczeń. Zgodnie z ustawą o zapasach, operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązane do opracowania planów wprowadzania ograniczeń. Ww. podmioty informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych określonych w prawie energetycznym. Dzięki temu odbiorcy są w pełni świadomi, jakie ograniczenia mogą być wobec nich wprowadzone.

W okresie obowiązywania ewentualnych ograniczeń operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemów połączonych realizuje obowiązki związane z wprowadzaniem ograniczeń (poprzez ustalanie i podawanie do publicznej wiadomości stopni zasilania), koordynuje działania przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym, innych operatorów systemów gazowych, operatorów systemów magazynowania gazu ziemnego, operatorów systemów skraplania gazu ziemnego oraz dysponuje pełną mocą i pojemnością instalacji magazynowania gazu ziemnego oraz skraplania gazu ziemnego, przyłączonych do systemu gazowego oraz uruchamia zapasy obowiązkowe gazu ziemnego.

Dotychczas (tj. do 5 marca br.) operator systemu przesyłowego nie wprowadził żadnych ograniczeń na podstawie ww. rozporządzeń.

Wprowadzone do tej pory ograniczenia, np. w odniesieniu do ZA Puławy SA oraz PKN Orlen S.A., nie były stosowane na podstawie ww. rozporządzenia, były jedynie ograniczeniami handlowymi, wprowadzonymi przez PGNiG SA w porozumieniu z tymi przedsiębiorstwami.

W trakcie omawianego kryzysu gazowego Polska aktywnie działała również na szczeblu UE, w tym m.in. na forum Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu. W trakcie posiedzenia grupy 9 stycznia br. polska delegacja podkreśliła konieczność przyspieszenia prac nad zmianami w dyrektywie o bezpieczeństwie dostaw gazu (z planowanego roku 2010 na rok 2009), potrzebę rozwoju projektów dywersyfikacyjnych oraz niezbędność zmiany zawartej w tej dyrektywie definicji tzw. poważnego zakłócenia dostaw (z ang. *Major Supply Disruption*).

Obecnie „poważne zakłócenie dostaw” następuje dopiero wtedy, gdy dostawy surowca z państw trzecich na terytorium

UE ulegają obniżeniu o 20 proc. przez co najmniej 8 tygodni. Tak wysoki próg *de facto* czyni ten przepis prawny martwym i bezużytecznym. Rząd RP postuluje zatem, aby miernik uruchamiający wspólnotowy mechanizm kryzysowy odnosił się do sytuacji, w której dane państwo członkowskie jest narażone na ryzyko utraty 50 proc. dostaw z państw trzecich. Ponadto, przewidywalna długość okresu poważnego zaburzenia dostaw gazu powinna być skrócona do „co najmniej sześciu tygodni w okresie letnim” (kwiecień–wrzesień) i „co najmniej czterech tygodni w okresie zimowym” (październik–marzec).

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Stworzony – ustawą o zapasach – system reagowania w sytuacjach kryzysowych na rynku gazu ziemnego okazał się wystarczający w obliczu omawianego kryzysu gazowego. Należy pozytywnie ocenić funkcjonowanie podmiotu odpowiedzialnego za system przesyłowy (OGP Gaz–System SA) oraz PGNiG SA, dysponującego podziemnymi magazynami z dużymi ilościami rezerw handlowych gazu, które były sukcesywnie uruchamiane.

Wydaje się, że niewystarczające są obecnie możliwości działania na szczeblu wspólnotowym. Istnieje potrzeba zacieśnienia współpracy pomiędzy państwami członkowskimi UE, m.in. w ramach Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu (ale ze zwiększonymi kompetencjami), która może umożliwić powstanie na poziomie wspólnotowym skutecznego mechanizmu reagowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw w poszczególnych państwach członkowskich.

Niezależnie od tego, aktualna pozostaje kwestia dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Konieczna jest więc realizacja projektów dywersyfikacyjnych w postaci budowy terminalu LNG oraz gazociągu Baltic Pipe. Kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ma też rozbudowa infrastruktury w sektorze gazu ziemnego, w tym zwiększenie pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu ziemnego. Należy jednocześnie zauważyć, iż posiadane przez Polskę wydobywalne zasoby gazu ziemnego mogą w znaczący sposób przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. ■

Sławomir Lizak

Autor jest pracownikiem Wydziału Gazu Ziemnego Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki.

¹ Z późniejszymi aneksami z 18.02.1995 r. i 12.02.2003 r.

² Obowiązuje do 31 grudnia 2022 r.

³ Pomijam tutaj wciąż trwające spory, czy gaz, którym dysponowało RosUkrEnergo, nadal należy do tej spółki czy do Naftogazu. Oceniam stan faktyczny, który znajduje odzwierciedlenie w braku dostaw gazu do Polski w ramach tego kontraktu.

⁴ Ustawa z 16 lutego 2007 r. (DzU nr 52 poz. 343).

⁵ Grupę utworzono na mocy zaleceń dyrektywy Rady 2004/67/WE z 26 kwietnia 2004 r., dotyczącej środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.

⁶ Rozporządzenie Rady Ministrów z 6 stycznia 2009 r. w sprawie wprowadzenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej ograniczeń w poborze gazu ziemnego dla niektórych odbiorców (DzU nr 1, poz. 6.) oraz rozporządzenie Rady Ministrów z 10 lutego 2009 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie wprowadzenia na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej ograniczeń w poborze gazu ziemnego dla niektórych odbiorców (DzU nr 23, poz. 129.)

Korespondencja z Moskwy

Problemy Gazpromu

Jeremi Zarzycki

Kryzys finansowy wchodzi w kolejne stadia rozwoju zarówno w Europie, jak i Ameryce i Azji. Złowrogo brzmią ogłaszane dane makro- i mikroekonomiczne dla różnych regionów świata i gospodarek poszczególnych państw. Jak w tej złożonej sytuacji prezentuje się gospodarka rosyjska?

Investorzy zwracają szczególną uwagę na wyniki ekonomiczne zwłaszcza Stanów Zjednoczonych, Unii Europejskiej, Chin, Japonii i Rosji. Jak w tej złożonej sytuacji prezentuje się gospodarka rosyjska? Czy ulega wpływom światowego kryzysu finansowego? Jaki wpływ będzie miał w najbliższym czasie światowy kryzys finansowy na rosyjski sektor wydobywania węglowodorów? To pytania, które nurtują wielu ekspertów rynku gazu zarówno w Polsce, jak i na świecie.

Próba analizy wpływu światowego kryzysu finansowego na sektor wydobywania węglowodorów w Rosji jest niezwykle trudna, ponieważ zależy od stopnia zaangażowania środków publicznych przeznaczanych w ramach kolejnych programów antykryzysowych ogłaszanych przez rząd W. Putina. Czy środki finansowe pochodzące z rezerw walutowych Federacji Rosyjskiej będą zaangażowane w programy inwestycyjne Gazpromu – ciągle jeszcze nie jest przesądzone. Sprzedaż tego surowca to ok 13,4% PKB Rosji (dane za 2008 r.) Nic więc dziwnego, że sektor wydobywania węglowodorów jest pod szczególnym „nadzorem” rządu FR, do którego 25 marca został skierowany projekt „Generalnego schematu rozwoju sektora gazowego do 2030 r.”, który opracowała ekspercka komisja pod przewodnictwem Igora Seczina, ministra energetyki. Projekt jest kontynuacją prac rozpoczętych jeszcze w październiku 2008 r., kiedy to powstał przygotowany przez ekspertów „Gazpromu” plan inwestycji w infrastrukturę gazową w latach 2009–2020. W przypadku pierwszego projektu, tzw. gazpromowskiego, który powstawał tuż przed rozpoczęciem „wojny gazowej” pomiędzy Rosją a Ukrainą... obecny, rządowy projekt rozwoju tego sektora powstaje u progu nowej „wojny” dotyczącej uczestnictwa w modernizacji sieci prze-

syłowej gazu na Ukrainie. W marcu w Brukseli podpisano porozumienie pomiędzy UE a rządem Ukrainy dotyczące modernizacji ukraińskiej sieci przesyłowej gazu. W dokumencie tym nie jest wymieniona Rosja, zainteresowana uczestnictwem w tym programie. W odpowiedzi na podpisane porozumienie W. Putin, premier Rosji, zapowiedział możliwość rewizji długoterminowych kontraktów na dostawę gazu do państw UE. Zapowiedział również możliwość umieszczenia w innym niż obszar unijny zamówień na dostawę sprzętu do wydobycia i transportu gazu na sumę ok. 26 mld USD, których zakupy planowane są przez Rosję w latach 2009–2011. Czy jest to więc kolejny etap eskalacji stosunków na linii UE–Moskwa? Wydaje się, że Rosja odebrała aktywność ukraińskiego sąsiada w Brukseli jako „odwet” za konflikt i wstrzymanie dostaw rosyjskiego gazu do państw UE przez sieć przesyłową Ukrainy. Podnoszą się głosy przedstawicieli administracji rządowej i „Gazpromu”, głównego rozgrywającego na rosyjskim rynku gazowym, mówiące o próbie wyeliminowania Rosji z uczestnictwa w tym programie. W środkach masowego przekazu komentatorzy rosyjscy podkreślają rolę i znaczenie Rosji jako kraju zaopatrującego Europę w prawie 160 mld m³ gazu, co jest udziałem ponad 50-procentowym w europejskim zapotrzebowaniu. Sprzedaż gazu ma kapitalne znaczenie dla budżetu rosyjskiego i trudno traktować poważnie płynące z Moskwy groźby ograniczenia współpracy pomiędzy FR i UE – największym obecnie odbiorcą rosyjskiego gazu. Więcej zmartwienia rosyjskim decydom dostarcza fakt, iż zapotrzebowanie na gaz w 2009 r. spadnie o ok. 20%, co potwierdzają dane za drugą połowę lutego i pierwszą połowę marca, odnotowujące spadek wydobycia gazu o 25% w porównaniu z analogicznym okresem 2008 r. Ciągłe niewiadomą jest, jaki wpływ będzie miał obecny kryzys ekonomiczny na popyt tego surowca w najbliższych trzech latach. Pierwsze oznaki spadku zapotrzebowania na gaz w hamującej gospodarce światowej są już widoczne. Następnym problemem jest dług korporacyjny rosyjskich przedsiębiorstw i instytucji, który – według Kudrina, ministra finansów FR – wynosi obecnie ponad 500 mld USD. Tylko w tym roku spłata i obsługa tego zadłużenia wyniesie prawie 90 mld USD i – jak zapowiada rosyjski rząd – bez pomocy finansowej państwa trudno będzie wypełnić zobowiązania przedsiębiorstw rosyjskich wobec zagranicznych kredytodawców. W długu tym uczestniczy również Gazprom, który znaczną część swoich inwestycji w ubiegłych latach finansował kredytem zaciągany w zagranicznych bankach. Kolejnym elementem tej „misternej układanki” są ceny gazu, które – według prognoz – już w drugim kwartale 2009 r. osiągną poziom ok. 270 USD/1000m³, a więc będą relatywnie niższe w stosunku do ubiegłego roku o ok. 32,5%. Reasumując, należy podkreślić, że rynek węglowodorów z powodu globalnego kryzysu ekonomicznego znalazł się w trudnej sytuacji. Spadek zapotrzebowania na ten surowiec w okresie recesji produkcji przemysłowej oraz spadek cen ropy naftowej do ok. 40 USD za baryłkę stawiają pod znakiem zapytania duże projekty inwestycyjne w tym obszarze rosyjskiej gospodarki. Sądzę, że przynajmniej część tych projektów Gazprom będzie zmuszony przełożyć na później, skupiając uwa-

Fot. PAP/EPA – Anatoly Maltsev

gę na sytuacji wewnętrznej firmy. Realną szansę mają te projekty inwestycyjne, którymi rosyjski potentat jest w stanie zainteresować zachodnich partnerów i spowodować ich udział kapitałowy przy gwarancjach rządu FR. Ale wydarze-



Siedziba Gazpromu

nia związane z kryzysem gazowym w styczniu 2009 r. spowodowały spadek zaufania Europy do rosyjskiego partnera. Dziś Unia Europejska rewiduje swoją politykę energetyczną wobec Rosji. Pojęcie „dwersyfikacji dróg tranzytu gazu” zostało połączone – jak się wydaje – na stałe w tej polityce z pojęciem dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia Europy w gaz”. Priorytetem stał się „południowy korytarz” zaopatrzenia Europy w gaz, a więc projekt inwestycyjny pomijający Rosję. Złoża mogące zaopatrzyć europejskich odbiorców w gaz leżą bowiem poza granicami Federacji Rosyjskiej. ■

Stawiamy na inwestycje w rozwój krajowego ryнку gazu

Rozmowa z

JOANNĄ STRZELEC-ŁOBODZIŃSKĄ,
wiceministrem gospodarki



Dobiegają końca prace nad strategicznym dokumentem rządowym – „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku”. Jaką pozycję w tej strategii zajmuje rynek gazu?

Istotną częścią tego dokumentu są załączniki, z których jeden zawiera prognozę zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. W bilansie tym znacząco wzrasta procent energii elektrycznej wytwarzanej na bazie gazu ziemnego. W strukturze nośników energii pierwotnej nastąpi spadek spożycia węgla kamiennego o około 16,5 proc., a brunatnego o 23 proc., a zużycie gazu ziemnego wzrośnie o około 40 proc. Oznacza to, że produkcja energii elektrycznej z gazu wzrośnie z poziomu 4,6 TWh w 2006 roku do 13,4 TWh w 2030 roku, a zużycie gazu z 14,5 mld m³ do ponad 20 mld m³. Przesłanką dla takiej skali wzrostu jest rozwój wysokosprawnych źródeł w technologii parowo-gazowej oraz konieczność budowy źródeł gazowych w elektroenergetyce w celu zapewnienia mocy szczytowej i rezerwowej dla elektrowni wiatrowych, istotnej części bilansu energii, która pochodzić będzie z odnawialnych źródeł.

Znaczący wzrost zużycia gazu ziemnego w energetyce oznacza, że wzrośnie zapotrzebowanie, a więc konieczne będą inwestycje zwiększające możliwości wydobycia krajowego.

W toku konsultacji projektu polityki energetycznej z przedstawicielami tego sektora gospodarki wielokrotnie podnoszono, że konieczne są nowe rozwiązania legislacyjne, które będą wspierały wydobycie krajowe. Zwracano uwagę, że obecny system regulacji nie sprzyja inwestycjom w segmencie wydobywczym. I ta kwestia znajduje rozwiązanie w polityce energetycznej. W programie działań wykonawczych zapisaliśmy systemowe podejście do tego zagadnienia, od opracowania przez administrację publiczną niezależnego audytu zasobów gazu ziemnego, pozwalającego określić rzeczywiste zasoby, których wydobycie może być uzasadnione ekonomicznie, a zidentyfikowane zasoby będziemy chronić przez ujęcie w planach zagospodarowania przestrzenne-

go. W programie działań wykonawczych zapisano, że wypracowany zostanie zupełnie nowy system regulacji całego rynku, ale istotnym jego elementem będzie umożliwienie przedsiębiorstwom wydobywczym uzyskania zwrotu kosztów z tej działalności. Zakładamy, że konieczne będą głębokie zmiany regulacyjne, począwszy od kwestii dostępu do złóż, a więc przekonstruowania procesu koncesyjnego, aż po zezwolenie na uzyskiwanie rynkowych cen wydobywanego surowca. Planujemy opracowanie regulacji prawnych skutkujących przyspieszeniem procesu zagospodarowania udokumentowanych złóż, w tym uproszczenie ścieżki uzyskania koncesji eksploatacyjnych. Jest to zatem złożony proces zmian regulacyjnych, ale konieczny, by w zużyciu gazu wzrastał udział gazu pochodzącego z wydobycia krajowego.

W toku konsultacji założeń polityki energetycznej poruszane były sprawy, które nie łączą się wprost ze strategią dla sektora energetycznego, ale w istotny sposób rzutują na funkcjonowanie firm. Należą do nich na przykład kwestie związane z usprawnieniem procesu inwestycyjnego w zakresie inwestycji liniowych. W Ministerstwie Gospodarki pracuje zespół przygotowujący nowe rozwiązania prawne dotyczące inwestycji sieciowych, które raz na zawsze zlikwidują słynny „inwestorski tor przeszkód”. To są komplementarne prace do przygotowywanej specustawy dotyczącej budowy gazoportu, przyjętej ostatnio przez Radę Ministrów. Zwracamy bowiem uwagę, że nowe rozwiązania prawne powinny usprawniać nie tylko ten jeden proces inwestycyjny – a więc terminal i towarzyszącą mu infrastrukturę – ale wszystkie inwestycje sieciowe w gazownictwie i energetyce.

Obok inwestycji w poszukiwania i wydobycie gazu konieczne jest wspieranie inwestycji w infrastrukturę sieciową.

Logika rozwoju rynku gazu nakazuje, by wszystkie jego segmenty miały szanse stabilnego rozwoju. Polityka energetyczna w programie działań wykonawczych to respektuje, a więc przewidujemy – w krótkim czasie, bo jeszcze w tym roku – opracowanie nowego modelu regulacji dla firm infra-

strukturalnych. W jakimś zakresie te rozwiązania są już obecne w obowiązującym rozporządzeniu taryfowym, ale jego nowa wersja ustali minimum trzyletnie okresy regulacyjne, a więc zwiększy przewidywalność systemu, wprowadzone zostaną modelowe zasady wyznaczania kosztów operacyjnych, zasady kalkulacji amortyzacji oraz wynagrodzenia kapitału na podstawie rynkowej wartości majątku. Dla firm sieciowych ważnym rozwiązaniem będzie opracowanie metodologii przenoszenia części kosztów w opłatach przesyłowych. Rozbudowa infrastruktury gazowej to również kwestia pojemności magazynowych. W tym zakresie również zmodyfikowana polityka taryfowa i regulacyjna stworzą korzystne warunki dla inwestycji poprzez stosowanie podwyższonych stawek wynagrodzenia kapitału zaangażowanego w nowe projekty inwestycyjne. Wskazując na te konkretne projekty zmian, chcę zwrócić uwagę na dwie sprawy. Po pierwsze – dokument rządowy wyznacza krótki okres na wprowadzenie nowych rozwiązań, a zatem zmiany na rynku zauważalne będą już w tym i następnym roku. A po drugie – i to jest chyba najbardziej istotne novum – przygotowując program działań wykonawczych dla polityki energetycznej, powołaliśmy zespół doradców, w skład którego wchodzi eksperci – naukowcy i praktycy – z sektora gazoenergetycznego. Uznaliśmy bowiem, że zapis działań wykonawczych będzie najpełniejszy, jeśli powstanie z udziałem praktyków i specjalistów znających mechanizmy funkcjonowania rynku.

Obok działań zmierzających do wzrostu wydobywania krajowego oraz rozbudowy infrastruktury, jest trzeci zespół zagadnień dotyczących programu dywersyfikacji zaopatrzenia i związanych z tym inwestycji. Czy wszystkie zapowiadane inwestycje – a więc terminal LNG i Baltic Pipe – mają szanse realizacji w zakładanych terminach?

Polityka energetyczna akcentuje konieczność budowy terminalu gazu skroplonego. Trzeba jednak zwrócić uwagę na ogłoszony 13 stycznia br. dokument, przyjęty przez Radę Ministrów, w którym wyraźnie wskazuje się na konkretne inwestycje zwiększające bezpieczeństwo energetyczne. Należą do nich: elektrownia atomowa, nowe pojemności magazynowe dla gazu ziemnego i paliw płynnych, ale też budowa interkonektorów gazowych na zachodzie, gazociągu Baltic Pipe oraz połączenia z gazociągiem Nabucco na południu. Traktując łącznie dokumenty rządowe, mówimy zatem o pełnej skali planowanych inwestycji koniecznych dla dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny, a program działań wykonawczych wskazuje szczegółowy harmonogram ich realizacji. W tych działaniach wykonawczych chciałabym zwrócić uwagę na jeszcze jeden aspekt sprawy. W dokumencie rządowym zapisano, że wspierane będą działania w zakresie poszukiwań i eksploatacji złóż gazu, prowadzonych przez polskie firmy sektora gazowego i naftowego poza granicami kraju, na przykład w szelfie Morza Bałtyckiego. Aktywność zagraniczna polskich firm w ostatnim okresie wzrosła, a więc ten kierunek myślenia o dywersyfikacji też jest istotny, zwłaszcza że w ramach tych działań nie można wykluczyć, iż polskie firmy dokonają zakupu przedsiębiorstw zagranicznych posiadających koncesje na poszukiwania i wydobywanie, co w dobie kryzysu może być atrakcyjną inwestycją.

Wymienione działania mają usprawnić mechanizmy funkcjonowania rynku, sprzyjać inwestycjom, powiększać bezpieczeństwo. Ale czy to wszystko da się pogodzić z obowiązującym prawem energetycznym, o którym mówi się, że powinno być napisane od nowa, a najlepiej, gdyby powstało osobne prawo dla sektora gazowego i sektora elektroenergetycznego.

Główny problem polega na tym, że nie da się implementować założeń polityki energetycznej i działań wykonawczych do obecnie obowiązującego prawa energetycznego, bo dopisywanie kolejnych nowelizacji ostatecznie unieczyni ten dokument. Dlatego w polityce energetycznej zapisano, że to wszystko będzie wprowadzone nową ustawą „Prawo energetyczne”. Docierają do mnie sygnały ze środowiska, że to nowe prawo powinno być podzielone na część elektroenergetyczną i gazową. Nie mam zasadniczych oporów przed takim podziałem, choć wielu twierdzi, że bez mała połowa jego zapisów będzie się powielać. Jedno jest pewne – coś z tym prawem trzeba zrobić, bo powstało w zupełnie innej sytuacji rynkowej, było setki razy nowelizowane i straciło moc stanowienia reguł gry na zmienionym rynku. Sądzę, że po ostatecznym dopracowaniu polityki energetycznej rozpoczniemy prace nad nowym prawem energetycznym w całościowej, uporządkowanej wersji.

Prawo stanowi swego rodzaju konstytucję dla rynku, ale rządzi nim rozporządzenia wykonawcze, ogromna ich liczba, powstające często z opóźnieniem, wywołujące najczęściej kłopoty z ich interpretacją.

Sięgamy do jednego źródła? Mamy prawo energetyczne i tam wszystko jest uregulowane? To niemożliwe, to niewykonalne. A prawo europejskie, które ma prymat? Rozporządzenia w systemie prawa europejskiego są i mniej ich nie będzie, ale będą nowe, dostosowane do nowych rozwiązań ustawowych.

Ale na niektóre rozporządzenia czeka się latami, na przykład na rozporządzenie systemowe od prawie czterech lat...

Jest w trakcie konsultacji wewnątrzresortowych, niebawem trafi do konsultacji międzyresortowych i zostanie opublikowane na stronie Ministerstwa Gospodarki do konsultacji społecznych.

A rozporządzenie dotyczące warunków technicznych, którym powinny odpowiadać sieci gazowe oraz zakresu dozoru technicznego nad gazociągami przesyłowymi, którego projekt czeka na podpis od października 2007 roku?

To są w zasadzie trzy rozporządzenia, z których jedno jest w kompetencji departamentu ropy i gazu, a dwa inne w zakresie kompetencji departamentu rozwoju gospodarki. Powołaliśmy wspólny zespół, prace trwają, bo to są skomplikowane rozporządzenia i mam nadzieję, że niebawem dobiegną końca.

Dziękuję za rozmowę. ■

Rozmawiał **Adam Cymer**

Regulacja działalności gazowniczych w Unii Europejskiej

Jan Winter

Podsektor gazowniczy w całości gospodarki krajów UE odgrywa niezwykle istotną rolę zarówno w stymulowaniu rozwoju poszczególnych krajów, jak i w zakresie powodowania ograniczeń tego rozwoju, wynikających z niedostatecznego rozwoju sektora energii.

Wynika to z okresowo wysokich cen pozyskania nośników energii, powodujących ograniczoną ich dostępność, niedostatecznego rozwoju dróg transportowych i możliwości składowania (magazynowania) nośników energii oraz fizycznej separacji (braku połączeń) sieciowych systemów energetycznych (gaz ziemny, energia elektryczna) krajów UE. Problemem dotychczasowego rozwoju sektora energii stała się również sprawa wzrostu emisji licznych zanieczyszczeń do środowiska, związanych z użytkowaniem coraz większej liczby nośników energii, emitujących groźne zanieczyszczenia.

Odpowiedzią zarówno Unii Europejskiej, jak i poszczególnych krajów wchodzących w jej skład, na przedstawione powyżej ograniczenia i problemy stały się liczne nowe regulacje (w tym prawne), mające wiele celów – nierzadko sprzecznych, między innymi:

- politykę energetyczną oraz program ochrony środowiska UE,
- regulacje w zakresie poprawy efektywności wykorzystywania nośników energii,
- regulacje związane z redukcją emisji zanieczyszczeń oraz wzrostem konsumpcji paliw odnawialnych,
- regulacje w zakresie wspomaganie dywersyfikacji dostaw poprzez rozwój inwestycji związanych z nowymi kierunkami dostaw oraz wspomaganie budowy połączeń interkonektorowych,
- regulacje w zakresie budowy i rozbudowy wspólnej europejskiej sieci energetycznej (elektroenergetycznej i gazowej),
- regulacje w zakresie dostępu (TPA) do sieci przesyłowych i magazynów gazu ziemnego oraz w zakresie możliwości wyboru przez odbiorców gazu ziemnego i energii elektrycznej odpowiednich dostawców.

W agendach Unii Europejskiej – nie tylko w Parlamencie Europejskim i Komisji Europejskiej, lecz również w urzędach regulacji, w wielu stowarzyszeniach i organizacjach, tworzy się dokumenty i akty mające wpływ na działalność przedsiębiorstw gazowniczych, użytkowników sieci gazowych oraz inne, związane z podsektorem gazowniczym podmioty.

Wprowadzane regulacje dotyczą nie tylko tzw. naturalnych monopolii, tzn. przesyłu, dystrybucji oraz magazynowania gazu ziemnego, lecz również innych działalności gazowniczych mających charakter rynkowy, np. sprzedaży gazu ziemnego i usług okołogazowniczych.

Lista prawnych i innych regulacji stosowanych w UE obejmuje między innymi:

- rozporządzenia, dyrektywy i decyzje wydawane przez Komisję Europejską lub Parlament Europejski,
- wytyczne dotyczące dobrych praktyk (z ang. *guidelines*), noty objaśniające (*explanatory notes*), sektorowe inicjatywy (*initiatives*), kontrolę informacji (*inquire*) i inne.

Regulacje unijne bezpośrednio – np. poprzez rozporządzenia – lub pośrednio, przenoszone są do polskiego ustawodawstwa i do praktycznego zastosowania w Polsce. Należy się jednak zastanowić, czy tak wiele regulacji:

- nie wprowadza ograniczeń w zakresie kształtowania rozwoju gospodarki energetycznej (gazowniczej) krajów UE?
- nie odbiera inicjatywy w zakresie rozwoju rynku energetycznego danego kraju rodzimym podmiotom?
- nie ogranicza rynkowych form rozwoju i nie powoduje nadmiernego wzrostu kosztów rozwoju sektora gazowniczego?

POLITYKA UNII EUROPEJSKIEJ – ENERGETYCZNA ORAZ W ZAKRESIE OCHRONY ŚRODOWISKA

Podstawowym celem polityki energetycznej UE jest stworzenie wspólnego, europejskiego i konkurencyjnego rynku gazu ziemnego. Służyć temu mają akty prawne wydawane przez UE, w tym dyrektywy i rozporządzenia, ale też dokumenty niemające mocy prawnej, takie jak zielone księgi, wytyczne, decyzje, zalecenia i opinie.

Za najważniejsze zadanie uznano realizację europejskich gazowniczych centrów handlowych (hubów) oraz połączeń między nimi.

Do tej pory powstało kilka bardzo ważnych hubów, będących w różnych stadiach rozwoju, trwają też prace związane z budową odpowiednich połączeń między nimi. Najważniejsze z nich to:

- Hub National Balancing Point (NBP) w Bacton (Wielka Brytania), będący pierwszym hubem w Europie,
- Hub Zeerbrugge (Belgia),
- Hub Baumgarten (Austria),
- Hub Bunde-Emden (Niemcy)
- Hub Title Transfer Facilities – TTF (Holandia),
- Hub Punto Scambio Virtuale w Mediolanie (Włochy)

W marcu 2007 roku przyjęto zatwierdzoną przez Komisję Europejską „Nową politykę UE – energetyczną oraz w zakresie ochrony środowiska”.

- Zakłada ona realizację tzw. programu „3 x 20” co oznacza:
- 20-procentową redukcję emisji gazów cieplarnianych,
 - 20-procentowy udział paliw odnawialnych w łącznej konsumpcji energii w roku 2020 (obecnie 8,5%),
 - 20-procentową poprawę efektywności energetycznej do 2020 roku.

W celu jej realizacji KE zaproponowała – jako podstawę do tzw. II Przeglądu Strategii Energetycznej UE (SEER II) – 5-punktowy plan bezpieczeństwa energetycznego i solidarności działań (*UE Energy Security and Solidarity Action Plan*), zakładający dla krajów Unii Europejskiej:

- 1) określenie potrzeb w zakresie budowy i rozbudowy infrastruktury gazowniczej oraz dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego,
- 2) ustanowienie właściwych relacji z krajami spoza UE, z których kraje UE pozyskują gaz ziemny,
- 3) rozwój magazynów ropy naftowej i jej produktów oraz magazynów gazu ziemnego, a także stworzenie mechanizmów antykryzysowych,
- 4) poprawę efektywności energetycznej użytkownika gazu ziemnego,
- 5) poprawę wykorzystania źródeł gazu ziemnego, którymi dysponują kraje UE.

Komisja UE zaproponowała również 6 podstawowych priorytetowych działań, w tym 5 dotyczących rozwoju systemów gazowych:

- 1) budowę południowego korytarza gazowego,
- 2) budowę bałtyckiego pierścienia, obejmującego połączenia systemów gazu ziemnego krajów nadbałtyckich wraz z magazynami oraz systemów elektroenergetycznych,
- 3) rozbudowę systemów LNG oraz odpowiednich magazynów LNG,
- 4) budowę pierścienia Morza Śródziemnego,
- 5) budowę interkonektorów pomiędzy centralną a południowo-wschodnią Europą (System NETS) z ustanowieniem wspólnego dla tego połączonego systemu przesyłowego operatora.

KSZTAŁTOWANIE CEN I STAWEK OPŁAT DLA PALIW GAZOWYCH W WARUNKACH REGULOWANEGO RYNKU PALIW I ENERGII

W pierwszych latach naszego stulecia nastąpiły radykalne zmiany w gazowniczych systemach taryfowych stosowanych w Europie, w tym zwłaszcza w krajach Unii Europejskiej.

Zmiany te związane były przede wszystkim z wprowadzonymi wraz z wejściem w życie dyrektywy gazowej¹ zasadami liberalizacji europejskich rynków gazu.

Podstawowym celem wprowadzanych zmian było stworzenie konkurencyjnych zasad prowadzenia działalności gazowniczych na europejskich rynkach gazu poprzez umożliwienie odbiorcom dostępu do sieci gazowniczych oraz magazynów gazu ziemnego, a tym samym stworzenie im możliwości zaopatrywania się w paliwa gazowe od różnych dostawców.

Paradoksalnie, posłużono się przy tym narzędziem sprzecznym z zasadami rynkowymi, wprowadzając silną regulację całego procesu zmian, wyrażoną przede wszystkim powstawaniem instytucji regulacyjnych działających nie tylko w zakresie tzw. naturalnych monopolii (przesyłanie, dystrybucja, magazy-

nowanie), lecz również w zakresie działalności z natury rzeczy rynkowej – obrocie paliwami gazowymi, konkurującymi z innymi nośnikami energii.

Regulacji poddano takie obszary działania przedsiębiorstw gazowniczych, jak:

- 1) **koszty** – wprowadzając obowiązek kalkulowania taryf na podstawie uzasadnionych kosztów, rozdzielonych na różne rodzaje działalności przedsiębiorstw gazowniczych.

Pozostałe problemy – różnie rozwiązywane w różnych krajach:

- jakie koszty powinien uznać Urząd Regulacji (w Polsce prezes Urzędu Regulacji Energetyki) za uzasadnione i co zrobić z tzw. kosztami osieroconymi (*stranded costs*)?
 - jaki rodzaj kosztów przyjąć do kalkulacji taryfowej – księgowo, historyczne, odtworzeniowe, a może marginalne?
 - z jakiego przedziału czasowego należy przyjmować koszty do tzw. bazy kosztów, na podstawie której kalkuluje się ceny i stawki opłat?
 - czy i jak dyskontować koszty i przychody w przypadku określania ich na podstawie 3–5-letniego planu rozwoju? Jaką przyjmować stopę dyskonta?
- 2) **zmiany cen i stawek opłat** w okresie regulacji² – w większości krajów poddano je regulacji nazywanej regulacją bodźcową opartą na metodologii „RPI – X”
 - 3) **zysk na zaangażowanym kapitale własnym przedsiębiorstwa gazowniczego** – w poszczególnych krajach wprowadzono ograniczenia wysokości stopy zwrotu dla różnych działalności przedsiębiorstwa.

W większości krajów UE działalność sprzedaży gazu przestała być regulowana przez urzędy regulacji przynajmniej w zakresie grup odbiorców niebędących gospodarstwami domowymi.

W rozwiązaniach taryfowych stosowanych w krajach Unii Europejskiej najczęściej wykorzystywana jest metodologia *cost of services* (kosztu usług), odpowiednia do nowych aktów prawnych związanych z obowiązkiem rozdziału kosztów gazowniczego na poszczególne rodzaje działalności przedsiębiorstwa oraz do wymagań regulacyjnych.

Specjalną rolę uzyskały taryfy przesyłowe. Generalnie, w większości krajów Unii Europejskiej gazociągi przesyłowe podzielone są na co najmniej dwie kategorie (dwa poziomy), dla których kalkuluje się osobno stawki opłat. W krajowych sieciach przesyłowych (poziom 1), które często spełniają funkcje połączeń tranzytowych, najczęściej stosowane są dystansowe stawki opłat przesyłowych lub stawki typu *entry – exit*.

W regionalnych sieciach przesyłowych (poziom 2) stosowane są również stawki typu *entry – exit*, a niekiedy oparte na metodologii, zwanej metodologią znaczka pocztowego.

W taryfach przesyłowych poszczególnych krajów zróżnicowano dodatkowe opłaty związane z usługą przesyłową. Stosuje się opłaty systemowe, przyłączeniowe oraz za paliwa wykorzystywane w stacjach kompresorowych itd.

Stawki opłat transportowych w taryfach dystrybucyjnych (dla sieci rozdzielczych) z reguły dotyczą tylko niewielkich odbiorców, takich jak gospodarstwa domowe, handel i usługi, drobny przemysł itd. Są one w większości krajów europejskich realizowane jako stawki niedystansowe, określone metodą „znaczka pocztowego” i niezależne od dystansu. Do ustalania tych taryf często wykorzystuje się metodologię cen rynkowych,

ponieważ w wielu krajach powstały giełdy, na których sprzedaje się nie tylko towary (gaz ziemny w różnych postaciach), ale także wiele usług.

W poszczególnych krajach wprowadza się niezależne stawki za magazynowanie w konkretnych magazynach lub w tzw. magazynach systemowych (Niemcy) lub wprowadza się dodatkową usługę kompensowania nierównomierności odbioru gazu.

ZIELONA KSIĘGA

Dokument ten wytycza działania w kierunku bezpiecznej, zrównoważonej i konkurencyjnej europejskiej sieci energetycznej. Ponieważ to brak połączeń między wschodem i zachodem jak również pomiędzy północą i południem Europy ogranicza możliwość dostarczania odpowiednich ilości gazu ziemnego obywatelom Wspólnoty Europejskiej, w październiku 2008 roku Rada Europejska wezwała komisję do wzmocnienia i ukończenia infrastruktur „krytycznych”.

Głównym instrumentem polityki energetycznej UE w zakresie wspierania rozwoju sieci gazowniczych przez UE jest program TEN-E (Transeuropejskie sieci energetyczne).

W roku 2007 w rozporządzeniu 680/2007/WE zmieniono (dostosowano) program do celów polityki energetycznej UE.

Za główne priorytety w rozwoju sieci przesyłowych w krajach UE uznano:

- modernizację projektów TEN – E,
- opracowanie planu działań nakierowanego na bezpieczeństwo energetyczne i solidarność krajów UE,
- zwiększenie dostępu użytkowników sieci przesyłowej do informacji.

Wskazano również najważniejsze projekty realizacyjne (patrz projekty określone w ramach SEER II).

TRZECI PAKIET ENERGETYCZNY

Wciąż jeszcze trwają prace związane z tzw. 3. pakietem energetycznym.

W zakresie działalności gazowniczych pakiet ten dotyczy przede wszystkim spraw związanych z przygotowywaną nowelizacją dwóch podstawowych dokumentów prawnych:

- dyrektywy „gazowej”, będącej nowelizacją dyrektywy 98/30/EC z 1998 roku,
- rozporządzenia 2005/1775/EC o dostępie do sieci przesyłowych.

Z punktu widzenia regulacji rynków gazowniczych pakiet zawiera zapisy dotyczące:

- 1) wprowadzenia Agencji dla Współdziałania Urzędów Regulacyjnych Krajów UE (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER*),
- 2) wdrażania przygotowanych przez ERGEG „Wytycznych dotyczących dobrych praktyk w zakresie bilansowania gazu ziemnego” (*Guidelines of Good Practise for Gas Balancing GGP-GB*).

Wprowadzenie agencji poprzedzały bardzo długie dyskusje. Wiele krajów, w tym Niemcy, nie wyrażało zgody na wprowadzenie europejskiego superregulatora.

Po wprowadzeniu ACER wydaje się nieuchronne znaczne przedłużenie w czasie rozstrzygnięć dokonanych przez wielu re-

gulatorów krajowych, od których decyzji będą odwołania do ACER.

PODSUMOWANIE

Po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej strategiczne cele UE, dotyczące polityki energetycznej UE, systemów regulacyjnych oraz rozwoju rynku gazu ziemnego, w tym działalności i usług gazowniczych, stały się celami polskiej gospodarki energetycznej.

Rynkowe formy sprzedaży gazu ziemnego i usług gazowniczych będą spełniać coraz większą rolę w kształtowaniu nowego, konkurencyjnego, wspólnego i elastycznego europejskiego rynku gazu ziemnego – jeśli hamulcem rozwoju nie stanie się nadmierna regulacja całego sektora gazowniczego, zwłaszcza w zakresie sprzedaży gazu ziemnego i usług okołogazowniczych.

Przedsiębiorstwa gazownicze, które zaadaptują się do nowych, konkurencyjnych zasad działania rynku oraz zwiększą zakres efektywnych i akceptowanych przez odbiorców usług, mają szansę na wzrost przychodów i znaczący udział w rynku energii.

Polskie przedsiębiorstwa gazownicze, w tym zwłaszcza OGP Gaz–System S.A. do tej pory nie są dostosowane do wymagań ustawodawstwa UE w zakresie bilansowania systemu przesyłowego, w tym do zapisów rozporządzenia o dostępie do sieci przesyłowej (2005/1775/WE).

Z zapisów rozporządzeń i dyrektyw UE wynika bardzo ważny dla właściwego rozwoju konkurencyjnego rynku nałożony na operatora systemu przesyłowego i shipperów obowiązek sprzedaży i odsprzedaży dostępnych mocy przesyłowych na pierwotnych i wtórnych rynkach gazowniczych (giełdy, aukcje, huby) w systemie elastycznej sprzedaży, z zachowaniem niedyskryminacyjnych zasad przetargowych. Jednakże w Polsce do tej pory brak możliwości realizacji takich usług.

PYTANIA I WĄTPLIWOŚCI

Czy ustanowienie Agencji ds. Współpracy Regulatorów Energetycznych (ACER) pozwoli ujednoczyć i ułatwić regulacje w zakresie naturalnych monopolii w krajach UE czy raczej stworzy dodatkowy poziom regulacyjny, zmieniający lub korygujący decyzje regulatorów krajowych, oparte na krajowym ustawodawstwie?

Czy wystarczające są istniejące i proponowane w omawianych dokumentach narzędzia dla poprawy bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, gdy znaczący udział w dostawach gazu ziemnego mają kraje spoza krajów UE – Rosja, Norwegia, Algieria itd.? ■

Jan Winter

*Departament Transportu Gazu
Biuro Bilansowania Handlowego PGNiG SA*

¹ Dyrektywa gazowa – dyrektywa 98/30/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 22 czerwca 1998 r., dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego.

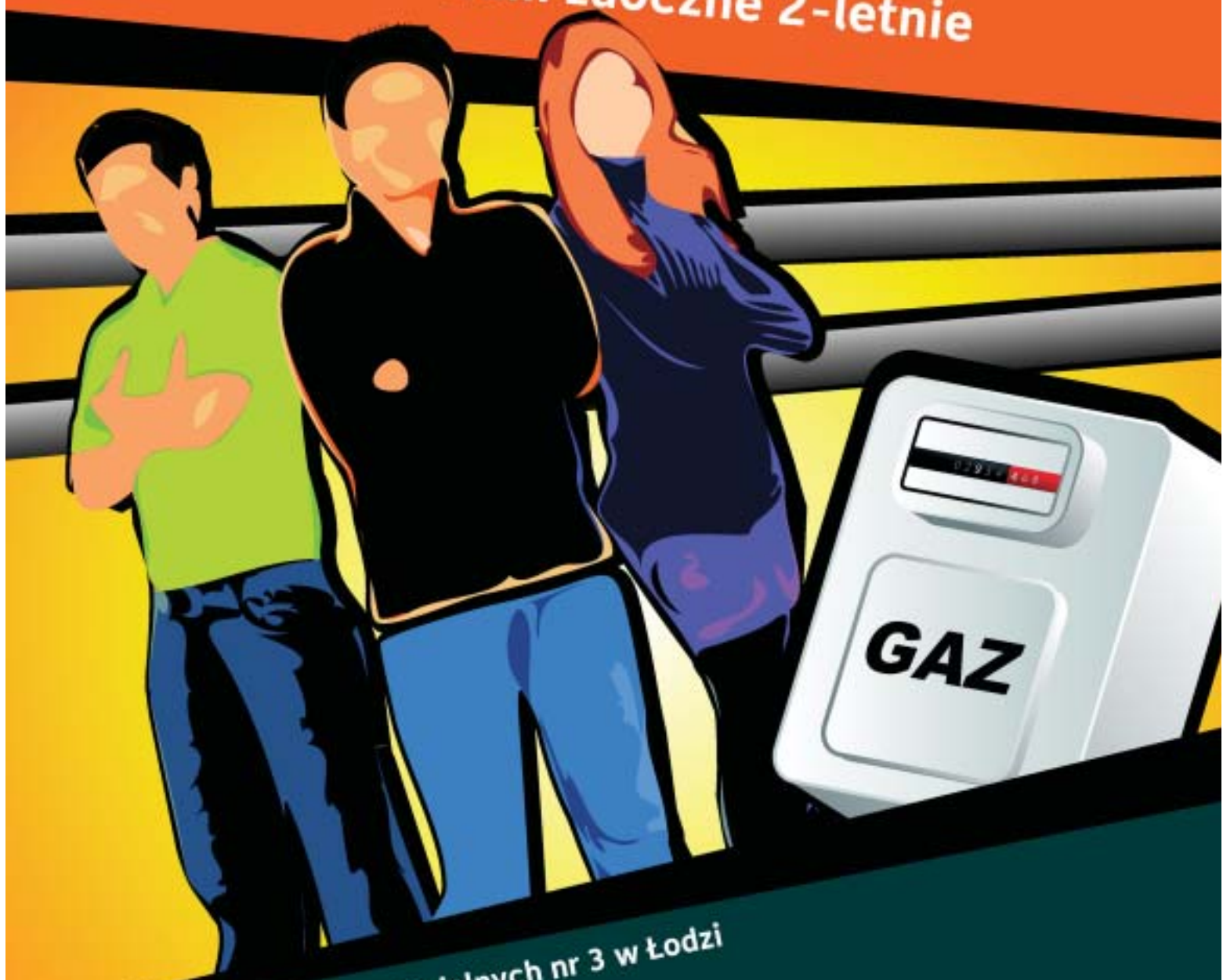
² Okres regulacji – okres 2–5, lat w którym taryfowe ceny i stawki opłat skalkulowane są na podstawie jednej „bazy kosztów” i podlegają zmianom – zwykle corocznym – na podstawie formuły zmiany cen i stawek opłat, np. formuły „RPI-X”.

ZDOBAJ ZAWÓD TECHNIK GAZOWNICTWA

Technikum dzienne 4-letnie

Technikum zaoczne 3-letnie

Policealne studium zaoczne 2-letnie



Zespół Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi
ul. Kilińskiego 159/163, 90-315 Łódź,
tel/fax (042) 674 02 75, 674 06 68, 278 72 89

Sekretariat czynny w dni robocze
od 8:45 do 15:20 z wyjątkiem środy,

e-mail: zsp3@szkoly.lodz.pl, zsp@edu.lodz.pl
www.zsp3.szkoly.lodz.pl

patronat



MAZOWIECKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

Być pewnym znaczy zmierzyć

Grzegorz Rosłonek

Pierwsza połowa lat 90. ub.w. była w Polsce okresem intensywnych przemian gospodarczych, obejmujących wszystkie sektory, w tym rynek gazu ziemnego.

Rynek ten stawał się coraz bardziej skomplikowany, następowała szeroko pojęta liberalizacja i pojawiało się na nim coraz więcej podmiotów.

Wobec takich zmian, niebagatelnego znaczenia nabierało zagadnienie rozliczeń gazu ziemnego. Powołane Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze (CLPB) miało stać na straży rzetelnych rozliczeń mediów gazowych, monitorować i inicjować działania zmierzające do wdrażania nowych technologii w dziedzinie pomiaru ilości i jakości gazu ziemnego. Ponieważ jakość, obok czynnika ilościowego, jest w wypadku gazów ziemnych głównym elementem cenotwórczym, CLPB miało odgrywać bardzo ważną rolę.

TROCHĘ HISTORII

Dziś trudno jednoznacznie powiedzieć, kiedy dokładnie powstało albo na podstawie którego dokumentu powołano Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze. Zarządzeniem 2 dyrektora PGNiG¹ Oddział Mazowiecki Okręgowy Zakład Gazowniczy (MOZG), w Pionie Technik Gazowniczych 2.02.1993 r. powołano Dział Pomiarów. Jednym z jego zadań było utworzenie Laboratorium Pomiarowo-Badawczego, jego wyposażenie i podjęcie badań i wzorcowań na rzecz Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Jesienią 1994 r. ukończono budowę obecnego budynku, zajmowanego przez CLPB, a zatem od tego momentu laboratorium faktycznie zaczęło działać pod nazwą Wydział Laboratorium Pomiarowo-Badawcze. W bieżącym roku mija piętnaście lat jego ist-

nienia. Wielkie zasługi w tworzeniu laboratorium miał dyrektor Waldemar Bołdaniuk, ówczesny zastępca dyrektora ds. technik gazowniczych MOZG, który razem z gronem swoich bliskich współpracowników, szczególnie Reginą Kolimas, zajął się budową i późniejszym kierowaniem laboratorium.

Nazwa Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze formalnie pojawiła się dopiero na początku roku 1998 zarządzeniem nr 1 dyrektora oddziału MOZG z 15.01.1998 r. Wydział Laboratorium Pomiarowo-Badawcze wydzielono z Pionu Technik Gazowniczych i przekształcono w dział Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze jako samodzielną jednostkę podporządkowaną bezpośrednio dyrektorowi ds. technik gazowniczych. Potocznie nazwa CLPB istniała jednak znacznie wcześniej.

W strukturach MOZG laboratorium działało sześć lat i od samego początku blisko współpracowało z Centralą PGNiG. W tym czasie skompletowano bazę sprzętową, uzupełniono personel oraz zdobyto cenne doświadczenie techniczne, które okazało się bardzo pomocne w dalszym okresie. Dla PGNiG był to czas ważnych inwestycji obiektowych. Powstał Kawernowy Magazyn Gazu w Mogilnie, Węzeł Gustorzyn, ruszył przesył na gazociągu tranzytowym. W tym okresie rozpoczynały działalność także nowe ośrodki kopalń. Specjaliści z CLPB byli wówczas zaangażowani w różne prace związane z uruchamianiem

tych obiektów, począwszy od analiz dokumentacji technicznej po odbiory techniczne instalacji i aparatury pomiarowej bezpośrednio na obiektach.

Na podstawie uchwały nr 168/99 z 28.12.1999 r. zarządu spółki PGNiG SA CLPB wydzielono ze struktur Oddziału Mazowieckiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa i włączono do Oddziału Głównego PGNiG S.A.², przyporządkowując je bezpośrednio dyrektorowi Pionu Eksploatacji Systemu Gazowniczego, a od 01.08.2000 r. – gdy zmieniono nazwę pionu – dyrektorowi Pionu Przesyłu i Podziemnych Magazynów Gazu. Tak było do roku 2004.

W połowie roku 2004, po wyodrębnieniu z PGNiG SA Operatora Gazociągów Przesyłowych, obecnie Gaz-System S.A.³, z CLPB utworzono samodzielny oddział w strukturach PGNiG SA. Jego pierwszym dyrektorem został Piotr Dworak. W lipcu bieżącego roku minie pięć lat istnienia Oddziału CLPB. Powstanie nowego oddziału oznaczało konieczność stworzenia nowych struktur wewnętrznych, które nie były wcześniej potrzebne, takich jak obsługa księgowo-finansowa, kontroling, kadry i płace, BHP czy choćby obsługa prawna oddziału.

STRUKTURA I LUDZIE

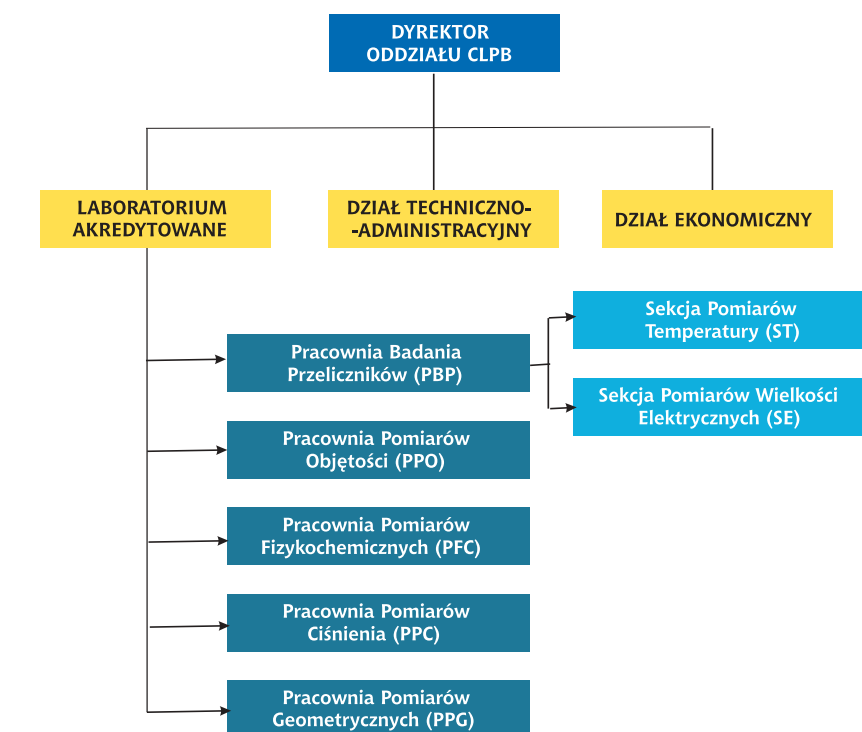
Od samego początku istnienia CLPB miało dbać przede wszystkim o nadzór nad pomiarami będącymi podstawą do rozliczeń gazów ziemnych. Pomiary służące rozliczeniom są dość skomplikowane. Składają się przede wszystkim z pomiarów objętości, ciśnienia i temperatury oraz oceny jakości mierzonych mediów. Do pomiaru objętości gazu w warunkach roboczych służą gazomierze miechowe, rotorowe, turbinowe, zwężkowe, a także ultradźwiękowe i gazo-

mierze masowe, np. wykorzystujące zjawisko siły Coriolisa. Ponieważ wszystkie procesy rozliczeniowe odnoszą się do ustalonych warunków umownych temperatury i ciśnienia, ostateczne przeliczenie wielkości rozliczeniowej musi odbywać się w specjalnych modułach nazywanych przelicznikami do gazu. Chcąc „ogarnąć” całość aspektów związanych z pomiarami i kontrolą jakości mediów w gazownictwie, od samego początku istnienia CLPB ustalono jego strukturę wewnętrzną, która niewiele zmieniła się przez ostatnie piętnaście lat (patrz schemat).

Najlepiej zorganizowana wewnętrznie jednostka nie spełni swoich zadań bez właściwego personelu. Pracownicy dzisiejszego oddziału CLPB stanowią jego ważny atut. Jest to personel bardzo doświadczony, o wysokich kwalifikacjach i reprezentujący różne dziedziny wiedzy. Niezależnie od specjalizacji, każdy z pracowników CLPB ma odpowiedni zakres wiedzy ogólnej dotyczącej gazownictwa.

Obecnie rola i znaczenie Oddziału CLPB dla Grupy Kapitałowej PGNiG SA i całego przemysłu gazowniczego wynika głównie z wiedzy wyszkolonego i doświadczonego personelu oraz posiadanego sprzętu, będącego na najwyższym światowym poziomie. Najważniejsze zadania Oddziału CLPB można podzielić na dwie grupy: ogólne i szczegółowe. Zadania ogólne polegają na szeroko pojętej dbałości o systemy pomiarowo-rozliczeniowe, a należą do nich:

- utrzymywanie wzorców odniesienia dla przyrządów i wielkości pomiarowych wykorzystywanych w przemyśle gazu ziemnego, w tym współpraca z Głównym Urzędem Miar. Niektóre urządzenia i wzorce pomiarowe, w które wyposażono CLPB, są porównywalne z wzorami stosowanymi przez narodowe instytucje metrologiczne⁴. Zapewnia to wysoki poziom pomiarów i badań, ale wymaga dużego wysiłku w zakresie zachowania i utrzymania spójności pomiarowej stosowanych wzorców;
- pełnienie nadzoru nad systemami pomiarowymi poprzez okresowe sprawdzanie wykonywane na zlecenie rozliczających się stron;
- inicjowanie projektów badawczo-wdrożeniowych dotyczących no-



Rys. 1. Uproszczony schemat struktury wewnętrznej CLPB.

wych technik i technologii dla przemysłu gazu ziemnego, szczególnie dotyczących pomiarów i określania jakości gazów ziemnych;

- funkcje doradcze w szeroko pojętym zakresie technicznym dla Centrali PGNiG SA;
- współtworzenie wewnętrznych norm i przepisów technicznych.

Zadania szczegółowe Oddziału CLPB są realizowane w ramach struktury wewnętrznej pokazanej na schemacie.

Pracownia Badania Przeliczników (PBP) zajmuje się badaniami i sprawdzaniem wszystkich typów przeliczników do gazu pod względem poprawności działania algorytmów przeliczeniowych oraz zgodności stosowanych urządzeń z wymaganiami przedmiotowych norm i przepisów, w tym m.in. norm zakładowych PGNiG SA. PBP podzielona jest jeszcze wewnętrznie na dwie sekcje: Sekcję Wielkości Elektrycznych, która oprócz badań samych przeliczników wykonuje wzorcowanie różnego rodzaju mierników elektrycznych, oraz Sekcję Pomiarów Temperatury, zajmującą się wzorcowaniem termometrów, czujników i przetworników temperatury. Na bazie tej pracowni utworzono w CLPB punkt legalizacyjny przeliczników do gazu oraz wystąpiono

z wnioskiem o udzielenie notyfikacji dla CLPB w dziedzinie badania przeliczników.

Pracownia Pomiarów Objętości (PPO) – do zadań tej pracowni należy wzorcowanie gazomierzy i przepływomierzy. W pracowni PPO są cztery stanowiska pomiarowe, w tym m.in. unikalne w kraju, w pełni zautomatyzowane dwa stanowiska dzwonowe. Do powstania stanowiska dzwonowego CLPB w znacznym stopniu przyczynili się sami pracownicy CLPB.

Pracownia Pomiarów Fizykochemicznych (PFC) zajmuje się kontrolą jakości gazów ziemnych. W pracowni tej znajdują się unikalne, nawet na skalę europejską, stanowiska chromatograficzne do kontroli jakości gazów ziemnych w bardzo szerokim zakresie analitycznym oraz jedyne w Polsce akredytowane stanowisko do wzorcowania przetworników temperatur punktów rosy wody.

Pracownia Pomiarów Ciśnień (PPC) wykonuje wzorcowanie przetworników ciśnienia i różnicy ciśnienia.

Pracownia Pomiarów Geometrycznych (PPG) dysponuje bardzo dokładną aparaturą, umożliwiającą wykonywanie pomiarów parametrów geometrycznych gazomierzy kryzowych oraz odcinków dopływowych i odpływowych. Pomiary



Stanowisko CLPB do wzorcowania gazomierzy turbinowych.

te mogą być wykonywane z bardzo dużą dokładnością.

Ważnym atutem technicznym CLPB jest możliwość wykonywania – w odpowiednich pracowniach – wszelkiego rodzaju czynności pomiarowych spotykanych w gazownictwie. Zapotrzebowanie klientów można więc rozwiązywać w sposób kompleksowy. Większość prac CLPB wykonuje bezpośrednio na obiektach terenowych. Dotychczas z usług CLPB korzystało wiele dużych firm. Oprócz PGNiG SA z oddziałami w Zielonej Górze, Sanoku i Odolanowie, były to również: Gaz-System S.A. ze swoimi oddziałami, Europolgas SA, Investgas SA, spółki gazownictwa i wiele innych. W ostatnich piętnastu latach CLPB czynnie uczestniczyło w wielu projektach i inwestycjach gazowniczych.

POSTAWIONO NA JAKOŚĆ

Mimo że gaz ziemny jest powszechnie uważany za bardzo wartościowy surowiec energetyczny, zarówno pod względem energetycznym, jak i ekologicznym, to jednak wciąż zabiega się o zwiększenie udziału tego surowca w ogólnym bilansie nośników energii. Potencjalnych klientów należy dalej przekonywać o korzyściach płynących z zastosowania gazu ziemnego jako nośnika energetycznego, surowca chemicznego, a także jako potencjalnego paliwa silnikowego, czyli tzw. CNG (ang.: *Compressed Natural Gas*).

W latach 90. ub.w. PGNiG inicjowało i podejmowało wiele działań w celu

poprawy jakości pomiarów i popularyzacji gazu ziemnego wśród pierwotnych nośników energii. Do takich działań można zaliczyć między innymi opracowanie pakietu norm zakładowych z zakresu pomiarów rozliczeniowych, rozpoczęcie produkcji nowoczesnych gazomierzy, przeliczników oraz innych urządzeń pomiarowych o wysokich parametrach metrologicznych. W pracach tych uczestniczyło również CLPB.

Od początku istnienia CLPB jego kierownictwo zainicjowało skomplikowany proces wdrażania systemu jakości, który miał być uwieńczony uzyskaniem certyfikatu akredytacji. Zdawano sobie sprawę, że w zakresie usług laboratoryjnych dla klientów branżowych, a także spoza branży gazowniczej, CLPB będzie wówczas wiarygodnym partnerem. Wdrażany system dotyczył całego obszaru technicznego CLPB. Proces ten trwał kilka lat. W tym czasie wyposażano CLPB w unikalny sprzęt, przygotowywano dokumentację jakościową, zdobywano konieczne doświadczenie. Ostatecznie w grudniu 1999 roku uzyskano pierwsze certyfikaty akredytacji w dziedzinie pomiarów i badań. W tym roku mija więc dziesięć lat laboratorium akredytowanego CLPB. Zgodnie z wdrożoną polityką jakości, wciąż aktualnym celem dla laboratorium jest dążenie do uzyskania wiodącej pozycji w zakresie badań, wzorcowań i sprawdzeń przyrządów i obiektów gazowniczych oraz osiągnięcie pozycji atrakcyjnego partnera w międzynarodowej współpracy w zakresie gazownictwa.

Przez ostatnie dziesięć lat zakres akredytacji był, oczywiście, wielokrotnie modyfikowany, w zależności od zmieniających się potrzeb rynku i odbiorców usług CLPB. Niedawno osiągnięto sukces, było nim uzyskanie akredytacji na kontrolę i ocenę analizatorów procesowych do gazu ziemnego, wykorzystywanych przez dużych odbiorców przemysłowych do szacowania wielkości emisji CO₂. Obecnie CLPB jest jedynym laboratorium w Polsce o takim zakresie akredytacji i najprawdopodobniej jednym z nielicznych w Europie.

NAJBLIŻSZA PRZYSZŁOŚĆ

Oddział CLPB stara się być strukturą bardzo elastyczną. W miarę rozwoju rynku gazowniczego i rodzących się na nim nowych potrzeb personel oddziału dba o odnalezienie na tym rynku nowych obszarów i możliwości poszerzenia działalności. W ostatnich kilku latach pojawiło się co najmniej kilka takich wyzwań.

Punkt legalizacji przeliczników. Zgodnie z zapisami rozporządzenia ministra gospodarki, pracy i polityki społecznej z 20 lutego 2003 r.⁵ w sprawie przyrządów pomiarowych podlegających prawnej kontroli metrologicznej oraz rodzajów przyrządów legalizowanych bez zatwierdzenia typu, w 2007 r. ustanowiono w CLPB punkt legalizacji przeliczników do gazu⁶. Utrzymanie tego punktu w oddziale umożliwi przeprowadzenie przez kilka najbliższych lat legalizacji powszechnie stosowanych urządzeń, wyprodukowanych jeszcze przed okresem wdrożenia europejskiej dyrektywy dotyczącej przyrządów pomiarowych – dyrektywy MID (*Measuring Instruments Directive*). Zapewnia się w ten sposób spokojne funkcjonowanie systemów rozliczeniowych w okresie przejściowym.

Szacowanie emisji CO₂. W ostatnich dwóch latach obowiązek szacowania emisji CO₂ dla emitentów jawi się jako nowe wyzwanie i spora trudność. Dokumenty odniesienia, dotyczące bezpośrednio algorytmów szacowania emisji, były trudne do interpretacji i wymagały wielu konsultacji instytucjonalnych. PGNiG SA Oddział CLPB aktywnie uczestniczył w tych konsultacjach i dzięki temu udało się

wypracować wielopłaszczyznowe porozumienie w tym zakresie. CLPB pełni dziś rolę wiodącego partnera w zakresie oceny emisji CO₂ dla wszystkich dużych emitentów, dla których emisja wynika ze spalania gazu ziemnego. Obecnie trwają próby przeniesienia tych usług także na innych emitentów, którzy oprócz gazu ziemnego emitują gazy cieplarniane pochodzące ze spalania gazów koksowniczych, różnego rodzaju gazów wielkopieczowych czy choćby szeroko rozumianego biogazu.

Krajowy wzorzec jakości gazów ziemnych. Kilka lat temu Pracownia Pomiarów Fizykochemicznych CLPB zainicjowała i dalej prowadzi prace zmierzające do ustalenia krajowego wzorca jakości gazów ziemnych, czyli właściwych wzorcowych mieszanin gazowych, odpowiadających pod względem jakościowo-ilościowym krajowym gazom ziemnym. Naturalnym partnerem do współpracy w tym zakresie zostało Laboratorium Wzorców Gazowych Głównego Urzędu Miar. Istotą tego projektu jest zapewnienie właściwej spójności pomiarowej mieszanin gazowych stosowanych w analizatorach procesowych oraz zapewnienie typowych mieszanin gazowych dla wszystkich rodzajów gazów ziemnych występujących w polskich sieciach.

Obok czynnika typowo ekonomicznego i metrologicznego, wytworzenie krajowego wzorca jakości gazu ziemnego i ustanowienie hierarchii wzorców krajowych jest jednym z kluczowych elementów zainicjowania rozliczeń w jednostkach energii pomiędzy dostawcą i odbiorcami gazów. Długa współpraca z Laboratorium Wzorców Gazowych GUM pozwala na stwierdzenie, że taki wzorzec istnieje w zakresie składu węglowodorowego C1–C4. Zakres ten, choć wystarczający do analityki gazów ziemnych skroplonych, wciąż jest zbyt wąski z punktu widzenia kontroli jakości gazów w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych. W bieżącym roku zostanie podjęty kolejny krok we współpracy pomiędzy Oddziałem CLPB i GUM, który ma doprowadzić do rozszerzenia zakresu jakościowego wzorców krajowych na wymagany skład węglowodorowy C1–C6. Należy, oczywiście, wyraźnie i jednoznacznie stwierdzić, że branża gazownicza stosuje od

zawsze właściwe wzorce, które jednakże całkowicie pochodzą od producentów zagranicznych. Wzorzec krajowy, oprócz czynnika prestiżowego, zdecydowanie ułatwi logistykę nadzoru nad punktami kontroli gazów, a także sposób rozliczeń w jednostkach energii. Istnieją również przesłanki, że będzie tańszy.

Nadzór nad procesowymi chromatografami gazowymi i laboratoriami terenowymi. Sukcesywnie z roku na rok przybywa na sieciach oraz instalacjach kopalnianych pełnych zestawów procesowych chromatografów gazowych. Analizatory te zapewniają kompleksową kontrolę nad jakością gazów ziemnych i prowadzenie rzetelnych rozliczeń. Procesowy analizator chromatograficzny, podobnie jak każdy inny analizator i urządzenie pomiarowe, wymaga odpowiedniego nadzoru. Od kilku lat w CLPB wypracowywano i wdrożono wiele procedur odnośnie do nadzoru nad analizatorami procesowymi i stacjonarnymi laboratoriami. Zadaniem na najbliższe lata jest dalsze doskonalenie tego systemu. Ostatnio rozpoczęto prace nad standardem technicznym Izby Gospodarczej Gazownictwa, dotyczącym nadzoru pomiarowego nad tego typu sprzętem. Grupa pracowników CLPB, w ramach szerszego zespołu fachowców, bierze, oczywiście, czynny udział w tych pracach.

Projekty badawcze nad nowymi urządzeniami pomiarowymi. Uczestnicząc czynnie na rynku badań i pomiarów w gazownictwie, CLPB, mające doskonałe zaplecze laboratoryjne, jest wypróbowanym partnerem, któremu producenci wszelkiego rodzaju sprzętu dla gazownictwa mogą zlecać testowanie swoich wyrobów. Dotychczas na zlecenie producentów wykonano wiele tego typu badań, głównie procesowych chromatografów gazowych, korelacyjnych analizatorów jakości gazu, przetworników temperatur punktów rosy wody, przeliczników do gazu czy samych gazomierzy. W najbliższych latach, w których będzie wdrażana dyrektywa MID, należy spodziewać się intensyfikacji tego typu badań. Przewiduje się zainteresowanie rynku zwłaszcza badaniami przeliczników do gazu i gazomierzy różnych typów. CLPB jest do tego przygotowane.

Jednostka notyfikowana. Zgodnie z wytycznymi dyrektywy MID, producent urządzenia pomiarowego, chcąc wprowadzić je na rynek, może tego dokonać według ścisłych zasad określonych w niniejszej dyrektywie. Jedną z takich dróg zakłada wykonanie szczegółowych badań w uznanych i wyspecyfikowanych laboratoriach, czyli tzw. laboratoriach notyfikowanych. Ponieważ taka procedura jest analogiczna do dotychczasowego badania typu urządzenia, przewiduje się, że wielu producentów z powodu wymagań rynkowych będzie zainteresowanych właśnie taką drogą certyfikacji poszczególnych urządzeń. Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze podjęło decyzję ubiegania się o to, aby zostać jednostką notyfikowaną na badania przeliczników do gazu. Powodem takiej decyzji był, oczywiście, fakt posiadania bardzo dużej wiedzy i doświadczenia w zakresie wymagań, badań, a nawet konstrukcji przeliczników, oraz przewidywane potrzeby rynkowe.

Zarówno okres powstania Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego, jak i druga połowa minionej dekady, były okresami szczególnymi, ale zdecydowanie różnymi pod względem uwarunkowań gospodarczych. Obecnie CLPB jest oddziałem realizującym swoje statutowe zadania, ale jednocześnie poszukującym wciąż nowych wyzwań i celów. Jako część wielkiej organizacji Oddział CLPB dąży do realizacji misji oraz strategii GK PGNiG SA w swoim obszarze działania, uczestniczy w kluczowych programach, np. strategii zrównoważonego rozwoju, ale przede wszystkim od piętnastu lat służy branży gazowniczej w zakresie wiarygodnych i rzetelnych pomiarów, rozliczeń i analiz. ■

Grzegorz Rosłonek

Autor jest dyrektorem Oddziału CLPB.

¹ PGNiG zostało przekształcone w Spółkę Akcyjną 30.10.1996 r.

² Ówczesne oficjalne określenie Centrali PGNiG SA

³ Początkowo, w roku 2004, Operator Gazociągów Przesyłowych funkcjonował pod nazwą PGNiG-Przesył.

⁴ W Polsce Główny Urząd Miar.

⁵ DzU nr 41, poz. 351.

⁶ Decyzja prezesa Głównego Urzędu Miar nr UPL 132/2007.

Multimedialna ekspozycja gazownicza w Bóbrce

Bożena Malaga-Wrona

Bóbrka to malownicza miejscowość, położona pośród lasów na południowych krańcach naszego kraju. Znajduje się tu unikalne w skali światowej Muzeum Przemysłu Naftowego im. Ignacego Łukasiewicza.

Na 20-hektarowym obszarze rozlokowane są ekspozycje górnictwa naftowego, gazownictwa, przemysłu rafineryjnego i dystrybucji produktów naftowych. W tym przepięknym skansenie znajduje się czynna do dziś najstarsza w świecie kopalnia ropy naftowej. Zgromadzone ekspozyty mają ocalić od zapomnienia i pokazać społeczeństwu, zwłaszcza młodemu pokoleniu,

ogromny naukowy i przemysłowy dorobek polskich naftowców i gazowników. Tu swoje pierwsze kroki powinien skierować każdy, kto rozpoczyna edukację bądź pracę w branży naftowej lub gazowniczej.

W epoce dynamicznego rozwoju nauki i techniki, tradycyjne technolo-

gie i konstrukcje wypierane są przez nowe osiągnięcia. Sztuką jest umiejętność pogodzenia w jednym miejscu tradycji ze współczesnością. Wielkie wyzwanie stoi przed Fundacją Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. Ignacego Łukasiewicza, która rozpoczęła realizację projektu nowoczesnej, multimedialnej sali wystawienniczej gazownictwa ziemnego.

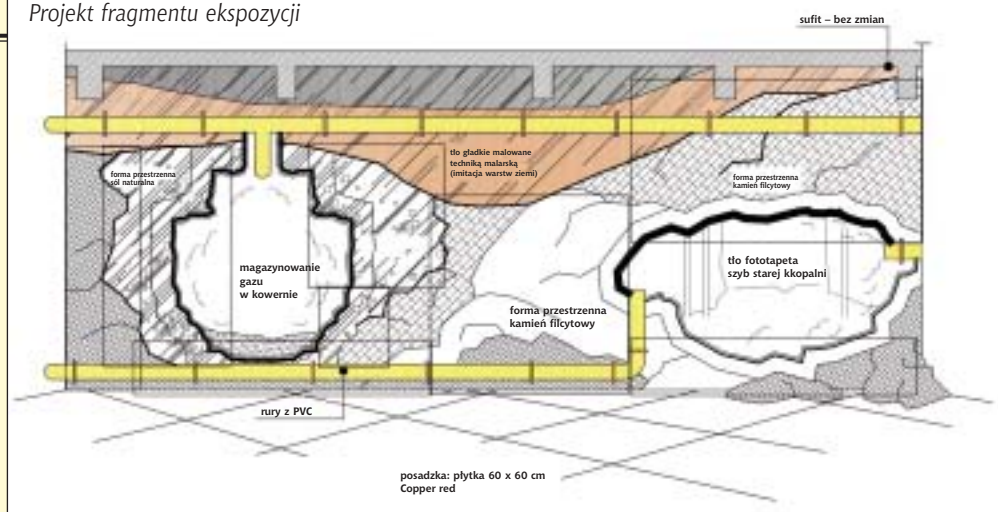
Inicjatorem nowatorskiej wystawy jest Karpacka Spółka Gazownictwa. Na zlecenie KSG wykonany został projekt architektoniczny, który zakłada gruntowny remont i dostosowanie wnętrza sali muzeum do charakteru ekspozycji. Projekt, przygotowany przez Artura Grodzińskiego, tarnowskiego architekta, zaakceptowany został przez Zarząd i Radę Nadzorczą PGNIG. Zakłada on stworzenie ekspozycji nawiązującej do wnętrza ziemi. Pozwala na to usytuowanie sali. Schodzi się do niej krętymi schodkami w dół, a odpowiednia aranżacja plastyczna pozwoli uzyskać efekt szybu górniczego.



Poprzez zastosowanie mobilnych gablot szklanych sala będzie podzielona na sześć boksów ekspozycyjnych, w których krok po kroku zwiedzający będzie otrzymywał podane w sposób plastyczny i łatwo przyswajalny informacje o gazie ziemnym od momentu poszukiwań aż po jego wykorzystanie.

Ważnym elementem będzie wykorzystanie nowoczesnych technologii, odpowiednio dobranego oświetlenia, paneli ciekłokrystalicznych i skomputeryzowanych efektów świetlnodźwiękowych. Zastosowane oświetlenie „podążać” będzie za zwiedzającymi poprzez uruchamiane fotokomórki, zainstalowane w kilku miej-

Projekt fragmentu ekspozycji



kniętej przestrzeni. W wyższych warstwach pojawi się także ropa naftowa oraz wody powierzchniowe. Każdy element zostanie podświetlony innym ko-

lorem. W kolejnych boksach zaprezentowane będą także elementy gazownicze, jak np. odwiarty, przewody wydobywcze itd.

W zaprojektowanych szklanych gablotach zostaną wyeksponowane urządzenia gazownicze, już znajdujące się w muzeum, zgromadzone przez pracowników Karpackiej Spółki Gazownictwa oraz inne, pozyskane na potrzeby tej wystawy.

Tak nowoczesnie i ciekawie przygotowana ekspozycja gazownicza w miejscu, które rocznie odwiedza około 32 tysięcy turystów, będzie znakomitą promocją gazu ziemnego i wizytówką branży.

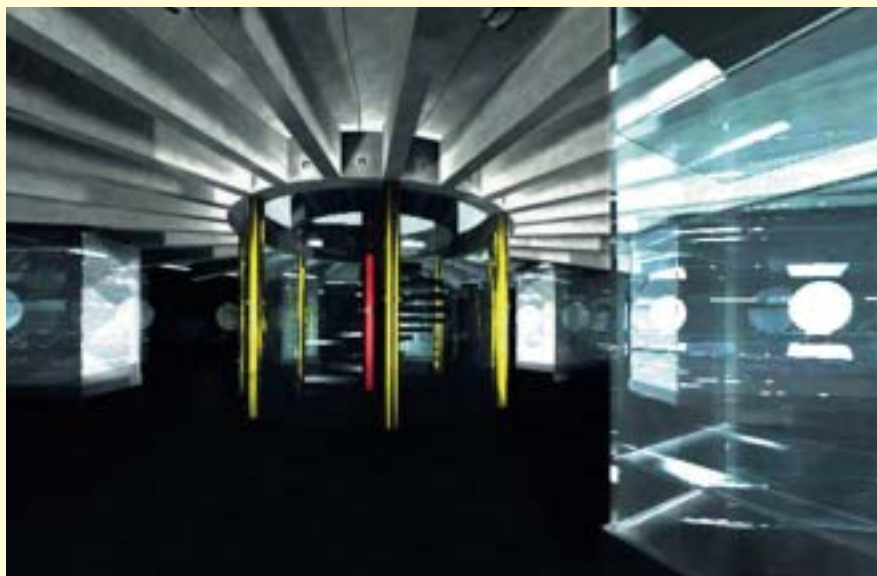
Realizację projektu postanowiono podzielić na trzy etapy: 1 – prace remontowo-budowlane, 2 – teletechnika, 3 – plastyka i ekspozycja. Wstępny harmonogram realizacji zakłada rozpoczęcie pierwszego etapu już w czerwcu, a zakończenie pod koniec 2009 roku. ■

Na zdjęciach – wizualizacja wnętrza pawilonu i boksów ekspozycyjnych.



scach. Efekty multimedialne pomogą stworzyć specjalny klimat, uplastycznią ekspozycję i tym samym ułatwią odbiór skomplikowanych technicznych obrazów. Ścieżka dydaktyczna została tak zaprojektowana, aby odbiorca, zwłaszcza młody, otrzymał informacje w sposób łatwy do zrozumienia, ciekawy i oryginalny.

Ściany będą obłożone naturalnym kamieniem filicytowym, wydobywanym w Głuchołazach. Ekspozycje ściennie, które mają za zadanie pokazać warstwy geologiczne ziemi, wykonane zostaną z piaskowców. W warstwach geologicznych będzie można zobaczyć złoża gazu ziemnego w formie zam-



Szansa gazowych megawatów

Piotr Pogodny

Konieczność wdrożenia przez Polskę tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego oraz gwałtowny wzrost cen węgla dla energetyki w pierwszych miesiącach 2009 r. zwróciły ponownie uwagę na gaz ziemny. Czy nasz system elektroenergetyczny ustąpi nieco z monokultury węglowej?

W Polsce ciągle 94% energii elektrycznej wytwarza się z węgla kamiennego i brunatnego. W energetyce zawodowej zaledwie około 3 tys. GWh, tj. 2–2,5% rocznie pochodzi z bloków gazowych. Przemysł wytwarza ok. 230 GWh – ok. 3% jego produkcji energii elektrycznej. Ogólnie w bilansie energetycznym gaz stanowi niespełna 12% (w Unii Europejskiej średnio 20%). W porównaniu z najwyżej rozwiniętymi krajami Polska jest ewenementem. Z zestawienia przedstawionego w tabeli 1 płynie prosty wniosek: gaz jest – obok węgla i energii jądrowej – jednym z trzech głównych źródeł, stanowi element równowagi w strukturze zużycia energii pierwotnej. Oparcie systemu energetycznego na trzech filarach zabezpiecza w znacznym stopniu gospodarkę państw wysoko rozwiniętych przed wahaniami koniunktury na rynkach paliw. Drugi wniosek – nawet największe potęgi technologiczne nie poświęcają się bez reszty rozwijaniu energetyki jądrowej (Francja jest wyjątkiem w tym gronie). Trzeba tu dodać, że kraje wysoko roz-

winięte z reguły ponad połowę energii cieplnej uzyskują z gazu. Polska – niespełna 7%! Dlatego, nawet gdybyśmy istotnie zainwestowali w elektrownie jądrowe, budując dwa zakłady (2 x ok. 1500 MW), nie zmieni to ogólnej sytuacji i konieczności realizacji programu gazowego.

Programy takie zawierają kolejne strategie rozwoju sektora od prawie 20 lat, a najnowsza „Polityka energetyczna Polski do 2030 r.” przyjmuje jako jeden z czterech równoprawnych nawet wariant „gazowy”, tzn. taki, w którym gros inwestycji dotyczyć będzie bloków parowo-gazowych. Niezależnie od tego, jaki wariant zostanie przyjęty, i tak „gazyfikacja” energetyki, w miarę jej modernizacji, jest konieczna: europejska dyrektywa IPPC, którą Polska przyjęła i wprowadziła do swojego prawa jako jeden z warunków przy wstępowaniu do UE, to miecz Damoklesa nad naszym systemem energetycznym; jej kolejne zaostrzające nowelizacje grożą wyłączeniem z powodów ekologicznych 7 tys. MW mocy elektrycznych. Łącznie z likwidacją elektrowni już zużytych technicznie oznacza to stratę ok. 15 tys. MW, o ile, oczywiście, nie nastąpi radykalne obniżenie szkodliwych emisji. Jest oczywiste, że jedynym realnym sposobem przeciwdziałania jest zwiększenie udziału gazu w energetyce. Zwykle przerebobienie bloków elektrowni węglowych na skojarzone (tzn. wytwarzające jednocześnie energię elektryczną i ciepło użytkowe) nie wystarczy: o ile węglowy blok „skojarzony” emituje ok. 500g CO₂/kWh, to blok parowo-gazowy „skojarzony” – 245 g CO₂/kWh, nie mówiąc o różnicy w innych emisjach. Gaz nie emituje SO₂ w ogóle, pyłów i CO – ilości śladowe. Już w 2000 r. rząd przyjął więc założenie, że przyrost mocy z systemów parowo-gazowych powinien wynosić 20–25% rocznie, a średnia sprawność tych bloków – 65%. (Obecnie sprawność elektrowni zawodowych wynosi średnio 40%, bloków parowo-gazowych – 55%). Ale zamierzenia te pozostały na papierze, głównie z powodu szybkiego wzrostu cen gazu. W 2008 r. jednak firmy energetyczne podjęły sprawę przechodzenia na gaz i łącznie deklarowały możliwość uzyskania z turbin gazowych 7 tys. MWe. Resort gospodarki chciałby, aby przyrost ilości tej energii odpowiadał przynajmniej wielkości produkowanej przez fermy wiatrowe. Bloki gazowe buduje się tu jako zabezpieczenie i stabilizację produkcji, gdyż fermy są zależne od kaprysów pogody. Z większych projektów warto wspomnieć o bloku gazowym w El. Stalowa Wola (400 MW), gdzie zamierza inwestować Tauron (podpisał w tej sprawie list intencyjny z PGNiG SA) oraz o bloku w Skawinie (400 MW), który chce budować czeski CEZ. Do projektów przymierzają się PSE Operator, RWE STOEN, PGE, Energa, Lotos. Ponieważ Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo może (jak ogłasza) do 2015 r. dostarczyć systemowi ener-

Tabela 1. Procentowy udział poszczególnych źródeł energii elektrycznej w strukturze jej wytwarzania (kreska oznacza udział poniżej 1%).

	Woda	OZE	Gaz	Węgiel	El. jądrowe	Ropa
Austria	60	1	18	18	–	3
Belgia	2	–	26	16	55	1
Dania	–	12	21	62	–	5
Finlandia	11	–	17	44	27	1
Francja	12	–	3	6	77	2
Niemcy	4	–	10	54	28	2
Holandia	–	1	60	32	4	3
Szwecja	39	–	–	7	51	3
UK	1	–	38	37	22	2
Polska	2	–	2	94	–	2

Dane Vattenfall 2004.

Japonia	9	1	24	27	28	11
Rosja	18	–	46	18	16	2
Australia	6	3	17	73	–	2
USA	7	3	20	49	19	2

Dane IEA Energy Statistics 2006.

getycznemu dodatkowo ok. 2 mld m³ gazu, oznacza to tylko 1,6–2 tys. nowych MW. Za realne PGNiG uważa 2–3 tys. megawatów. Jednocześnie PGNiG ogłosił w lutym 2009 r. zamiar zainwestowania w uruchomienie 300 MW własnych mocy, angażując się w realizację kilku projektów biznesowych o tym charakterze. Ponieważ kontrakty gazowe z Rosją zawierane są na zasadzie *take or pay*, dostawca musi mieć pewność co do odbioru gazu przez energetykę, a tego nikt nie jest w stanie zagwarantować. Pojawiła się też inna bariera: spółka OGP Gaz-System wprowadziła opracowała – zgodnie z dyspozycją prawa energetycznego (art. 16) – plan rozwoju sieci przesyłowej gazu (który ma być wykonany z 28% udziałem funduszy UE), ale dotyczy to głównie północy kraju, gdzie sieć jest najsłabsza (tu można bloki dołączyć jako wyrównawcze dla elektrowni wiatrowych). Tymczasem większe bloki gazowe mogą powstać głównie na południu, ponieważ wiążą się z modernizacją elektrociepłowni węglowych. Trzecią barierą jest niestabilność cen gazu i węgla i wzajemnej relacji między nimi. Jak powiedział Radosław Dudziński, wiceprezes PGNiG SA, konieczne są zmiany zasad regulacji cenowej (formuły wieloletniej) na gaz, by zabezpieczyć inwestycje.

Na szczęście, nie musimy zaczynać od początku; energetyka dysponuje dekadą doświadczeń w wykorzystaniu systemów parowo-gazowych. Ogólna zasada tego systemu jest taka, że między blokiem napędzanym parą z wodnych kotłów węglowych a turbozespołem na gaz działa część wspólna, wytwarzająca ciepło. Latem, kiedy obciążenie ciepłownicze jest mniejsze, działa tylko blok gazowy, dostarczając energię elektryczną i ciepło odpadowe z tzw. kotła odzysknicowego zasilanego energią gorących spalin. Przy większym obciążeniu zimowym włącza się zespół węglowy. Ta zasada występuje w różnych konfiguracjach w pięciu elektrociepłowniach, w których wybudowano bloki parowo-gazowe. Bloki te pochłaniają rocznie ok. 1 mld 200–300 mln m³ gazu sieciowego lub zaazotowanego ze źródeł lokalnych. Urządzenia pochodzą od światowych potentatów turbin gazowych: General Electric, Alstom Power, Siemens, ABB lub od któregoś z licencjobiorców. Współpraca z potężnymi producentami, dużo inwestującymi w rozwój technologiczny, gwarantuje możliwość stałego podnoszenia sprawności i innych parametrów. Pierwszy blok parowo-gazowy powstał w 1999 r. w EC Gorzów (94 MWel, 300 MWc). Turbozespół gazowy wykazuje tu znakomite wskaźniki emisji w porównaniu z dwoma turbozespołami na węgiel kamienny:

	CO ₂ (kg/MWh)	SO ₂	NO _x	pył
WK	1068,952	5,6	1,916	0,168
Gaz	308,728	0,015	0,28	0,001

Źródło: Dane EC Gorzów.

EC Lublin-Wrotków, w której uruchomiono system w 2002 r., ma moc 235 MWel oraz 180 MWt, EC Rzeszów – 95 MWel oraz 76 MJ/s ciepła. Latem blok parowo-gazowy w całości pokrywa zapotrzebowanie na

ciepło w mieście. Średnia sprawność elektryczna wynosi 50% brutto. Najmłodszy blok, z 2005 r. – El. Zielona Góra (198 MWel, 135 MWt) wykorzystuje zaazotowany gaz ze źródeł w Kościanie. Tu za jednym zamachem załatwiono sprawę kogeneracji i gazyfikacji. W ten sposób – jak obliczono – skojarzony blok parowo-gazowy potrzebuje na wyprodukowanie tej samej ilości energii cieplnej i elektrycznej tylko niespełna 70% jednostek paliwa, którego potrzebowałyby bloki nieskojarzone. Ciekawym obiektem jest Nowa Sarzyna – pierwsza całkowicie nowa elektrociepłownia z systemem parowo-gazowym, w całości inwestycja zagraniczna, która powstała jako *green field project* w 2000 r., o sprawności w skojarzeniu prawie 57% (116 MWel i 70 MWt). Oprócz tego działa kilka małych bloków rzędu kilkunastu MW (ZCH Police, ZCH Wizów, EC Zakrzew – Polar, PEC Siedlce, EL. Szczecin).

Duże systemowe elektrociepłownie mają moc zainstalowaną rzędu tysięcy MW (EC Bełchatów – 4400 MW), a więc gaz dla polskiego węgla nigdy nie będzie groźnym konkurentem, chyba że system wytwarzania zmieni się w sieć małych, rozproszonych źródeł lokalnych, ale to trudno sobie wyobrazić. W Europie za najbardziej efektywne uznano bloki gazowe 100–300 MW. W latach 90. ub.w. ich liczba potroiła się, ale po 2001 r. z powodów cenowych nastąpiło gwałtowne spowolnienie (rocznie przybywa na świecie tylko 30–40 GW mocy). Obecnie najszybciej przybywa bloków o mocy 0,5–1 MW. Gdyby liczyć tylko podstawowe koszty wytwarzania energii, perspektywy gazu nie są zbyt obiecujące. Jeżeli za jednostkę przyjąć koszt w centach uzyskania 1 tzw. MBTU (*milion British Thermal Unit*, 3412 BTU = 1 kWh), to wzrost cen energii w USA był następujący:

	Węgiel	Gaz	Ropa naftowa
1996	129	264	303
2007	177	711	717

Dane z raportu Energy Information Administration.

W Polsce najtańsza energia pochodzi z węgla brunatnego, co wynika, oczywiście, z dogodnej lokalizacji elektrowni współpracujących z odkrywkami. Ale eksperci rynku energetycznego (np. dr Andrzej Strupczewski) proponują przyjmować rachunek ciągniony, uwzględniający koszty zewnętrzne (materiałów, ochrony zdrowia, szkód rolnictwa, efektu cieplarnianego i inwestycji zmniejszających emisje itp.). Wówczas do ceny energii z węgla kamiennego należy doliczyć ok. 2,6 eurocenta/kWh, z węgla brunatnego – 2,8 eurocenta, z gazu – 1,1 eurocenta, z elektrowni jądrowej – 0,101 eurocenta. Jest więc szansa dla gazu, tym bardziej że – według różnych źródeł – ceny energii elektrycznej w Polsce do 2020 r., przy strukturze produkcji zbliżonej do obecnej, muszą wzrosnąć 2–2,5-krotnie. Ten wzrost dyktowany jest kosztami ograniczenia emisji, które bloki gazowe ponoszą w znikomym stopniu. ■

Konieczne są zmiany zasad regulacji cenowej (formuły wieloletniej) na gaz, by zabezpieczyć inwestycje.

Problem i straty operatora systemu dystrybucyjnego

Kradzieże gazu CZ. 3

Wojciech Gonera

W poprzednim numerze PG omówiony został wyrok Sądu Najwyższego dotyczący ujawnionego w DSG przypadku nielegalnego poboru gazu.

Kontynuacja wątku karnego nielegalnego poboru gazu w niniejszym artykule będzie zmierzała do znalezienia styucznych punktów prawa karnego i cywilnego.

Polskie prawodawstwo nie opiera się na przypadkach kazuistycznych, jak np. prawo anglosaskie, i należy się spodziewać, że każdy przypadek jest rozpatrywany odrębnie, bez odwołań do wcześniejszych orzeczeń. Cytowany w poprzedniej części wyrok Sądu Najwyższego nie został podjęty w formie uchwały 7 sędziów, a to oznacza, że nie ma on mocy wiążącej w innych, podobnych sprawach. Owszem, może być wzięty pod uwagę, ale nie musi. Przykładem niech będą akty oskarżenia i wyroki sądów w sprawach karnych już po wydaniu tego wyroku, w których wydano wyroki na podstawie paragrafów 1 i 5 art. 278 kodeksu karnego.

Natomiast uznanie przez sąd winy i wydanie prawomocnego wyroku znakomicie ułatwia dochodzenie roszczeń cywilnych. Sądy cywilne nie są związane orzeczeniami w innych sprawach, również karnych, jednakże kodeks cywilny nawiązuje do szkód wyrządzonych w wyniku przestępstwa. Art. 442¹§ 2 kodeksu cywilnego brzmi:

„Jeżeli szkoda wynikła ze zbrodni lub występkę, roszczenie o naprawienie szkody ulega przedawnieniu z upływem lat dwudziestu od dnia popełnienia przestępstwa bez względu na to, kiedy poszkodowany dowiedział się o szkodzie i o osobie obowiązanej do jej naprawienia”.

W praktyce daje to możliwość dochodzenia również tych roszczeń, które mogłyby się przedawnić na podstawie innych przepisów kodeksu cywilnego, szczególnie art. 118.

Z własnego doświadczenia, związanego z dochodzeniem roszczeń cywilnych wynikających z nielegalnego poboru gazu, wiem, że dłużnicy podnoszą różne zarzuty w obronie przed obowiązkiem zapłaty należności. Jednym z nich jest zarzut przedawnienia roszczeń. Niestety, orzecznictwo w tej materii nie jest jednolite. Sądy w różny sposób interpretują przepisy o przedawnieniu rosz-

czeń, przyjmując okres 10 lat, 3 lat, a nawet 2 lat. Zagadnienie przedawnienia roszczeń jest bardzo złożone, a z drugiej strony na tyle ważne, że może być znakomitym materiałem do następnego opracowania.

Ale do rzeczy... Otóż posiadanie prawomocnego wyroku daje podstawę do obalenia zarzutu przedawnienia, który mógłby się ostać, gdyby takiego wyroku nie było. I nie ma znaczenia, że w wyroku nie ma obowiązku naprawienia szkody. Odszkodowania takiego spółka dochodzi na drodze cywilnej, a w uzyskaniu nakazu zapłaty lub prawomocnego wyroku o zapłatę należności pomaga prawomocne orzeczenie w sprawie karnej.

W DSG stosowana jest praktyka, że dochodzenie roszczeń na drodze cywilnej odbywa się również w przypadkach, kiedy w wyroku karnym orzeczony został obowiązek naprawienia szkody. Wyjątkiem są te przypadki, kiedy termin zapłaty odszkodowania orzeczonego w sprawie karnej już minął – wtedy występujemy do sądu o nadanie klauzuli wykonalności wyrokowi w zakresie obowiązku zapłaty zasądzonego odszkodowania, oraz przypadki, kiedy termin zapłaty odszkodowania jest stosunkowo krótki – maksymalnie do pół roku. Na ogół karę za przestępstwo z art. 278 §1 k.k. sądy orzekają w zawieszeniu, a zapłata odszkodowania ma nastąpić właśnie w okresie próby, potocznie zwanym zawieszeniem. Kierowanie spraw na drogę cywilną pozwala wcześniej rozpocząć postępowanie egzekucyjne, gdyż w wyrokach karnych okres do naprawienia szkody jest zdecydowanie za długi z punktu widzenia spółki. Do tej pory nie zdarzyło się, żeby sąd cywilny zakwestionował dochodzenie roszczenia na tej drodze, argumentując, że roszczenie zostało już zasądzone w wyroku karnym.

Mimo że wyrok Sądu Najwyższego z 27 lutego 2008 roku ma dla spółek gazowniczych negatywne skutki, nie można zaniechać wykorzystywania procedury karnej. Policja i prokuratury idą po linii najmniejszego oporu, umarzają postępowanie ze względu na brak znamion przestępstwa lub na małą szkodliwość społeczną czynu. Spółka w każdym takim przypadku składa zażalenie na postanowienia o umorzeniu dochodzenia lub postępowania. I coraz częściej sprawy są wszczynane ponownie. W kilku przypadkach o wznowieniu postępowań karnych zdecydował sąd. Świadczyć to może o ra-

cji spółki i właściwej argumentacji zawartej w zażaleniu na postanowienia organów prowadzących i nadzorujących procedurę karną, ale też o pobeżnym lub niewłaściwym interpretowaniu przepisów przez policję lub prokuraturę.

Należy też pamiętać o prewencyjnym skutku orzeczeń w sprawach karnych. Oczywiście, uznanie nielegalnego poboru za przestępstwo jest sytuacją najbardziej korzystną, Niemniej jednak pod uwagę należy wziąć również te przypadki, w których nie-

legalny pobór zakwalifikowano jako wykroczenie. Wykroczenia również podlegają osądzeniu przez sądy i podlegają sankcjom finansowym. I również działają na wyobraźnię potencjalnych amatorów dobrodziejstw wynikających z użytkowania paliwa gazowego bez wniesienia stosownych opłat. ■

Autor jest specjalistą ds. windykacji Działu Finansowego Oddziału Zarządu Przedsiębiorstwa Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o.

Spółka składa zażalenie na postanowienia o umorzeniu dochodzenia lub postępowania. I coraz częściej sprawy są wszczęte ponownie.

W przyjaźni z ekologią

Spółka pełniąc misję transportu gazu ziemnego, Dolnośląska Spółka Gazownictwa przyczynia się do dbałości o środowisko naturalne w regionie Dolnego Śląska. Działania spółki w obszarze związanym z szeroko pojętą ekologią zaowocowały ważnym wyróżnieniem. 15 stycznia 2009 roku Dolnośląska Spółka Gazownictwa została uhonorowana Laurem Ekoprzyjaźni 2008. Statuetka ta została wręczona po raz pierwszy, a otrzymały ją instytucje i osoby zasłużone w promowaniu problematyki ekologicznej na Dolnym Śląsku.

Bezpośrednią okazją do wręczenia nagród było pięciolecie miesięcznika „Ekonatura” – czasopisma, którego celem jest kształtowanie świadomości ekologicznej poprzez edukację społeczeństwa. Z okazji jubileuszu gratulacje i podziękowania za działalność „Ekonatury” przesłał Maciej Nowicki, minister środowiska.

Uroczystość wręczenia statuetek „Ekoprzyjaźni” odbyła się podczas konferencji naukowej „Przyczyny i skutki ocieplania się klimatu”, zorganizowanej przez Polskie Centrum Edukacji, Promocji Produktów i Urzędzeń Ekologicznych „Stowarzyszenie Ekonatura”. Konferencja poświęcona była promocji edukacji ekologicznej na rzecz poprawy jakości środowiska i życia człowieka.

Otrzymując Laur Ekoprzyjaźni, Dolnośląska Spółka Gazownictwa znalazła się wśród 16 laureatów. Odnotować należy, że Laury Ekoprzyjaźni otrzymały znaczące dla Dolnego Śląska instytucje, takie jak Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu, Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu, Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej we Wrocławiu, Liga Ochrony Przyrody Zarząd Okręgu we Wrocławiu. Dolnośląska Spółka Gazownictwa znalazła się zatem w doborowym towarzystwie firm dbających o szeroko pojęte środowisko naturalne.

Warto podkreślić, że działania związane z troską o środowisko realizowane są w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa wielowymiarowo. W spółce zidentyfikowano znaczące aspekty środowiskowe i opracowano procedurę nadzoru nad nimi. We wszystkich podejmowanych działaniach dąży się do minimalizacji ich negatywnego wpływu na nasze otoczenie oraz wzrostu bezpieczeństwa pracy. W firmie wdrożony jest od kilku lat Zintegrowany System Zarządzania Jakością, Środowiskiem i Bezpieczeństwem Pracy zgodny z międzynarodowymi standardami ISO 9001: 2001, ISO 14001: 2005, OHSAS 18001: 2007. Należy zaznaczyć, że system ten podlega ciągłemu doskonaleniu.

Działając na rzecz ochrony środowiska, spółka przyczynia się do poprawy warunków i standardów życia mieszkańców i dba o region Dolnego Śląska, który charakteryzuje się wyjątkowymi walorami przyrodniczymi. ■

Piotr Wojtasik

kierownik Biura Komunikacji i Public Relations

Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław
tel. (+48) 071 336 65 66, (+48) 071 364 94 00
faks (+48) 071 336 78 17



Śląski Oskar 2008 dla GSG

Maja Girycka

*To, co na Śląsku najlepsze
i to, co dla Śląska najlepsze*



Prezes J. Honkowicz (z prawej) odbiera nagrodę z rąk prof. J. Janeczka

23 stycznia 2009 roku Górnośląska Spółka Gazownictwa oraz jej prezes zarządu, Janusz Honkowicz, zostali laureatami Śląskiego Oskara. Uroczyste wręczenie nagrody odbyło się w auli Biblioteki Śląskiej w Katowicach. W uroczystości wzięły udział najznamienitsze postacie świata nauki, kultury, polityki i biznesu.

Geneza powstania Nagrody Godła Promocyjnego Śląski Oskar wzięła się z troski o to, by wkład pracy jednostek, firm i instytucji w promowanie tego, co na Śląsku i dla Śląska najlepsze, dostrzec, docenić i pokazać społeczności. Pomysł powołania Nagrody Godła Promocyjnego Śląski Oskar zrodził się w 2001 roku w gronie osób związanych z tygodnikiem regionalnym „Goniec Górnośląski”. Nagroda miała być też odpowiedzią na pewne społeczne zapotrzebowanie na wzorce postępowania i autorytety. Nagrody branżowe są bowiem zazwyczaj mało znane szerszemu audytorium, zaś nagrody ogólnopolskie zarezerwowane jedynie dla największych. Śląski Oskar jest czymś pośrodku – honorowym wyróżnieniem, które nie tylko docenia wysiłki ludzi wybitnych, ale również promuje i motywuje do stawiania sobie coraz wyższych celów. Śląski Oskar to forma

promocji i jednocześnie dowód najwyższej jakości w każdej dziedzinie życia. Zgodnie z formułą nagrody, kapituła Godła Promocyjnego Śląski Oskar, której przewodniczy prof. Janusz Janeczek, rektor Uniwersytetu Śląskiego, przyznaje nagrody ludziom i firmom, rozstrawiającym Śląsk i których osiągnięcia nie są aż tak spektakularne, ale mają znaczący wpływ na nasze codzienne życie.

Znakiem rozpoznawczym Śląskiego Oskara jest statuetka skrzydlatego mężczyzny autorstwa znanej rzeźbiarki, Lidii Sztwiertni.

Wręczając tegoroczne nagrody, Marian Bijoch, dyrektor kapituły Godła Promocyjnego Śląski Oskar, podkreślił, że Górnośląska Spółka Gazownictwa to firma znana niemal w każdym domu na Śląsku, jeden z gwarantów energetycznego bezpieczeństwa regionu. Od lat konsekwentnie stawia na jakość, czego potwierdzeniem są certyfikaty ISO oraz liczne prestiżowe nagrody. Spółka jest jednym z najlepiej zarządzanych podmiotów gospodarczych na Śląsku, pozostając przy tym aktywnym uczestnikiem życia społecznego regionu. Jest jedną z firm, które podejmując nowe wyzwania i realizując działania rozstrawiają Śląsk w Polsce i poza granicami naszego kraju oraz tworzą nową wizję regionu na miarę przyszłych pokoleń.

Dwunastu tegorocznych „oskarowców” kapituła wyłoniła spośród ponad stu kandydatur, mając na uwadze nie tylko indywidualny wkład w przeobrażenia, które dokonują się na Śląsku, ale także miejsce w świadomości społecznej. Obok Górnośląskiej Spółki Gazownictwa, statuetki skrzydlatego Śląskiego Oskara odebrali: prof. Jerzy Buzek, Gerhard Chrobok, Elektrownia Rybnik S.A., Energoinstal S.A., Łoża Katowicka Business Centre Club, Miasto Sosnowiec, prof. Maksymilian Pazdan, PGNiG Górnośląski Oddział Obrotu Gazem – Gazownia Zabrzeńska, Józef Skrzek, Miasto Siemianowice Śląskie oraz Tomasz Trepka – Inżbud. Podczas tegorocznej uroczystości prof. Janeczek, przewodniczący kapituły, podkreślił, że wszyscy tegoroczni laureaci tworzą na Śląsku nową jakość i mogą być wzorem do naśladowania przez innych.

GSG została laureatem Śląskiego Oskara już po raz drugi. Pierwszą statuetkę Śląskiego Oskara spółka otrzymała w 2006 roku za połączenie tradycji z nowoczesnością oraz rozwój nowych technologii wykorzystujących czyste paliwo, jakim jest gaz.

Bezpieczeństwo gazu w oczach dzieci

Od czterech lat Górnośląska Spółka Gazownictwa współpracuje z koncernem energetycznym Vattenfall w zakresie wykrywania i likwidacji nielegalnego poboru paliwa gazowego w ramach akcji „Bezpieczny mieszkaniec”. Poza wymianą doświadczeń, organizacją szkoleń dla służb odpowiedzialnych za bezpieczeństwo (właściciele budynków, administracji domów mieszkalnych, straży miejskiej, policji), wykonywaniem plakatów i tworzeniem spotów reklamowych spółka promuje także bezpieczne korzystanie z mediów wśród najmłodszych.

Od kilku lat działa specjalny „telefon bezpieczeństwa”. Każdy mieszkaniec, dzwoniąc pod numer 032 303 5 303, może zgłosić nielegalne podłączenie do sieci gazowej, podejrzenie kradzieży gazu, uszkodzenia i nietypowe elementy sieci i infrastruktury gazowej. Wszystkie zgłoszenia pod ten całodobowo czynny telefon są szczegółowo sprawdzane. Sygnały o kradzieży można również zgłaszać, wysyłając informacje e-mailem pod adresem bezpieczenstwo@gsgaz.pl.

Dotychczas w ramach akcji „Bezpieczny mieszkaniec” zorganizowano cykl bezpłatnych szkoleń dla służb odpowiedzialnych za bezpieczeństwo. Wzięło w nich udział prawie 200 przedstawicieli spółdzielni mieszkaniowych, straży miejskich i pożarnych, a także policji. Dla służb prewencyjnych opracowano specjalny informator, w którym w formie instruktażu pokazano najczęstsze przykłady sposobów kradzieży gazu.

Dwa lata temu akcja „Bezpieczny mieszkaniec” wkroczyła także do szkół. Podczas lekcji prowadzonych przez wykwalifikowaną kadrę pedagogiczną najmłodszy uczniowie szkół podstawowych poznają zasady bezpiecznego korzystania z gazu i prądu. Zajęcia odbywają się zgodnie z konspektem opracowanym wspólnie przez GSG i Vattenfall, przy udziale pedagoga mającego kwalifikacje metodologiczne do pracy z dziećmi w klasach I–III. Podsumowaniem zajęć jest konkurs prac wykonanych przez uczniów –



II nagroda – Kacper Chelmiński, kl. II c

plakatów na temat bezpiecznego korzystania z mediów. Laureaci konkursu plastycznego są wybierani przez jury złożone z nauczycieli zabrzańskie liceum plastycznego.

W 2007 roku akcję zorganizowano w 42 szkołach podstawowych Bytomia i Rudy Śląskiej, gdyż właśnie w tych miastach wykrywa się najwięcej przypadków nielegalnego poboru gazu. W zajęciach prowadzonych przez wykwalifikowanych pedagogów udział wzięło prawie 8,5 tys. uczniów 357 klas I–III. Rok później w akcji uczestniczyło 14,3 tys. uczniów 695 klas I–III z 98 szkół podstawowych Gliwic, Zabrze i Częstochowy.

Najciekawsze prace pierwszego konkursu „Bezpieczny mieszkaniec” wykorzystano w 13-planszowym kalendarzu, rozesłanym laureatom, szkołom biorącym udział w akcji w 2007 i 2008 roku i kuratoriom oświaty. Prace są także prezentowane w formie plakatów w siedzibie zarządu Górnośląskiej Spółki Gazownictwa.

Akcja „Bezpieczny mieszkaniec” przynosi konkretne efekty – poprawę bezpieczeństwa na terenie objętym działaniem Górnośląskiej Spółki Gazownictwa poprzez coroczny wzrost skuteczności wykrywal-



I nagroda – Michalina Turlejska, kl. I

ności nielegalnego poboru gazu. Jest to widoczne zwłaszcza na terenach objętych akcją. Na uwagę zasługuje jeszcze jeden bardzo ważny aspekt sprawy – podejmowane działania związane z promowaniem bezpieczeństwa stanowią profilaktykę w zakresie bezpiecznego użytkowania mediów u przyszłych odbiorców gazu. Efekty prowadzonych działań będą więc widoczne również za kilka lat. ■

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

ul. Szczęść Boże 11, 41-800 Zabrze
tel. (+48) 032 373 50 00,
faks (+48) 032 271 78 01
e-mail: biuro@gsgaz.pl;
www.gsgaz.pl

Akcja „Bezpieczny mieszkaniec” przynosi konkretne efekty – poprawę bezpieczeństwa poprzez coroczny wzrost skuteczności wykrywalności nielegalnego poboru gazu.

GIS nowoczesny system zarządzania

Bożena Malaga-Wrona

Karpacka Spółka Gazownictwa z sukcesem wdrożyła kilka systemów informatycznych, wspierających działalność biznesową. Jednym z nich jest np. system „Megaz”, który od ponad sześciu lat wspiera obsługę klientów w części handlowej i dystrybucyjnej jednocześnie. W styczniu 2009 roku KSG podpisała umowę ramową na wdrożenie największego w branży Informatycznego Systemu Zarządzania Infrastrukturą Techniczną (SZI), znanego również pod nazwą GIS.

Prace przygotowawcze do wdrożenia systemu GIS rozpoczęły się już w roku 2005 od powołania przez zarząd spółki zespołu analitycznego, którego zadaniem było przygotowanie istotnych warunków zamówienia pod względem technicznym i prawnym oraz przeprowadzenie procedury wyboru dostawcy w trybie zamówienia publicznego. W ramach tych prac zespół przeprowadził rozeznanie rynku w zakresie dostępności oprogramowania GIS i wielkości tej oferty. Wystosowano pismo do Głównego Geodety Kraju w sprawie możliwości preferencyjnego pozyskania z powiatowych ośrodków geodezyjno-kartograficznych podkładów geodezyjnych w formie map cyfrowych, rastrowych i papierowych. Zespół przeprowadził również szczegółowe rozeznanie w powiatowych ośrodkach geodezyjno-kartograficznych istniejącego stanu zasobów mapowych w formie elektronicznej, a w poszczególnych oddziałach spółki zinwentaryzowano istniejące oprogramowanie. Równocześnie w KSG wdrożone zostały jednolite zasady dotyczące przejmowania i kontroli geodezyjnych operatów powykonawczych, skatalogowania dokumentacji powykonawczej sieci i urządzeń gazowniczych oraz układów zaporowo-upustowych.

EWIDENCJA MAJĄTKU TECHNICZNEGO

Podstawową funkcją systemu GIS będzie ewidencja majątku technicznego (infrastruktury sieciowej wraz

z urządzeniami i obiektami). Oprócz obiektów model danych powinien definiować topologię sieci gazowej, łącznie z regułami wzajemnych oddziaływań tych obiektów. Model danych i struktura systemu będą przystosowane do specyfiki polskiego przedsiębiorstwa gazowniczego. Nastąpi również uporządkowanie dokumentacji, planów i schematów w celu zapewnienia wiarygodności i aktualności posiadanych danych o sieci. System umożliwi udostępnienie informacji jak największej liczbie użytkowników poprzez katalog raportów i sprawozdań.

OPTIMALIZACJA PROCESU INWESTOWANIA

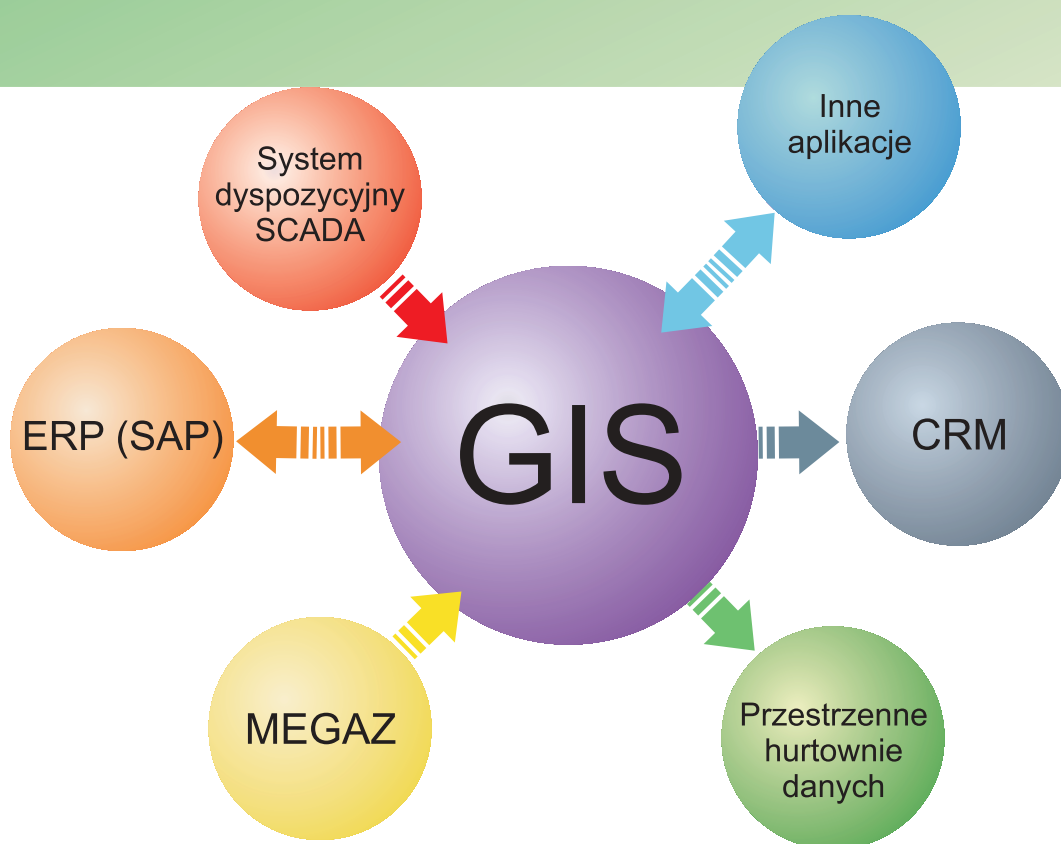
Zmniejszenie nakładów na poszczególne inwestycje i modernizację poprzez ukierunkowanie na konkretne cele poparte analizami to kolejny cel wdrożenia systemu GIS. Aby nakłady inwestycyjne były zmniejszone i efektywniej wykorzystywane, w procesie ich planowania należy posłużyć się informacjami o stanie sieci (rok budowy, liczba awarii, wyniki oględzin itp.) oraz obliczeniami sieciowymi, wskazującymi te elementy sieci, na których mogą wystąpić braki dla wymaganej przepustowości. Wdrażana aplikacja będzie uwzględniać elementy zarządzania ryzykiem w taki sposób, aby móc optymalizować poziom inwestycji z uwzględnieniem zakładanego ryzyka, np. załamania się zakładanej sprzedaży gazu.

WSPOMAGANIE PROCESU REALIZACJI REMONTÓW I INWESTYCJI

Istotnym celem systemu jest wspomaganie procesu realizacji remontów i inwestycji w zakresie ewidencjonowania inwestycji i remontów, obsługi procedury przetargowej, umów z kontrahentami, nadzoru nad realizacją planu inwestycyjnego (terminowością, kosztami), przekazywania informacji o stanie zaawansowania prac oraz tworzenie dokumentu OT (przyjęcia w skład majątku środka trwałego).

ZARZĄDZANIE AWARIAMI I WYŁĄCZENIAMI

System będzie rejestrował i archiwizował awarie i obszary wydzielone ze względu na awarie oraz minimalizował zakłócenia w dostawie gazu dla odbiorców m.in. przez określenie nowej drogi zasilania. Poprzez zarządza-



Podstawową funkcją systemu GIS będzie ewidencja majątku technicznego (infrastruktury sieciowej wraz z urządzeniami i obiektami).

nie awariami i wyłączeniami system będzie rejestrował i archiwizował każdy nowy stan ustawienia armatury odcinającej na sieci i automatycznie wyszukiwał klientów, których należy poinformować o awaryjnych wyłączeniach. Umożliwi również obliczenie bezpośrednich kosztów przełączeń. Innym zadaniem systemu jest wspomaganie dyspozytora przy przyjmowaniu reklamacji i zgłoszeń od odbiorców poprzez komputerową obróbkę danych ze zgłoszeń i wstępne określenie miejsca uszkodzenia, rozróżnienie na podstawie danych z systemu, czy awaria jest już usuwana czy dopiero powstała.

Istotną cechą systemu jest optymalizacja trasy przejazdu do miejsca wystąpienia awarii, monitorowania prac ekip remontowych (dostarczanie danych poprzez internet, lokalizowanie ekip na podstawie informacji GPS). System będzie tworzył zapytania i raporty dotyczące awaryjności, opracowywał operacyjne plany napraw i przeprowadzał symulację sytuacji awaryjnych. Będzie także nadzorował i ewidencjonował wszystkie prace monterskie oraz wspomagał gospodarkę urządzeniami gazowniczymi.

INFORMOWANIE KIEROWNICTWA I ANALIZY BIZNESOWE

To kolejna funkcja, która umożliwi wykonywanie biznesowych analiz danych w ujęciu przestrzennym (np. na podkładach mapowych) oraz gromadzenie danych pochodzących z różnych aplikacji. Będzie także wspomagać opracowywanie sprawozdań wymaganych przez właściciela lub URE oraz wykonywać analizy techniczno-ekonomiczne w celu ułatwienia podejmowania decyzji strategiczno-rozwojowych, np. poprzez informację przestrzenną o liczbie odbiorców na danym terenie.

Projekt realizacyjny został tak przygotowany, aby po wdrożeniu pełnił podstawową rolę w ramach systemów informatycznych dla spółki dystrybucyjnej, integrując jednocześnie istniejące pozostałe systemy informatyczne (patrz rysunek).

System GIS ma rozwiązywać rzeczywiste problemy biznesowo-techniczne. Przemawia za tym fakt, że 80% obiektów, o których zbierane są informacje, ma położenie przestrzenne, a graficzny interfejs mapowy jest najbardziej naturalny dla użytkownika. System GIS został tak zaprojektowany w KSG, aby być „bramą” do informatycznego systemu zintegrowanego.

Wdrożenie systemu, na mocy rozstrzygniętego postępowania publicznego, realizuje konsorcjum składające się z trzech firm: Signity, MGGP oraz Intergraph. Wdrożenie ma potrwać około 36 miesięcy i obejmuje trzy etapy: 1 – opracowanie projektu (obecnie realizowany), 2 – pilotażowe wdrożenie w jednym z oddziałów, 3 – kompleksowe wdrożenie w pozostałych oddziałach spółki.

Tak przygotowana organizacja umożliwi sprawne wdrożenie systemu, którego efektem będą korzyści zarówno dla spółki, jak i dla odbiorców gazu ziemnego. ■

Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie
 ul. Wita Stwosza 7, 33-100 Tarnów
 tel. (+48) 014 632 31 00,
 faks (+48) 014 632 31 11,
 sekr. (+48) 014 632 31 12
 www.ksg.pl

Strategia spółki

Właściwie opracowana, a następnie realizowana strategia jest podstawą długookresowego rozwoju każdego przedsiębiorstwa.

Zmiany, które zaszły na rynku gazu ziemnego w drugiej połowie 2007 r., wydzielenie ze struktur spółek dystrybucyjnych działalności związanej z obrotem gazem oraz przypisanie im roli operatora systemu dystrybucyjnego postawiły Mazowiecką Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. przed koniecznością ponownego określenia priorytetów funkcjonowania przedsiębiorstwa. W tym celu w 2008 r. przeprowadzono prace nad stworzeniem strategii uwzględniającej zmienione uwarunkowania działania spółki.

Ramy dla funkcjonowania spółek gazownictwa należących do GK PGNiG określone są przede wszystkim przez prawo energetyczne, Urząd Regulacji Energetyki i PGNiG SA. Z uwagi na takie otoczenie prawno-regulacyjne strategia MSG musi koncentrować się na realizacji podstawowych funkcji przewidzianych dla spółek operatorów systemu gazowego, a możliwości zaproponowania nowych kierunków rozwoju przedsiębiorstwa są ograniczone. Oczywiście, opracowana strategia powinna odpowiadać na stale pojawiające się na rynku nowe wyzwania, zapewniać trwały rozwój przedsiębiorstwa oraz w możliwie dużym stopniu spełniać oczekiwania klientów, właścicieli i pracowników spółki.

Wobec tak zdefiniowanego środowiska kształtowania strategii zespół opracowujący dokument kierował się w swych pracach wytycznymi i sugestiami zarządu spółki i konsultował kierunki prac z kierownictwem poszczególnych obszarów funkcjonowania i oddziałów terenowych. Opracowaną w ten sposób „Strategię Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. do 2013 r.” zarząd spółki przyjął uchwałą z 4 listopada 2008 r., a następnie zaakceptowała rada nadzorcza uchwałą z 24 listopada 2008 r. W dalszej części artykułu przedstawiono podstawowe informacje o powstałej z końcem ubiegłego roku strategii Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o.

MISJA MSG

Umożliwiamy dostęp do gazu ziemnego zgodnie z potrzebami klientów – misja komunikuje podmiotom zewnętrznym i pracownikom MSG istotę świadczonych usług oraz najważniejsze wartości, którymi spółka kieruje się w prowadzonej przez siebie działalności.

Zgodnie z misją, istotą świadczonych przez MSG usług jest umożliwianie odbiorcom korzystania z paliwa gazowego poprzez:

- dystrybucję paliwa gazowego (świadczanie usługi dystrybucyjnej) sieciami gazociągów,
- przyłączanie nowych odbiorców,
- rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnej,
- organizację alternatywnych metod dystrybucji gazu ziemnego.

Najważniejszymi wartościami, którymi kieruje się spółka w prowadzonej przez siebie działalności jest świadczenie usług zgodnie z potrzebami klientów, czyli:

- niezawodność dostaw (w tym bezpieczeństwo i ciągłość),
- jakość dystrybuowanego paliwa gazowego,
- atrakcyjność cenowa oferty usług (dystrybucji paliwa gazowego),
- jakość świadczonych usług, a zwłaszcza sposób obsługi klienta, czas trwania i przyjazność procesu przyłączeniowego, rzetelność i terminowość rozliczenia usług.

CELE STRATEGICZNE I ICH REALIZACJA

Podstawowym celem strategicznym MSG jest długookresowe zwiększanie wartości przedsiębiorstwa poprzez:

- wzrost przychodów z prowadzonej działalności,
- optymalizację kosztów prowadzonej działalności,
- poprawę jakości świadczonych usług,
- usprawnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa.

Powyższe cele będą realizowane poprzez:

- rozwój możliwości dostarczania paliwa gazowego oraz przyłączanie nowych odbiorców,
- utrzymanie odpowiedniego stanu technicznego zarządzanego majątku,
- usprawnienie i podniesienie efektywności prowadzonej przez spółkę działalności,
- rozwój zasobów ludzkich.

W ramach tak zdefiniowanych głównych kierunków działań określone zostały inicjatywy strategiczne będące konkretnymi przedsięwzięciami planowanymi do realizacji w perspektywie określonej strategią. Oczywiście, powyższe kierunki działań nie powinny stanowić przeszkody dla podejmowania innych inicjatyw wspierających organizację w realizacji zamierzonych celów.

Określone w strategii inicjatywy obejmują prawie wszystkie najważniejsze obszary funkcjonowania przedsiębiorstwa, począwszy od projektów usprawniających sposób prowadzenia działalności i zarządzania spółką, poprzez przedsięwzięcia skoncentrowane na zagadnieniach związanych z rozbudową systemu dystrybucyjnego.

go i projekty zmierzające do poprawy bezpieczeństwa eksploatacji sieci, aż po projekty mające na celu rozwój wsparcia informatycznego prowadzonej działalności. Wśród nich znalazły się zarówno pojedyncze przedsięwzięcia – do szybkiej realizacji, jak i szersze programy, obejmujące większą liczbę projektów realizowanych przez kilka najbliższych lat.

ROZWÓJ STRATEGII

Opracowana strategia ma być dokumentem „żywym”. Uaktualniane analizy otoczenia zewnętrznego i wewnętrznego mają stanowić bazę dla okresowej weryfikacji adekwatności poczynionych założeń, a następnie mają być punktem wyjścia do ewentualnej aktualizacji i doskonalenia przyjętych kierunków działań. Zakłada się, że obok już określonych inicjatyw strategicznych w miarę upływu czasu mogą pojawiać się kolejne przedsięwzięcia, umożliwiające jeszcze pełniejszą realizację określonej strategii spółki.

W bieżącym roku w MSG rozpoczęły się prace nad projektem opracowania i wdrożenia zrównoważonej karty wyników (BSC). Sukcesywnie wdrażana i rozwijana karta ma stanowić integralną część opracowanej strategii, stwarzając możliwości pełniejszego jej przełożenia na wymierne działania i oczekiwane rezultaty oraz pozwalając na efektywniejszą ocenę jej skuteczności i aktualności.

Wszystkie prace nad strategią MSG zostały przeprowadzone siłami własnymi przedsiębiorstwa, bez wykorzystania pomocy firm doradczych. Mamy nadzieję, że tak opracowana strategia będzie nie tylko bliższa każdemu pracownikowi naszej spółki, ale także będzie spełniać oczekiwania wszystkich, którym zależy na rozwoju i przyszłości Mazowieckiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. ■

Maciej Rembiś, Dariusz Korytkowski
Biuro Strategii MSG

Misja komunikuje podmiotom zewnętrznym i pracownikom MSG najważniejsze wartości, którymi spółka kieruje się w prowadzonej przez siebie działalności.

Nowa siedziba MSG

Spółka Powiśle Park Sp. z o.o. została powołana do realizacji inwestycji kompleksu biurowo-usługowo-mieszaniowego przy ul. Kruczkowskiego 2, w którym będzie się mieściła siedziba Mazowieckiej Spółki Gazownictwa. Jest to wspólne przedsięwzięcie dwóch firm z grupy kapitałowej PGNiG SA: Mazowieckiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. oraz BSiPG GAZO-PROJEKT SA.

Inwestycja przy ul. Kruczkowskiego na warszawskim Powiślu po wielu latach analiz, prac koncepcyjnych i przygotowawczych wchodzi w etap realizacji. W tym historycznym dla warszawskiego gazownictwa miejscu planowane jest wybudowanie obiektu wyjątkowego i unikatowego, którego rozwiązania architektoniczne i techniczne będą nawiązywały do charakteru działalności spółki. Przystępując do określania wymagań przetargowych, położono nacisk na uwzględnienie ekologicznych technologii z maksymalnym wykorzystaniem gazu jako nośnika energii. Poza zastosowaniem kotłowni gazowej, gazowego agregatu prądotwórczego czy klimatyzacji opartej na technologii gazowej, istotne będzie także zagospodarowanie terenu, obejmujące także oświetlenie (preferowane będą latarnie gazowe). Budynek biurowo-usługowy (klasy A), który stanie się wspólną siedzibą Zakładu Gazowniczego Warszawa oraz Oddziału Zarząd Przedsiębiorstwa MSG, będzie miał powierzchnię biurową około 10 000 m² oraz usługową – około 1500 m². Przewidywany jest również dwukondygnacyjny garaż podziemny, a planowana powierzchnia użytkowa kompleksu wyniesie ok. 26 000 m².

Etap realizacji pomiarów geodezyjnych oraz dokumentacji geologicznej jest już rozpoczęty. Na początku marca w prasie codziennej ogłoszona została procedura



Podpisanie umowy spółki Powiśle Park.

wyboru projektanta, który ma przygotować projekt budowlany oraz uzyskać pozwolenie na budowę jeszcze w tym roku.

Przekazanie obiektu do użytkowania planowane jest na grudzień 2012 roku. ■

(J.K.)

Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

ul. Krucza 6/14, 00-537 Warszawa
tel. (+48) 022 667 39 00
faks (+48) 022 667 37 46
www.msgaz.pl

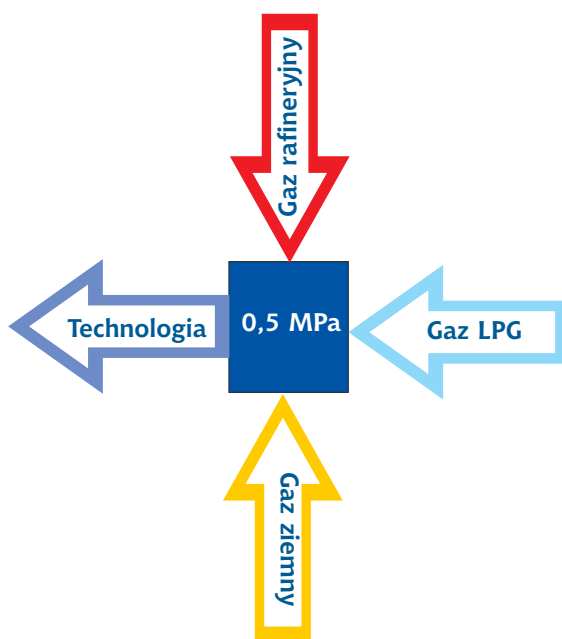
Inteligentne przyłącze gazowe?

Stanisław Łętowski, Adam Kielak

Przemysł gazowniczy istnieje od ok. 200 lat i nadal jest atrakcyjnym obszarem do wprowadzania innowacji i nowych rozwiązań technicznych. Często inspiracją do poszukiwania nowych technologii są niestandardowe potrzeby klientów w zakresie dostawy gazu ziemnego lub niedopasowanie parametrów technicznych systemu sieciowego do potrzeb klienta.

Między innymi z ww. przyczyn od kilkunastu lat prowadzono bezskuteczne rozmowy w zakresie dostaw gazu do rafinerii gdańskiej. Problemem było zbyt niskie ciśnienie gazu w sieci dystrybucyjnej Gdańska (0,2–0,25 MPa) w stosunku do ciśnienia panującego w instalacji gazów technologicznych rafinerii (0,5 MPa) oraz wymóg utrzymania stałej wydajności układu zasilania.

Z uwagi na deklarowaną wielkość poboru i dużą odległość od gazociągów przesyłowych, alternatywne rozwiązanie, polegające na doprowadzeniu gazu z sieci wysokiego ciśnienia było ekonomicznie nieuzasadnione. W 2006 roku Pomorska Spółka Gazownicza opracowała nowatorską technologię dostaw gazu z sieci dystrybucyjnej średniego ciśnienia, która umożliwiła pełne dostosowanie parametrów dostaw gazu ziemnego do potrzeb klienta, z zachowaniem warunku ekonomicznej opłacalności.



Rys. 1 Schemat zasilania instalacji technologicznej w paliwo gazowe

Instalacja wewnętrzna rafinerii ma długość kilku kilometrów i zasilana jest z dwóch źródeł: odpadów gazów rafineryjnych oraz LPG. Układy technologiczne pracują pod ciśnieniem ok. 0,5 MPa. W wyniku zastosowania przez Pomorską Spółkę Gazowniczą innowacyjnego rozwiązania, do instalacji wprowadzono gaz ziemny grupy E z sieci miejskiej średniego ciśnienia przy spełnieniu wymogu jego podaży o stałym, zadanym z góry, strumieniu. Cel osiągnięto poprzez budowę gazociągu średniego ciśnienia dn 315 długości ok. 4 km oraz „inteligentnego przyłącza”, składającego się między innymi z systemu sprężania gazu, elektronicznych systemów automaty-



Marek Sokołowski – wiceprezes Grupy Lotos, Mirosław Dobrut – wiceprezes PGNiG SA i Stanisław Łętowski – członek zarządu PSG podczas uroczystości otwarcia instalacji

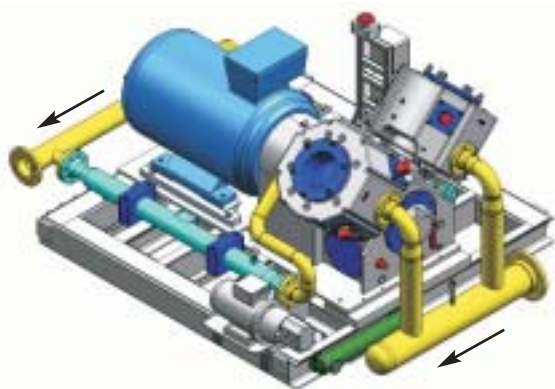
ki i systemu telemetrii, umożliwiającego nadzór nad parametrami dostarczanego paliwa.

Obecnie działający układ zasilania w paliwa gazowe instalacji technologicznej pokazano schematycznie na rys. 1.

ROZWIĄZANIE TECHNICZNE

Podstawowym elementem autorskiego układu technologicznego jest zespół dwóch sprężarek produkcji włoskiej firmy Fornovo Gas.R.I. typu DA300/090 GASVECTOR. Zastosowano nowoczesne, bezsmarowe sprężarki tłokowe w układzie V (rys. 2), napędzane silnikami elektrycznymi o mocy 90 kW.

Każda sprężarka ma własny układ pomiaru strumienia gazu, stanowiący integralną część urządzenia. Zastosowany układ automatyki zapewnia w układzie sprzężenia zwrotnego pożądaną stabilność strumienia gazu wylotowego o wymaganym ciśnieniu. Sygnały sterujące wydajnością sprężarek pobierane są z gazomierzy wewnętrznych. Z kolei do rozliczeń handlowych z klientem na wyjściu z układu stosowany jest standardowy układ pomiarowy.



Rys. 2 Widok sprężarki

- Układ zasilania może pracować w dwóch trybach:
- pierwszym, w którym parametrem sterującym jest strumień gazu Q w zakresie od $750 \text{ Nm}^3/\text{h}$ do $5000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ z krokiem co $50 \text{ Nm}^3/\text{h}$,
 - drugim, w którym parametrem sterującym jest zadane ciśnienie (P_{wy}), a strumień gazu dopasowuje się do możliwości jego odbioru przez klienta.

Obecnie sprężarki pracują w wariantcie pierwszym.

Skokowa zmiana wartości strumienia może być spowodowana przez operatora PSG. Dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne pokazuje, że strumień gazu ziemnego o żądanej wartości do produkcji mieszanki zasilającej układ technologiczny rafinerii cechuje się znaczną stabilnością. Pozwala to na precyzyjne ustalanie proporcji między gazem rafineryjnym a LPG (rys 1). Zastosowane rozwiązanie techniczne całkowicie spełniło stawiane przez klienta wymogi i układ pracuje bezawaryjnie.



Adam Kielak, dyrektor OZG w Gdańsku, fachowym okiem ocenia pracę sprężarki.

PODSUMOWANIE

Zastosowane rozwiązanie otwiera, naszym zdaniem, nowy rozdział w dystrybucji gazu ziemnego. Umieszczenie w sieciach średniego ciśnienia inteligentnych układów sprężających pozwoli na uzyskiwanie oczekiwanych przez klientów parametrów dostarczanego gazu bez konieczności zmian w całej sieci dystrybucyjnej, co ma niebagatelne znaczenie w trakcie procesu przyłączeniowego. Autorzy składają serdeczne podziękowania wszystkim, którzy przyczynili się do realizacji tego przedsięwzięcia. Szczególne wyrazy uznania należą się zaangażowanym bezpośrednio w proces przyłączeniowy pracownikom Pomorskiej Spółki Gazownictwa, Grupy Lotos, włoskiej firmy Fornovo Gas S. r. l. – producentowi układu sprężającego oraz Górnośląskiego Zakładu Obsługi Gazownictwa Sp. z o.o. za sprawny montaż urządzeń.

Technologicznego rozruchu przyłącza dokonano w czerwcu, a oficjalne uruchomienie nastąpiło 10.12.2008 roku.

W uroczystości uczestniczyli m.in. Marek Sokółowski, wiceprezes zarządu Grupy Lotos, Mirosław Dobrut, wiceprezes zarządu PGNiG SA, prezesi i przedstawiciele firm energetycznych Trójmiasta. ■

Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

ul. Wałowa 41/43, 80-858 Gdańsk
tel. (+48) 058 326 35 00
faks (+48) 058 326 35 04
e-mail: sekretariat@psgaz.pl, www.psgaz.pl

Zastosowane rozwiązanie otwiera, naszym zdaniem, nowy rozdział w dystrybucji gazu ziemnego.

Nowy gazociąg

Józef Szulc

Po dwuletnich przygotowaniach w styczniu 2009 r. ruszyła budowa dystrybucyjnego gazociągu wysokiego ciśnienia z Trzemeszna do Witkowa k. Gniezna. To bardzo ważna inwestycja dla Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa i odbiorców z wschodniej części województwa wielkopolskiego. Dzięki niej Gniezno i okolice otrzymają drugostronne zasilanie w wysokometanowy gaz ziemny z kierunku Mogilna, co zagwarantuje stabilność dostaw. Jednocześnie gazociąg ten umożliwi gazyfikację gminy Witkowo, a w przyszłości doprowadzenie sieci do rejonu Słupcy.

Na zlecenie Zakładu Gazowniczego w Poznaniu gazociąg ten, o długości 22 km, montuje ZRUG sp. z o.o. Firma ta zbuduje także stację gazową I stopnia o przepustowości 8000 Nm³/godzinę. Realizacja tej strategicznej inwestycji jest pod wieloma względami innowacyjna. Gazociąg z Trzemeszna do Witkowa budowany jest z rur o specjalnych właściwościach wytrzymałościowych. Strefa kontrolowana wynosi dzięki temu tylko 2 m od osi gazociągu. W dwóch przypadkach trzeba było zbudować gazociąg metodą przewiertu kierunkowego – pod dnem Jeziora Bystrzyce (289 m) oraz pod lasem państwowym (446 m), aby uniknąć wycinki drzew i (co ważniejsze – zmiany trasy przebiegu gazociągu.



Odcinek gazociągu z rur pokrytych laminatem żywicznym, przygotowany do przewiertu kierunkowego.



Prace przy montażu gazociągu.

Wytyczenie nowej trasy przedłużyłoby czas przygotowania przedpola pod tę inwestycję – całą biurokracyjno-konsultacyjną drogę przez mękę trzeba by zacząć od nowa. Na tych odcinkach zastosowano rury pokryte powłoką z laminatu żywicznego, chroniącą izolację fabryczną przed uszkodzeniem w trakcie przewiertu kierunkowego.

Inwestor, planując trasę przebiegu gazociągu, musiał uwzględnić przepisy ustawy z 3.10.2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania inwestycji na środowisko. Wymagało to szerokich konsultacji społecznych. Projekt trasy jest wynikiem kompromisu między oczekiwaniami właścicieli gruntów, planami zagospodarowania przestrzennego gmin (liczne w tym rejonie żwirownie, tereny przeznaczone pod budownictwo mieszkaniowe), planem rozwoju województwa oraz planowaną obwodnicą drogową Trzemeszna w ciągu drogi krajowej nr 15.

Służby inwestycyjne WSG i jej oddziału – Zakładu Gazowniczego w Poznaniu – włożyły sporo wysiłku w sfinalizowanie negocjacji z wieloma właścicielami gruntów, pod którymi będzie przebiegał gazociąg. To były bardzo trudne rozmowy. Żądania finansowe właścicieli gruntów za ustanowienie służebności przesyłu były w wielu przypadkach – mówiąc delikatnie – zbyt wygórowane i przekraczały możliwości finansowe WSG. Cierpliwość i umiejętność prowadzenia negocjacji pracowników naszej spółki, posilkujących się zasadami określonymi w przepisach prawa o służebności przesyłu, doprowadziły w stu procentach do szczęśliwego zakończenia spraw terenowo-prawnych. W księgach wieczystych poszczególnych nieruchomości znalazły się odpowiednie zapisy i można było rozpocząć budowę gazociągu.

Przygotowanie tej inwestycji w relatywnie krótkim czasie było możliwe także dzięki szybkim decyzjom zarządu spółki. Ważne było też zapewnienie finansowania tej budowy poprzez zaciągnięcie pożyczki w PGNiG SA.

Gazociąg Trzemeszno–Witkowo musi zacząć pracę w terminie umożliwiającym zaplanowane przedstawienie Gniezna i okolic na gaz wysokometanowy.

fot. archiwum WSG

Dyspozytornia gazu w Koszalinie

W Zakładzie Gazowniczym w Koszalinie 12 lutego 2009 r. nastąpiło uroczyste otwarcie nowej dyspozytorni, czyli centrum monitoringu sieci gazowej.

Nowo zaadaptowane pomieszczenia dyspozytorni gazu to przestronne, klimatyzowane i odpowiednio oświetlone miejsce, dające wysoki komfort pracy.

Przy pracach nad wyposażaniem nowej dyspozytorni zadbano o profesjonalne wyposażenie „centrum dowodzenia”. Monitoring podstawowych parametrów ciśnienia gazu, temperatury oraz przepływu ze stacji gazowych na bieżąco wizualizowany jest na 102-calowym ekranie plazmowym. To obecnie największy, ważący aż 250 kg, jednoekranowy system plazmowy dostępny na rynku. Oprócz monitoringu parametrów gazu on-line na ekranie możliwy jest również aktywny monitoring wizyjny obiektów ZG w Koszalinie, w tym poszczególnych rejonów dystrybucji gazu. W przyszłości system monitoringu wizyjnego będzie stopniowo rozbudowany, aby można było nadzorować kluczowe obiekty techniczne.

Nowe centrum wyposażono również w część konferencyjną, służącą do profesjonalnego prowadzenia porad, zwłaszcza podczas sytuacji kryzysowych. W trakcie takich spotkań możliwe jest prezentowanie aktualnej sytuacji za-



Nowa dyspozytornia: Sławomir Wardziński, kierownik Działu Transportu Gazu ZG w Koszalinie, prezentuje funkcjonalność ekranu plazmowego.

równy za pomocą projektora, w który wyposażona jest sala konferencyjna, jak również monitora plazmowego, na który podgląd możliwy jest po przesunięciu przeszklonej zabudowy ściennej.

Przy dyspozytorni znajduje się laboratorium, w którym w końcu ubiegłego roku zamontowano wysokiej klasy urządzenia analityczne, służące do chromatograficznej analizy składu gazu i jego nawonienia.

Nowa dyspozytornia w Koszalinie funkcjonalnością i nowoczesnością wyróżnia się nie tylko na tle Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa, ale także w skali całego kraju. ■

Leszek Łuczak

Wniosek o unijne wsparcie

27 lutego 2009 roku zakończono prace nad opracowaniem pierwszego w historii WSG wniosku o przyznanie środków unijnych.

Tego dnia Zdzisław Kowalski, prezes zarządu i Grzegorz Bartoszewski, członek zarządu, złożyli podpisy pod tym wnioskiem. WSG wystąpiła do Unii Europejskiej o dofinansowanie ze środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego realizacji projektu inwestycyjnego „Stworzenie równego dostępu do sieci gazowej dla podmiotów funkcjonujących w miejscowości Osiek nad Notecią poprzez budowę gazociągu średniego ciśnienia”. Projekt ten przewiduje budowę nowego, lokalnego systemu zaopatrzenia w gaz, co przyczyni się do wzrostu gospodarczego i poprawy warunków życia mieszkańców Osieka. W ramach tego projektu planuje się budowę gazociągu z Polanowa w gminie Wyrzysk do Osieka oraz lokalnej sieci gazowej w tej miejscowości. Wartość inwestycji szacuje się na 3,2 mln zł.

WSG ubiega się o to dofinansowanie w ramach Wielkopolskiego Regionalnego Programu Operacyjnego na lata 2008–2012, będącego częścią Narodowego Planu Rozwoju, uchwalonego przez Radę Ministrów w 2005 r. Inwestycje realizowane w ramach tych programów częściowo mają być finansowane przez UE, a częściowo ze środków krajowych – publicznych i prywatnych. Pomimo upływu trzech lat od ogłoszenia Na-

rodowego Planu Rozwoju, nabór wniosków od chętnych do skorzystania z tej pomocy opóźnia się z powodu braku zatwierdzenia przez Komisję Europejską rozporządzenia o pomocy publicznej. Jedynym wyjątkiem jest Wielkopolski Regionalny Program Operacyjny, w ramach którego ogłoszono preselekcję wniosków dla **Priorytetu III „Środowisko przyrodnicze”, Działanie 3.2. „Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku”, Schemat III: „Budowa i modernizacja lokalnych systemów zaopatrzenia w energię elektryczną (średnie napięcie), gaz i energię cieplną”.**

Trwają prace nad przygotowaniem kolejnych wniosków. Będą one dotyczyć uzyskania unijnego współfinansowania następujących inwestycji: gazyfikacji powiatu gorzowskiego (stworzenie infrastruktury umożliwiającej dostawę gazu z Niemiec), gazyfikacji gmin: Włoszakowice (województwo wielkopolskie), Stargard Szczeciński, Pełczyce, Dębno, Dziwnów, Mielno, Darłowo i Węgorzyno (województwo zachodniopomorskie). ■

Leszek Łuczak i Magdalena Skóra

Wielkopolska Spółka Gazownictwa

sp. z o.o.

ul. Grobla 15, 61-859 Poznań

tel. (+48) 061 854 53 50, 854 51 00

faks (+48) 061 852 39 23

e-mail: sekretariat@wsgaz.pl

Nowoczesne narzędzia informatyczne w sterowaniu ruchem systemów przesyłowych

Marcin Czub

Krajowy system przesyłowy gazu, zarządzany przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. to między innymi ponad 9700 km gazociągów, 14 tłoczni gazu oraz ok. 970 punktów wyjścia i 62 punkty wejścia.

System był budowany przez kilkadziesiąt lat, dlatego istnieją różnice w poziomach technologii stosowanych w jego projektowaniu, budowie oraz eksploatacji. W systemie znajdują się jeszcze obsługiwane przez operatorów obiekty niewyposażone w zawory i kurki z napędami do obiektów sterowanych w pełnej automatyce. Przez lata ewaluowała technologia i w nowych oraz modernizowanych obiektach stosowano najnowocze-

śniejsze rozwiązania, w tym także na wyższych poziomach sterowania ruchem systemu wdrożono narzędzia informatyczne do nadzoru pracy i wymiany danych, tzw. systemy SCADA (ang. *Supervisory Control And Data Acquisition*).

TROCHĘ HISTORII

Zaczął się od papieru, ołówka i prostych maszyn do sumowania. Raporty z pracy systemu opracowywane były ręcznie na arkuszach papieru rozmiaru A-2. Potem były pierwsze systemy wykorzystywane do zbierania danych i analiz z kwantem 2 godzin z możliwością automatycznego wykonywania bilansów. Ocena stanu pracy poszczególnych obiektów systemu, pracy całego systemu oraz poziomu zbilansowania fizycznego odbywała się z pewnym opóźnieniem. Dopiero pojawienie się możliwości transmisji danych on-line radykalnie zmieniło podejście do zarządzania ruchem siecią przesyłową. Transmisja danych on-line znacznie poprawia częstotliwość pozyskiwania informacji o stanie obiektów, co jest niezwykle ważne w wypadku czasu reakcji w sytuacjach awaryjnych i pozwala na natychmiastowe działanie w celu zapobiegania ich skutkom. Ze względu na konieczność analizy dużej liczby danych, niezbędne jest zastosowanie zaawansowanych narzędzi do alarmowania o nieprawidłowej pracy obiektów. Możliwość pozyskania coraz większej liczby informacji z obiektów wymaga dodatkowych mechanizmów analizy tych danych i informowania operatora o nieprawidłowościach w pracy obiektów. Ze względu na przyjęty model sterowania ruchem i strukturę organizacyjną firmy konieczne jest dostosowanie systemów oraz poziomu dostępności danych do realizowanych na poszczególnych szczeblach struktury zadań związanych ze sterowaniem ruchem sieci przesyłowej.

GAZ–SYSTEM S.A. składa się z sześciu oddziałów działających na wydzielonych terytorialnie obszarach Polski oraz centrali. Sterowanie ruchem sieci przesyłowej realizowane jest przez: Krajową Dyspo-



zycję Gazu (KDG), oddziałowe dyspozycje gazu (ODG) – w zakresie kompetencji udzielonych przez KDG na obszarach działania oddziałów, terenowe jednostki eksploatacji działające na polecenie ODG oraz obsługę obiektów. W praktyce KDG daje wytyczne do sterowania ruchem głównymi gazociągami, obiektami systemu oraz polecenia realizacji przesyłu na punktach wejścia, w tym także z podziemnych magazynów gazu. ODG realizuje ruch zgodnie z tymi wytycznymi, nadzoruje pracę pozostałych gazociągów oraz monitoruje pracę stacji pierwszego stopnia redukcji.

Nowoczesne systemy SCADA to nie tylko bieżące monitorowanie stanu sieci i sterowanie obiektami systemu, ale także zaawansowane narzędzia do uzyskania wiedzy przez operatora o pracy sieci z wyprzedzeniem kilkudziesięciu godzin i możliwość przygotowania optymalnych rozwiązań w zakresie sterowania ruchem.

W celu określenia stanu sieci w przyszłości wykorzystuje się bieżące dane o stanie systemu oraz narzędzia do symulacji pracy i niezbędne narzędzia do prognozowania zapotrzebowania na gaz. Dopiero połączenie pracy tych kilku modułów daje efekt w postaci możliwości efektywnego zarządzania procesami przesyłu gazu na kilkadziesiąt godzin naprzód.

Realizacja usługi przesyłowej nakłada dodatkowe uwarunkowania na sterowanie ruchem sieci w zakresie składanych przez zleceniodawców usługi przesyłowej (ZUP) codziennych renominacji. Narzędzia informatyczne służące do obsługi realizacji usługi przesyłowej i bilansowania handlowego uwzględniają konieczność weryfikacji zasad i uwarunkowań realizacji usługi przesyłowej określonych w „Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej”. Szczególnie ważna jest dla ZUP realizacja strumieni gazu na punktach granicznych, do których gaz dostarczany jest z importu i podlega restrykcjom kontraktów na jego zakup. Systemy do zarządzania realizacją usługi przesyłania powinny być powiązane bezpośrednio z systemami sterowania SCADA i jest to obecnie realizowane w GAZ-SYSTEM SA.

PROJEKT TELWIN SCADA W GAZ-SYSTEM SA

W 2007 roku, biorąc pod uwagę aktualny stan systemów informatycznych używanych do sterowania ruchem w GAZ-SYSTEM S.A., podjęto decyzję o wyborze systemu TelWin SCADA 4 firmy TEL STER Sp. z o.o. jako podstawowego systemu SCADA dla całej firmy.

W wyniku projektu TelWin SCADA:

- wykonano modernizację platformy sprzętowej na poziomie KDG i ODG na układ dwóch serwerów (klastr) z zewnętrzną macierzą dyskową, co znacznie zwiększyło bezpieczeństwo eksploatacji całego systemu, eliminując niedostępność systemu

- w sytuacji awarii poszczególnych komponentów,
- ujednociono wersję TelWin SCADA w KDG, ODG i wszystkich jednostkach firmy,
- ujednociono nazewnictwo zmiennych w systemie na wszystkich poziomach działania systemu,
- wdrożono standardy prezentacji danych pomiarowych oraz wyników symulacji na schematach dyspozytorskich i wykresach,
- powstała możliwość tworzenia na życzenie użytkownika dowolnych raportów, wykresów oraz analiz,
- wykonano moduł specjalizowany TelNote do komunikowania się między centrami dyspozytorskimi na wszystkich poziomach, z możliwością uzgadniania prac na sieci oraz zarządzania pracami na sieci,
- wykonano moduł TelProg do prognozowania zapotrzebowania na gaz odbiorców komunalnych na podstawie prognoz temperatur, który wykorzystuje zaawansowane algorytmy sieci neuronowych ze wsteczną propagacją błędów,
- zintegrowano oprogramowanie TelWin SCADA z programem do symulacji SIMONE firmy LIWACOM w zakresie obsługi symulacji off-line oraz on-line (pełny zakres symulacji on-line, w tym także wykonywanie symulacji na żądanie operatora, która obrazuje przyszły stan sieci przesyłowej),
- stworzono narzędzie do tworzenia symulacyjnego programu ruchu krajowego systemu przesyłowego.

PODSUMOWANIE

Projekt informatyczny SCADA ukończono pod koniec 2008 roku. Zakończenie wdrażania narzędzia do tworzenia symulacyjnego programu ruchu na kilkadziesiąt godzin naprzód w znaczny sposób poprawiło bezpieczeństwo pracy sieci przesyłowej. Wdrożenie systemu TelWin SCADA w GAZ-SYSTEM S.A. zaowocowało uproszczeniem struktury systemów wykorzystywanych do sterowania ruchem, co poprawiło efektywność korzystania z systemów przez użytkowników. Integracja oprogramowania TelWin SCADA z systemem do realizacji usługi przesyłowej TelGaz w wydatny sposób usprawniła prowadzenie ruchu, z uwzględnieniem wymagania realizacji usługi przesyłowej. ■



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

ul. Bohomolca 21, 01-613 Warszawa
tel. (+48) 022 560 18 00
faks (+48) 022 560 16 06
www.gaz-system.pl

Stworzono narzędzie do tworzenia symulacyjnego programu ruchu krajowego systemu przesyłowego.

Dylematy dywersyfikacji

dokończenie ze str. 13

wnie wiatrowe i chcemy budować elektrownie gazowe, ale w polskich uwarunkowaniach, w rozpatrywanej perspektywie czasowej, to się po prostu nie opłaca. I, oczywiście, można bardzo chcieć zwiększać moce z OZE, tylko w jaki sposób zmusić inwestorów, żeby realizowali projekty, które obecnie są nieekonomiczne. Jeszcze w dzisiejszych uwarunkowaniach finansowych, kiedy banki bardzo ostrożnie patrzają na takie inwestycje.

Ale chciałbym wrócić do wątku zasadniczego. Popatrzmy na bilans gazu, w zakresie zużycia i tego, co mamy zakontraktowane. Zakontraktowane mamy z Gazpromem od roku 2014 roku – 8,2 mld m³, w tej chwili 7,2 mld m³. Krajowe źródła na poziomie 4,5–5 mld m³ maksymalnie. Dwa kontrakty z VNG do 2011 roku – 0,5 mld m³, do 2015 roku – 0,5 mld m³. Czyli średnio mamy 13,5–14 mld m³, przy obecnym zużyciu około 15 mld m³. W perspektywie 2015 roku mówimy o zapotrzebowaniu około 16–17 mld m³. Czyli mamy dziurę bilansową minimum 2,5–3 mld m³. Pytanie: jak w krótkim i średnim terminie tę dziurę zapełnić? I na to pytanie nie odpowiedzieliśmy do końca, a to jest bieżący, kluczowy problem. Praktycznie rzecz biorąc, chyba jedynym rozwiązaniem są rozsądne negocjacje z Rosjanami. Ja wróciłem do tego tematu, żeby jeszcze raz podkreślić, że mści się teraz polityka ostatnich lat w zakresie dywersyfikacji, gdzie patrzono długofalowo, a zapomniano o krótkim czy średnim terminie. I w tej chwili PGNiG jest postawiony w sytuacji naprawdę nie do pozazdroszczenia. Ani interkonektory, gdyby powstały, ani nowe moce w magazynach, raczej tego problemu nie rozwiążą w perspektywie krótko- i średnioterminowej. Bez dobrej woli Rosjan i mądrych negocjacji, a my w negocjacjach z Rosjanami nie mamy zbyt mocnych atutów, nie poradzimy sobie z tym problemem.

A. Cymer: – Jest jeszcze jeden scenariusz, o którym nic nie powiedzieliśmy – norweski kierunek dywersyfikacji i Baltic Pipe.

A. Cylwik: – Ja wyróżniam dwa rodzaje dywersyfikacji. Dywersyfikacja, polegająca na tym, że dywersyfikujemy źródła dostaw, tak, jak zakładał poprzedni kon-

trakt norweski, gdzie mieliśmy bezpośrednio od producenta dostać gaz na polską granicę. I druga taka szansa to jest dostawa LNG. No i, oczywiście, mamy dostawy rosyjskie do granicy polskiej. Każde inne rozwiązanie to jest dostawa pośrednia. Ja nie widzę żadnych specjalnych korzyści, wynikających z tego, że to jest pośrednio z kierunku norweskiego, a nie z kierunku niemieckiego czy z południa. To po prostu jest dywersyfikacja dostawców, a nie źródeł.

A. Piwowarski: – Ale w tym projekcie norweskim znowu brakuje jednego małego ogniwa na samym początku. Wprawdzie zarezerwowaliśmy sobie przepustowość na trzy miliardy m³, ale czy mamy już zapewnione źródła, czyli dostawców gazu? Mamy wprawdzie udziały w złożach Skarv, Snadd i Idun, ale to nie są zasoby na taką przepustowość. A może warto rozważyć inną ewentualność? Już przy tych złożach czy przy platformie zebrać ten gaz, załadować na statki, które mają dość toprną technologię, jaką jest przewożenie sprężonego gazu, i przewieźć na polskie wybrzeże? Jeśli doszłoby do tej optymalnej wielkości i zdobylibyśmy te dodatkowe ilości gazu, oprócz tych z naszych złóż, zakładając, że można go wykorzystać, musieliśmy wejść w system duński. Jak to szacowaliśmy, trzeba zwiększyć przepustowość, a każdy wie, że wówczas dodaje się przetłocznice, które kosztują. Nie wiadomo również, czy nasz gaz, przesłany przez system duński, będzie obciążony kosztami tranzytu czy rząd duński podaruje nam opłaty za przepływ tego gazu? A później jest jeszcze kwestia budowy przetłocznicy gazu do bardzo wysokiego ciśnienia, żeby przepłynął gazociągami Baltic Pipe. W tych scenariuszach rachunek ekonomiczny musi być bardzo dokładny.

S. Trzop: – Tak się złożyło, że byłem menedżerem projektu norweskiego, realizowanego w latach 2001–2004. Ale wtedy partycypowaliśmy tylko w jednej trzeciej części opłat inwestycyjnych. Obecnie działamy na innych zasadach. Chcę powiedzieć, że koszty budowy gazociągu Baltic Pipe o wydajności docelowej 3 mld m³ gazu, które mamy sprowadzić, pod względem ekonomicznym się nie zamykają.

A. Cymer: – Zbliżając się do finału, jakie wnioski wyciągamy z tej debaty? Ja w skrócie powiedziałbym tak: strategicznie celowe i użyteczne dla bezpieczeństwa energetycznego państwa jest LNG. Znakiem zapytania należy opatrzyć inwestowanie w rurociągi norweskie. A przede wszystkim renegecjonować układy z głównym dostawcą i raczej wykorzystywać okoliczności – recesję, spadek zużycia, spadek cen – by wrócić do projektu tańszej inwestycji, jaką jest Jama II. Czy ja to dobrze rozumiem?

A. Cylwik: – Moje zdanie jest takie: w pierwszej kolejności rozwój infrastruktury. Magazyny plus połączenia, ale na warunkach komercyjnych. Każdy projekt musi mieć uzasadnienie ekonomiczne. Jeśli chodzi o dywersyfikację, to, oczywiście, dostępność do producentów, ale tylko na warunkach ekonomicznych. I w tym kontekście ja absolutnie nie widzę miejsca na dwa projekty, czyli LNG i Baltic Pipe. Dużo lepszym rozwiązaniem jest etapowanie projektu LNG poprzez powiększanie przepustowości niż budowa dwóch gazociągów.

A. Piwowarski: – Bo nawet w kontekście zdobycia kontraktów, taki podwójny projekt podważa naszą wiarygodność, bo sami sobie robimy konkurencję.

B. Pilch: – Ja uważam, że kluczem jest renegecacja szerokiego pakietu z Rosjanami i dopiero pochodną tego powinny być ostateczne decyzje inwestycyjne związane z innymi projektami. W tym względzie, niestety, musimy być realistami. Życzeniowym myśleniem nie zmienimy rzeczywistości. W obecnej sytuacji najpierw musimy uzgodnić nowy kontrakt z Rosjanami, np. do 2035 roku, z określonym poziomem dostaw. Z bilansu nam wyjdzie, ile gazu brakuje i na tej podstawie powinniśmy podjąć określone decyzje inwestycyjne w zakresie projektów dywersyfikacyjnych. Powinno to być przede wszystkim budowa terminalu LNG oraz wybudowanie nowych interkonektorów. Taki scenariusz wydaje się najbardziej realny i jednocześnie optymalny w obecnych uwarunkowaniach rynkowych. ■

Opracował
Adam Cymer



organizują

XXXVIII Zjazd Gazowników Polskich

połączony z jubileuszem 90-lecia Polskiego Zrzeszenia Inżynierów i Techników Sanitarnych

pod hasłem:

„ Z historią i nową strategią – w bezpieczną przyszłość gazownictwa”

Tematyka obrad:

- ◆ bezpieczeństwo dostaw gazu
- ◆ dystrybucja gazu
- ◆ przesył gazu
- ◆ rynek gazu

Zjazd odbędzie się w dniach 15–17 października 2009 roku w Tarnowie.

Towarzyszyć mu będzie wystawa urządzeń, sprzętu i materiałów dla gazownictwa.

INFORMACJE:

Zarząd Główny Polskiego Zrzeszenia
Inżynierów i Techników Sanitarnych.
tel/faks: 022 826 28 94,
e-mail: biuro@pzits.pl

Odział PZITS w Tarnowie
tel. 014 621 68 14
faks 014 621 68 13

OGÓLNOPOLSKI KONKURS FOTOGRAFICZNY

Naftowe Klimaty

Stowarzyszenie „Maraton” Gorlice zaprasza wszystkich pasjonatów fotografii do udziału w kolejnej, II edycji Ogólnopolskiego Konkursu Fotograficznego „Naftowe Klimaty”. Konkurs jest częścią projektu pn. „Weekend Naftowy”, którego finał planowany jest w dniach 8-10 maja 2009 roku w Gorlicach.

Szczegółowe informacje i regulamin konkursu na stronie internetowej:

www.weekendnaftowy.pl

Organizatorem Weekendu Naftowego jest Stowarzyszenie „Maraton” Gorlice, tel. 018 352 02 00

Śladami Eugeniusza Kwiatkowskiego na Lubelszczyźnie i w południowo-wschodniej Polsce

Jacek Jaruga

Wszyscy znamy inż. Eugeniusza Kwiatkowskiego jako przedwojennego ministra skarbu, przemysłu i wicepremiera, mało znany jest natomiast fakt, że ten wielki reformator polskiej gospodarki zaczynał swoją karierę zawodową w Gazowni Lubelskiej.

Eugeniusz Kwiatkowski w październiku 1913 r. przyjechał do Lublina, gdzie objął stanowisko kierownika ruchu, czyli wicedyrektora prywatnej gazowni. Spotkał tam inż. Bańkowskiego, znawcę gazownictwa, który był dyrektorem naczelnym. 3 lutego 1914 r. został przyjęty w poczet członków lubelskiego Stowarzyszenia Techników. Kiedy Austro-Węgry wypowiedziały wojnę Rosji (6 sierpnia 1914 r.) dyrektor inż. Bańkowski został

zatrzymany w Czechach przez tamtejsze władze. Zarząd Miejski Lublina wezwał do powrotu przebywającego u matki we Lwowie Eugeniusza Kwiatkowskiego i powierzył mu funkcję kierownika zakładem gazowym. W 1916 r. Kwiatkowski wstąpił do Legionów i pracował w biurze werbunkowym w Chełmie.

Na początku 1919 r. inż. Bańkowski został powołany do ministerstwa byłej Dzielnicy Pruskiej i powołał na stanowi-



Eugeniusz Kwiatkowski

sko swojego zastępcy Eugeniusza Kwiatkowskiego. Bezpośrednio z tego stanowiska w Gazowni Lubelskiej inż. E. Kwiatkowski został starszym referentem ds. gazownictwa w Ministerstwie Robót Publicznych. Postulował, za sejmową komisją robót publicznych, budowę gazociągów przede wszystkim w regionie Podkarpacia, na liniach Krosno–Sanok–Ustrzyki i Gorlice–Nowy Sącz–Limanowa. Gaz ten miał zastąpić dowożony do zagłębia naftowego węgiel kamienny.

Eugeniusz Kwiatkowski jako docent chemii węgla i gazu w 1921 r. prowadził wykłady z zakresu technologii chemicznej węgla kamiennego i gazownictwa. W tym czasie nawiązał kontakt z prof. Ignacym Mościckim, z którym pracował w Fabryce Związków Azotowych w Chorzowie (między innymi wspólnie uruchamiali opuszczone przez inżynierów niemieckich linie produkcyjne). Znajomość ta w późniejszym okresie przyczyniła się do współpracy



Uchwalanie budżetu – Sejm RP



Eugeniusz Kwiatkowski z wizytą na wybrzeżu.

E. Kwiatkowskiego i I. Mościckiego, kiedy ten ostatni był prezydentem RP.

Pracując na Lubelszczyźnie i podróżując po południowo-wschodnich rejonach Polski, E. Kwiatkowski poznał biedę i wielkie zacofanie ekonomiczne i gospodarcze tej części kraju. Będąc później wicepremierem i ministrem skarbu, uruchomił w 1937 r. budowę Centralnego Okręgu Przemysłowego, który był największym przedsięwzięciem gospodarczym okresu międzywojennego. W ramach COP wybudowano zakłady przemysłowe, zaporę w Rożnowie, uregulowano Wisłę od Oświęcimia do Sandomierza, Stalową Wolę, fabrykę silników lotniczych i fabrykę obrabiarek Cegielskiego w Rzeszowie, fabrykę opon samochodowych „Stomil” w Dębicy, fabrykę amunicji w Kraśniku, gazociąg „Polminu” z Roztok przez Jasło, Pilzno, Tarnów do Mościc i gazociąg z Roztok do Starachowic z odgałęzieniami do Rzeszowa, fabrykę celulozy w Niedomicach, zbudowano fabryki związków azotowych w Mościcach, betoniarnię w Dębicy. Z inicjatywy Eugeniusza Kwiatkowskiego w 1937 r. w Sandomierzu zlokalizowano kierownictwo budowy gazociągu centralnego.

Eugeniusz Kwiatkowski jako inżynier, wykładowca, minister i wicepremier w dużym stopniu przyczynił się do rozwoju gazownictwa na terenie Lubelszczyzny i południowo-wschodniej Polski, często powtarzając, że „Rozwój gazownictwa to jeden z czynników aktywnej siły państwa. Jest to przemysł, który na kształt la-

winy stwarza i podnieca nowe zjawiska w dziedzinie produkcji”.

W uznaniu zasług inż. E. Kwiatkowskiego Zakład Gazowniczy w Lublinie starał się o nadanie mu tytułu „wielkiego gospodarza”.

25 października 1999 r. odbyło się w ZG Lublin uroczyste odsłonięcie ta-



Eugeniusz Kwiatkowski z bratem Romanem

blicy pamiątkowej, poświęconej E. Kwiatkowskiemu, nowemu patronowi zakładu. Aktu tego dokonali Julita Maciejewicz-Ryś, wnuczka, i Jacek Maciejewicz, wnuk Eugeniusza Kwiatkowskiego. Uroczystość odbyła się w nowo wzniesionym budynku administracyjno-biurowym przy ul. Diamentowej z udziałem abp. Józefa Życkińskiego, metropolity lubelskiego, władz wojewódzkich i miejskich,

Eugeniusz Kwiatkowski urodził się 30 grudnia 1888 r. w Krakowie. Był drugim synem Wincenty z domu Maszczyńskiej (1864–1952) i Jana Kwiatkowskiego (1841–1902), prawnika, urzędnika kolei galicyjskich. Gdy ojciec odziedziczył po starszym bracie prawie 300-morgowy majątek ziemski w Czernichowcach pod Zbarażem, zrezygnował z pracy w dyrekcji kolei galicyjskich i przeniósł się z Krakowa do swojego majątku. Tam Eugeniusz Kwiatkowski, wraz ze swym starszym bratem Romanem (1886–1946) i młodszymi siostrami: Janiną (1892–1994) oraz Zofią (ur. w 1900 r.) spędził swoje dzieciństwo. W 1898 roku Kwiatkowski rozpoczął edukację w ck Gimnazjum Franciszka Józefa we Lwowie, by ostatecznie ukończyć prywatne gimnazjum oo. jezuitów w Bąkowicach pod Chyrowem. 27 maja 1907 r. otrzymał świadectwo dojrzałości z odznaczeniem.

Po maturze rozpoczął studia na Wydziale Chemii Technicznej Politechniki Lwowskiej. Po zdaniu pierwszych, tzw. państwowych, egzaminów na Wydziale Chemii z opóźnieniem jednego roku wyjechał na dalsze studia do Monachium. Dyplom inżyniera Königl. Bayerische Technische Hochschule otrzymał 3 sierpnia 1912 r. pod kierunkiem prof. G. Schultza. Po powrocie do kraju, od 3 marca do 28 czerwca 1913 r., odbywał praktykę w laboratorium chemicznym Gazowni Miejskiej we Lwowie. Następnie, od 5 lipca do 19 sierpnia 1913 r., praktykował w Gazowni Miejskiej w Łodzi. W 1917 r. był jednym z organizatorów Koła Gazowników Polskich przy Stowarzyszeniu Techników w Krakowie. We wrześniu 1913 r. Eugeniusz Kwiatkowski poślubił Leokadię Florę Walerię Glazer, córkę Piotra i Marii Gabrieli z Żankowskich.

władz branżowych, przedstawicieli przedsiębiorstw współpracujących z zakładem oraz wielu zaproszonych gości. ■

Bibliografia
J. Kuciński, 125 lat Gazowni Lubelskiej.
Materiały Sali Tradycji ZG Lublin.

Jakość i bezpieczeństwo

Renata Kolimas

Jakość oraz bezpieczeństwo człowieka i środowiska to bez wątpienia wyznaczniki zawodowych pasji **Waldemara Bołdaniuka**, które realizował przez prawie pół wieku swojej pracy w polskim gazownictwie.

Rozpoczął pracę w Gazowni Warszawskiej w roku 1958 jako kierownik warsztatów mechanicznych. Od 1965 do 1970 roku pełnił funkcję naczelnego inżyniera, a następnie, w latach 1970–1974, dyrektora Warszawskiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa.

W latach aktywności zawodowej mgr. inż. Bołdaniuka postępował rozwój gazyfikacji kraju, wyznaczany budową głównych krajowych gazociągów przesyłowych gazu ziemnego, sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

W latach 1975–1982 znalazł się w strukturze organizacyjnej Zjednoczenia Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, najpierw na stanowisku naczelnego inżyniera, a następnie naczelnego dyrektora, by jednak w 1983 roku powrócić do pracy w Mazowieckim Okręgowym Zakładzie Gazownictwa, w którym objął stanowisko dyrektora ds. pracowniczych, a następnie ds. technik gazowniczych, na którym pozostał do

2000 roku, do czasu przejścia na emeryturę.

W latach aktywności zawodowej mgr. inż. Bołdaniuka postępował rozwój gazyfikacji kraju, wyznaczany budową głównych krajowych gazociągów przesyłowych gazu ziemnego, sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Dokonana została zamiana gazu węglowego na gaz ziemny u odbiorców w całym kraju, a likwidacji uległy gazownie węglowe. Nowa technologia wiązała się z budową mieszalni gazu, rozkładni gazu na terenie Gazowni Warszawskiej, a także wielu tłocznii gazu, m.in. Komarno (Ukraina), Wronów, Rembelszczyzna, odazotowni w Odolanowie, zbiorników podziemnych gazu, m.in. Husów, z organizacją centrum zarządzania ruchem, które funkcjonuje dzisiaj jako Krajowa Dyspozycja Gazem.

NOWA TECHNIKA I JAKOŚĆ

Rozwój systemu gazowego w Polsce i postęp technologiczny stały się wielkim wyzwaniem, bo zawodową pasją mgr. Bołdaniuka była, i jest, nowa technika wdrażana do obiektów i urządzeń systemu gazowniczego. Na początku lat 90. ub.w. nastąpił szybki postęp techniczny, szczególnie w branży gazowniczej. Postawiono sobie wtedy za cel wdrażanie tego postępu, pod-



wyższanie kwalifikacji personelu poprzez szkolenia i jednocześnie rozwijanie własnej produkcji nowoczesnych urządzeń gazowniczych. Z tej potrzeby w Gazowni Warszawskiej został powołany Pion Technik Gazowniczych. Działanie tej jednostki spowodowało rozwój produkcji krajowych gazomierzy przemysłowych, elektronicznych urządzeń pomiarowych stosowanych w stacjach gazowych pomiarowych. Opracowano i wdrożono do praktyki przemysłowej nowoczesne stanowiska pomiarowe do legalizacji gazomierzy. Zaprojektowano, wykonano i uruchomiono kilkadziesiąt stacji gazowych i punktów pomiarowych – według standardów europejskich – oraz wprowadzono na rynek nowoczesne urządzenia redukcyjne i zabezpieczające o wysokich parametrach technicznych. Zmieniono przepisy odnośnie do warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać stacje gazowe, na bardziej rygorystyczne, zwłaszcza w zakresie zabezpieczeń przed nadmiernym wzrostem ciśnienia w sieci gazowej.

Osiągnięcia Waldemara Bołdaniuka, udokumentowane licznymi patentami i wieloma wnioskami racjonalizatorskimi, pozostawiają trwały ślad w polskim gazownictwie, w segmentach przesyłu, dystrybucji i użytkowania gazu. Między innymi z jego inicjatywy podjęto produkcję polskiego gazomierza turbinoowego, rotorowego, przeliczników do gazu. Można było zrezygnować z kosztownych i awaryjnych urządzeń pomiarowych z importu, co pozwoliło zaoszczędzić bardzo duże środki finansowe potrzebne zarówno na zakup urządzeń,

jak i ich serwis, podnieść znacznie jakość i dokładność pomiarów, zapewnić bezpośrednią dostępność nowych technologii, a także dobrze przygotować kadrę techniczno-metrologiczną do wypełniania zadań według standardów europejskich i międzynarodowych. Wymiernym zyskiem tych działań jest fakt, że nasz kraj jest obecnie liczącym się producentem i dostawcą gazomierzy i przeliczników na cały świat.

Innym obszarem działalności magistr inż. Bołdaniuka była produkcja taniach kotłach gazowych i małych kotłowni, szczególnie dla odbiorców domowych, która spopularyzowała wykorzystanie gazu ziemnego do ogrzewania pomieszczeń. Wiele nowych rozwiązań konstrukcyjnych, które wdrożył w stacjach gazowych, w ich wyposażeniu, kontroli i nadzorowaniu, znacznie poprawiło bezpieczeństwo techniczne i społeczne tych obiektów, obniżyło koszty i straty gazu.

Ciągłe dążenie mgr. inż. Waldemara Bołdaniuka do poprawy jakości wyrobów i usług w gazownictwie spowodowało, że podległe służby już w 1999 roku, jako pierwsze w PGNiG SA, uzyskały certyfikat jakości zgodny z PN EN ISO 9001 w projektowaniu, kompletacji i serwisie stacji gazowych i pomiarowych. Widząc potrzebę poprawy obsługi klientów w zakresie jakości pomiarów rozliczeniowych i ich bezpieczeństwa, opracował projekt techniczno-organizacyjny funkcjonowania służb pomiarowych gazownictwa oraz założenia techniczno-metrologiczne, pozyskał konieczne środki finansowe i uruchomił Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze PGNiG, które ma możliwość sprawowania nadzoru nad jakością pomiarów w całym gazownictwie, może być inicjatorem nowych technologii pomiarowych i rozwijać te dziedziny metrologii, które są niezbędne dla gazownictwa. W tym celu doprowadził Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze CLPB do akredytacji na zgodność z normą międzynarodową PN-EN ISO/IEC 17025.

W dziedzinie państwowych przepisów w gazownictwie wdrożył nowe podejście do wymagań funkcjonalnych i użytkowania sieci gazowej, co pozwoliło polskiemu gazownictwu przyjąć standardy odpowiadające UE.

Jest głównym autorem poprzedniego i obecnie obowiązującego rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie „Warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe”.

W dziedzinie normalizacji kierował zespołami ekspertów lub sam opracował wiele norm zakładowych PGNiG z zakresu pomiarów i stacji gazowych.

Jest weryfikatorem wielu norm europejskich i kieruje pracami normalizacyjnego Komitetu Technicznego, zajmującego się sprawami przesyłu gazu.

Jednocześnie od początku swojej kariery zawodowej działał w NOT i jego stowarzyszeniach naukowo-technicznych, w tym w SIMP, PZITS, SITP-Naft. oraz SITPNIg, którego prezesem był w latach 1980–1983. Jako rzeczoznawca i weryfikator z dziedziny gazownictwa jest autorem wielu opracowań, opinii i ekspertyz z zakresu przemysłu gazowniczego.

NAJWAŻNIEJSZE WYDOBYCIE KRAJOWE

Waldemar Bołdaniuk podejmował również liczne inicjatywy na rzecz rozwoju poszukiwań i wydobycia gazu ziemnego, szczególnie na Niżu Polskim. Działania te spowodowały, że w latach 1978–1981 opracowano mapę zasobów gazu ziemnego w kraju, a udział wydobycia krajowego w ogólnym bilansie był bardzo wysoki.

Dogłębną znajomość przemysłu gazowniczego, jego potrzeb i problemów powodowała, że inicjował i brał udział w opracowaniu programu rozwoju gazownictwa. Był wielkim orędownikiem budowy gazociągu tranzytowego z Rosji i przyczynił się do tego, że pierwsze kilkanaście kilometrów tego gazociągu wybudowano już w 1970 r. Był też inicjatorem dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz. Podejmował wysiłki na rzecz pozyskania skroplonego gazu ziemnego z Algierii (spowodował wydzielenie pirsu do przeładunku gazu w Gdyni, przygotował plan dostaw i wskazał dostawcę gazu skroplonego). Wysiłki te spełzyły na niczym z uwagi na brak zrozumienia ze strony ówczesnych władz państwowych. Gdyby podejmowane wówczas inicjatywy, które przeobrażały całkowicie polskie

gazownictwo i górnictwo naftowe oraz zapewniały podstawy funkcjonowania przedsiębiorstwa naftowo-gazowniczego praktycznie do dzisiejszych czasów, znalazły uznanie, obecnie wiele problemów byłoby dużo łatwiej rozwiązać.

NSZZ „SOLIDARNOŚĆ”

W trudnych latach 1980–1981 z wielkim zaangażowaniem bronił gazowników i naftowców, pertraktował z działaczami związkowymi najwyższego szczebla, załogami zakładów branży gazowniczej i naftowej oraz dostawcami gazu. Postawą swoją zdobył wielkie uznanie i respekt, co niewątpliwie miało

Mgr. inż. Waldemar Bołdaniuk był inicjatorem dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz.

wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu do odbiorców w tym trudnym okresie. Żadna z wielu stron konfliktu nie podejmowała nawet próby wykorzystania krajowego systemu dostaw i dystrybucji gazu jako narzędzia walki politycznej.

Warto w tym miejscu przypomnieć, że Waldemar Bołdaniuk, jako dyrektor naczelny Zjednoczenia Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, był pierwszym i jedynym tak wysokiej rangi urzędnikiem należącym do NSZZ „Solidarność”. W roku 1981, uczestnicząc wraz ze swoją załogą w słynnej pielgrzymce do Watykanu, złożył meldunek Ojcu Świętemu Janowi Pawłowi II o nowoodkrytych złożach gazu i ropy na terenie Polski, za co uzyskał od papieża podziękowanie i życzenia dalszych sukcesów oraz błogosławieństwo dla wszystkich gazowników i naftowców naszego kraju. Kadra gazownicza i górnictwa naftowego zna dyrektora Waldemara Bołdaniuka jako wspaniałego fachowca, ale też jako człowieka życzliwego ludziom, bardzo dobrego kolegę, wymagającego szefa oraz nauczyciela, który wychował liczną rzeszę gazowników. Za swoją działalność został wyróżniony licznymi odznaczeniami państwowymi, branżowymi i społecznymi. ■

Wdrożenie Systemu Informacji Geograficznej w G.EN. GAZ ENERGIA S.A. nagrodzone przez GE Energy

Michał Szymczak

W marcu br. (2–6.03) w Sorrento we Włoszech odbyła się międzynarodowa konferencja pt. „2009 Smallworld™ EMEA Conference”, zorganizowana przez GE Energy dla firm z Europy, Bliskiego Wschodu, Indii i Afryki.

Podczas warsztatów i prezentacji uczestnicy mieli możliwość poznania najnowszych rozwiązań koncernu GE Energy przeznaczonych dla przedsiębiorstw infrastrukturalnych.

W sesji poświęconej systemom informacji geograficznej przedstawiono projekt wdrożenia GIS w spółce G.EN. GAZ ENERGIA.

Prelekcję pt.: „Implementation of Gas Distribution Office – Challenges and Benefits” wygłosili reprezentanci spółek przeprowadzających wdrożenie – Sebastian Pache (firma GEOMAGIC z Lipska) i Andrzej Patecki (firma ASTEC z Zielonej Góry) oraz przedstawiciel G.EN., Andrzej Gwizdała, pełniący funkcję kierownika projektu GIS. W prezentacji przedstawiono specyfikę działalności G.EN., poszczególne etapy implementacji GIS, uzyskane korzyści, funkcjonalność systemu oraz możliwość jego dalszej rozbudowy.

Wdrażany od października 2007 roku system składa się z następujących komponentów:

- GDO (*Gas Distribution Office*) – produkt dla dystrybutorów gazu ziemnego, będący podstawowym elementem GIS. Pozwala na kompleksowe zarządzanie siecią gazową,
- FIS (*Field Information System*) – stanowiska mobilne współpracujące z GPS i umożliwiające dostęp do zasobów GIS w terenie. Mogą być wykorzystywane np. przez służby techniczne i doradców klienta,
- SIAS (*Smallworld Internet Application Server*) – aplikacja umożliwiająca dostęp do GIS poprzez przeglądarkę internetową,



Wręczenie nagrody „Fast Tracker”. Od lewej Andrzej Gwizdała, kierownik projektu GIS w G.EN. i Martin Ansell, dyrektor generalny GE Energy Smallworld Business.



- GASNET – moduł obliczeniowy, służący do prowadzenia statycznych obliczeń sieci.

Etap wdrożenia, obejmujący zaimplementowanie powyższych elementów GIS, wraz z ustaleniem ich funkcjonalności i przeprowadzeniem pilotażu, został pomyślnie zakończony, a obecnie trwa wprowadzanie danych dotyczących infrastruktury gazowej G.EN. do systemu. Głównym celem wdrażanego systemu jest dalszy wzrost efektywności gospodarowania infrastrukturą techniczną spółki, między innymi poprzez bieżącą aktualizację informacji o sieci gazowej oraz umożliwienie dostępu do jednolitej bazy danych istniejących, projektowanych i planowanych elementów sieci wszystkim użytkownikom aplikacji, pracującym w geograficznie rozproszonej strukturze (obecnie 6 lokalizacji w 4 województwach).

Dzięki szerokiej funkcjonalności wdrażanego systemu będzie on wykorzystywany do:

- zarządzania i administrowania siecią gazową poprzez prowadzenie pełnej ewidencji przestrzenno-technicznej infrastruktury sieciowej oraz jej elementów składowych,
- usprawniania inwentaryzacji zasobów i przeprowadzania oględzin sieci,
- wspomagania procesu uzgadniania dokumentacji technicznych,
- ustalania lokalizacji i obsługi skutków awarii oraz przerw w dostawie gazu,
- oceny stanu technicznego sieci,

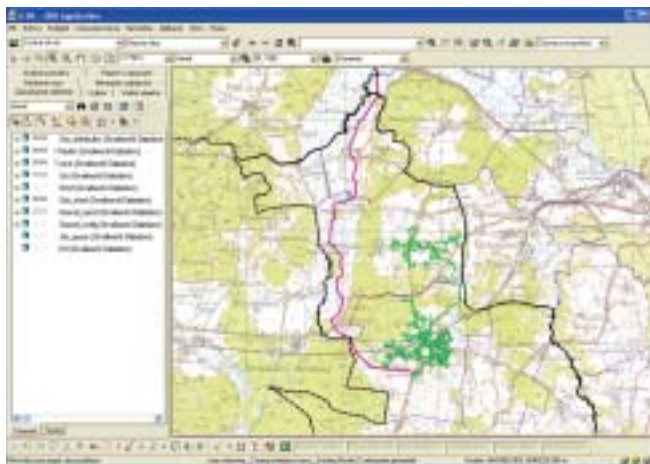


G.EN. GAZ ENERGIA S.A.
ul. Obornicka 235, 60-650 Poznań
tel. (+48) 061 822 67 01
fax (+48) 061 822 67 31
e-mail: gen@gen.com.pl
www.gen.com.pl

- planowania prac eksploatacyjnych, napraw i remontów sieci,
- usprawniania pracy służb serwisowych oraz doradców klientów,
- wspierania procesu wydawania warunków przyłączeniowych wraz z kontrolą ich realizacji,
- wykonywania analiz i statystyk z pozyskanych danych,
- prowadzenia symulacji obliczeń na sieciach gazowych,
- planowania nowych inwestycji.

Generalnie, wdrażany w spółce system umożliwia ewidencjonowanie posiadanego majątku sieciowego, planowanie i projektowanie nowych inwestycji infrastrukturalnych oraz zapewnia wsparcie realizacji zadań eksploatacyjnych i operacyjnych.

Należy jednak zaznaczyć, iż ze względu na ciągłą rozbudowę gazociągów G.EN. konieczne jest systematyczne wprowadzanie do systemu nowych danych.



Aplikacja Gas Distribution Office w G.EN.

Na podstawie dotychczasowych doświadczeń można stwierdzić, że implementacja GIS zapewnia optymalizację prac infrastrukturalnych, wzrost efektywności wewnętrznych działań biznesowych, a także wspomaga i przyspiesza proces decyzyjny.

Zastosowane rozwiązania technologiczne pozwalają na dalszy, elastyczny rozwój GIS oraz jego integrację z innymi, wykorzystywanymi w G.EN. narzędziami informatycznymi, takimi jak SAP, SCADA czy system monitoringu i zarządzania rozproszonymi obiektami dystrybucji gazu.

Opisywane wdrożenie zostało uhonorowane przez GE Energy nagrodą „Fast Tracker”. Wyróżnienie to przyznawane jest firmom za szybką i efektywną implementację złożonego projektu informatycznego.

Warto również dodać, że G.EN. GAZ ENERGIA to pierwsza w Europie spółka, która wdrożyła GIS bazujący na innowacyjnym produkcie GE Energy o nazwie Gas Distribution Office. ■

SPORT

Mistrzowska siatkówka

Mistrzowie po zdobyciu ostatniego punktu.

oraz trzy drużyny z drugich miejsc z najlepszym bilansem.

1 lutego wczesnym popołudniem rozegrano finał. Mistrzem Polski w piłce siatkowej została już po raz drugi drużyna Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z Tarnowa, w której szeregach grali również zawodnicy Karpackiego Oddziału Obrotu Gazem. Gratulacje!

Drugie miejsce zajęła drużyna Gazowni Sandomierskiej, trzecie OGP Gaz-System S.A. Oddział Tarnów, a czwarte – czarny koń turnieju – drużyna AGH

W dniach 30 stycznia – 1 lutego 2009 roku w Szczyrku odbywały się II Mistrzostwa Polski w Piłce Siatkowej o Puchar Prezesa Zarządu PGNiG SA. Organizatorem turnieju była Centrala Spółki PGNiG SA.

Do udziału w zawodach zaproszono wszystkie oddziały i spółki z Grupy Kapitałowej PGNiG oraz gościnnie OGP GAZ-System S.A. i Akademię Górniczo-Hutniczą z Krakowa. Na zaproszenie odpowiedziało 20 drużyn, które w pełnej gotowości zjawiły się 30 stycznia w hotelu w Szczyrku.

W sobotę, wczesnym ranem wszystkie drużyny stawiły się w hali sportowej. O 9.30 Włodzimierz Kleniewski, dyrektor departamentu mar-

Dyrektor Włodzimierz Kleniewski i Sergiusz Ryczel podczas ceremonii wręczenia nagród.



Zwycięska drużyna KSG i KOOG z Tarnowa.

ketingu, uroczystie otworzył mistrzostwa. Prawie przez cały dzień trwały zacięte rozgrywki grupowe. Do dalszych gier awansowały wszystkie drużyny z pierwszych miejsc w grupach

z Krakowa. Podczas mistrzostw prowadzone były również statystyki indywidualne. Najwszechstronniejszym zawodnikiem turnieju został Mieczysław Bardo z KSG Sp. z o.o. w Tarnowie. Tytuł najlepiej rozgrywającego wywalczył również zawodnik z KSG Sp. z o.o. – Robert Basta, a najlepiej atakującym zawodnikiem turnieju wybrano Dominika Osińskiego z AGH.

Puchary, dyplomy oraz nagrody rzeczowe wręczył, w imieniu prezesa zarządu PGNiG SA, Włodzimierz Kleniewski.

Należy dodać, że Sergiusz Ryczel – komentator znanego kanału sportowego – doskonale sprawdził się jako prowadzący zawody siatkarskie.

Mam nadzieję, że rozgrywki mistrzowskie na stałe wpisały się w kalendarz imprez sportowych w GK PGNiG. Do zobaczenia w przyszłym roku. ■

Z siatkarskim pozdrowieniem,
Paweł Janas



Obiekt, w którym rozgrywano mecze w całej okazałości.

URZĄDZENIA POMIAROWE DLA GAZOWNICTWA W OFERCIE MERAZET S.A.

Chromatograf on-line typu NGC8206 do pomiarów składu gazu ziemnego

- detektor: TCD; Zasilanie: 12 V DC
- czterostrumieniowy
- certyfikat do strefy zagrożonej wybuchem ATEX Z1, II 2G, EEx d IIB+H2 T6
- pełny dostęp do wszystkich parametrów urządzenia, możliwość lokalnej konfiguracji pomiarów
- komunikacja: Modbus i TCP/IP
- oprogramowanie PCCU do zaawansowanej konfiguracji i zbierania danych.
- opiniowany pozytywnie przez Centralne Laboratorium P.G.N. i G.



Chromatograf firmy Axel Semrau ODOR-Line wersja PC

- do oznaczania THT, merkaptanów i/lub związków siarki w gazie ziemnym
- praca na zasadzie wypełnionej, podgrzewanej kolumny retyfikacyjnej wolnej od zakłóceń
- wyprodukowany zgodnie z normą DIN 51855/ ISO 19739



Rejestratory mechaniczne i elektroniczne firmy Paul Wegener

- rejestracja ciśnienia i temperatury oraz innych wielkości fizycznych
- rejestratory elektroniczne z certyfikatem ATEX do strefy Z1 i Z2



Manometry cyfrowe firmy KELLER

- precyzyjny pomiar ciśnienia w zakresach od 3 kPa do 1000 bar z wysoką dokładnością 0,1% zakresu
- certyfikat do strefy zagrożonej wybuchem ATEX



MERAZET S.A.

ul. J. Krauthofera 36, 60-952 Poznań; tel. 061/ 864 46 00, fax 061/ 865 19 33
<http://www.merazet.pl> e-mail: automatyka@merazet.pl



Międzyzdroje 18 - 20 maja 2009

„Gaz ziemny, a zmiany klimatyczne na świecie”

www.gazterm.pl



Partner Konferencji:



Kontakt z biurem organizacyjnym:

studio | **4u**

