

czerwiec 2013

Przegląd Gazowniczy

nr 2 (38)

cena 14 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

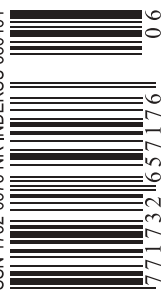
**Rozmowa z Connie Hedegaard,
komisarz UE ds. klimatu**

**Fiskus nieugięty w sprawie
akcyzy na gaz**

Temat wydania:

**POLITYCY! CZAS MYŚLEĆ
O NOWEJ POLITYCE
ENERGETYCZNEJ POLSKI**

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464





SYMPOZJUM GAZOWNICZE 2013

Gdańsk – Sztokholm – Gdańsk
31 sierpnia – 3 września 2013 r.

„Współczesna technika pomiarowa – najnowsze regulacje i problemy eksploatacyjne”

Edycja XII

Sobota, 31 sierpnia 2013 r.

15.00–19.00

Symposium, SESJA I

- Znaczenie Gazociągu Bałtyckiego dla rynku gazu ziemnego w Europie**
– Aleksander Wasilewski, Ministerstwo Spraw Zagranicznych
- Wpływ terminalu w Świnoujściu na rynek środkowoeuropejski**
– Bartosz Bałabuch, Polskie LNG SA
- Rozwój gazownictwa w oparciu o środki unijne w latach 2014–2020**
– Michał Szpila, PGNiG SPV4 sp. z o.o.
- Skutki małego trójpaku dla gazownictwa – wnioski dla dużego trójpaku**
– Andrzej Schoeneich, Izba Gospodarcza Gazownictwa
- Kogeneracja gazowa szansą na rozwój ciepłownictwa i elektroenergetyki systemowej**
– prof. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska
- Technologie wspierające wytwarzanie energii dla energetyki prosumenckiej**
– Janusz Starościk, Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych

Niedziela, 1 września 2013 r.

09.00–12.00

Symposium, SESJA II:

- Sieci inteligentne w gazownictwie – stan aktualny**
– dr Dariusz Dzirba, PGNiG SA
- Duel Fuel – wspólny odczyt liczników różnych mediów w polskich realiach**
– Arkadiusz Chmielewski, Karol Kozłowski, Apator Metrix SA
- Encoder CWSL – rozszerzenie funkcjonalności gazomierzy i kwantometrów**
– Paweł Sierociński, COMMON SA
- Ocena zgodności gazomierzy inteligentnych**
– dr Jacek Jaworski, Paweł Kułaga, Instytut Nafty i Gazu
- Panel podsumowujący**

Program towarzyszący symposium: zwiedzanie Sztokholmu

Spotkanie uczestników symposium 31 sierpnia br. w Gdańsku (Nowy Port, ul. Przemysłowa 1)
– zaokrętowanie na prom Scandinavia. Powrót do Gdańska 3 września br. o 13.00.

Więcej informacji: www.igg.pl

Organizatorzy:



Wspierający:



Branża gazownicza nieustannie znajduje się w czołówce zmian sektora energetycznego i rozwija się pomimo narastającej nadregulacji i braku choćby średnioterminowej polityki gospodarczej państwa. Kluczowymi firmami oddziaływającymi na ten rynek oraz na większość innych firm członkowskich IGG są: GAZ-SYSTEM S.A. – jako jedyny w Polsce operator sieci przesyłowej – oraz PGNiG SA – jako zintegrowana Grupa Kapitałowa, z wyłączeniem krajowego systemu magistralnego.

GAZ-SYSTEM S.A. systematycznie rozwija i modernizuje strategiczne gazociągi i połączenia międzysystemowe, absorbując potężne środki unijne (na lata 2014–2020 przewiduje się ponad 10 mld zł). Stabilność wysoko wykwalifikowanej kadry zapewnia spokój społeczno-polityczny w firmie i w zasadzie jedynym elementem budzącym od czasu do czasu emocje jest termin uruchomienia terminalu LNG w Świnoujściu. Jednak eksperci nie robią z paru miesięcy opóźnień narodowej tragedii, uznając, że lepiej zakończyć tę skomplikowaną budowę rzetelnie niż następnie (jak dzieje się w przypadku wielu inwestycji drogowych) dokonywać nieustannych remontów. Operator przesyłowy działa przewidywalnie dla partnerów, głównie innych firm członkowskich IGG, i nawet jeżeli zaordynował w niewielkim zakresie proces tzw. *insourcing*, to umożliwił zewnętrznym firmom serwisowym partnerskie dostosowanie się do tej sytuacji.

Natomiast „matka” większości firm członkowskich IGG, tj. PGNiG – do 30.10.1996 r. Przedsiębiorstwo Użyteczności Publicznej, a obecnie spółka akcyjna z 72,4-procentowym udziałem Skarbu Państwa, ciągle budzi wielkie zainteresowanie polityków, często skrajne i niezrozumiałe dla bardzo spokojnej i zdyscyplinowanej branży, która w bilansie energetycznym zapewnia raptem 13% niezbędnych paliw pierwotnych. Znaczenie PGNiG SA jest nadmiernie wykorzystywane, zwłaszcza w momentach presji w stosunkach z Rosją lub Ukrainą. Gazownicy z pewną zazdrością obserwują normalne relacje branży petrochemicznej w zakresie handlu ze Wschodem, czego wyrazem jest np. udział prezesa ORLEN SA, jako reprezentanta polskiego biznesu, podczas „rosyjskiego Davos” – Sankt Petersburg, 20–22 czerwca br.

W GK PGNiG zachodzą wielkie zmiany i nie widać ich końca. Jak powiedział „z zachwytem” jeden z prezesów specjalistycznej spółki, obecnej od 20 lat na polskim rynku: jest to branża nieustannego zarządzania zmianami, zaś za każdym razem, kiedy jestem w Polsce, zastaję nowego prezesa. Obecnie ponownie jest taka sytuacja, a Zarząd PGNiG w nielicznym składzie ledwie nadąża za sprzecznymi postulatami interesariuszy i – głównie – polityków. 21 czerwca br. Sejm przyjął tzw. mały trójpak i jeszcze w tym roku zacznie obowiązywać 30-procentowe tzw. obligo gazowe, a po 1 lipca 2014 r. obligo to ma wynosić 70%. Doświadczenia Towarowej Giełdy Energii w zakresie obrotu energią elektryczną nijak mają się do specyfiki rynku gazu ziemnego, gdzie pierwotnym monopolistą jest Gazprom. I znów PGNiG staje się poletkiem doświadczalnym – unikatem w skali światowej. Na marginesie można tylko westchnąć: jakiemu wynaturzeniu uległa idea giełdy, która dobrowolnie powstała w 1531 r. w Antwerpii!

Innym, niezwykle znaczącym dla rozwoju rynku gazu działaniem jest konsolidacja spółek dystrybucyjnych, obserwowana z ogromną uwagą przez pozostałe firmy członkowskie IGG, zadające sobie pytanie: czy jest to tylko chwilowa zapasć restrukturyzacyjna czy raczej bodziec do szybszego rozwoju rynku? Konsolidacja ma również pozytywnie odpowiedzieć na potrzeby zniecierpliwionych klientów, czekających na skrócenie okresów podłączeń do sieci gazowej.

Generalnie, rynek gazu oczekuje stabilności zarządu i jego strategii, zminimalizowania szoku restrukturyzacyjnego w podsektorze dystrybucji, jak również profesjonalnego: wykonawstwa (PGNiG Technologie SA), usług serwisowo-wiertniczych (Exalo Drilling SA) i rozwoju usług magazynowania (OSM Sp. z o.o.).

Sprawność przeprowadzenia tych działań odpowie na pytania konkurencji i mediów: czy nadchodzi era gazu i węgiel jest w odwrocie czy raczej węgiel w Polsce musi pozostać numerem jeden? I na kolejne pytanie: czy atom ustąpi miejsca gazowi?

Oczywiście, nie chodzi o dalsze dywagacje prasowe, tylko spełnienie obietnicy przez prezesa RM, że nową politykę energetyczną Polski rząd przyjmie do końca 2013 roku.



Andrzej Schoeneich,
dyrektor IGG

Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – członek zarządu Izby
Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

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

Beata Dreger
– Wielkopolska Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.

Joanna Pilch
– Karpacka Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.

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

Andrzej Schoeneich
Izba Gospodarcza Gazownictwa

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

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

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

Joanna Zakrzewska
– Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

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

Redaktor naczelny: Adam Cymer
tel. kom. 0 602 625 474
e-mail: adam.cymer@gmail.com

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

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Nakład 2700 egz.

TEMAT WYDANIA

- 8 **Państwo bez energii.** Janusz Steinhoff rozważa uwarunkowania polskiej polityki energetycznej
- 10 **Warunki rozwoju energetyki gazowej w Polsce.** Dr Mirosław Duda analizuje konkurencyjność źródeł gazowych
- 13 **Polska energetyka – węglowe dylematy.** Dr Michał Wilczyński wskazuje, że węglowe dylematy rozwiąże gaz ziemny
- 16 **Energetyka w perspektywie 2050 roku.** Zbigniew Karaczun i Andrzej Kassenberg podkreślają konieczność przededefiniowania podejścia do bezpieczeństwa energetycznego



18

WYDARZENIA

- 7 **Chcemy pozostać liderem na zliberalizowanym rynku.** Rozmowa z Jerzym Kurellą wiceprezesem wykonującym obowiązki prezesa zarządu PGNiG SA

NASZ WYWIAD

- 18 **Chodzi nam o rozwój i poprawę infrastruktury.** Rozmowa z Connie Hedegaard, komisarz UE ds. klimatu

PUBLICYSTYKA

- 20 **Co z gospodarką?** Adam Cymer komentuje kontekst polityczny sytuacji w gospodarce
- 22 **Fiskus panem i władcą.** Adam Cymer ocenia tryb prac nad nową ustawą akcyzową
- 23 **Rozwój branży gazowniczej przy wsparciu UE.** Michał Szpila prezentuje szanse, jakie stwarza perspektywa finansowa 2014–2020
- 24 **Mały trójpak energetyczny.** Prawnicy – Kamil Iwicki i Adam Wawrzynowicz komentują krytycznie nowelizację prawa energetycznego
- 26 **Jak uzyskać decyzję środowiskową?** Dr Sergiusz Urban, prawnik, przedstawia tajniki funkcjonowania prawa środowiskowego

TARGI EXPO-GAS 2013

- 28 **Miniona dekada branży – oceny i prognozy.** Andrzej Szczęśniak relacjonuje przebieg konferencji IGG, podsumowującej jubileusz Izby Gospodarczej Gazownictwa
- 30 **Reportaż z Targów Techniki Gazowniczej Expo-Gas 2013 w Kielcach**



28

GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 32 PGNiG SA
- 34 Dolnośląska Spółka Gazownictwa
- 36 Górnośląska Spółka Gazownictwa
- 38 Karpacka Spółka Gazownictwa
- 40 Mazowiecka Spółka Gazownictwa
- 42 Pomorska Spółka Gazownictwa
- 44 Wielopolska Spółka Gazownictwa

GAZ-SYSTEM S.A.

- 46 **Komunikacja wokół inwestycji.** Joanna Szostek pisze o relacjach inwestora ze społecznością lokalną

G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

- 50 **Mechanizm regulacji cen hurtowych na rosyjskim rynku gazu ziemnego**

OSOBOWOŚĆ

- 52 Sylwetkę Janusza Honkowicza kreśli Adam Cymer

TECHNOLOGIA

- 54 **Nowe spojrzenie na próby ciśnieniowe gazociągów z PE.** Joanna Pindelska i Michał Sekita omawiają proces ustanowienia standardu technicznego ST-IGG-0301:2012 i ST-IGG-0302:2013



52

Zdjęcie na okładce: Tłocznia gazu Hołowczyce II. fot. archiwum GAZ-SYSTEM S.A.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Dla Biura IGG drugi kwartał 2013 r. minął pod znakiem intensywnych prac, związanych zarówno z bieżącą działalnością IGG, jak i organizacją VII edycji **Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2013** w Kielcach – 17–18 kwietnia 2013 r. (więcej na str. 28–31).

W związku z przypadającym na rok 2013 jubileuszem 10-lecia działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa, Walne Zgromadzenie Członków IGG odbyło się w Kielcach w przeddzień Targów EXPO-GAS. Po dyskusji nad sprawozdaniem z działalności oraz omówieniu wyników finansowych IGG, Walne Zgromadzenie Członków IGG pozytywnie oceniło dotychczasową działalność, udzielając absolutorium za rok 2012 wszystkim członkom zarządu i Komisji Rewizyjnej. WZC IGG podjęło stosowne, wymagane statutem uchwały oraz wyznaczyło kolejne cele działalności IGG w roku 2013.

13–14 czerwca br. przedstawiciele IGG uczestniczyli w VI edycji **Central European Gas Congress** w Bratysławie. Wzorem lat ubiegłych kongres jest organizowany przez organizacje branży gazowniczej krajów Grupy Wyszehradzkiej, w tym przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. W tym roku gospodarzem spotkania był Slovak Gas and Oil Association. W trakcie kongresu w poszczególnych panelach omówiono m.in. kwestie związane europejską polityką energetyczną i regulacyjną, wykorzystaniem gazu ziemnego i niekonwencjonalnych źródeł gazu w Europie Centralnej. Przedstawiono i omówiono również projekty związane z rozwojem infrastruktury przesyłowej w Europie Środkowej w kontekście relacji UE–Rosja. Organizatorem kolejnego kongresu będzie Izba Gospodarcza Gazownictwa. Odbędzie się on w czerwcu 2014 r. w Krakowie.

W drugim kwartale 2013 r. Izba Gospodarcza Gazownictwa występowała wielokrotnie w imieniu firm członkowskich do urzędów i organów rządowych, m.in. opiniując i zgłaszając uwagi do nowelizowanych aktów prawnych.

10 kwietnia 2013 r. IGG zgłosiła do Głównego Urzędu Miar w ramach konsultacji społecznych uwagi ogólne i szczegółowe do projektu *rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie w sprawie wymagań, którym powinny odpowiadać gazomierze i przeliczniki do gazomierzy, oraz szczegółowego zakresu sprawdzeń wykonywanych podczas prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych*. W piśmie zwrócono uwagę na fakt, iż w dalszym ciągu nowelizacja ta nie zawiera rozwiązań w zakresie rozliczania i sprzedaży dostaw paliw gazowych w jednostkach energii (MWh), mimo iż w tej sprawie IGG kilkakrotnie występowała do urzędów centralnych. Tradycyjnie już, przedstawiciele branży spotkali się z przedstawicielami Ministerstwa Gospodarki i Głównego Urzędu Miar w celu skłonienia tych instytucji m.in. do wprowadzenia regulacji dla chromatografów, przeliczników i nowych gazomierzy oraz przywrócenia 15-letniego okresu legalizacji przyrządów pomiarowych. Niestety, przedstawiciele branży okreś-

lili dotychczasowe spotkania jako „jałowe”.

12 kwietnia w związku z przekazaniem do konsultacji społecznych projektu z 20.03.2013 r. *rozporządzenia Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej zmieniającego rozporządzenie w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie projektowania, wytwarzania, eksploatacji, naprawy i modernizacji specjalistycznych urządzeń ciśnieniowych*, IGG w piśmie do ministra transportu zgłosiła swoje uwagi i zastrzeżenia do ww. projektu. W piśmie podkreślono, iż dokonywana nowelizacja jest dobitnym przykładem tzw. złej legislacji, która wynika z podpisania 15 lipca 2011 r. przez ministra infrastruktury rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego w zakresie projektowania, wytwarzania, eksploatacji, naprawy i modernizacji specjalistycznych urządzeń ciśnieniowych, które poprzez dodanie § 15a wprowadziło zobowiązanie, że „osoby napieniające zbiorniki LPG, CNG, LNG... powinny posiadać odpowiednie uprawnienia wydane przez UDT, potwierdzające kwalifikacje niezbędne do wykonywania tych czynności”. Wprowadzenie tak nierynkowych regulacji jest nieuzasadnione i niespotykane w UE. IGG w związku z powyższym występowała kilkakrotnie do właściwych ministrów o uchylenie tego przepisu, przedstawiając stosowne uzasadnienie. Równoległe o zmianę tych przepisów występowały organizacje (izby) reprezentujące branżę paliwową LPG.

10 maja br. IGG przekazała do Ministerstwa Gospodarki uwagi do opublikowanego przez Komisję Europejską *komunikatu na temat przyszłości procesu wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS) w Europie (COM(2013)180)*, do dalszego wykorzystania w procesie opracowywania stanowiska rządu RP do przedmiotowego komunikatu. W piśmie IGG zwróciła uwagę m.in. na fakt, iż polskie struktury geologiczne nie są dostatecznie dobrze rozpoznane i przygotowane na bezpieczne podziemne składowanie dwutlenku węgla. Z opracowań (prezentacji) geologów reprezentujących AGH wynika, że takich struktur jest niewiele i nie są praktycznie znane skutki absorbowania CO₂ w tych strukturach. Powszechnie jest również wyrażana opinia, że Polska nie powinna angażować zbyt dużych środków w instalacje CCS, zwłaszcza że ich ekonomika jest niekorzystna przy obecnej cenie CO₂ za 1 tonę emisji. Jedynym rozsądnym rozwiązaniem wydaje się możliwość realizowania w Polsce wyłącznie projektów pilotażowych, przy czym powinny one uzyskać dofinansowanie z funduszy unijnych.

28 maja br. Izba Gospodarcza Gazownictwa zwróciła się bezpośrednio do Donalda Tuska, prezesa Rady Ministrów, i Janusza Piechocińskiego, ministra gospodarki, w kwestii



Agnieszka Rudzka

W drugiej połowie lipca br. rozpoczynamy rekrutację na kolejną, IX edycję studiów MBA. Wszystkie interesujące Państwa informacje dostępne będą na naszej stronie: www.igg.pl.

dokończenie na str. 56

- **1 lipca br.** Rada Nadzorcza PGNiG SA zdecydowała o wykonywaniu przez Jerzego Kurellę, obecnego wiceprezesa zarządu ds. handlu, obowiązków prezesa zarządu do czasu wyboru nowego prezesa. W ramach obowiązków wiceprezes Jerzy Kurella sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie spółki w zakresie m.in. planowania i realizacji polityki handlowej, poszukiwania i wydobycia węglowodorów w kraju i poza jego granicami, pozyskania gazu, przygotowania i nadzoru nad realizacją strategii GK PGNiG, kreowania polityki regulacyjnej, zarządzania zasobami ludzkimi, bezpieczeństwa GK PGNiG, marketingu i komunikacji, audytu i kontroli, kompleksowej obsługi prawnej oraz sprawowania nadzoru właścicielskiego w ramach GK PGNiG.

Jacek Murawski, wiceprezes zarządu ds. finansowych, sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie spółki w zakresie m.in. realizacji celów strategicznych w aspekcie ekonomicznym i finansowym, planowania i kontroli polityki inwestycyjnej w aspekcie finansowym oraz kształtowania polityki inwestycyjnej, w tym przygotowania i realizacji planu inwestycyjnego spółki.

Mirosław Szkaluba, wiceprezes zarządu ds. IT, sprawuje nadzór i koordynuje funkcjonowanie spółki w zakresie m.in. planowania, rozwoju i funkcjonowania systemów informatycznych, administrowania majątkiem z wyłączeniem majątku sieciowego, górniczego i podziemnych magazynów gazu oraz w zakresie współpracy ze związkami zawodowymi, radą pracowniczą i innymi organizacjami pracowniczymi.

JERZY KURELLA – wiceprezes zarządu, wykonujący obowiązki prezesa zarządu PGNiG SA

Jerzy Kurella jest absolwentem Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Radca prawny. W latach 2002–2007 związany zawodowo z PGNiG SA, w której zajmował stanowiska m.in. dyrektora zarządzającego ds. obsługi prawnej oraz dyrektora zarządzającego ds. negocjacji. Był tam odpowiedzialny za prawne aspekty wydzielenia operatora systemu przesyłowego, restrukturyzacji zadłużenia i wykupu euroobligacji oraz upublicznienie akcji spółki na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. Od 2007 r. członek zarządu, a następnie wiceprezes BOT GiE S.A., odpowiedzialny za strategię i integrację GK BOT, zarządzanie Grupą Kapitałową i jej rozwój, w tym nadzór nad Departamentem IT oraz Zakupów Centralnych i Logistyki oraz obsługę prawną BOT. Od września 2008 r. prezes zarządu Wojskowego Towarzystwa Budownictwa Społecznego sp. z o.o., a od 2009 r. wiceprezes zarządu Banku Gospodarstwa Krajowego, w którym funkcję tę sprawował do czerwca 2012 r. Od 1 lipca 2012 r. był doradcą prezesa zarządu BGK. Wielokrotnie pełnił funkcję członka lub przewodniczącego rad nadzorczych, m.in. w PF-K Gaskon S.A., Investgas.S.A., BOT GiE S.A., BOT Elektrownia Turów S.A., BOT Elektrownia Bełchatów S.A., KUKI S.A. oraz Krajowego Funduszu Kapitałowego S.A.

Powołany na stanowisko wiceprezesa zarządu PGNiG SA 14 czerwca 2013 r.

- **1 lipca br.** GAZ–SYSTEM S.A. przystąpił do opracowania planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2014–2023. W ramach dotychczas przeprowadzonych prac zebrane zostały wstępne informacje o planach rozwoju systemów współpracujących, a także dane o planowanym w perspektywie długoterminowej zapotrzebowaniu na gaz przez kluczowych odbiorców. Plan rozwoju w perspektywie do 2023 roku uwzględnia oczekiwania uczestników rynku gazu oraz użytkowników systemu przesyłowego w zakresie ilości przesyłanego gazu i preferowanych kierunków dostaw do systemu przesyłowego. Działania ujęte w planie rozwoju powinny zapewnić długoterminową zdolność systemu gazowego do zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych w obrocie krajowym i transgranicznym. Ewentualne uwagi należy zgłaszać do 22 lipca 2013 r. pod adresem: planrozwaju@gaz-system.pl

- **30 czerwca br.** Wojciech Lubiewa-Wieleżyński, wieloletni prezes Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego, po 43 latach pracy dla przemysłu chemicznego w pracy badawczej, projektowej oraz działaniach w PIPC na rzecz tego przemysłu w Polsce i Unii Europejskiej, z końcem czerwca br. odszedł na emeryturę.

Izba Gospodarcza Gazownictwa, od lat współpracująca z PIPC, bardzo wysoko oceniała kompetencje i sprawność organizacyjną prezesa Wojciecha Lubiewa-Wieleżyńskiego i liczy na dalszą owocną współpracę branży chemicznej i gazowniczej.

- **27 czerwca br.** Jubileusz XX-lecia obchodziła firma UNITOL. W czerwcu 1993 r. zawiązała się spółka UNITOL, która rozpoczęła rozmowy z niemiecką firmą RMA, produkującą armaturę gazową. Zaowocowało to podpisaniem umowy na wyłączne przedstawicielstwo wyrobów wyprodukowanych w zakładzie Rheinau i Kehl. W roku 1998 RMA, wraz z firmą UNITOL, podjęły decyzję o budowie zakładu produkcyjnego w Chojnowie i w ramach realizacji tego przedsięwzięcia została zawiązana sp. z o.o. pod nazwą RMA Polska. Pierwszą poważną realizowaną inwestycją były dostawy dla PGNiG, finansowane przez Bank Światowy dla projektu WRG I, WRG II. Najważniejsze zrealizowane projekty: Gazociąg DN 1000 Odolanów–Wierzchowice, tłocznia Jełniew–Krzywa, remont węzła Tworzeń i Hermanowice, gazociąg Lubliniec–Częstochowa, KGHM, Rembelszczyzna–Gusztorzyn. Obecnie firma realizuje dostawy na wyposażenie laboratorium wzorcowania gazomierzy w Hołowczycach.

- **12 czerwca br.** Ministerstwo Finansów opublikowało ostateczny projekt ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, przygotowany pod kątem wydobycia gazu z łupków. Projekt został już przekazany do Komitetu Stałego Rady Ministrów. 13 czerwca br. projekt nowelizacji prawa geologicznego i górniczego powinien rozwiązać główne problemy, zgłaszane przez branżę wydobywczą przy poszukiwaniu gazu z łupków – powiedzieli przedstawiciele resortu środowiska na posiedzeniu sejmowej podkomisji ds. energetyki.

dokończenie na str. 58

Chcemy pozostać liderem na zliberalizowanym rynku

Rozmowa z **Jerzym Kurellą**, wiceprezesem wykonującym obowiązki prezesa zarządu PGNiG SA



Czy pana koncepcja funkcjonowania GK PGNiG jest spójna z przyjętą w ubiegłym roku strategią rozwoju w perspektywie roku 2015?

Nie mam żadnych wątpliwości co do głównych założeń strategii. Grupa Kapitałowa PGNiG w perspektywie 2015 roku musi być nowoczesną, sprawnie zarządzaną organizacją, funkcjonującą w ramach sektora gazowego, skupiającą aktywa z sektorów paliwowego i elektroenergetycznego. Priorytetem jest wzrost wydobycia gazu i ropy naftowej z własnych złóż, dywersyfikacja źródeł pozyskiwania gazu, rozwój segmentu energetyki, a także działalności na europejskim rynku handlu gazem.

To jakie jest obecnie najważniejsze wyzwanie?

GK PGNiG musi jak najlepiej sprostać pojawiającej się konkurencji. Biorąc pod uwagę dynamikę zmian na rynku energii i gazu, zbliżającą się nieuchronnie liberalizację rynku i nakładane na PGNiG nowe obowiązki regulacyjne, w tym oblige giełdowe, konieczne są zmiany. Muszą one dotyczyć zarówno zarządzania portfelem gazu PGNiG na poziomie hurtowym, jak i organizacji handlu detalicznego. Mamy niewiele czasu, aby PGNiG mogło dostosować swoje struktury, służby sprzedażowe i całą firmę do tego, co nieuniknione. Będziemy starali się przygotować coraz lepszą ofertę dla naszych klientów, wykorzystując nasze przewagi rynkowe: skalę działalności, istniejące relacje z klientami oraz nowe możliwości, jakie daje nam rozwój segmentu elektroenergetyki.

Na jakim etapie jest budowa PGNiG jako koncernu multienergetycznego. Czy są nowe pomysły rozwoju energetyki gazowej?

Rozwój energetyki opartej na gazie traktuję jako szansę dla PGNiG. To nie tylko możliwość zwiększenia sprzedaży tego surowca, ale rozszerzenie kompetencji i dywersyfikacja źródeł przychodów. Mamy już rozpoczęte inwestycje. Najbardziej zaawansowana jest budowa EC Stalowa Wola, realizowana wspólnie z Grupą Tauron. Dzięki tej inwestycji moce polskiego systemu energetycznego w 2015 roku powiększą się o 400 MWe. Kolejnym projektem jest budowa

elektrociepłowni na warszawskim Żeraniu. Mamy plany dotyczące akwizycji małych, miejskich elektrociepłowni, dotychczas zasilanych węglem, które można przestawić na zasilanie gazowe. Widzimy również możliwości szerszego zaangażowania się PGNiG w energetykę gazową we współpracy z innymi firmami z branży energetycznej.

Wszystko to pięknie, ale skąd wziąć tani gaz?

Oprócz poprawy relacji handlowych z naszymi głównymi dostawcami stawiamy na rozwój i intensyfikację wydobycia gazu i ropy naftowej z własnych złóż. Zależy nam zarówno na złożach konwencjonalnych, jak i dalszym rozwijaniu projektów poszukiwawczych gazu z łupków. Kluczem do sukcesu, zwłaszcza w przypadku gazu z łupków, może okazać się współpraca z innymi firmami, rozwój technologii wydobywczych, zwiększenie liczby wiertni pracujących w kraju oraz dialog z decydentami odnośnie do stanowionego prawa. Korzyści dla spółki mogą płynąć też z sukcesów osiągniętych za granicą. Pokazuje to dobrze przykład PGNiG Norway, które obecnie funkcjonuje już jako PGNiG Upstream International.

Jak pan w takim razie ocenia przygotowanie GK PGNiG do sprostania tym wszystkim wyzwaniom?

Firmę znam od dawna. Miałem, co prawda, przerwę, ale z PGNiG byłem związany już na początku swojej kariery zawodowej, czyli ponad dziesięć lat temu. Od tego czasu wiele zmieniło się na lepsze. Ważnym momentem dla PGNiG był debiut na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, ale kluczowe dla przyszłości spółki są zmiany zachodzące obecnie. Konsolidacja dystrybucji, skupienie działalności magazynowej wokół OSM, ograniczenie zaangażowania w obszary poza podstawowym profilem działalności, optymalizacja procesów wewnętrznych i zarządzania grupą. Te procesy są nieuniknione, jeśli PGNiG chce być firmą nowoczesną, wiarygodną dla klientów i wiodącą na zliberalizowanym rynku.

Rozmawiał
Adam Cymer

Państwo bez energii

Janusz Steinhoff

Rynek energii w Polsce znalazł się w sytuacji przedkrytycznej. Potężne wyzwania modernizacyjne i inwestycyjne, przed którymi stoi, są obecnie trudne do zrealizowania na warunkach komercyjnych, a polityka energetyczna państwa w dzisiejszym kształcie nie dysponuje skutecznymi narzędziami, które mogłyby wspierać procesy inwestycyjne.

Dotyychczas obowiązujący dokument w postaci „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” jako tzw. strategia sektorowa mocno się zdezaktualizował. Nie tylko dlatego że prognozy zużycia energii okazały się w wielu przypadkach nieaktualne. Bardziej dlatego że nie uwzględniono w nim niektórych czynników, które w dłuższej perspektywie będą decydować o strukturze rynku nośników energii. W przyjętym w listopadzie 2009 roku przez Radę Ministrów dokumencie nie określono (bo wówczas nie było to możliwe) konsekwencji rozwoju technologii eksploatacji niekonwencjonalnych złóż gazu i ropy naftowej. Aktualizacji wymaga również problem skutków wdrażanego w krajach UE pakietu klimatyczno-energetycznego, funkcjonowania ETS oraz implementacji tzw. III pakietu energetycznego, czyli planowanych działań na rzecz budowania wspólnego europejskiego, konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i gazu. Oczywiście, obecnie największym problemem jest realizacja kolejnych etapów pakietu klimatyczno-energetycznego i konkurencyjność gospodarki. Trzeba mieć bowiem świadomość, iż problem ochrony klimatu jest problemem globalnym i aby go rozwiązać, konieczne jest porozumienie w skali globalnej. Jeśli UE, nie biorąc pod uwagę fiaska konferencji w Kopenhadze i Durbanie, bierze na swoje barki redukcję emisji CO₂ (kraje UE odpowiadają za zaledwie kilkanaście procent emisji gazów cieplarnianych w skali świata), to jedynym efektem będzie znacząca utrata konkuren-

cyjności gospodarki europejskiej i alokacja – a nie redukcja – tej emisji z Europy do innych krajów. Biorąc pod uwagę stan europejskiej gospodarki oraz niechęć liczących się emitentów (Chiny, Indie, Rosja, USA) do redukcji emisji, UE powinna przesunąć w czasie tak ambitny program klimatyczny. Nie można lekceważyć faktu, że już 20-procentowy udział OZE w bilansie energetycznym jest operacją bardzo kosztowną, zaś ambitny, choć oderwany od światowych realiów i technicznych możliwości program redukcji CO₂ o 20% do 2020 roku może w takich krajach jak Polska (ponad 90% energii elektrycznej pochodzi z węgla) podwoić koszty produkcji energii. Najmniej kontrowersyjna i uzasadniona zarówno względami ekologicznymi, jak i ekonomicznymi jest 20-procentowa redukcja energochłonności.

Program redukcji emisji CO₂ najdotkliwiej uderzy w polską gospodarkę, bo – jak wspomniałem – mamy energetykę opartą na paliwach stałych i emitujemy średnio ok. 1 tony CO₂ na 1 MWh, to jest o połowę więcej niż wynosi średnia unijna. Jeśli koszty praw do emisji znajdą się na poziomie prognozowanych 39 euro/tonę, nastąpi u nas podwojenie cen energii elektrycznej, z oczywistym skutkiem dla konkurencyjności gospodarki. Ceny energii istotnie bowiem determinują konkurencyjność niektórych, szczególnie energochłonnych gałęzi gospodarki oraz mają wpływ na poziom życia odbiorców komunalnych. A już obecnie, przy stosunkowo niskich kosztach emisji CO₂, ceny energii elektrycznej

z uwzględnieniem siły nabywczej, są jednymi z najwyższych w Europie.

Stan polskiej elektroenergetyki jest zły. Poziom dekapitalizacji zarówno przesyłu, dystrybucji, jak i wytwarzania znacząco odbiega od standardów UE. Wiek ponad 70% polskich elektrowni przekracza 30 lat, a 25% elektrowni ma ponad 40 lat. Sprawność większości bloków znacząco, bo o 7–10%, jest niższa od nowoczesnych, pracujących na nadkrytycznych parametrach blokach, takich jak zainstalowane w ostatnich latach w elektrowniach Bełchatów, Łagisza czy Pątnów. Przewidywane do realizacji inwestycje w sektorze wytwarzania to – biorąc pod uwagę prognozowany wzrost zużycia energii i potrzeby modernizacji istniejących mocy – to około 1000 MW rocznie. Sprawą otwartą jest sposób finansowania tych inwestycji. Przybliżone koszty budowy nowych bloków wytwórczych w przeliczeniu na 1 MW to: w energetyce gazowej 0,9 mln euro, węglowej 1,5 mln euro, a w jądrowej 3,7 mln euro. Analizując konieczne nakłady inwestycyjne, należy uwzględnić pozostałe podsektory – przesył i dystrybucję. Planowana do 2030 roku modernizacja sieci powinna znacząco obniżyć ich awaryjność i tzw. straty sieciowe. Musimy również w ramach realizacji koncepcji budowy europejskiego rynku energii oraz w trosce o własne bezpieczeństwo energetyczne rozbudować połączenia transgraniczne, które obecnie mają zdolność przesyłową na poziomie zbliżonym do 10% naszego zużycia energii elektrycznej.

Bezpieczeństwo energetyczne w istotnej mierze uzależnione jest od stabilnych dostaw gazu ziemnego. I w tej materii w ostatnim czasie sytuacja zasadniczo pozytywnie się zmieniła. Kilka lat temu praktycznie byliśmy skazani na dostawy gazu z Federacji Rosyjskiej – o tym fakcie przesądzała sieć transgranicznej infrastruktury przesyłowej, rozbudowana na granicy wschodniej i dysponująca niewielkimi zdolnościami

przesyłowymi na pozostałych granicach. Obecnie ta sytuacja uległa radykalnej zmianie. Dzięki racjonalnej polityce inwestycyjnej GAZ-SYSTEM i wyjątkowej sprawności inwestycyjnej tej firmy rozbudowaliśmy moce przesyłowe na granicy polsko-niemieckiej, zbudowaliśmy gazociąg Morawia na południu, jesteśmy w posiadaniu tzw. wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim (w nieodległej przyszłości będzie to rewers fizyczny). Jeżeli uwzględnimy również kończącą się budowę Gazoportu (o przepustowości około 5 mld m³), to w 2014 roku – według zapewnień GAZ-SYSTEM – tylko 15% gazu będziemy zmuszeni sprowadzać zza naszej wschodniej granicy. Ta sytuacja zdecydowanie wpłynie pozytywnie zarówno na bezpieczeństwo dostaw, jak i na funkcjonowanie konkurencyjnego rynku gazu w naszym kraju.

Planując inwestycje w polskiej energetyce, trzeba mieć świadomość, iż uwarunkowania rynkowe, pozbawione państwowych narzędzi wsparcia, nie stanowią gwarancji realizacji projektów. Przykład kłopotów z budową nowych bloków w elektrowni Opolo wskazuje, że państwo nie jest do tego wystarczająco przygotowane. Nie dysponuje skutecznymi instrumentami wsparcia, zgodnymi z obowiązującymi w UE zasadami udzielania pomocy publicznej. Czy temat ten pojawia się w debacie publicznej? Niestety, nie. Pojawiają się jedynie informacje o jakichś zespołach międzyresortowych, które podobno istnieją i pracują. Tymczasem każdy, kto rozumie mechanizmy funkcjonowania administracji państwa, wie, że to nie zespoły i pełnomocnicy do spraw podejmują decyzje. Kompetencje są przypisane właściwym ministrom i nikt ich w tym nie zastąpi. Strategiczne decyzje w ramach przypisanych kompetencji podejmuje zaś Rada Ministrów.

Z ubolewaniem muszę przyznać, że w najwyższym stopniu zdumiewa mnie obserwowany od dłuższego czasu chaos kompetencyjny w funkcjonowaniu administracji państwa, niejasny podział ról poszczególnych ministrów, których aktywność, szczególnie medialna, nie koresponduje z zakresem kompetencji im przypisanych. Rozumiem różnice zdań, ale przecież oczywiste jest, że

to minister gospodarki posiada funkcje regulacyjne i nawet jeśli minister skarbu troszczy się o wartość podległych mu spółek, to nie może żądać dla nich jakichkolwiek preferencji. Tymczasem można było odnieść wrażenie, że w ostatnim czasie próbowano „ręcznie sterować” kluczowymi spółkami energetycznymi i gazowymi.

Krytycznie, jako nieracjonalne z punktu widzenia przyjętej filozofii funkcjonowania administracji, oceniam koncepcję powołania ministerstwa energetyki. Czyżby autorzy tej koncepcji podważali konieczność oddzielenia funkcji regulacyjnych (MG) i właścicielskich (MSP)? Podobnie krytycznie, jako całkowicie pozbawioną merytorycznego uzasadnienia, oceniam włączenie nadzoru nad energetyką do Ministerstwa Środowiska.

Poruszam delikatny, choć fundamentalny problem – jakości państwa. Wielokrotnie już wyrażałem obawy, że polityka zdominowała sprawy państwa, a ponieważ w polityce liczy się bardziej socjotechnika niż praca organiczna, sprawy państwa muszą na tym cierpieć. Szczególnie wyraźnie dominację socjotechniki obserwujemy w zakresie legislacji. Ostre medialnie zdarzenia i populistyczne hasła czy doraźne potrzeby budżetu potrafią znaleźć ekspresową ścieżkę legislacji (*vide* podatek nałożony za wydobycie miedzi i srebra, problem tzw. dopalaczy czy gier losowych). Tymczasem ustawy systemowe – jak prawo energetyczne czy gazowe, tzw. ustawa węglowodorowa czy ustawa o korytarzach przesyłowych – procedowane są latami i nie mogą doczekać się końca. Czy w tych warunkach można podejmować decyzje inwestycyjne? Każdy potencjalny inwestor oczekuje, że państwo – poprzez system stanowiącego prawa – będzie zapewniać przewidywalność i stabilność regulacji. Energetyka to również kwestia polityczna. Jeśli decyzją polityczną wprowadzamy do miksu energetycznego niekonkurencyjną rynkowo energię odnawialną, to stosujemy równocześnie odpowiednie narzędzia wsparcia. Krajowa polityka energetyczna tylko wówczas ma sens i coś znaczy, jeśli ma bezpośrednie przełożenie na narzędzia jej kreowania. Możemy w tym dokumencie wpisać cokolwiek –

od OZE po energetykę atomową – ale z pełną świadomością, że bez instrumentów wsparcia publicznego dla projektów inwestycyjnych niewiele z tych zapisów będzie wynikać. Żaden prezes spółki (nawet z dominującym udziałem Skarbu Państwa) nie podejmie decyzji, jeśli rachunek ekonomiczny nie wykaże, że to jest projekt rentowny.

Być może, podchodzono by do wielu pomysłów rozważniej, z umiarem, gdyby politycy nie pozbyli się rządowego centrum studiów strategicznych. Nikt nie zastanowił się, że akcja „tanie państwo” to niekoniecznie państwo pozbawione istniejącej w całym cywilizowanym świecie instytucji analityczno-prognostycznej, swoistego trustu mózgow, ułatwiającej podejmowanie decyzji politycznych w bardzo skomplikowanych sprawach państwa. Gdyby taka instytucja istniała, to może już wiadomo by było, jakie instrumenty pomocy publicznej mogą być skuteczne i zgodne z regułami UE, by odpowiedzialnością za rezygnację z budowy nowych bloków w Opolu nie obarczać prezesa PGE. Może wiedzielibyśmy znacznie więcej w sprawie kosztów finansowania poszukiwania gazu ze złóż niekonwencjonalnych i rozważniej mówilibyśmy o naszym gazowym eldorado. Rządowego Centrum Studiów Strategicznych nie zastąpiono żadnym ośrodkiem myśli strategicznej. A bardzo wartościowe raporty i analizy, powstałe z inicjatywy ministra Boniego czy prof. Hausnera, niestety, nie mają przełożenia na narzędzia realizacji.

Nie uciekniemy jednak od decyzji. W zakresie regulacji decyzje powinny zapaść jak najszybciej, bo już obserwujemy wychodzenie z naszego rynku wielkich korporacji, poszukujących gazu z łupków. W zakresie inwestycji energetycznych decyzje zapadną na rynku komercyjnym, ale bez decyzji politycznych, jasno określających system wsparcia dla nich, pozostaną projektami na papierze.

Może wreszcie ktoś musi głośno powiedzieć, że państwo bez energii może pozostać bez energii, doświadczyć niedoborów i planowych wyłączeń.

Janusz Steinhoff, przewodniczący Rady KIG, były wicepremier i minister gospodarki

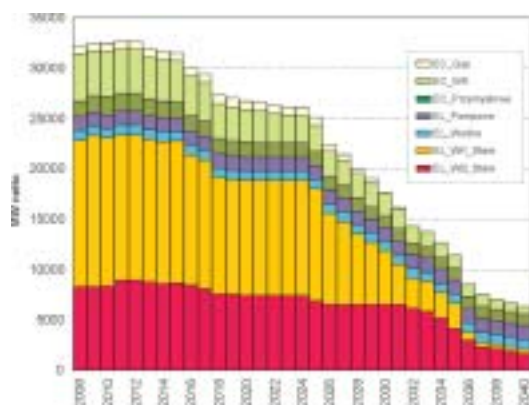
Warunki rozwoju energetyki gazowej w Polsce

Mirosław Duda

POTRZEBA ENERGETYKI GAZOWEJ

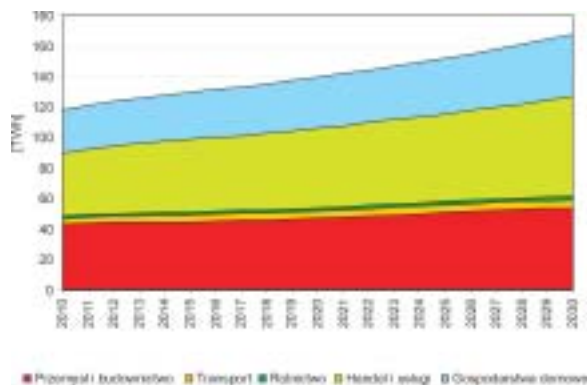
Odstąpienie od zamierzonej budowy nowych źródeł węglowych, spowodowane niepewnością w zakresie unijnych regulacji klimatycznych, oraz nieuchronność wycofywania źródeł, które nie będą spełniać zaostrożonych wymogów dyrektywy IED o emisjach przemysłowych, stworzyły realne zagrożenie dostaw energii elektrycznej począwszy od 2016 r. (rys. 1.).

Rys. 1. Moc osiągalna istniejących źródeł w systemie według danych ARE S.A. z 2011 r.



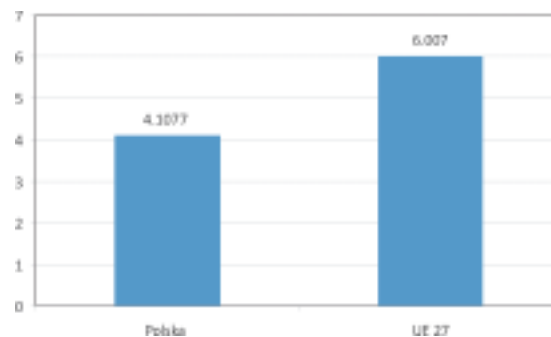
Niezbędne są zatem pilne działania, aby zapobiec zbliżającemu się kryzysowi energetycznemu. Do niedawna sądzono, że nie ma się czego obawiać, bo nastąpi dalszy szybki rozwój źródeł odnawialnych, a zapotrzebowanie na energię elektryczną nie będzie istotnie wzrastać w wyniku wpro-

Rys. 2. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną z 2011 r. według ARE S.A.



dzenia przedsięwzięć zwiększających efektywność użytkowania energii. Analizy ARE S.A. z 2011 r. wskazują jednak, że mimo wdrożenia polityki efektywnościowej należy spodziewać się wzrostu zapotrzebowania na energię (rys. 2.), gdyż jednostkowe zużycie energii elektrycznej w Polsce jest ponad półtorakrotnie niższe od średniej europejskiej (rys. 3.). Nowa prognoza ARE z 2013 r. niewiele odbiega od tej z 2011 r.

Rys. 3. Zużycie energii elektrycznej w MWh na mieszkańca w Polsce i UE w 2011 r. według ARE S.A.



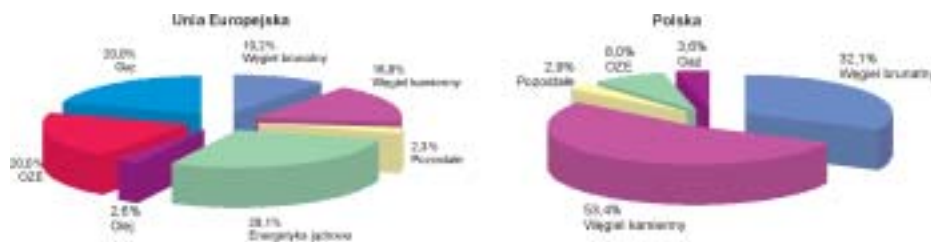
Ostatnie wydarzenia na rynku zielonych certyfikatów, które spowodowały gwałtowne obniżenie ich cen w wyniku błędnego działania systemu wspierania rozwoju OZE, wywołały zatrzymanie inwestycji również w tym obszarze. Nawet jeżeli system wsparcia OZE zostanie zracjonalizowany, to należy pamiętać, że OZE to przede wszystkim niesterylne źródła energii, a nie mocy, a o bezpieczeństwie działania systemu energetycznego decyduje bilans mocy. Dlatego potrzebne są źródła systemowe o możliwie elastycznych charakterystykach pracy. Takimi są przede wszystkim źródła gazowe, które w systemie mogą pracować jako szczytowe i rezerwowe, co jest niezwykle istotne wobec perspektywy zwiększającego się udziału niestabilnych OZE, jakimi są elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne.

Źródła gazowe mają jeszcze inną zaletę, szczególnie ważną wobec zagrożenia bezpieczeństwa dostaw w najbliższym czasie: niskie nakłady inwestycyjne i krótki czas budowy. Umożliwia to stosunkowo szybkie uzupełnienie mocy w systemie i uniknięcie bardzo kosztownych dla gospodarki wyłączeń odbiorców. Konkurencyjność takich źródeł będzie wynikać wtedy z porównania kosztów wytwarzania energii w tych źródłach z kosztami niedostarczonej energii, które mogą być ogromne. Ocenia się je na poziomie od 10 do nawet 100-krotnie wyższym od średnich kosztów wytwarzania.

W świetle konieczności wdrożenia nowej dyrektywy efektywnościowej, z której wynika obowiązek budowy nowych źródeł kogeneracyjnych zastępujących kotły węglowe w systemach ciepłowniczych, otwiera się nowa perspektywa dla elektrociepłowni gazowych w technologii parowo-gazowej. Obok niskich jednostkowych nakładów inwestycyjnych i krótkiego czasu budowy dochodzi jeszcze jedna istotna zaleta: wysoka sprawność przetwarzania energii pierwotnej i niska emisja CO₂. Jak wiadomo, jednostkowa emisja CO₂ w źródłach gazowych jest o ponad 40% niższa niż w źródłach węglowych.

O potrzebie rozwoju źródeł gazowych świadczy również konieczność zmiany monokultury węglowej naszej energetyki na bardziej zdywersyfikowaną (rys. 4.), co jest istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii pierwotnej. Jest to jeden z ważniejszych celów polskiej polityki energetycznej.

Rys. 4. Struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej w UE i w Polsce w 2011 roku



Źródła gazowe są więc potrzebne w polskim systemie energetycznym dla zapewnienia bilansu podaży i popytu na energię elektryczną w wymiarze krajowym, natomiast o ich budowie decydują inwestorzy, którzy kierują się konkurencyjnością tych źródeł na rynku energii elektrycznej. Niezbędne jest zatem zapewnienie spójności interesów inwestorów i państwa odpowiedzialnego za bezpieczeństwo energetyczne. Państwo powinno stworzyć takie regulacje prawne, żeby tę spójność zapewnić.

KONKURENCYJNOŚĆ ŹRÓDEŁ GAZOWYCH

Konkurencyjność gazowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej zależy przede wszystkim od cen gazu na rynku światowym i ich relacji do cen innych nośników energii pierwotnej. Według prognozy Międzynarodowej Agencji Energetycznej z 2012 r., ceny gazu na rynku europejskim będą nadal wzrastać, lecz znacznie wolniej, niż to przewidywano w poprzednich latach. Ma na to wpływ amerykański gaz z łupków, który spowodował drastyczne obniżenie cen gazu na rynku amerykańskim i pośrednio na rynku europejskim (rys. 5.). Relacje cen poszczególnych nośników energii pierwotnej nie będą się istotnie zmieniać w perspektywie do 2040 r.

Duże nadzieje na obniżenie cen gazu w Polsce wywołuje ewentualna perspektywa krajowego wydobycia gazu z łupków. Nie wydaje się jednak, aby ten gaz mógł spowodować obniżenie cen gazu w Polsce, nawet jeśli jego złoża i możliwości wydobycia się potwierdzą. Cena gazu będzie się kształtować na rynku europejskim i jej poziom będzie za-

Rys. 5. Porównanie prognoz Międzynarodowej Agencji Energetycznej z 2010 i 2012 roku dotyczących cen gazu i węgla

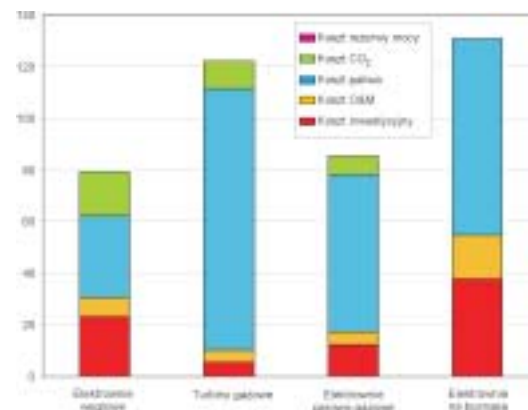


leżeć od rozwoju wydobycia gazu z łupków w skali europejskiej i, oczywiście, jego konkurencyjności w odniesieniu do gazu konwencjonalnego. Krajowy gaz z łupków będzie istotny w aspekcie zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii pierwotnej i zmiany niekorzystnej struktury źródeł po 2018 r. Warunkiem jest jednak uzyskanie kosztów

wydobycia umożliwiających konkurencyjne ceny tego paliwa na rynku. Dotychczasowe prognozy w tym zakresie nie są optymistyczne i należy liczyć się z poniesieniem kosztów zwiększonego bezpieczeństwa dostaw tego nośnika energii.

Dla cen gazu, prognozowanych przez Międzynarodową Agencję Energetyczną w 2012 r., koszty wytwarzania energii elektrycznej w źródłach gazowych, nawet w technologii parowo-gazowej, są wyższe od kosztów wytwarzania w elektrowniach węglowych (rys. 6.). Aby zapewnić ich konkurencyjność na rynku energii elektrycznej, potrzebne jest wsparcie ze środków publicznych.

Rys. 6. Zdyskontowane koszty wytwarzania w €/MWh dla źródeł węglowych, gazowych i na biomasę, przewidzianych do uruchomienia w latach 2015–2018, uśrednione dla ekonomicznego okresu eksploatacji obiektu dla typowych warunków pracy w systemie (obliczenia własne)



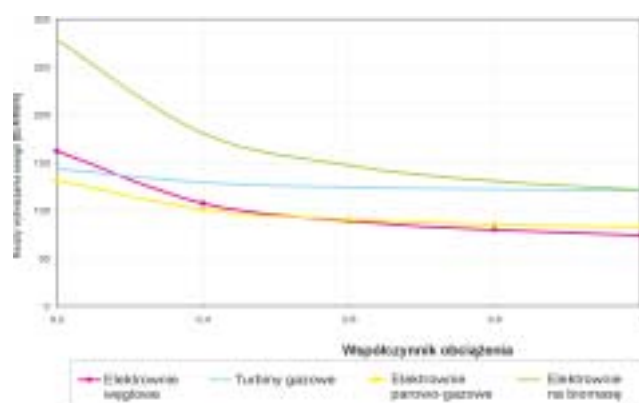
Dotychczas to wsparcie realizowane było dla jednostek kogeneracyjnych na gaz ziemny za pomocą tzw. żółtych certyfikatów. System ten obowiązywał do 31 grudnia 2012 r. i wobec opóźnień w uchwaleniu nowelizacji ustawy „Prawo energetyczne” nie został na razie przedłużony na następne lata.

System wsparcia źródeł gazowych potrzebny będzie w najbliższym czasie również dla źródeł kondensacyjnych, kiedy wystąpi pilna potrzeba budowy mocy wytwórczej. Wsparcie dla tych źródeł powinno być skorelowane z przewidywanym do wdrożenia systemem opłat za moc (rynkiem mocy). System ten powinien być wystarczająco elastyczny i przejrzysty, aby uniknąć niepotrzebnego zwiększania ryzyka inwestycyjnego, co istnieje w obecnym systemie zielonych certyfikatów.

Obowiązujące obecnie prawo energetyczne zawiera przepis zobowiązujący prezesa URE do ogłaszania przetargu na nowe moce energetyczne w przypadku braku dostatecznej podaży inwestycji realizowanych na zasadach komercyjnych. Przepis ten dotychczas nie był wykorzystywany, gdyż na razie nie było takiej ewidentnej potrzeby. Obecnie – wobec zbliżającego się zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – tego rodzaju przetargi powinny być uruchamiane i zharmonizowane z systemami wsparcia dla inwestycji wyłonionych w przetargach.

Odłącznym zagadnieniem jest konkurencyjność źródeł szczytowych. Źródła parowo-gazowe są bezwzględnie konkurencyjne, jeśli pracują przy współczynniku wykorzystania ich mocy w systemie poniżej 0,4, a turbiny gazowe przy współczynniku poniżej 0,25 (rys. 7.). Decyzje w sprawie budowy źródeł szczytowych powinny być podejmowane przez operatora systemu przesyłowego i nie ma co liczyć na rynkową podaż takich inwestycji.

Rys. 7. Krzywe konkurencyjności niektórych źródeł przewidzianych do budowy przed 2020 r. według ARE S.A.



INNE WARUNKI

Na decyzje w zakresie budowy źródeł gazowych w polskiej energetyce wpływa również niestabilizowana polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej. Niepewność co do poziomu cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych utrudnia prowadzenie analiz przedinwestycyjnych, co podwyższa ryzyko inwestycyjne i opóźnia podejmowanie decyzji.



Dodatkowo, a może przede wszystkim, negatywny wpływ na całość inwestycji energetycznych mają opóźnienia we wdrażaniu przepisów UE do polskiego prawa. Mimo stwierdzenia złego działania systemów wsparcia dla OZE i kogeneracji, brakuje jednoznacznej wizji poprawy tej sytuacji. Nadal proponowane są skomplikowane przepisy, wynikające z tendencji do usuwania zauważonych mankamentów, przy zachowaniu niezmięionej struktury ogólnej systemów wsparcia, zamiast gruntownej przebudowy systemu na bardziej przejrzysty, bez niepotrzebnego angażowania mechanizmów rynkowych, które niepotrzebnie podwyższają ryzyko inwestycyjne w tym obszarze wytwarzania energii.

Oprócz zapewnienia konkurencyjności źródeł gazowych na rynku energii elektrycznej, ich rozwój zależy od spełnienia wielu innych warunków, z których wiele ma charakter uniwersalny dla inwestycji infrastrukturalnych. Chodzi przede wszystkim o tzw. ustawę korytarzową, która powinna usprawnić ciągnące się niepotrzebnie procedury uzgadniania inwestycji, często w imię źle pojętej ochrony środowiska i obrony interesów lokalnych społeczności, bez uwzględnienia nadrzędności interesu kraju.

Dla źródeł gazowych istotne jest doprowadzenie gazu gazociągami o wystarczającej przepustowości, a więc rozwój sieci gazowej w pobliżu planowanej inwestycji energetycznej. Potrzebna jest do tego koordynacja planów rozwoju sieci energetycznych i gazowych, co powinien zapewnić organ regulacji w procesie uzgadniania tych planów.

Budowa gazowych źródeł wytwarzania energii elektrycznej w polskim systemie energetycznym jest niezbędna, aby zapobiec zbliżającemu się deficytowi mocy. Potrzebne będą działania legislacyjne, które stworzą odpowiednie warunki do budowy tego rodzaju źródeł. Do najważniejszych należy zapewnienie systemu wsparcia, który umożliwi uzyskanie konkurencyjności tych źródeł na rynku energii elektrycznej i ewentualnym rynku mocy.

Dr Mirosław Duda jest ekspertem Agencji Rynku Energii S.A.

Polska energetyka – węglowe dylematy

Michał Wilczyński

W Europie, także w naszym kraju, w okresie 2015–2040 gaz w źródłach rozproszonych umożliwi stopniowe zastępowanie węgla i buforowanie energii z OZE.

Powszechnym argumentem za dominującą pozycją węgla w naszej energetyce jest bezpieczeństwo energetyczne, rozumiane jako samowystarczalność kraju. A przecież w 2011 roku musieliśmy importować nieco ponad 1/3 zużytych nośników energii pierwotnej, w tym prawie 100% ropy naftowej.¹ Jak zatem zdefiniować kwestie bezpieczeństwa energetycznego? Prof. Jan Popczyk (pierwszy prezes PSE) uważa, że podstawą do stworzenia mapy drogowej bezpieczeństwa energetycznego Polski, traktowanego łącznie na wszystkich trzech rynkach końcowych paliw i energii (energia elektryczna, ciepło, transport) do 2020 roku, z perspektywą lat 2030 i 2050, powinno być zdefiniowanie polskiej doktryny bezpieczeństwa energetycznego, w tym technologii pomostowych, rozwojowych i ubezpieczających. Profesor Z. Karaczun² definiuje bezpieczeństwo energetyczne jako:

- **bezpieczeństwo dostaw** – zapewnienie ciągłości i jakości dostaw energii w wysokości wynikającej z potrzeb społecznych i gospodarczych. Na poziomie krajowym oznacza to także ograniczenie uzależnienia od importu surowców energetycznych;
- **bezpieczeństwo ekonomiczne** – zapewnienie, że ceny energii nie będą tworzyły bariery dla rozwoju gospodarczego i nie będą prowadziły do ubóstwa energetycznego;
- **bezpieczeństwo ekologiczne** – zapewnienie, że produkcja energii nie będzie powodowała nadmiernego zanieczyszczenia środowiska i nieodwracalnych zmian (w tym wyczerpania zasobów).

Czy wobec rosnącego importu paliw, a zwłaszcza węgla kamiennego „konsekwentna” realizacja obecnej polityki energetycznej nie powoduje pogłębienia uzależnienia od importu surowców energetycznych? Na coraz bardziej ograniczonym światowym rynku paliw, silnie zdominowanym przez wielkich odbiorców, będziemy graczem słabym. Nasza gospodarka będzie uzależniona od znacznych fluktuacji cen surowców energetycznych. Polska 2013 roku stoi przed wyborem strategii energetycznej na dziesiątki lat. Mamy dwie drogi: kontynuować węglowy model – z ogromną dominacją węgla w bilansie energetycznym, uzależniając się z biegiem lat od importu węgla ka-

miennego, czy wybrać model niskoemisyjnej gospodarki – kilkudziesięcioletniego odchodzenia od paliw węglowych w Polsce. Wybór modelu węglowego to akceptacja złej jakości powietrza, wód, gleb, a wskutek tego rozległych skutków dla zdrowia ludzi. W Unii Europejskiej, wcześniej czy później, jako największy truciciel znajdziemy się w ostrym konflikcie z wieloma krajami członkowskimi. Wybór modelu dekarbonizacyjnego jest koniecznością wynikającą z rzetelnej wiedzy o stanie zasobów paliw stałych i kosztach udostępnienia nowych złóż.

Jeden z najważniejszych dokumentów w historii UE, *Energetyczna Mapa Drogowa 2050 (Energy Road Map 2050)* nakreśliła śmiało, ale realną w długiej perspektywie, wizję przyszłej Europy – z nieznacznym udziałem paliw kopalnych. Scenariusze dekarbonizacyjne UE są próbą znalezienia bezpiecznych dróg wyjścia z czekających przyszłe pokolenia wyzwań drugiej połowy XXI wieku. Niezależnie od konieczności redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz eliminacji emisji gazów toksycznych, scenariusze rozwoju gospodarczego muszą uwzględniać ograniczoną ilość zasobów ropy naftowej i innych paliw kopalnych, a także bardzo dynamiczną konkurencję ze strony gospodarek szybko rosnących potęg gospodarczych, zwłaszcza Chin i Indii. Utrzymanie intelektualnego i przetwórczego potencjału Europy oraz wzrost dobrobytu w nadchodzących dekadach wymagają rozwijania technologii innowacyjnych daleko wykraczających poza obecny stan wiedzy. *Energetyczna Mapa Drogowa 2050* definiuje konieczność wdrożenia dekarbonizacji:

- w najbliższych dekadach i tak państwa UE muszą ponieść wielkie nakłady na modernizację systemów energetycznych;
- europejska gospodarka po 2030 r. będzie dzięki temu bardziej konkurencyjna na globalnym rynku jako region o stosunkowo niewielkim uzależnieniu od importu nośników energii i fluktuacji ich cen;
- znacząco zmniejszając zanieczyszczenie powietrza, poprawimy stan zdrowia mieszkańców kontynentu.

W scenariuszach dekarbonizacyjnych kluczową rolę przyznaje się poszanowaniu energii oraz odnawialnym źródłom energii. Powodzenie strategii dekarbonizacji w ogromnej mierze zależy od OZE, których udział w zużyciu energii finalnej powinien osiągnąć minimum 55% w 2050 r. Kamieniem milowym będzie upowszechnienie budynków o niewielkim lub zerowym zużyciu energii. Wszystkie produkty dostępne na rynku europejskim będą musiały spełniać najwyższe standardy poszanowania energii. Konsumenci energii uzyskają wpływ na kreowanie struktury produkcji i zużycia energii – staną się prosumentami³. I wreszcie, istotny postęp musi być dokonany w odzyskiwaniu energii

poprzez zmianę wytwarzania produktów, wydłużenie czasu ich użytkowania oraz efektywny recykling surowców odpadowych. Skutkiem dynamicznego rozwoju OZE będzie głęboka decentralizacja systemów energetycznych i ich integracja z istniejącymi systemami zcentralizowanymi. W tej transformacji istotną rolę ma do spełnienia gaz, który staje się kluczowym paliwem – technologią pomostową w okresie transformacji od energetyki węglowej do odnawialnej energii. W Europie i także w naszym kraju w okresie 2015–2040 gaz w źródłach rozproszonych umożliwi stopniowe zastępowanie węgla i buforowanie energii z OZE. Polska musi podjąć ogromny wysiłek modernizacji energetyki, obejmujący wszystkie jej sektory, a więc elektroenergetykę, gazownictwo, i ciepłownictwo – na poziomach wytwarzania, dystrybucji i konsumpcji. Czyż nie jest to szansa na stopniowe odchodzenie w perspektywie 2050 r. od dotychczasowego modelu gigantycznych projektów w elektroenergetyce i pójście drogą *Energetycznej Mapy Drogowej 2050*, śladem Niemiec, Wielkiej Brytanii i Danii?

Jakimi zasobami paliw kopalnych dysponujemy? Udostępnione zasoby węgla brunatnego (1,649 mld Mg na koniec 2011 r.⁴) przy obecnym tempie wydobycia skończą się za 25–30 lat. Utrzymanie obecnych mocy w elektrowniach bez nowych obszarów wydobywczych możliwe będzie do około 2040 roku. Udostępnienie nowych złóż węgla brunatnego w rejonie Gubin, Legnica i budowa dwóch elektrowni o łącznej mocy 9200 MW, wymaga nakładów około 200 mld zł i 15 lat realizacji.

A jaka jest perspektywa energetyki wykorzystującej węgiel kamienny? Wydobycie tego surowca w Polsce spada od wielu lat, a import węgla rośnie z roku na rok. W 2011 r. import tego surowca wyniósł 15 mln Mg. Z dużą dozą pewności można prognozować, iż za 20 lat import węgla przekroczy wielkość wydobycia krajowego. Pod koniec lat 30. XXI wieku zdolności wydobycze polskich zakładów górniczych wyniosą nie więcej niż 47 mln Mg węgla kamiennego, a pod koniec pierwszej połowy obecnego wieku nie przekroczą 28 mln Mg,⁵ zwłaszcza że ceny węgla importowanego spadają i będą nadal spadać, gdyż wzrasta podaż węgla na rynku międzynarodowym. Wzrost podaży węgla ze wschodu wynika z rozbudowy tamtejszych odkrywkowych kopalń. Wzrost eksportu węgla z USA do Europy to wynik wypierania węgla kamiennego przez gaz na tamtejszym rynku. Gaz ziemny w USA w 2012 r. kosztował jedną piątą ceny gazu importowanego do Europy i jedną ósmą cen w Japonii.

Bardzo wiele mówi się w naszym kraju o problemach demograficznych. Łatwo i lekko można poddawać w wątpliwość problem ocieplenia klimatu wskutek spalania węgla, czasem pojawiają się w mediach informacje o emisjach tlenków siarki, azotu, węgla, pyłów, lecz w powszechnej świadomości nie są obecne dioksyny, chlorowódz, izotopy uranu i rtęć. Emisja silnie trujących dioksyn i furanów w 2010 roku wzrosła w porównaniu z rokiem 2009 o ok. 7,1%. Na obszarze Polski aż w dziesięciu województwach znacznie przekraczany jest indeks jakości powietrza AQI (*Air Quality Index*)⁶. Gorsze wyniki w UE ma tylko Bułgaria. Ocenia się, że nadmierna ekspozycja na emisję związków toksycznych w Polsce powoduje średnie skrócenie życia o 6 lat⁷. A przecież znacząca redukcja emisji związków toksycznych jest możliwa i konieczna w perspektywie następnych dziesięciu lat. Na przykład zastąpienie w sektorze gospodarstw domowych 5 mln Mg węgla kamiennego czterema mld m³ ga-

zu ziemnego wysokometanowego spowodowałoby uniknięcie ponad 5 mln Mg CO₂, 94,5 tys. Mg SO₂, 11 tys. Mg NO_x, pyłów, i znacznej części ww. substancji toksycznych⁸. A przecież w ciepłownictwie, w którym dominującym paliwem jest węgiel, istnieje ogromny potencjał dla wysokosprawnych małej mocy źródeł, pracujących w skojarzeniu i wykorzystujących gaz jako paliwo. Wzorem może być komunalna elektrociepłownia w Siedlcach o mocy 14,6 MW_e, działająca od dziesięciu lat ze znakomitymi wynikami finansowymi. W tym mieście zlikwidowano wszystkie kotłownie węglowe, a dwie turbiny gazowe dostarczają energię elektryczną, ciepło i ciepłą wodę mieszkańcom miasta. Funkcjonowanie tej elektrociepłowni zredukowało o 40% dotychczasową emisję dwutlenku węgla i tlenków azotu, praktycznie całkowicie emisję dwutlenku siarki i pyłów.

Jak przedstawia się krajowy bilans zasobów i zużycia gazu ziemnego? Od 1989 r. do 2011 r. zasoby wydobywalne tego paliwa zmniejszyły się o 13,5%⁹. Niestety, przyrost zasobów w wyniku poszukiwań nie rekompensuje ubytku wskutek wydobycia. Tylko w 2011 roku zasoby wydobywalne gazu zmniejszyły się o 2,51 mld m³. Jeśli w nadchodzących kilku latach nie nastąpi odkrycie dużego złoża gazu konwencjonalnego, o zasobach około dziesiątków miliardów metrów sześciennych, to zasoby wydobywalne wyczerpią się do 2035 r. Nadzieją była intensyfikacja prac poszukiwawczych gazu niekonwencjonalnego (łupkowego i zamkniętego). Jednakże zanim udokumentowano zasoby, politycy już rozpoczęli „dzielenie skóry na niedźwiedziu”, konstruując projekty ustaw podatkowych, które skutecznie zablokowały badania. Energetyka gazowa w Polsce wytwarza zaledwie 3% energii elektrycznej, zużywając około 1 mld m³ gazu. Jednakże w 2030 roku moc elektrociepłowni gazowych wzrośnie 3,5-krotnie¹⁰. Planowane inwestycje podmiotów przemysłowych to 6500–6700 MW mocy. Zużycie gazu w tym sektorze wzrośnie do 7,7 mld m³ już w 2018 roku. Można powiedzieć, że na szczęście, bo w latach 2016–2020 przewiduje się znaczny niedobór energii elektrycznej.

Import ropy naftowej w 2012 r. wyniósł 24,6 mln Mg¹¹, to jest prawie tyle, ile wynoszą całkowite zasoby wydobywalne ropy naftowej Polski (25,99 mln Mg na koniec 2011 r.¹²). Czy w obliczu powyższego bilansu rodzimych paliw nie nasuwa się pytanie: **dekarbonizacja to konieczność czy wymysł „zielonych”?**

Minęło 6 lat od przyjęcia przez Polskę zobowiązań *Mapy Drogowej 2020*, lecz nasuwa się nieodparte wrażenie, że nasi politycy nie przejmują się energetycznymi trendami w Unii Europejskiej i postępują w myśl zasady: „jakoś to będzie”. W 2011 roku Komisja Europejska wydała komunikat *Energy Road Map 2050* i jedyne, na co stać nasz kraj, to sprzeciw wobec tego dokumentu. A przecież rząd RP w 2011 roku przyjął dokument „Założenia narodowego programu rozwoju gospodarki niskoemisyjnej”, który stwierdza: „wdrożenie postanowień wynikających z pakietu klimatyczno-energetycznego UE wymusza dywersyfikację źródeł wytwarzania energii”. I dalej: „w ramach celu szczegółowego dążyć się będzie do określenia optymalnego *energy-mix* dla Polski w horyzoncie do 2050 roku”. Inny dokument – „Bezpieczeństwo energetyczne i środowiska 2020”, firmowany przez ministerstwa Gospodarki i Środowiska, zawiera kilka kuriozalnych i sprzecznych stwierdzeń. Otóż, Polska energetyka była, jest i będzie w przewidywanej

przyszłości oparta na węglu i ...odnowienie istniejącego potencjału wymaga wybudowania w ciągu najbliższych lat 13–18 GW mocy. Natychmiast nasuwa się pytanie: dlaczego „odnowienie”? Czemu nie zrestrukturyzować sektora produkcji energii? Dalej w cytowanym powyżej dokumencie „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko 2020”: należy dążyć do utrzymania wydobycia węgla na poziomie zapewniającym zaspokojenie zapotrzebowania krajowego (Działanie 2). Co konkretnie oznacza sformułowanie „należy dążyć”?

Realizacja polityki na poziomie państwa, a także przedsiębiorstwa, wymaga określenia kosztów ekonomicznych, które w poprawnym rachunku składają się z kosztów bezpośrednich

- niska opłacalność podziemnego wydobycia węgla w Polsce i spadające ceny importowanego węgla ze wschodu, z Afryki Płd. i USA zagrażają w perspektywie kilku lat bytowi polskich kopalń, a zgodnie z decyzją Rady Europejskiej nr 2010/787/UE – wszystkie nierentowne kopalnie w UE muszą zostać zlikwidowane przed 31 grudnia 2018 roku,
- konieczność rozstania się z mitami o „czystym spalaniu węgla” i podziemnym deponowaniu dwutlenku węgla,
- wypełnienie przez Polskę przepisów nowej dyrektywy 2010/75/WE, zaostrzającej wymagania odnośnie do jakości powietrza i kontroli, będzie niewykonalne wobec planów kontynuowania węglowej polityki energetycznej,

Koszty produkcji energii elektrycznej w 2010 roku w cEUR/kWh

Paliwo	Koszty zewnętrzne	Koszty bezpośrednie	Łącznie	Uwagi
Węgiel kamienny	3,25	3,33	6,58	Technologia tradycyjna
Węgiel brunatny	3,07	2,68	5,74	jw.
Gaz ziemny	1,42	2,58	4,00	Kogeneracja+ turbina zwrotna
Elektrownie wiatrowe – lądowe	0,10	6,11	6,21	

Według danych NEEDS. (2004–2008). *New Energy Externalities Development for Sustainability*, projekt badawczy 6 Programu Ramowego UE.

i pośrednich. Wiele ekspertyz i opinii odnośnie do kosztów wytwarzania energii poprzestaje na kosztach bezpośrednich. Ten sposób rozumowania i podejmowania decyzji przerzuca koszty pośrednie z przedsiębiorcy na innych uczestników rynku¹³. Zdaniem prof. M. Kudelko, nowe technologie energetyczne oparte na węglu kamiennym (np. wysokowydajne kotły na parametry nadkrytyczne, układy gazowo-parowe ze zgazowaniem węgla) ze względu na wysokie koszty nie są konkurencyjne. Wypierają je technologie odnawialne (głównie współspalanie biomasy, elektrownie wiatrowe oraz wodne). Do 2020 roku małeć będzie rola węgla kamiennego w sektorze energetyki przemysłowej i lokalnej, głównie z powodu wysokich kosztów zewnętrznych. W tych sektorach rosnąć będzie udział gazu i biomasy. Prof. M. Kudelko w raporcie z 2012 roku stwierdza, że koszty zewnętrzne powodowane przez nasz węglowy sektor energetyczny wynoszą około 30 mld zł/rok, co stanowi około 2,1% krajowego PKB z 2010 roku¹⁴.

Argumenty przemawiające za wkroczeniem Polski już teraz na długą drogę transformacji są następujące:

- udostępnione zasoby węgla brunatnego na utrzymanie pełnej mocy istniejących elektrowni wystarczą do 2035 roku,
- udostępnienie nowych złóż węgla brunatnego w rejonie Gubin, Legnica, budowa dwóch elektrowni o łącznej mocy 9200 MW i dwóch kopalń odkrywkowych spowodują degradację 30 000 ha gruntów, pompowanie wód podziemnych – 310 mln m³/rok, odpady pogórnice – 13 mld m³, emisję z elektrowni CO₂ – 60 mln Mg/rok, SO₂ – 180 tys. Mg/rok, No_x – 60 tys. Mg/rok, pyłów – 7,2 tys. Mg/rok.¹⁵
- przeciwko budowie nowego okręgu górniczo-energetycznego masowo protestują mieszkańcy regionu lubuskiego, a formalną uchwałą sprzeciwiającą się tej inwestycji podjął sejmik województwa dolnośląskiego,
- zasoby operatywne węgla kamiennego od 1990 do 2010 roku zmniejszyły się 4-krotnie – do niespełna 3 mld Mg; w 2030 r. wyniosą 0,39 mld Mg, a wydobycie węgla kamiennego w 2050 roku może wynieść 28 mln Mg,

- narastająca świadomość ekologiczna społeczeństwa obywatelskiego w demokratycznym państwie nie zezwoli na dalsze tolerowanie zanieczyszczania powietrza, gleb i wód.

Czy powyższe argumenty nie są wystarczające do zdefiniowania od nowa polityki energetycznej Polski, ale w perspektywie do 2050 roku i w łączności z pozostałymi krajami UE?

Michał Wilczyński

Dr Michał Wilczyński jest ekspertem ds. paliw i energii, byłym głównym geologiem kraju.

¹ GUS, *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2010, 2011*, Główny Urząd Statystyczny, 2012.

² Z. Karaczun, *Polska 2050 – na węglowych rozstajach*, 2012 r.

³ Prosument jest aktywnym klientem, który wchodzi w relacje kupna-sprzedaży, m.in. produkując energię z wykorzystaniem urządzeń rozproszonej energetyki i odsprzedając jej nadwyżki – definicja prof. J. Popczyka.

⁴ Bilans Zasobów Kopalni – stan na 31 XII 2012 r.

⁵ M. Wilczyński, *Zmierzch polskiego węgla*, w druku.

⁶ Dane Państwowego Monitoringu Powietrza. Dla określenia stopnia zagrożenia zdrowia ludzi stosuje się na świecie indeks AQI.

⁷ A. Jagusiewicz, *Wyzwania wynikające z projektu dyrektywy w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze w Europie (dyrektywa CAFE)*, GIOŚ, 2011.

⁸ M. Wilczyński, *Zmierzch polskiego węgla*, w druku.

⁹ Bilans Zasobów Kopalni, PIG 2012.

¹⁰ Raport ING/PWC, *Sektor gazowy a energetyka*, 2012.

¹¹ Patrz przypis 1.

¹² Patrz przypis 9.

¹³ M. Kudelko, *Internalizacja kosztów zewnętrznych powodowanych przez krajowy sektor energetyczny – analiza kosztów i korzyści*. „Polityka Energetyczna”, t. 11, z. 1, IGSMiE PAN, Kraków 2008.

¹⁴ M. Kudelko, *Koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej z projektowanych elektrowni dla kompleksów złożowych węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora energetycznego w Polsce* raport Greenpeace 2012.

¹⁵ Wyliczenia autora za publ. A. Tajduś, Z. Kasztelewicz, *Dziesięć lat węgla brunatnego w Polsce, czyli Węgiel brunatny optymalnym paliwem dla polskiej energetyki w I połowie XXI wieku*, „Węgiel Brunatny” nr 4/69, 2009.

Energetyka w perspektywie roku 2050, czyli jak niekorzyść przetworzyć na korzyść

Zbigniew Karaczun, Andrzej Kassenberg

Wieloletnie zaniedbania inwestycyjne i brak prac odtworzeniowych powodują, że pilna staje się konieczność modernizacji polskiej energetyki. Jej rozpoczęcie utrudnia brak jasnych ram prawnych, niepewność co do przyszłości światowej i europejskiej polityki klimatycznej, a także słabość ekonomiczna przedsiębiorstw niedysponujących środkami finansowymi niezbędnymi do wdrożenia szerokiego programu inwestycyjnego.

choć świadomość potrzeby tych prac jest powszechna, to debata o przyszłości energetyki nie tylko zawężona jest do grona polityków, specjalistów i bezpośrednio pracujących w tym sektorze, ale także silnie obciążona jest stereotypowym postrzeganiem sektora energetycznego oraz zależnościami biznesowo-politycznymi.

Powoduje to, że nie ma średnio- i długookresowej strategii rozwoju polskiej energetyki. Brak jej wizji, sięgającej połowy XXI w. Podejmowane działania mają charakter doraźny. Jest to zjawisko negatywne, bez dokończenia reform strukturalnych możemy stracić szansę na kontynuowanie szybkiego rozwoju społeczno-gospodarczego, a bazując na stereotypach spowodować, że rozwój energetyki prowadzić będzie w niewłaściwym kierunku. Na długie lata zamknie to nas w pułapce średniego dochodu.

Sposób myślenia o reformie energetyki musi się radykalnie zmienić. Obecnie bowiem Polska ma nie tylko 2, 3 razy wyższą intensywność energetyczną niż UE-27, ale tworzy zagrożenie stałego niedoboru energii już w perspektywie 3–5 lat. Znaczne wydatki inwestycyjne są koniecznością. Niezbędne jest uświadomienie sobie faktu, że modernizacja polskiej energetyki, niezależnie od wybranego wariantu, będzie trudna i kosztowna. Kosztowne będzie jej przestawienie, tak aby większą rolę w produkcji odgrywały odnawialne źródła energii. Równie kosztowne, a w dłuższej perspektywie nawet bardziej kosztowne, będzie utrzymanie dominującej roli węgla w energetycznym miksie czy rozwój w Polsce energetyki jądrowej.

Z tej perspektywy obecne problemy sektora można traktować jako sytuację korzystną, pozwalającą na podjęcie racjonal-

nej decyzji. Obecnie każdy kierunek rozwoju jest możliwy. Możemy utrwalić działający system, do czego namawiają nas przedstawiciele kopalń węgla kamiennego i brunatnego, związków zawodowych i zarządów koncernów energetycznych. Możemy też budować energetykę XXI wieku – nowy model energetyki: innowacyjny, konkurencyjny, minimalizujący koszty zewnętrzne i operacyjne. Ten nowy model powinien opierać się na kilku podstawowych zasadach:

- 1) wysoki poziom usług energetycznych powinien zostać zapewniony na terenie całego kraju,
- 2) priorytetem powinna pozostać pewność dostaw potrzebnej ilości energii dla odbiorców końcowych, przy utrzymaniu wysokiej sprawności wytwarzania i przesyłania energii,
- 3) koszty wykorzystania energii dla odbiorców końcowych nie powinny prowadzić do ubóstwa energetycznego i nie powinny ograniczać konkurencyjności gospodarki. Nie oznacza to jedynie niskiej ceny energii, ale także wysoki priorytet dla programów jej efektywnego wykorzystywania przez gospodarkę, administrację publiczną i gospodarstwa domowe,
- 4) wytwarzanie energii i jej oszczędzanie (wysoka efektywność końcowego użytkowania energii) powinny być traktowane równorzędnie,
- 5) Należy wycofać ukryte subsydia w energetyce. Subsydiowanie powinno być jawne, oparte na regulacjach ustawowych, ograniczone tylko do innowacyjnych technologii i być dostępne przez z góry określony okres,
- 6) należy stworzyć ramy dla rozproszenia produkcji energii i włączenia konsumentów do procesu wytwarzania i dystrybucji energii jako prosumentów,
- 7) niezbędna jest niskoemisyjna transformacja energetyki i spełnienie wymagań ochrony środowiska, w tym związanych z koniecznością ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z sektora o 93–99% do roku 2050.

Pytanie o kierunek rozwoju energetyki to także pytanie o jakość polskiej demokracji. Czy rząd podejmować będzie decyzje samodzielnie czy zdecyduje się na ich szerokie konsultacje. Zasadniczym dylematem jest jednak to, czy państwo gotowe będzie zrzec się części swojej omnipotencji w zapewnianiu bezpieczeństwa energetycznego czy kurczowo dążyć będzie do utrzymania swojej roli jedyne decydenta i beneficjenta rozwoju energetyki. Czy zaufa obywatelom i pozwoli na rozproszenie produkcji energii oraz korzyści z tym związanych pomiędzy obywateli i prywatne podmioty gospodarcze.

Przedefiniowanie podejścia do bezpieczeństwa energetycznego może spowodować, że podstawową jednostką odpowiadającą za nie stanie się gospodarstwo domowe, wspólnota mieszkaniowa, przedsiębiorstwo produkcyjne czy usługowe, gospodarstwo rolne oraz obiekty użyteczności publicznej. Potencjał w tym zakresie jest znaczny. Tylko w roku 2011 oddano do użytku ponad 92 tys. budynków. Gdyby każdy z nich wyposażony był w mikroinstalacje o mocy 40 kW, to łączna ich moc wyniosłaby 3600 MW! Nie wyczerpuje to istniejących w kraju rezerw energetyki „obywatelskiej”. Rezerwy te to m.in. ok. 6 mln budynków, które mogą pełnić rolę domów „energetycznych”, w tym 2,5 mln gospodarstw rolnych i 3 mln domów jednorodzinnych. To ok. 100 tys. potencjalnych rolnych gospodarstw energetycznych, to 3,9 mln małych i 173 tys. średnich firm, mogących produkować energię na mikroskalę. To 1600 gmin wiejskich, które także mogą stać się lokalnymi inwestorami w rozproszone źródła energii, i ponad 900 miast, dla których energetyka rozproszona to wzrost lokalnego bezpieczeństwa energetycznego i zwiększenie dochodów.

Stworzenie możliwości wejścia na rynek produkcji energii tym podmiotom przyniosłoby wiele korzyści. Uruchomiłoby aktywność i oszczędności Polaków. Nawet gdyby na rynek trafiła tylko część z ponad 500 mld złotych zamrożonych w bankach na prywatnych kontach, przyniosłoby to gospodarce potężny impuls rozwojowy. Jednocześnie pozwoliłoby na stworzenie nowych miejsc pracy, szczególnie w małych i średnich przedsiębiorstwach praktycznie w każdej gminie, które rozpoczęłyby działalność na rynku energetyki rozproszonej. Pozwoliłoby też na awans cywilizacyjny i technologiczny dziesiątek tysięcy osób, które zostałyby lokalnymi producentami energii.

To także szansa na dalszy rozwój przedsiębiorstw nowoczesnych technologii. Już dziś Polska dysponuje przemysłem o potencjale ponad 160 mld zł, zdolnym do uruchomienia produkcji na rzecz nowej energetyki. To między innymi ponad 700 zakładów produkcji elektronicznej, 7000 przedsiębiorstw elektronicznych, 11 000 przedsiębiorstw informatycznych i kilkaset zakładów produkujących urządzenia elektryczne. Polska jest największym europejskim producentem sprzętu gospodarstwa domowego i drugim co do wielkości producentem paneli słonecznych. Udział eksportu tej branży to niemal 13% całego eksportu Polski.

Energetyka rozproszona to także szansa na rozwój sektora gazowego i paliw płynnych. Instalacje oparte na tych źródłach mogą bowiem, i powinny, pełnić rolę lokalnych źródeł stabilizujących sieć energetyczną zasilaną ze źródeł odnawialnych.

Taki kierunek rozwoju sektora stworzy warunki dla lepszego wypełniania funkcji społecznych i publicznych przez państwo. Uwolnione od roli właściciela i nadzorca przedsiębiorstw energetycznych będzie mogło w większym stopniu zająć się tworzeniem dobrych warunków dla funkcjonowania całej gospodarki. Pozwoli to na przywrócenie mu roli obiektywnego regulatora procesów gospodarczych, tak aby wszystkie podmioty miały równe warunki konkurencji, a procesy gospodarcze poprawiały jakość życia mieszkańców kraju. Ograniczenie jawnych i ukrytych subwencji pozwoli na skierowanie większego strumienia środków na ważne cele społeczne, takie jak np. opieka zdrowotna czy edukacja. Z życia politycznego znik-

nie pokusa korupcji politycznej opartej na obsadzaniu stanowisk w przedsiębiorstwach publicznych.

Urzeczywistnienie tej wizji w perspektywie 2050 roku wymaga podjęcia działań już teraz. Powinny zostać uruchomione takie procesy, jak:

- a) faktyczne urynkowanie elektroenergetyki i gazownictwa, zwłaszcza kapitałowe rozdzielanie wytwarzania i dystrybucji w przedsiębiorstwach elektroenergetycznych, wraz z wdrożeniem systemu wsparcia dla wrażliwych ekonomicznie odbiorców energii,
- b) stabilizacja i przewidywalność wsparcia dla nowych inwestycji OZE, przyłączanie źródeł OZE do sieci energetycznych, zwolnienie źródeł OZE małej mocy z obowiązku koncesjonowania,
- c) uruchomienie pilotażowych programów tworzenia hybrydowych lokalnych systemów energetycznych na poziomie powiatów,
- d) systemowe wsparcie dla alternatywnych uczestników rynku, budowanie racjonalnej nadwyżki mocy o dużym stopniu rozproszenia, z wykorzystaniem do tego tworzenia lokalnych planów zagospodarowania przestrzennego oraz planów zaopatrzenia gmin w energię elektryczną, gazową i ciepłą zgodnie z kryterium efektywności energetycznej i transportowej oraz maksymalnego wykorzystania zasobów energii występujących lokalnie,
- e) przygotowanie programu kompensacji strat dla zatrudnionych w tradycyjnych gałęziach przemysłu (w tym ze środków dozwolonych w ramach likwidacji kopalń) oraz regionów uzależnionych od schyłkowych sektorów,
- f) rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych na poziomie najniższych napięć, zdolnych do dwukierunkowego przesyłania energii elektrycznej, dających dostęp do źródeł odbiorców wraz z rozwojem rynku urządzeń kontrolno-pomiarowych i sterująco-rozliczeniowych oraz usług informatycznych i handlowych na rynku prosumentów,
- g) uruchomienie szerokiego programu badawczo-wdrożeniowego z zakresu szeroko rozumianej energetyki rozproszonej.

Choć stworzenie innowacyjnego modelu nie będzie zapewne łatwe, to tylko on gwarantuje Polsce utrzymanie szybkiego rozwoju i stworzenie przewagi konkurencyjnej w średniej i długiej perspektywie. Zrozumieli to nasi sąsiedzi. Z 53 GW mocy zainstalowanej w Niemczech w energetyce odnawialnej aż 42% to instalacje osób prywatnych, 15% to urządzenia będące własnością deweloperów, 9% należy do rolników, a spółki regionalne i lokalne łącznie posiadają 5%. Jeśli nie chcemy pozostać w tyle, musimy zacząć działać już dziś. Podjęcie tego wyzwania jest ważne, bo dziś kształtujemy model polskiej energetyki na następne 30–40 lat.

Dr hab. Zbigniew Karaczun, prof. SGGW, Polski Klub Ekologiczny, Okręg Mazowiecki

Dr Andrzej Kassenberg, Instytut na rzecz Ekorozwoju
Obie organizacje są członkami Koalicji Klimatycznej.

Chodzi nam o rozwój i poprawę infrastruktury

Rozmowa z **Connie Hedegaard**, komisarz UE ds. klimatu

Jak zmiany klimatyczne powinny – według ekspertów Unii Europejskiej – wpłynąć na działania poszczególnych państw unijnych, w tym Polski, na szczeblu rządowym, a jak powinni się do tych działań przyłączyć obywatele?

Jeśli ocieplenie klimatu będzie się utrzymywać, będziemy zmierzać w kierunku świata, w którym nie chcielibyśmy żyć. Tzw. dekarbonizacja polskiej gospodarki powinna stać się priorytetem rządu. Temperatura na świecie wzrasta od 1880 roku. Lata 1912–2012 wskazują na znaczne różnice w trendzie ocieplania się klimatu. Rok 2012 był dziesiątym najgorętszym rokiem w historii. To niepokojące, ale możemy oczekiwać, że ten trend będzie się utrzymywał. Widzimy coraz więcej ekstremalnych warunków pogodowych – ostatnia wielka powódź w Polsce pochłonęła ogromne pieniądze i ludzkie życie. Mimo kryzysu gospodarczego w Europie, odpowiedzialna polityka klimatyczna nie będzie stała w sprzeczności z polityką ekonomiczną. Jeżeli zmniejszymy nasze uzależnienie od paliw kopalnych, korzyści będą oczywiste – nie trzeba będzie importować tyle paliw z Rosji. Pieniądze teraz „idą” tam, a będzie można zainwestować je w Polsce. Jednocześnie musimy powiedzieć, że, oczywiście, Unia Europejska nie będzie udzielała Polsce dokładnych instrukcji, co ma robić – nie wydaje mi się, że tego Polacy oczekują. Chodzi nam o to, by dokładnie ustalić cele i ramy naszych działań, by określić politykę cenową w zakresie emisji oraz wprowadzać innowacje poprzez regulacje dotyczące przemysłu. Natomiast na Polsce będzie nam zależało szczególnie – staramy się „zaszczepić klimat” w budżetach wszystkich państw UE, a Polska otrzymuje duże wsparcie w postaci funduszy strukturalnych i regionalnych programów operacyjnych. Chodzi nam o rozwój i poprawę infrastruktury energetycznej. Należy przypomnieć, że w gospodarstwach domowych w Polsce znacznie wzrosło zużycie energii. Jednocześnie wzrosła też efektywność energetyczna, a jednak nadal przy produkcji zużywa się dwa razy więcej energii niż w innych krajach europejskich. Jeżeli w przyszłości ceny energii pójdą w górę, to konkurencyjność Europy wzrośnie tylko jeśli będziemy efektywni pod względem zużycia energii. Wyzaczyliśmy sobie za cel obniżenie zużycia energii o 20 proc. do końca tej dekady. Możemy zaoszczędzić środki, podnieść naszą konkurencyjność przemysłową, a zgodnie z szacunkami Komisji Europejskiej – stworzyć 400 tysięcy nowych miejsc

pracy. Jednocześnie możemy osiągnąć obniżenie emisji o 740 milionów ton rocznie. To niemałe wyzwanie. Właściwie każde gospodarstwo domowe mogłoby zaoszczędzić około tysiąca euro rocznie. Już teraz każdy Europejczyk może mieć w tym swój udział poprzez korzystanie z energooszczędnych rozwiązań, takich jak nowoczesne żarówki czy ekologiczne samochody. Rozsądne połączenie działań polityków, poszczególnych branż gospodarki i zmiany w zachowaniu mieszkańców stanowią klucz do sukcesu. Zwiększenie naszych ambicji klimatycznych może pomóc wzmocnić gospodarkę EU, stworzyć nowe miejsca pracy i zmniejszyć zależność od paliw kopalnych.

Czy KE dostrzega brak równowagi w obecnej polityce pomiędzy w ochroną klimatu, bezpieczeństwem energetycznym a poprawą konkurencyjności gospodarek państw unijnych – jak będzie on wyrównywany?

Jeśli chodzi o ochronę klimatu i związany z tym unijny handel uprawnieniami do emisji (EU ETS), jestem przekonana, że silne ETS bardzo pomoże Polsce w przejściu na gospodarkę niskoemisyjną. W kontekście efektywności energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego, naszych celów dla roku 2030 nie możemy ustalać według tych samych zasad jak dla roku 2020. Potrzebna jest dogłębna analiza różnych podejść, osiągnięć naukowych i doświadczeń, by znaleźć optymalny podział dla poszczególnych celów polityki klimatycznej. I należy brać pod uwagę działania różnych instytucji europejskich, na przykład Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju. Od 2007 roku w całej Europie na inwestycje w zrównoważoną energetykę wydano 11 mld euro, w tym w Polsce w ciągu tych siedmiu lat w ramach 29 projektów o wartości 1 mld euro. Działania w zakresie zrównoważonej energetyki są wciąż prowadzone, a sam EBOR w skali Europy doprowadził już do redukcji emisji CO₂ o 4 mln ton rocznie.

Czy sytuacja Europy znacząco odbiega od ogólnoświatowego trendu w działaniach na rzecz poprawy klimatu?

W Europie udało się pogodzić rozwój gospodarczy z ochroną klimatu, co nie zawsze następowało w innych krajach, np. w Chinach, które są teraz w bardzo trudnej sytuacji ekologicznej. W czasach kryzysu ekonomicznego



często myśli się krótkoterminowo, co wywołuje potem określone konsekwencje. Jednak to politycy odpowiadają za to, by zawsze patrzeć przyszłościowo i planować zrównoważony rozwój, korzystny dla gospodarki i środowiska.

Innowacje i zmiana nawyków pomogą UE zrobić kolejny krok na drodze do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 80–95 proc. do roku 2050. Według badań zleconych przez KE, Unia Europejska mogłaby zmniejszyć poziom emisji o dodatkowe 8–9 proc. do roku 2020 – czyli o odpowiednik połowy rocznej emisji w Polsce za 2010 r. – jeśli europejskie gospodarstwa domowe odpowiednio zmienią swoje nawyki w takich dziedzinach jak transport i ogrzewanie. Możemy mieć bardziej zielone miasta, mniej zanieczyszczone powietrze i bardziej efektywny transport z niższymi emisjami CO₂. Możemy mieć jednocześnie świat, jaki lubimy, przy klimacie, jaki nam odpowiada.

Kampania ma – zgodnie z państwami informacjami – już ponad 160 partnerów, jednak w inicjatywach na poziomie obywatelskim, przedstawianych w związku z kampanią, nie widać przykładów z branży gazowniczej. Jaka jest rola firm gazowniczych w takich działaniach?

Do projektu, który właściwie jest konkursem na najlepsze rozwiązania, prowadzonym w mediach społecznościowych, może się zgłosić i przyłączyć każda firma czy organizacja. Można przedstawiać swoje rozwiązania z obszarów budownictwa i mieszkalnictwa, zakupów i żywności, ponownego wykorzystania i recyklingu, podróży i transportu czy innowacyjnej produkcji. Osoby prywatne oraz przedsiębiorstwa i organizacje publiczne mogą do konkursu zgłosić swoje rozwiązania. Branża gazownicza ma duży udział w procesie poprawy sytuacji środowiska naturalnego, a firmy te są dla nas cenne, ponieważ wykonują bardzo dobrą robotę. Chodzi o poprawę technologiczną rozwiązań w każdej dziedzinie przemysłu oraz dzielenie się wiedzą i promowanie w prosty sposób najlepszych rozwiązań.

W kontekście kampanii mówimy o bezpieczeństwie energetycznym. Reprezentując branżę gazowniczą, musimy zapytać o stosunek Komisji Europejskiej do gazu z łupków. Wiadomo, że temat ten ma w Unii Europejskiej zarówno zwolenników, jak i przeciwników.

Gaz z łupków to wolny wybór państw członkowskich. Komisja Europejska jesienią przygotowuje przepisy w tej dziedzinie, do których trzeba będzie się zastosować przy wydobyciu. Dążymy do ramowych regulacji, które ułatwią działanie krajom zainteresowanym, sprawią, że nie będą one zobligowane do dostosowywania się do zbyt dużej liczby dyrektyw. Jednak w Europie musimy zrozumieć, że cena gazu z łupków nie będzie tak niska jak w Stanach Zjednoczonych, między innymi ze względu na uwarunkowania geologiczne, postawy obywatelskie czy gęstość zaludnienia. Wszystkie te czynniki wiążą się z wyższymi kosztami wydobycia.

Rozmawiała **Anetta Stawińska**

„Świat, jaki lubisz. Klimat, który Ci odpowiada” to hasło przewodnie kampanii informacyjnej, którego ambasadorką jest Connie Hedegaard, komisarz Unii Europejskiej ds. klimatu.

Komisarz Connie Hedegaard do tego projektu przekonywała na konferencji, która odbyła się 17 maja w Centrum Nauki Kopernik w Warszawie, podczas debaty publicznej „Jak ukierunkować polską gospodarkę na redukcję emisji gazów cieplarnianych?”.

Obecnym na konferencji przedstawicielem życia politycznego i gospodarczego, a także zaproszonym gościem z organizacji społecznych oraz przedstawicielem młodzieży, przekazano główne idee projektu. W trakcie debaty poznaliśmy też plany Komisji Europejskiej dotyczące działań na rzecz klimatu.

Ideą wiodącą kampanii jest niezbędne zaangażowanie obywateli Europy w działania poprawiające stan środowiska i zmniejszenie emisji dwutlenku węgla. W projekcie chodzi o upowszechnianie za pośrednictwem między innymi mediów społecznościowych, najlepszych praktyk – innowacyjnych rozwiązań przyjaznych środowisku – tzw. miękkich projektów, które udało się z sukcesem wprowadzić w Europie. Celem kampanii jest przedstawienie opłacalnych rozwiązań wdrażanych już teraz, mogących przyczynić się do realizacji celu UE, jakim jest redukcja emisji gazów cieplarnianych o 80–95 proc. do roku 2050. Kampania została zainicjowana w październiku 2012 roku i będzie trwała do końca 2013 roku. Jej promocją objęto Polskę, Litwę i Bułgarię oraz Włochy i Portugalię.

Co z gospodarką?

Adam Cymer

Nawet jeśli ograniczymy pole obserwacji tylko do sektora szeroko rozumianego rynku energetycznego, nie zabraknie powodów do zadziwienia.

W ostatnich tygodniach wiele działo się wokół PGNiG SA, od zmian w składzie zarządu poczynając. Główny właściciel, po trwającym prawie 7 tygodni okresie „bezkrólewia”, mając wszystkie atuty w ręce, pokazał działaniem rady nadzorczej wszystkim pracownikom oraz opinii publicznej, akcjonariuszom mniejszościowym, a także otoczeniu rynkowemu, z kluczowymi firmami gazoenergetycznymi na czele, że decyzja o wyborze prezesa zarządu tej najważniejszej – z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju – firmy, przerasta jego możliwości decyzyjne. Czyżby doradcy z firmy *headhunter* zawiedli oczekiwania właściciela?

Prezes Kilian z PGE S.A. stwierdził jakiś czas temu, że przy jego założeniach elektrownia Opole to nierentowna inwestycja. Minister skarbu powiedział, że: „(...) miał do tego prawo. Ja uważam, że założenia, które pozwoliły np. na realizację Kozienic, mogą być przydatne PGE i uważam, że PGE będzie albo budowało, albo współbudowało tę inwestycję”. Premier Donald Tusk, zabierając głos w tej sprawie, podkreślił, że „(...) rządowy zespół ds. bezpieczeństwa energetycznego potwierdził gotowość do budowy Elektrowni Opole. Po przeanalizowaniu wszystkich danych uznano, że rząd znajdzie środki i sposoby, aby ta inwestycja była realizowana”. Natomiast 18 czerwca 2013 r. premier wyjaśnił, że: „nasze nastawienie do energii jądrowej się nie zmieniło. Nie wykluczam, że miejsce dla energetyki jądrowej się znajdzie, ale w perspektywie odleglejszej, niż to planowaliśmy.” A jeszcze niedawno premier Tusk mówił, że: „strategicznie wydaje się, że w miksie energetycznym energetyka jądrowa musi mieć swoje miejsce. Nie ma chyba dla rozwoju tej technologii sensownej alternatywy”. Czyżby zmienił zdanie pod wpływem opinii prezesa PGE, który znacznie wcześniej stwierdził, że: „PGE uczestniczy w budowie

bezpieczeństwa energetycznego Polski choćby przez energetykę jądrową czy gaz z łupków. Ale te dwa programy nie mogą się zakończyć sukcesem. Jeden wyklucza drugi. Nie można mieć ruchu lewostronnego i prawostronnego na jednej ulicy, bo grozi to poważnymi konsekwencjami”. Co zatem stanie się ze spółkami desygnowanymi??? do budowy polskiej elektrowni atomowej i wydanymi już kilkuset milionami złotych?

Powróćmy do „memorandum gazowego”. Premier Donald Tusk zapowiedział, że kierowany przez ministra gospodarki zespół energetyczny będzie pracował na regularnych spotkaniach, podobnych do posiedzeń rządu. Szef rządu dodał, że zobowiązał poszczególnych ministrów do osobistego udziału w pracach zespołu. Jak mówił, chodzi o tych ministrów, którzy „mają coś do powiedzenia w sprawach energetyki”, czyli ministra skarbu państwa, spraw wewnętrznych, środowiska, infrastruktury i finansów, a także szefa kancelarii premiera.

A może ministerstwo energetyki? – padła kolejna propozycja premiera, co spotkało się z ostrą polemiką ze strony wicepremiera Piechocińskiego. Ale temat nie zniknął. Prezydent RP zapowiedział specjalne posiedzenie Rady Bezpieczeństwa Narodowego w sprawie bezpieczeństwa energetycznego państwa. Odbyło się ono 17 czerwca br. „Ze względu na złożoność problemu i liczbę instytucji zajmujących się energetyką, także w rządzie, konkluzja RBN jest następująca – istnieje potrzeba zastanowienia się nad integracją zarządzania sprawami energetyki w państwie, w tym także na szczeblu rządowym” – mówił po posiedzeniu rady Stanisław Koziej, szef Biura Bezpieczeństwa Narodowego. Ale zastrzegł, że ewentualne powołanie ministerstwa energetyki w ramach integracji jest problemem rządowym, a nie prezydenta czy RBN. „W jaki

sposób Rada Ministrów się zorganizuje, to jest problem rządu” – podkreślił. Odnosząc się do sprawy Jamału II, Stanisław Koziej stwierdził, że była mowa o całej sytuacji, ale nie może powiedzieć nic więcej ze względu na niejawną charakter posiadzenia RBN.

Wydarzenia ostatnich tygodni ujawniają, że mamy problem nie tylko z dobrym prawem, ale równie wielki – z nieładem instytucjonalnym, brakiem przejrzystości działania i odpowiedzialności poszczególnych instytucji państwa. Jeśli zauważa to Rada Bezpieczeństwa Narodowego, to znaczy, że dramatycznie pilnie należy podjąć jakieś działania porządkujące sytuację.

Była okazja, by o tym poważnie porozmawiać. 18 czerwca br. w Pałacu Prezydenckim odbyła się dyskusja nad raportem „Konkurencyjna Polska. Jak awansować w światowej lidze gospodarczej?”, który został przygotowany przez niezależny zespół ekspertów pod kierownictwem prof. Jerzego Hausnera, z inspiracji prezydenta Bronisława Komorowskiego. Autorzy raportu stwierdzają, że nadal dobrze radzimy sobie z problemami koniunkturalnymi, ale zaniedbujemy rozwiązywanie problemów strukturalnych. W sumie, będąc wciąż silni, musimy podjąć działania, które chroniłyby naszą gospodarkę przed spowolnieniem tempa wzrostu i utknięciem w tzw. pułapce średniego poziomu rozwoju. Osiągnięcie takiego celu – zwracają uwagę autorzy raportu – wymaga prowadzenia całościowych i skoordynowanych działań, które określa się w literaturze jako nową politykę przemysłową lub nową politykę strukturalną. „Cechą nowej polityki przemysłowej – piszą autorzy raportu – jest oddziaływanie na sektory z punktu widzenia konkurencyjności całej gospodarki krajowej, a nie odnośnienie się do poszczególnych sektorów. Przykładem może być polityka energetyczna, która powinna uwzględniać szeroko rozumiane bezpieczeństwo energetyczne całej gospodarki (nie tylko przedsiębiorstw, ale też gospodarstw domowych), w tym zwłaszcza jego wymiar ekonomiczny, czyli zapewnienie podmiotom gospodarczym do-

staw energii w cenie umożliwiającej uzyskanie lub utrzymanie przewagi konkurencyjnej w stosunku do konkurentów zagranicznych. Wynika to m.in. z tego, czy na jednostkę wytworzonej wartości ekonomicznej płacą wyższy czy niższy rachunek energetyczny w porównaniu z konkurentami."

Problem polega na tym, że zawarte w raporcie konstatacje, odnoszące się do państwa, nie są budujące. W raporcie czytamy: „w Polsce niepodzielnie dominuje reaktywny styl uprawiania polityki, w której najważniejsze staje się zdobycie i utrzymanie władzy, nie zaś podejmowanie i rozwiązywanie istotnych problemów społecznych i dążenie do rozwoju. System administracyjny państwa jest niewydolny. W praktyce coraz wyraziściej kształtuje się system biurokratyczno-dystrybucyjny, z licznymi nawykami wyniesionymi z PRL-owskiej gospodarki nakazowo-rozdzielczej. Zarządzanie publiczne jest sprowadzane do rozbuchanej sprawozdawczości i nieustającej kontroli. Napędza je absorpcja i dystrybucja środków unijnych. Podporządkowywanie wypiera współdziałanie.

System administracyjny państwa kosztuje i nie jest zdolny do wprowadzania

niezbędnych rozwiązań instytucjonalnych. Przeciwnie, dokonuje się biurokratyczny demontaż ładu instytucjonalnego. Ofiarą jest m.in. samorządność terytorialna. Reakcją na pojawianie się problemów i ujawnianie się dysfunkcji jest uchwalanie kolejnych przepisów oraz nieustające, chaotyczne ich nowelizowanie.

Konieczne jest przeciwdziałanie – z jednej strony – dominacji korporacji zawodowych i gospodarczych nad państwem, a z drugiej – niekontrolowanemu rozrostowi struktury administracyjnej kraju. Szczególnie istotne są: usprawnienie systemu egzekucji prawa, całościowa modernizacja administracji rządowej, przeprowadzenie trzeciego etapu reformy samorządowej oraz powołanie państwowego centrum studiów strategicznych". Autorzy stwierdzają wprost: „za główne słabości naszego państwa uważamy:

- niską jakość przywództwa politycznego,
- niewielkie znaczenie sfery publicznej i publicznego dyskursu o zasadniczych kwestiach rozwoju kraju,
- zdominowany przez układy resortowo-korporacyjne system reprezentacji interesów,

- brak dialogu i partnerstwa z sektorem prywatnym,
- wadliwe mechanizmy ustanawiania celów strategicznych państwa,
- słabość instrumentów prowadzenia, monitorowania i ewaluacji polityki publicznej".

Można zatem podsumować, że prowadzenie działalności gospodarczej w Polsce jest obciążone dużym ryzykiem, którego źródłem jest samo państwo i jego aparat administracyjny. Co ważniejsze, konieczna dla Polski polityka strukturalna, a chodzi tu o całokształt zmian instytucjonalnych tworzących zespół bodźców i jednocześnie środowisko sprzyjające poprawie konkurencyjności gospodarki, musi być traktowana jak dialog, a nie dokument rządowy, tak jak się to dzieje obecnie.

Szkoda, że zarówno o raporcie, jak i dyskusji nad nim – z udziałem prezydenta Komorowskiego – wspomniały tylko nieliczne media. Byłoby bardzo dobrze, gdyby dostrzegła go administracja rządowa. Bo może doprawdy polityka „cieplej wody” jest jakimś pomysłem na rządzenie, ale istnieje obawa, że tej wody może zabraknąć.

Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji rurociągów (2013)

„Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji rurociągów” autorstwa W. Kenta Muhlbauera, tłumaczenie polskie Andrzeja J. Osiaadacza, jest trzecią propozycją wydawniczą z serii Biblioteka Inżyniera Gazownika, wydawnictwa Fluid Systems Sp. z o.o. Książka jest 3-częściową, 455-stronicową monografią, dotyczącą zarządzania ryzykiem, rozumianego jako podejmowanie działań, których celem jest identyfikacja, ocena, sterowanie ryzykiem oraz kontrola podjętych działań.

Głównym celem zarządzania ryzykiem jest ograniczenie ryzyka wystąpienia awarii, jak również zabezpieczanie się przed jej skutkami. Celem identyfikacji jest określenie rodzajów ryzyka, co pozwoli na podjęcie odpowiednich działań operatorowi/właścicielowi systemu. Oceny ryzyka dokonuje się, stosując różne miary i metody. Sterowanie ryzykiem należy rozumieć jako działania mające na celu obniżenie ryzyka do poziomu akceptowalnego.

Książka W. Kenta Muhlbauera dotyczy zarządzania ryzykiem w płynowych sieciach rurociągowych. Korzyści z zastosowania metod zarządzania ryzykiem to nie tylko obniżenie potencjalnego poziomu ryzyka wystąpienia awarii rurociągu, ale także wymierne efekty ekonomiczne. Wykorzystanie określonego algorytmu oceny poziomu ryzyka pozwala na jednoznaczny identyfikację zagrożeń i w następstwie tego świadome skierowanie określonych środków na podniesienie poziomu bezpieczeństwa eksploatacji rurociągu.

Więcej informacji na stronie www.fluidsystems.pl

W. KENT MUHLBAUER

Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji rurociągów

Fiskus panem i władcą

Adam Cymer

Trwają prace nad nowelizacją ustawy o podatku akcyzowym w zakresie dotyczącym objęcia gazu ziemnego akcyzą od 1 listopada 2013 r. IGG uczestniczyła w tzw. konsultowaniu projektu nowelizacji. Niestety, znaczna część uwag nie została uwzględniona w projekcie ustawy.

Nasz narodowy księgowy wie, że w kasie coraz większa pustka, więc należy ją zapełniać na wszystkie możliwe sposoby. Kiepska to logika. Dlaczego jednak przy okazji popełnia się fatalne błędy legislacyjne, zgubne dla jakości prawa i – co ważniejsze – groźne dla gospodarki.

A postulaty IGG podejmowały najistotniejsze kwestie, kluczowe z punktu widzenia dostawców oraz odbiorców gazu ziemnego. Należy do nich określenie odpowiedzialności za zużycie przez odbiorcę gazu nabytego od sprzedawcy ze zwolnieniem od akcyzy niezgodnie z deklaracją nabywcy. W projekcie ustawy wprowadza się definicję pośredniczącego podmiotu gazowego. Posiadanie statusu pośredniczącego podmiotu gazowego powoduje, że przy sprzedaży gazu ziemnego na rzecz takiego podmiotu sprzedawca może traktować taką sprzedaż jako niepodlegającą akcyzie. Obowiązek zapłaty akcyzy – lub obowiązek określenia przeznaczenia nabywanego gazu ziemnego oraz udowodnienia organom podatkowym, że nastąpiło zużycie gazu ziemnego zgodnie z przeznaczeniem uprawniającym do zwolnienia z akcyzy – spoczywa wtedy na nabywcy gazu ziemnego. IGG postuluje rozszerzenie definicji pośredniczącego podmiotu gazowego o podmioty prowadzące działalność gospodarczą, które w całości zużywają gaz na cele uprawniające do zwolnienia. Tym samym podmioty te będą same określać, na jakie cele przeznaczają gaz, a w związku z tym czy, i w jakim zakresie, przysługuje im zwolnienie z opodatkowania. IGG zauważa, iż bardzo nieprecyzyjny jest zapis, że w przypadku sprzedaży gazu ziemnego do celów objętych zwolnieniem od akcyzy, warunkiem zwolnienia jest określenie w umowie zawartej pomiędzy sprzedawcą a nabywcą, że wyroby te będą użyte w celach zwolnionych. IGG postuluje, aby przeznaczenie gazu zostało określone w oświadczeniu nabywcy, zamiast w umowie. Określenie przeznaczenia gazu ziemnego jest jednostronną deklaracją nabywcy, którą sprzedawca może jedynie przyjąć, gdyż nie ma żadnych możliwości zweryfikowania jej prawdziwości. Z opisywanym problemem jest związana także kwestia wyraźnego określenia w ustawie o akcyzie, że nabywca, który użyje gazu niezgodnie z deklaracją złożoną sprzedawcy, będzie z tego tytułu podatnikiem akcyzy i będzie zobowiązany do jej zapłaty. W tej sprawie IGG zyskała wyraźne wsparcie. Rada Legislacyjna przy prezesie Rady Ministrów zarzuciła w swojej opinii projektodaw-

cy, że „nie wyjaśniono, dlaczego nie wprowadzono konstrukcji logicznie prostszej, że to podmiot, który korzysta ze zwolnienia, dokonuje sam opodatkowania akcyzą i przesądza o zastosowaniu zwolnienia, ponosząc za to odpowiedzialność”.

Kolejnym ważnym problemem pominiętym w projekcie nowelizacji są straty gazu ziemnego. Projekt wprowadza katalog czynności będących przedmiotem opodatkowania akcyzą. Wśród wymienionych w tym przepisie czynności nie wskazano strat gazu ziemnego. IGG postuluje, by w celu jednoznacznego doprecyzowania zakresu czynności podlegających opodatkowaniu podatkiem akcyzowym, dodany został przepis wyłączający straty gazu z katalogu czynności opodatkowanych akcyzą. IGG podkreśliła w swoim postulatcie, że ze względu na techniczne uwarunkowania procesów związanych z przesyłem, dystrybucją, gazyfikacją, regazyfikacją i magazynowaniem gazu, straty powstające w trakcie tych procesów nie są nigdy związane ze zużyciem gazu ziemnego do celów opodatkowanych. Wyłączenie opisywanych strat z opodatkowania akcyzą nie może prowadzić do nadużyć podatkowych. Analogiczne *ratio legis* stało za wyłączeniem z opodatkowania strat energii elektrycznej. I w tej sprawie IGG znalazła wsparcie ministra gospodarki, który wyraźnie upomina się, by w propozycji Ministerstwa Finansów „uwzględniono *expressis verbis* regulację wyłączającą opodatkowanie strat gazu ziemnego”.

No i wreszcie kwestia gazu ziemnego CNG/LNG. Izba Gospodarcza Gazownictwa wielokrotnie upominała się o wprowadzenie zwolnienia dla gazu ziemnego w każdym stanie skupienia (CNG, LNG), używanego do celów napędowych w transporcie publicznym – nie tylko do przewozu pasażerów koleją – oraz wprowadzenie zwolnienia lub opodatkowania zerową stawką akcyzy gazu ziemnego CNG i LNG przeznaczonego do celów napędowych. Taki postulat to „oczywista oczywistość”, jeśli wierzyć w unijną politykę klimatyczną. Ani opinia IGG, ani stanowcze stanowisko ministra gospodarki nie znaczą nic dla fiskusa, który, ocierając się o granicę śmieszności, nie przewiduje takiego zwolnienia, tylko dlatego żeby zaksięgować po stronie przychodów jakieś marne grosze. W 2012 roku na stacjach ogólnodostępnych w Polsce sprzedano ok. 14 mln m³ CNG. Zatem w skali roku budżet zyska zaledwie 4,76 mln złotych!

Wszyscy już powoli przyzwyczajamy się, że w Polsce monteskiuszowski model trójpodziału władzy nie obowiązuje. W naszym kraju pełnię władzy posiada Ministerstwo Finansów. Od jego widzimisię zależy, czy jakkolwiek projekt ustawy przejdzie przez ucho igielne legislacji. I nie liczą się niczyje opinie (z RCL włącznie), żadne ekspertyzy, uwagi resortowe i społeczne. Nie liczy się nawet ustawodawstwo UE, które w dyrektywach wytycza ramy legislacji. Nie dla fiskusa.

Rozwój branży gazowniczej przy wsparciu UE

Michał Szpila

Tuż przed końcem perspektywy budżetowej Unii Europejskiej na lata 2007–2013 branża gazownicza zadaje sobie pytanie: co dalej? Olbrzymie środki, jakie firmy gazownicze pozyskały w formie bezzwrotnych dotacji, są najlepszą zachętą do dalszego korzystania z tej formy finansowania rozwoju. Dzięki unijnym dotacjom na lata 2007–2013 przedsiębiorstwa gazownicze realizują inwestycje o wartości 11,5 miliarda złotych.

Za te pieniądze do 2015 roku zostanie wybudowanych i zmodernizowanych 3500 kilometrów gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych, przybędzie miliard metrów sześć. pojemności magazynowych oraz terminal skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu. Ale zamierzenia na kolejną perspektywę UE są jeszcze ambitniejsze. Największe przedsiębiorstwa gazownicze zrzeszone wokół Izby Gospodarczej Gazownictwa, przy założeniu dostępu do bezzwrotnego dofinansowania na lata 2014–2020, planują realizację inwestycji o wartości aż 20,5 miliarda złotych. Kwota ta (po połowie) przeznaczona zostanie na inwestycje w systemie przesyłowym oraz projekty z obszaru dystrybucji i magazynowania gazu ziemnego. Wsparcie ze środków unijnych będzie kluczowe dla poprawy efektywności systemów gazowych w Polsce oraz zapewnienia dywersyfikacji i bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Obecnie trudno przesądzić o możliwości pozyskania środków unijnych w przyszłości w wysokości niezbędnej do realizacji tych planów. Zmiany gospodarcze i społeczne na świecie wpływają na kierunki rozwoju Europy i wspólnotową politykę energetyczną. Kluczowe stają się poprawa efektywności energetycznej i inwestycje w odnawialne źródła energii i to właśnie przede wszystkim do tych projektów UE chce dokładać ze swojego budżetu. Natomiast dotowanie tradycyjnej infrastruktury energetycznej od początku negocjacji budżetowych stało pod znakiem zapytania. Parlament Europejski, Komisja Europejska i Rada UE, od których zależy kształtowanie budżetu na lata 2014–2020, długo nie mogły się w tej sprawie dogadać.

Na starcie prac nad budżetem KE nie dopuszczała możliwości finansowania projektów gazowniczych. Był to natomiast priorytet inwestycyjny, postulowany od początku przez Radę, co znalazło odzwierciedlenie w jej mandacie negocjacyjnym. Kompromis osiągnięto pod koniec maja tego roku. Parlament uzgodnił możliwość finansowania w ramach polityki spójności na lata 2014–2020 rozwoju inteligentnych energetycznych systemów dystrybucji, magazynowania i przesyłu – w celu poprawy efektywności energetycznej i bezpieczeństwa dostaw.

Rozstrzygnięcia, które zapadły w Brukseli, otwierają drogę do wspierania projektów inwestycyjnych przedsiębiorstw gazowniczych w Polsce. Wymagają jednak stworzenia systemu rozdziału dotacji w sposób jak najlepiej dopasowany do potrzeb branży. Stosowne prace prowadzi Ministerstwo Rozwoju Regionalnego. Wsparcie merytoryczne w zakresie energetyki zapewnia mu resort gospodarki. W pracach tych, podobnie jak przy poprzedniej budżetowej siedmioletce, od samego początku bierze udział Izba Gospodarcza Gazownictwa. Przedstawiciele firm członkowskich uczestniczą w grupach roboczych, utrzymują kontakt z Komisją Europejską oraz polskimi europosłami. Pozwala to reagować w odpowiednim momencie i uzasadniać potrzebę wspierania inwestycji gazowniczych. Pilnego określenia wymaga zakres projektów kwalifikujących się do wsparcia, zwłaszcza doprecyzowanie definicji tzw. inteligentnych systemów. Konieczne jest zapewnienie dotacji w wysokości adekwatnej do planów inwestycyjnych branży oraz szybkie określenie zasad udzielania pomocy publicznej. Dopiero określenie wszystkich uwarunkowań ubiegania się o dotacje pozwoli spółkom gazowniczym podjąć decyzje inwestycyjne.

Nawet najlepiej dopasowany program dotacyjny nie będzie w pełni efektywny, jeśli przedsiębiorcy nie dostaną skutecznych narzędzi prawnych do realizacji inwestycji. Bez nich mogą nie zdążyć z realizacją projektów w siedmioletniej perspektywie budżetowej. Obecnie takim narzędziem jest spec-ustawa, dzięki której możliwe będzie wybudowanie do 2015 roku tysiąca kilometrów gazociągów przesyłowych i uruchomienie terminalu LNG. Dla powodzenia realizacji inwestycji przesyłowych i dystrybucyjnych w przyszłej perspektywie budżetowej UE kluczowe jest przede wszystkim uchwalenie wyczekiwanej od lat ustawy o korytarzach przesyłowych.

Stan faktyczny na 14.06.2013.

Mały trójpak energetyczny

Kamil Iwicki, Adam Wawrzynowicz

23 maja 2013 r. sejmowa Komisja Gospodarki przyjęła projekt obszernej nowelizacji ustawy z 10 kwietnia 1997 r. „Prawo energetyczne” (druk sejmowy 946), zwany potocznie małym trójpakiem. W najbliższym czasie nowelizację rozpatrzy Sejm, a z zapowiedzi przedstawicieli rządu wynika, że wejdzie ona w życie jeszcze w bieżącym roku.

Warto podkreślić, że głównym celem małego trójpaku jest nie wprowadzenie zmian o charakterze systemowym, ale implementacja do polskiego prawa przepisów tzw. III pakietu energetycznego, zwłaszcza tzw. dyrektywy gazowej*. Zgodnie z pierwotnymi założeniami rządu, wdrożenie przepisów unijnych miało nastąpić poprzez uchwalenie tzw. dużego trójpaku, tj. trzech nowych ustaw (ustawy „Prawo energetyczne”, ustawy „Prawo gazowe” oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii). Takie rozwiązanie miało zapewnić nie tylko implementację prawa UE, ale również uporządkować stan prawny i umożliwić poddanie poszczególnych branż regulacjom wynikającym z odrębnych aktów prawnych, uwzględniających specyfikę ich działania. Niemniej jednak – z uwagi na przedłużające się prace nad dużym trójpakiem, a w konsekwencji brak terminowej implementacji dyrektywy gazowej i grożące Polsce kary finansowe z tego tytułu – podjęto decyzję o uchwaleniu w trybie pilnym małego trójpaku.

Zakres projektowanej nowelizacji dotyczy wielu istotnych zagadnień. Kwestią budzącą najwięcej kontrowersji jest z pewnością przeforsowane w toku prac podkomisji sejmowej tzw. obligo gazowe, czyli obowiązek sprzedaży określonej ilości gazu wysokometanowego na Towarowej Giełdzie Energii. Wątpliwość budzi przy tym nawet nie tyle sam fakt wprowadzenia obligo, ale jego zakres – zgodnie z projektem nowelizacji, aż 70% gazu ziemnego powinno być sprzedawane za pośrednictwem giełdy gazu. Wartość ta odpowiada całości zużycia gazu ziemnego przez odbiorców przemysłowych w Polsce. Tak wysoki udział obrotu giełdowego jest niespotykany w pozostałych krajach Unii Europejskiej. Ponadto, nowelizacja nie zawiera żadnych przepisów, które określałyby zasady postępowania sprzedawców w odniesieniu do obowiązujących ich umów z odbiorcami. Po wprowadzeniu tak wysokiego obligo giełdowego pojawi się bowiem pytanie: czy sprzedawcy są zobowiązani do rozwiązania obowiązujących ich kontraktów długoterminowych na dostawę gazu, co może wiązać się z roszczeniami odszkodowawczymi ze strony odbiorców. Nie można też wykluczyć problemów związanych z odpowiednim ukształtowaniem oferty gieł-

dowej, która może być mało elastyczna i niezbyt atrakcyjna dla odbiorców. Należy przy tym pamiętać, że handel giełdowy wiąże się z obowiązkiem uiszczania opłat na rzecz Towarowej Giełdy Energii, a także z koniecznością dostosowania się do rygorystycznych giełdowych procedur. Co prawda, nowelizacja przewiduje stopniowe dochodzenie do tego wolumenu do 31 grudnia 2014 r., a także pewne zwolnienia z zakresu tego obowiązku, szczególnie w odniesieniu do małych sprzedawców, ale i tak konieczność zakupu gazu na giełdzie może stanowić utrudnienie dla wielu odbiorców gazu ziemnego, zwłaszcza dla niewielkich odbiorców przemysłowych.

Zaproponowaną regulację należy określić jako niekompletną i rodzącą istotne ryzyko zarówno dla sprzedawców gazu ziemnego, jak i dla jego odbiorców. Autorzy nowelizacji argumentują, że jedynie wprowadzenie tak wysokiego obligo giełdowego uczyni polski rynek gazu ziemnego rynkiem konkurencyjnym, co pozwoli na zniesienie obowiązku taryfowego na sprzedaż gazu odbiorcom przemysłowym. Twierdzenie takie może budzić wątpliwości, zwłaszcza w świetle ostatniego stanowiska prezesa URE, który uznał za rynek konkurencyjny nie tylko rynek giełdowy, ale także hurtowy rynek OTC. Co więcej, w większości państw UE liberalizacja sektorów gazowych została dokonana dzięki powszechnemu zawieraniu transakcji na rynku OTC. Niezrozumiałe wydaje się więc wprowadzenie w ramach nowelizacji tak wysokiego poziomu obligo giełdowego, skoro rynek OTC także może zapewnić pożądaną przejrzystość i płynność.

pozytywnie należy natomiast ocenić propozycję zmiany, w ramach małego trójpaku, ustawy o giełdach towarowych, która umożliwi uzyskanie statusu członka Towarowej Giełdy Energii wszystkim przedsiębiorstwom energetycznym oraz mającym osobowość prawną odbiorcom. Takie rozwiązanie umożliwi ww. podmiotom dokonywanie transakcji bezpośrednio na giełdzie, a nie, jak obecnie, za pośrednictwem domów maklerskich. Nie trzeba dodawać, że korzystanie z pośrednictwa domów maklerskich wiąże się z koniecznością ponoszenia opłat na ich rzecz, dlatego planowana zmiana zmniejszy koszty giełdowego handlu gazem ziemnym.

W ramach III pakietu energetycznego szczególny nacisk położono na zasady funkcjonowania operatorów systemów gazowych. Co prawda, Polska już w ramach implementacji poprzednio obowiązującego II pakietu energetycznego dokonała zasadniczej przebudowy struktury sektora gazowego, wprowadzając obowiązek wydzielenia operatora systemu przesyłowego, a także wymóg zapewnienia niezależności organizacyjnej i prawnej operatorom systemów dystrybucyjnych, niemniej jednak mały trójpak energetyczny i w tej materii zawiera wiele istotnych zmian.

Nowe przepisy wprowadzą szczególnie istotne zmiany dla operatora systemu magazynowania. Obecnie obowiązująca ustawa „Prawo energetyczne”, co do zasady, nie zawiera bo-

wiem żadnych szczególnych wymogów dotyczących niezależności takiego operatora. Projekt nowelizacji przewiduje natomiast obowiązek wydzielenia takiego operatora pod względem formy prawnej i organizacyjnej. Praktyczny wymiar wprowadzenia ww. zasady nie będzie wielki, bowiem Operator Systemu Magazynowania Sp. z o.o. już w ubiegłym roku został wydzielony prawnie i organizacyjnie w ramach GK PGNiG, a także przyjął regulamin świadczenia usług magazynowania w pełni zgodny z przepisami unijnymi.

Zgodnie z treścią dyrektywy gazowej, operatorzy systemów dystrybucyjnych oraz magazynowania są zobowiązani spełniać kryteria niezależności, które zostały także przeniesione do projektowanej nowelizacji. Szczególnie duże znaczenie będzie miała tzw. niezależność osobowa, tzn. osoby zarządzające operatorem systemu dystrybucyjnego lub magazynowania nie będą mogły wykonywać żadnych funkcji w ramach przedsiębiorstwa zajmującego się wydobywaniem lub obrotem paliwami gazowymi. Wprost zostanie także wskazane, że operatorzy mają możliwość niezależnego działania, a kierownictwo przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie powinno wydawać im żadnych poleceń dotyczących bieżącej działalności oraz rozbudowy ich systemów gazowych.

Po wejściu nowelizacji w życie istotne zmiany czekają także operatora systemu przesyłowego, nad którym nadzór właścicielski ma przejąć minister gospodarki. Rozwiązanie takie jest konsekwencją wymogów dyrektywy gazowej, zgodnie z którą jeden podmiot nie może sprawować jednocześnie nadzoru nad przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się sprzedażą paliwa gazowego i operatorem systemu przesyłowego. W związku z tym, że nadzór nad PGNiG SA, prowadzącym działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, wykonuje minister skarbu państwa, powstała konieczność zmiany organu nadzorującego OGP GAZ–SYSTEM S.A. Jako że zarówno minister gospodarki, jak i operator przesyłowy, pełnią istotną rolę w systemie bezpieczeństwa energetycznego, zaproponowane w nowelizacji rozwiązanie wydaje się jak najbardziej logiczne.

Kolejnym istotnym zagadnieniem, które zostanie uregulowane w omawianym akcie prawnym, jest określenie modeli funkcjonowania operatora systemu przesyłowego. Dyrektywa gazowa przewiduje 3 modele funkcjonowania takiego operatora:

- pełny *unbundling* – operator jest podmiotem w pełni niezależnym, a przy tym jest właścicielem gazociągów, przy wykorzystaniu których świadczy usługi,
- model ISO – operator pełni funkcję na systemie, który stanowi własność innego podmiotu,
- model ITO – operator pozostaje w strukturach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo (tj. przedsiębiorstwa zajmującego się także obrotem paliwami gazowymi).

Z projektu ustawy wynika, że w Polsce zostaną wdrożone tylko dwa pierwsze modele. Mimo zastrzeżeń Komisji Europejskiej nie ulegnie przy tym zmianie zasada, zgodnie z którą na terytorium Polski może funkcjonować tylko jeden operator systemu przesyłowego, którego 100% akcji posiada Skarb Państwa. W konsekwencji OGP GAZ–SYSTEM S.A. w dalszym ciągu będzie pełnił funkcję operatora na swoim systemie gazowym (w ramach pełnego *unbundling*) oraz na należącym do EuRoPol Gaz S.A. gazociągu jamalskim (w ramach modelu ISO).

Ponadto, zaostrzone zostaną kryteria niezależności operatora systemu przesyłowego, który będzie musiał przejść specjalną procedurę certyfikacyjną w celu potwierdzenia, czy faktycznie spełnia wszystkie wymogi niezależności. Certyfikat taki będzie wydawany przez prezesa URE, po uzyskaniu opinii Komisji Europejskiej. Tym samym KE uzyska istotny wpływ na wyznaczanie krajowych operatorów systemów przesyłowych, co w skrajnych przypadkach może prowadzić do zablokowania przez nią wyznaczenia danego podmiotu operatorem. Oczywiście, takie rozwiązanie wynika wprost z przepisów dyrektywy gazowej i jest wyrazem dążeń KE do coraz większej ingerencji w wewnętrzne sprawy państw członkowskich. Niemniej jednak celowość udziału w krajowych postępowaniach urzędników KE, którzy niejednokrotnie nie mają wystarczającej wiedzy o zasadach funkcjonowania sektorów gazowniczych w poszczególnych państwach członkowskich, może budzić istotne wątpliwości i przyczynić się jedynie do zwiększenia biurokracji.

Kolejnym istotnym aspektem, na jaki należy zwrócić uwagę, jest wzmocnienie praw odbiorców. Odbiorcy uzyskają prawo do zmiany sprzedawcy w terminie 21 dni, co więcej – możliwa będzie także tzw. częściowa zmiana sprzedawcy. Ponadto, na sprzedawców zostanie nałożony obowiązek informowania odbiorców w gospodarstwach domowych o ich prawach, zwłaszcza o sposobie wnoszenia skarg i rozstrzygania sporów. Sprzedawcy będą zobowiązani do dostarczenia tym odbiorcom „kopii zbioru praw konsumenta” (dokument opracowany przez Komisję Europejską, zawierający praktyczne informacje o prawach konsumentów energii i paliw gazowych). Ograniczona zostanie możliwość wstrzymania dostarczenia paliw gazowych odbiorcy w sytuacji, gdy złoży on reklamację. Ponadto, przewiduje się rozszerzenie kompetencji stałych sądów polubownych przy wojewódzkich inspektorach inspekcji handlowych o prawo do rozstrzygania sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami.

Jako ostatnią istotną kwestię należy wymienić również wzmocnienie pozycji prezesa URE poprzez wprowadzenie 5-letniej kadencji i określenie zamkniętego katalogu przypadków, w którym będzie on mógł zostać odwołany.

Reasumując, należy stwierdzić, że najistotniejsze, a przy tym najbardziej kontrowersyjne z projektowanych zmian, które może mieć wpływ na kształt polskiego rynku gazu, jest wprowadzenie tzw. obliwa giełdowego. Pozostałe propozycje, w większości stanowiące implementację prawa UE, będą wymagały pewnych działań dostosowawczych ze strony przedsiębiorstw energetycznych, niemniej jednak nie przebudują w sposób zasadniczy polskiego sektora gazu ziemnego.

Autorzy reprezentują kancelarię GWJ Gramza Wawrzynowicz Jenerowicz.

* Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13.07.2009 dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (DZ. UE L 211/94 z 14 sierpnia 2009 r.)

Jak uzyskać decyzję środowiskową?

Sergiusz Urban

Decyzje środowiskowe

Realizacja wielu inwestycji nie pozostaje bez wpływu na stan środowiska. Ważnym narzędziem służącym minimalizowaniu tego rodzaju negatywnych oddziaływań zamierzeń inwestycyjnych jest decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach (decyzja środowiskowa). Jest to decyzja administracyjna, a jej zadanie to ukształtowanie planowanego przedsięwzięcia w sposób, który w możliwie najmniejszym stopniu pogorszy stan otoczenia. Ta rola decyzji środowiskowej szczególnie wyraźnie widoczna jest w przypadku, gdy poprzedza ją procedura oceny oddziaływania na środowisko.

Decyzja środowiskowa jest obligatoryjnym elementem procesu uzyskiwania pozwoleń administracyjnych na realizację przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Co więcej, jest ona jego pierwszym etapem – poprzedza np. decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu oraz decyzję o pozwoleniu na budowę (art. 72 ust. 1 pkt 1 i 3 ustawy z 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, dalej określanej jako ustawa oos). Kolejność ta jest tym istotniejsza, że decyzja środowiskowa wiąże organa wydające późniejsze decyzje w procesie inwestycyjnym, determinując tym samym już na samym jego początku wiele istotnych cech planowanego przedsięwzięcia (art. 86 ustawy oos).

Jak już wspomniano, decyzję środowiskową wydaje się dla planowanych przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (art. 59 ust. 1 ustawy oos). Kategoria ta zawiera dwa podzbiory. Pierwszy to planowane przedsięwzięcia mogące znacząco oddziaływać na środowisko; w tym przypadku za każdym razem wydanie decyzji środowiskowej poprzedzać będzie przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko – jest to tzw. I grupa przedsięwzięć. Drugi podzbiór natomiast to planowane przedsięwzięcia mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – w tym przypadku konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko wymaga stwierdzenia w stosownej procedurze (tzw. *screening*), co jest zadaniem organu właściwego do wydania decyzji środowiskowej. To ostatnie następuje niezależnie od wyniku ustaleń odnośnie do oceny oddziaływania na środowisko (innymi słowy, decyzja środowiskowa może, choć nie musi, być poprzedzona taką oceną; to tzw. II grupa przedsięwzięć).

Budowa instalacji do przesyłu gazu a konieczność uzyskania decyzji środowiskowej

Wiele inwestycji służących rozwojowi sieci gazowniczych w Polsce wymaga uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Obowiązek taki dotyczy planowanych przedsięwzięć polegających na budowie instalacji do przesyłu gazu, przynależnych do obu wspomnianych wyżej grup:

- 1) instalacji do przesyłu gazu o średnicy zewnętrznej nie mniejszej niż 800 mm i długości nie mniejszej niż 40 km wraz z towarzyszącymi im tłoczniami lub stacjami redukcyjnymi (§ 2 pkt 21 roz-

porządzenia Rady Ministrów z 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, grupa I przedsięwzięć),

- 2) instalacji do przesyłu gazu innych niż powyższe (o średnicy zewnętrznej mniejszej niż 800 mm i długości mniejszej niż 40 km) oraz towarzyszących im tłoczni lub stacji redukcyjnych, z wyłączeniem jednak gazociągów o ciśnieniu nie większym niż 0,5 MPa i przyłączy do budynków (§ 3 pkt 33 powyższego rozporządzenia, grupa II przedsięwzięć).

W związku z odmienną charakterystyką tych inwestycji istnieją zróżnicowane wymogi wydania decyzji środowiskowej. W odniesieniu do grupy wskazanej w punkcie 1), decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach poprzedzać będzie ocena oddziaływania na środowisko. W drugim przypadku przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko może – ale nie musi – być konieczne, jest to ustalane w konkretnej, indywidualnej sprawie przez organ wydający decyzję środowiskową.

Na marginesie warto dodać, iż także te instalacje do przesyłu gazu, które nie należą do żadnej z powyższych kategorii, np. o ciśnieniu nie większym niż 0,5 MPa, mogą wymagać uzyskania decyzji środowiskowej, jeżeli stanowią część innego przedsięwzięcia, dla którego taki obowiązek istnieje.

Organ wydający decyzję środowiskową dla instalacji do przesyłu gazu

Do istotnych kwestii należy ustalenie organu, który będzie właściwy do wydania decyzji środowiskowej dla instalacji do przesyłu gazu, a więc organu, do którego inwestor powinien zwrócić się z wnioskiem o jej wydanie. Istnieją tu dwie możliwości uzależnione od natury przedsięwzięcia i jego lokalizacji. Może nim być regionalny dyrektor ochrony środowiska lub wójt (ewentualnie burmistrz lub prezydent miasta).

Regionalny dyrektor ochrony środowiska będzie właściwy wówczas, gdy przedmiotem decyzji jest gazociąg o następujących cechach (art. 75 ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy oos):

- a) jest instalacją do przesyłu gazu,
- b) jest przedsięwzięciem mogącym znacząco oddziaływać na środowisko (tzw. I grupa – patrz wyżej).

Druga przesłanka spełniona zostaje wówczas, gdy chodzi o budowę instalacji do przesyłu gazu o średnicy zewnętrznej nie mniejszej niż 800 mm i długości nie mniejszej niż 40 km, wraz z towarzyszącymi im tłoczniami lub stacjami redukcyjnymi, a także wówczas, gdy planowana inwestycja polega na rozbudowie, przebudowie lub montażu takiej instalacji, jeżeli zabiegi te pozwolą na osiągnięcie określonych powyżej progów – a więc również w odniesieniu do tych gazociągów, które na przykład pierwotnie były krótsze bądź ich średnica zewnętrzna była mniejsza niż 800 mm.

Dodatkowo, regionalny dyrektor ochrony środowiska wydaje decyzje środowiskowe dla wszelkich instalacji do przesyłu gazu objętych obowiązkiem jej uzyskania, jeżeli inwestycja zlokalizowana

będzie, w całości lub w części, na terenie zamkniętym (art. 75 ust. 1 pkt b oraz art. 75 ust. 6 ustawy ooś).

W przypadku pozostałych inwestycji związanych z instalacjami do przesyłu gazu, objętymi obowiązkiem uzyskania decyzji środowiskowej, organem właściwym do jej wydania jest (na mocy art. 75 ust. 1 pkt 4 ustawy ooś) wójt (burmistrz, prezydent miasta).

Gdy dany gazociąg przekracza granice administracyjne gminy, decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach wydaje wójt (burmistrz, prezydent miasta), na którego obszarze właściwości znajduje się największa jego część, działając w porozumieniu z zainteresowanymi wójtami, burmistrzami, prezydentami miast (art. 75 ust. 4 ustawy ooś). Gdyby natomiast instalacja taka przekraczała granice województwa, decyzję środowiskową wyda – i to niezależnie od parametrów inwestycji – regionalny dyrektor ochrony środowiska, na którego obszarze właściwości znajduje się największa jej część, działając w porozumieniu z zainteresowanymi regionalnymi dyrektorami ochrony środowiska (art. 75 ust. 4 ustawy ooś).

Treść decyzji środowiskowej dla budowy instalacji do przesyłu gazu

Wprowadzony podział na I i II grupę przedsięwzięć nie pozostaje bez wpływu na treść decyzji środowiskowych dla inwestycji polegających na budowie instalacji do przesyłu gazu.

Jeżeli decyzja środowiskowa wydawana jest dla przedsięwzięcia polegającego na budowie instalacji do przesyłu gazu o ciśnieniu nie mniejszym niż 0,5 MPa (II grupa), w odniesieniu do którego organ nie stwierdził konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, to zawiera ona głównie obligatoryjny załącznik, określający charakterystykę przedsięwzięcia (art. 84 ustawy ooś). Jak już wspomniano, petryfikuje on kształt inwestycji, która na podstawie decyzji środowiskowej może być realizowana.

W przypadku inwestycji zakładających budowę instalacji do przesyłu gazu o ciśnieniu nie mniejszym niż 0,5 MPa (II grupa), dla których przeprowadzono ocenę oddziaływania na środowisko oraz w przypadku gazociągów spełniających kumulatywnie przesłanki średnicy zewnętrznej nie mniejszej niż 800 mm i długości nie mniejszej niż 40 km (I grupa), treść decyzji środowiskowej jest znacznie bogatsza. Decyzja taka określa między innymi (art. 82 ustawy ooś):

- rodzaj i miejsce realizacji przedsięwzięcia,
- warunki wykorzystywania terenu w fazie realizacji i eksploatacji przedsięwzięcia, ze szczególnym uwzględnieniem konieczności ochrony cennych wartości przyrodniczych, zasobów naturalnych i zabytków oraz ograniczenia uciążliwości dla terenów sąsiednich,
- wymagania dotyczące ochrony środowiska, konieczne do uwzględnienia w dokumentacji wymaganej do wydania kolejnych w procesie inwestycyjnym decyzji, zwłaszcza w projekcie budowlanym,
- konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko w ramach postępowania w sprawie wydania kolejnych w procesie inwestycyjnym decyzji, zwłaszcza w ramach postępowania w sprawie udzielenia pozwolenia na budowę,
- potrzebę wykonania kompensacji przyrodniczej, a także zapobiegania, ograniczania oraz monitorowania oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko – jeżeli konieczność taka wynika

z przeprowadzonej oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko,

- konieczność utworzenia obszaru ograniczonego użytkowania – jeżeli pomimo zastosowania dostępnych rozwiązań technicznych, technologicznych i organizacyjnych nie mogą być dotrzymane standardy jakości środowiska,
- obowiązek przedstawienia analizy porealizacyjnej, wskazując zarazem zakres i termin przedstawienia – jeżeli potrzeba taka zostanie stwierdzona.

Także i w tym przypadku decyzji środowiskowej obligatoryjnie towarzyszy załącznik określający charakterystykę przedsięwzięcia (art. 83 ust. 3 ustawy ooś).

Modyfikacja instalacji do przesyłu gazu a konieczność uzyskania decyzji środowiskowej

Warto pamiętać, że nie tylko budowa nowych instalacji do przesyłu gazu wymaga uzyskania decyzji środowiskowej, obowiązek taki może powstać także w przypadku rozbudowy czy przebudowy instalacji już istniejących, jeżeli spełnione są wskazane poniżej przesłanki.

Decyzji środowiskowej, poprzedzonej oceną oddziaływania na środowisko, wymagać będzie rozbudowa, przebudowa oraz montaż linii gazowej należącej do grupy I czy II, która osiąga progi średnicy zewnętrznej nie mniejszej niż 800 mm i długości nie mniejszej niż 40 km (§ 2 ust. 2 rozporządzenia Rady Ministrów z 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko). Decyzji środowiskowej poprzedzonej weryfikacją konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko wymagać będzie natomiast taka rozbudowa, przebudowa czy montaż instalacji do przesyłu gazu należącej do grupy I (a więc o średnicy zewnętrznej nie mniejszej niż 800 mm i długości nie mniejszej niż 40 km), która nie osiąga tych progów. Analogiczny wymóg obejmie także zabiegi w przypadku instalacji do przesyłu gazu należącej do grupy II, z wyłączeniem przypadków, w których powstałe w wyniku rozbudowy, przebudowy lub montażu przedsięwzięcie nie osiąga progu ustanowionego dla gazociągu tej grupy (ciśnienie nie mniejsze niż 0,5 MPa, bez względu na jego długość).

Okres „obowiązywania” decyzji środowiskowej dla instalacji do przesyłu gazu

Decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach, co do zasady, można posłużyć się przez 4 lata od dnia, w którym stała się ona ostateczna, dołączając ją w tym czasie do wniosku o wydanie kolejnych w procesie inwestycyjnym decyzji. Ustawodawca zezwolił jednak na przedłużenie tego okresu o dodatkowe dwa lata (czyli łącznie na 6 lat) w przypadku etapowej realizacji inwestycji. Aby skorzystać z tego rozwiązania, należy od organu, który wydał decyzję środowiskową, uzyskać stanowisko (przybierające formę postanowienia), że realizacja planowanego przedsięwzięcia faktycznie przebiega etapowo oraz że nie zmieniły się warunki określone w tej decyzji. Istotne jest przy tym, aby nastąpiło to przed upływem 4-letniego terminu, o którym mowa powyżej.

Dr Sergiusz Urban jest doradcą kierującym zespołem ochrony środowiska i zasobów naturalnych w kancelarii Wiernicki, Kwieciński, Baehr Sp.k.

Omówienie konferencji IGG

Miniona dekada branży

– oceny i prognozy

Andrzej Szczęśniak

17 kwietnia 2013 r. do Kielc zjechali gromadnie przedstawiciele branży gazowniczej. Tego dnia (jak co dwa lata) rozpoczęły się największe w Polsce targi Expo-Gas 2013, ale punktem kulminacyjnym była konferencja Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Okazja taka zdarza się raz na dziesięć lat – IGG świętowała właśnie pierwszą okrągłą rocznicę swej działalności. W tym roku pod hasłem „Miniona dekada branży – oceny i prognozy” podsumowano ten okres rozwoju polskiego gazu, oceniono dzisiejszy stan branży oraz próbowano prognozować, co przyniesie najbliższa przyszłość. Jako że miałem zaszczyt ją prowadzić, pozwolę sobie przekazać kilka słów relacji i wrażeń z tego wydarzenia.

Gdy już **Andrzej Schoeneich**, dyrektor IGG, przywitał gości i dokonał otwarcia, uczestników konferencji w imieniu administracji rządowej przywitała **Małgorzata Szymańska**, dyrektor Departamentu Ropy i Gazu Ministerstwa Gospodarki, która później brała żywy udział w panelu dyskusyjnym. Jako pierwszy zabrał głos **Mirosław Dobrut**, prezes SGT EuRoPol Gaz i jednocześnie prezes zarządu IGG. Podsumował 10 lat pracy, zaczynając od inicjatywy Grzegorza Romanowskiego (cGas controls), ówczesnego prezesa Gazometu Rawicz, który w 2002 roku zawiązał grupę inicjatywną, doprowadzając w 2013 r. do walnego zebrania 104 założycieli IGG (dzisiaj IGG ma 160 członków), rejestracji w sądzie i uruchomienia biura. Izba ruszyła i od dziesięciu lat reprezentuje sektor gazowy wobec władz administracyjnych, kształtuje normy i standardy branży, a przede wszystkim integruje środowisko i tworzy płaszczyznę współpracy i wymiany doświadczeń między ludźmi pracującymi w gazownictwie. W tak trudnej branży – rzecz nieoceniona. Prezes Dobrut wymienił także osoby, które przez ten czas aktywnie działały na rzecz IGG, a że nigdy dość oddawania honorów osobom aktywnym w społecznej działalności, więc przy-

pomnijmy tę listę osób (oprócz wyżej wymienionych): Adrian Dudek, Rugia Sp. z o.o., Piotr Haładus, ZRUG Zabrze, Cezary Mróz, Sanitgaz CM, Jarosław Stasiak, Common S.A., Maciej Szumski, PLUM, Konrad Śniatała, Atrem SA, Lech Robert Wall, GPT.

Izba w swojej działalności koncentruje się na przedstawianiu interesów branży wobec ciągłych zmian prawa i projektów zmian sektora ze strony urzędów próbujących wdrożyć wymagania UE w polskie realia. Działają liczne grupy, ciała robocze, instytucje, które pomagają rozwiązywać problemy nurtujące branżę gazowniczą. Wielką zasługą IGG jest opracowywanie standardów branżowych, które powstają w Komitecie Standardu Technicznego. Dziełem IGG jest także „Przegląd Gazowniczy”, wydawany od 2004 roku, czyli za rok będzie święcić 10-lecie.

Po otwierającym wystąpieniu prezesa IGG rozpoczęła się konferencja, której początkowych prelegentów zmoęła choroba (prof. **Stanisław Rychlicki**) lub odciągnęły obowiązki wagi państwowej (**Andrzej Sikora**). Szkoda, ponieważ sądząc z materiałów konferencyjnych można się było spodziewać ciekawych tez i dyskusji o polskim gazie, jego złożach, wydobywaniu, także niezwykłym wyzwaniu złóż łupków. Między innymi tym tematami poświęcone było inauguracyjne wystąpienie dr. **Stanisława Szafrana** z Akademii Górniczo-Hutniczej oraz sekretarza generalnego SITPNIg.

Omówił rolę i miejsce polskiej nauki w sektorze poszukiwań i wydobywania, a wnioski, niestety, nie były optymistyczne. Pomimo ostatniego wzrostu zainteresowania i znaczenia sektora, związanego z poszukiwaniami gazu z łupków, polska szkoła geologiczna i poszukiwawcza słabnie w szybkim tempie.

Od wydobywania przeszliśmy do magazynowania, o którym mówił dyrektor **Wiesław Rokosz** (Operator Systemu Magazynowania sp. z o.o.). OSM uwieńczył ostatnio kilkuletnią drogę, którą przechodził wraz z restrukturyzacją całego PGNiG, rozpoczynając 1 czerwca 2012 r. działalność operatorską. Zaczęła się ona od wydzielenia działalności magazynowania i utworzenia oddziału w 2008 r., w 2010 r. nastąpił rozdział prawny i utworzenie spółki z o.o. Firma rozszerzyła swoją ofertę



Mirosław Dobrut, prezes IGG.

o pakiety elastyczne i rozdzielone, wzorując się na standardach europejskich i wymogach rozporządzenia 715/2009. Jednak polski operator wyróżnia się świadczeniem usług, które łączą magazynowanie i przesył, co może ułatwiać działalność odbiorców usług. Dzisiaj, gdy główne pojemności zajmują zapasy obowiązkowe, być może nie jest to istotne, ale przy rozwoju rynku i dodawaniu nowych pojemności kawernowych (Kosakowo w budowie) będzie miało coraz większe znaczenie.

O przesyłach mówił **Rafał Wittman**, dyrektor ds. rozwoju OSP GAZ–SYSTEM S.A. Operator powstał z wydzielenia części PGNiG w spółkę PGNiG Przesył sp. z o.o., która powstała 16 kwietnia 2004 r., a dzisiaj zajmuje centralną pozycję w tworzącym się systemie rynku gazowego. Firma jest w trakcie dużych zmian, jak wprowadzenie nowych reguł przesyłu (IRiESP z nową instytucją punktu wirtualnego) czy połączenie systemu przesyłu z tworzącą się giełdą gazu. Największym wyzwaniem dla OSP jest dywersyfikacja, gdy powstaje terminal LNG w Świnoujściu, nowe połączenia z sąsiadami oraz wirtualne, a niedługo, być może i fizyczne, „odwrócenie” dostaw rurociągiem jamalskim. Dla firmy wyzwaniem może być wkrótce podłączanie nowych mocy energetycznych z gazu, gdyż już dzisiaj zawarto 10 umów na 5,7 mld m³ rocznie gazu. Brzmi to obiecująco, pytanie, na ile zrealizuje się w rzeczywistości.

O dystrybucji gazu z dużą pasją mówił **Andrzej Barczyński**, niezależny ekspert, SITPNIg. Przeprowadził znaczącą krytykę strategii podziału polskiego systemu gazowniczego i bardzo intensywnych zmian, którym podlega od początku naszego wieku. Odpowiedzialność za bezpieczeństwo dostaw gazu została „rozmyta”, gdyż podzielono ją na sprzedawcę, operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Liczba punktów rozliczeniowych między systemami jest kilkadziesiąt razy większa niż w systemach europejskich, a OSD nie mają gazociągów pierścieniowych wysokiego ciśnienia, co utrudnia sterowanie i bilansowanie gazu. Za optymalne rozwiązanie uznał dla Polski utworzenie – ze względu na uwarunkowania techniczne – jednego wspólnego systemu przesyłu, dystrybucji i magazynowania.

O sektorze od strony produktów, serwisu i usług mówił **Cezary Mróz**, prezes Sanitgazu. Oceniał rozwój sektora z punktu widzenia firm obsługujących jego potrzeby i podzielił go na dwa okresy. W pierwszym (2003–2008) nastąpił szybki proces *outsourcingu* i inwestycji przez spółki dystrybucyjne i GAZ–SYSTEM S.A. Drugi okres (2008–2013) to kryzys gospodarczy, który spowodował spadek inwestycji w spółkach dystrybucyjnych i powrót do wewnętrznego obsługiwanie potrzeb serwisowych przez GAZ–SYSTEM S.A. (*insourcing*). Pomimo wielu trudnych problemów współpracy branży usługowej z operatorami, perspektywy są optymistyczne, ze względu na potencjał gazu z łupków oraz konieczności inwestycji w wymianę dużej części gazociągów, zarówno przesyłowych, jak i dystrybucyjnych.

Na zakończenie części wykładowej autor niniejszego sprawozdania wygłosił swoją analizę sytuacji właścicielskiej sektora gazowego i opisał konflikt, jaki zachodzi między interesami państwa jako właściciela (głównie Ministerstwa Gospo-

18 kwietnia podczas gali VII Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS w Sali Kongresowej Centrum Biznesu CitiCore odbyła się uroczystość wręczenia odznaczeń i medali przyznanych przedstawicielom branży gazowniczej przez władze państwowe, a także przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Odznaki honorowe „**Zasłużony dla przemysłu naftowego i gazowniczego**”, wręczone w imieniu ministra gospodarki przez Piotra Janusza, otrzymali: Dariusz Brzozowski (EWE energia sp. z o.o.), Tadeusz Teperek (OSP GAZ–SYSTEM S.A.), dr Bernard Artur Rudkowski (G.EN. GAZ ENERGIA S.A.). Stopień **Dyrektora Górniczego III** Stopnia otrzymał Włodzimierz Sanocki (PGNiG SA).

Przyznane przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa odznaczenia honorowe, wręczone przez Mirosława Dobrutę, prezesa zarządu IGG, i Zdzisława Kowalskiego, wiceprezesa IGG, otrzymali:

odznaczenia honorowe IGG brązowe: Robert Banaś (KSG Sp. z o.o.), Jarosław Barwicki (EuRoPol GAZ SA), Dariusz Jarczyk (GSG Sp. z o.o.), Józef Kądziołka (ZRUG ZABRZE SA), Jerzy Magas (WSG Sp. z o.o.), Zenon Podziemek (ATLAS Sp. z o.o.), Bogdan Tymkiewicz (RADIATYM Sp. z o.o.), Grzegorz Wasilewski (ALTER SA);

odznaczenia honorowe srebrne: Marzena Majdzik (DSG Sp. z o.o.), Tadeusz Podziemski (MSG Sp. z o.o.), Ryszard Ryba (OGP GAZ–SYSTEM SA).

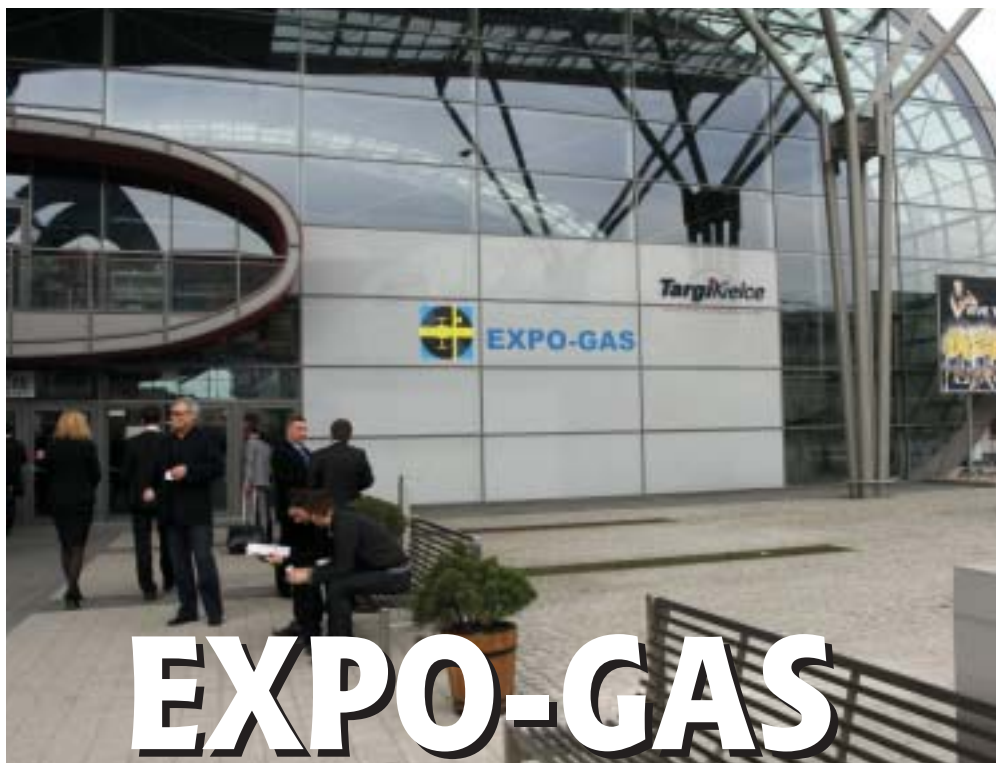
odznaczenia honorowe złote: Jarosław Stasiak (COMMON SA) oraz Maciej Szumski (PLUM Sp. z o.o.).



Andrzej Schoeneich, dyrektor Izby Gospodarczej Gazownictwa, otrzymał przyznany przez Prezydenta RP Medal Złoty za Długoletnią Służbę, wręczony przez Beatę Oczkovicz, wiceministra obrony narodowej. Medal ustanowiony w 1938 r., a przywrócony w 2007 r., jest nadawany za wzorowe, wyjątkowo sumienne wykonywanie obowiązków wynikających z pracy zawodowej w służbie państwa.

darki i Skarbu Państwa) oraz regulatora (Urząd Regulacji Energetyki, także UOKiK). Właściciel dbający o rozwój swojego majątku i dobrą pozycję spółek jest w strukturalnej sprzeczności z działaniami regulatora, który dba o wdrożenie reguł przychodzących z Unii Europejskiej. Żeby szczegółowo zapoznać się z tezami wystąpienia, warto sięgnąć do numeru 1/2013 „PG”, w którym został opublikowany ten tekst.

W części panelowej głównym gościem i odpowiadającym na pytania z sali była dyrektor Małgorzata Szymańska, która wyjaśniła stanowisko Ministerstwa Gospodarki w dużym i małym „trójpacku”. Temat był aktualny, gorący, stąd i żywa dyskusja, która w niektórych przypadkach ciągnęła się aż do midnego wieczoru na kieleckim Podzamczu.



EXPO-GAS

– jedyna taka wystawa w Polsce

Już po raz siódmy liczna grupa naukowców i praktyków z branży gazowniczej spotkała się na Targach Techniki Gazowniczej EXPO-GAS, które odbyły się 17–18 kwietnia br. w Kielcach.

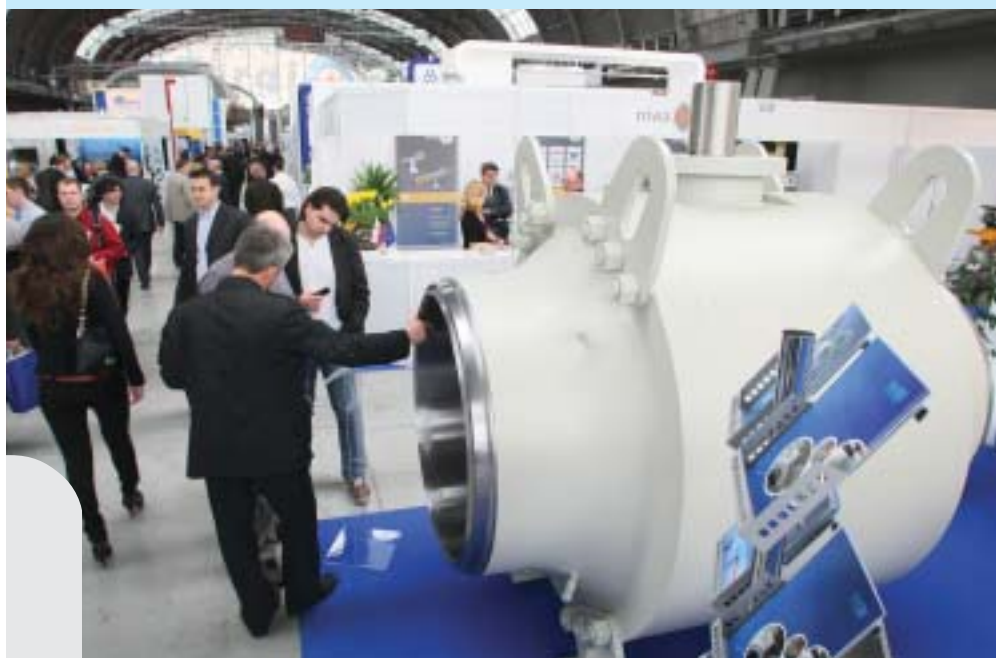
Podczas tegorocznej edycji imprezy, większej o 10% w stosunku do wystawy z 2011 roku, na powierzchni ponad 2000 metrów kwadratowych, swoją ofertę prezentowało ponad 100 wystawców

z 9 krajów: Anglii, Niemiec, Belgii, Czech, Austrii, Francji, Danii, Litwy i Polski. Wystawę zwiedziło ponad 3500 gości.

– EXPO-GAS jest w tym roku rekordowy – mieliśmy największą w historii

powierzchnię wystawienniczą i największą, jak dotąd, liczbę wystawców. Po raz pierwszy gościliśmy firmy z aż dziewięciu krajów świata, co dało początek do myślenia o zmianie nazwy na „Międzynarodowe Targi Techniki Gazowniczej” – zapowiedział podczas otwarcia wystawy Mirosław Dobrut, prezes zarządu Izby Gospodarczej Gazownictwa.

Tradycyjnie już Targom Techniki Gazowniczej EXPO-GAS towarzyszyły





konferencje i warsztaty problemowe. Tym razem była to konferencja „Miniona dekada branży – ocena i prognozy”, związana z X-leciem Izby Gospodarczej oraz warsztaty szkoleniowe „Standardy techniczne Izby Gospodarczej w działalności przedsiębiorstw gazowniczych”.

Targi EXPO-GAS odbywają się pod honorowym patronatem ministra skarbu państwa i ministra gospodarki.



Nagrody i wyróżnienia przyznane podczas targów EXPO-GAS 2013

18 kwietnia podczas uroczystej gali VII Targów Techniki Gazowniczej EXPO-GAS w Sali Kongresowej Centrum Biznesu CitiCore poznaliśmy firmy i produkty wyróżnione medalami Targów Kielce, przyznanymi przez komisję konkursową, kierowaną przez dr. Jacka Jaworskiego z Instytutu Nafty i Gazu. Komisja doceniła także tych, którzy w szczególny sposób dołożyli starań, by przygotować wyjątkowe ekspozycje targowe – medale wręczone zostały za sposób aranżacji stoiska.

Medale Targów Kielce:

W kategorii: URZĄDZENIA DO PRZESYŁU I MAGAZYNOWANIA GAZU

- SANITGAZ CM Sp. z o.o. za służbę nadawczo-odbiorczą DN 200

W kategorii: PRZYRZĄDY POMIAROWE

- COMMON S.A. za przelicznik objętości DOMINO
- ITRON POLSKA za system NEXERGY. Rozwiązania dla inteligentnych sieci

W kategorii: URZĄDZENIA I ELEMENTY DO BUDOWY SIECI GAZOWYCH

- ATLAS Sp. z o.o. za betonowo-metalową obudowę stacji gazowej
- GAZOMET Sp. z o.o. za kurek kulowy typ NOK DN400 ANSI class 600

Wyróżnienia Targów Kielce:

W kategorii: PRZYRZĄDY POMIAROWE

- SICK Sp. z o.o. za gazomierz ultradźwiękowy FLOWSIC500
- INTEGROTECH Sp. z o.o. za gazomierz ultradźwiękowy MPU800

W kategorii: APARATURA KONTROLNA

- INTEGROTECH Sp. z o.o. za moduł komunikacyjny MSP-MK
- cGAS controls za sterownik systemu podgrzewu gazu na stacjach gazowych THERMOSMARTLINE™

W kategorii: URZĄDZENIA I ELEMENTY DO BUDOWY SIECI GAZOWYCH

- ESDERS POLSKA Sp. z o.o. za kolumnę pomiarowo-wydmuchową
- ARMA-POL za kurek kulowy typ K92.4 DN1000 PN100
- MARLEY POLSKA Sp. z o.o. za obejmę siodłową S.A.-XL systemu elektroizolacji FRIALEN-XL firmy FRIATEC AG

- ANTICORPPH Sp. z o.o. za ANTICORRay WSS60 za rękaw termokurczliwy w klasie izolacji C HT60

- DREHMO GmbH za napęd elektryczny do armatury X-MATIC

W kategorii: INNE

- ATAGOR Sp. z o.o. za Syntho-Glass XT
- TOREM Sp. z o.o. za stanowisko nieinwazyjnej kontroli i pomiaru w oparciu o kamery termowizyjne z możliwością zastosowania w strefach zagrożonych wybuchem

Nagroda Prezesa Karpackiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.:

- TRANSTOOLS Sp. z o.o. za kolumnę do balonowania gazociągów o ciśnieniu do 4 bar

Nagroda Prezesa Izby Gospodarczej Gazownictwa:

- EGEPLAST za system Hexel One egeplast

Medale Targów Kielce za aranżację stoiska:

- Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Oddział w Tarnowie (E-64)
- PLUM Sp. z o.o. – Kleosin (E-45)
- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA – Warszawa (E-1)

Wyróżnienia Targów Kielce za aranżację stoiska:

- BROEN OIL & GAS Sp. z o.o. – Suchy Las (E-15)
- CP TRADE Sp. z o.o. – Kraków (E-9)
- D.E.F.T. POLSKA – Bytom (E-35)
- PPUHTAWOL Sp. J. M. Bajek, C. Bajek, D. Piegza – Chęciny (E-49)



Medaliści Targów Kielce.

Fot. S. Szafran oraz Targi Kielce

PGNiG intensyfikuje prace poszukiwawcze i wydobywcze w Polsce

Małgorzata Olczyk

Wzrost wydobycia z własnych złóż to dla Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA priorytet.

Zgodnie z przyjętą strategią, spółka intensyfikuje prace poszukiwawcze i wydobywcze w Polsce, co przynosi już pierwsze efekty, również finansowe. Obecnie prowadzone są poszukiwania węglowodorów ze złóż konwencjonalnych w kraju na ok. 80 koncesjach, a wydobycie na ok. 225 koncesjach.

Co prawda, w ostatnich dwóch latach najbardziej gorącym tematem w branży poszukiwawczej jest gaz, a także ropa z łupków. Jednak mimo że te odwierty najbardziej elektryzują opinię publiczną, to dla PGNiG nadal bardzo ważne są węglowodory ze złóż konwencjonalnych. W ostatnich kilku latach zagospodarowywano jedno z najbogatszych złóż w Polsce, czyli Lubiatów–Międzychód–Grotów. Inwestycja długo oczekiwana i warta prawie 2 miliardy złotych została zakończona. W pierwszym kwartale br. PGNiG

dokonało odbioru końcowego kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego LMG. To jedna z największych i najnowocześniejszych inwestycji spółki. Dzięki niej zwiększył się prawie dwukrotnie krajowe wydobycie ropy naftowej, wzrosło też wolumen wydobywanego gazu ziemnego ze złóż konwencjonalnych. Uruchomienie wydobycia ropy z LMG już dało pozytywne efekty, przyczyniając się do znaczącego wzrostu zysku netto GK PGNiG w pierwszym kwartale 2013 roku do 1,07 mld zł.

Zagospodarowanie złóż LMG jest ważnym krokiem w kierunku zwiększenia wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego przez PGNiG SA oraz wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Złóża LMG należą do największych w Polsce. Ich udokumentowane zasoby wydobywalne ropy naftowej wynoszą ok. 7,25 mln ton, a gazu ziemnego około 7,3 mld m³. Inwestycja objęła zagospodarowanie gazu ziemnego i ropy naftowej z 14 odwiertów. W połowie października 2012 roku rozpoczął się rozruch technologiczny, a w lutym br. produkcja z kopalni LMG osiągnęła poziom jednego tys. ton dziennie. W pierwszych latach eksploatacji kopalnia będzie wydobywać ok. 100 mln m sześć. gazu rocznie oraz ok. 300 tys. ton ropy rocznie.

Kopalnia LMG spełnia wszystkie określone prawem wymagania, w tym również środowiskowe. W wielu przypadkach na obiekcie zastosowano rozwiązania technologiczne i systemy nadzorujące, które znacznie przewyższają wymogi prawne. Należą do nich np. wysokosprawna instalacja odsiarczania gazu, automatyczny system detekcji wycieku na rurociągach przesyłowych, system monitoringu powietrza oraz zastosowanie na strefach flar z zamkniętą komorą spalania. W ramach inwestycji zagospodarowano odwierty na złożach ropy i gazu, a także wybudowano instalacje przyodwiertowe, rurociągi kopalniane łączące poszczególne odwierty z Ośrodkiem Centralnym LMG oraz rurociągi do terminalu ekspedycyjnego Wierzbno.

LMG, choć największa, to niejedyna zakończona inwestycja. Już na początku 2012 roku PGNiG rozpoczęło wydobycie gazu ziemnego ze złoża Winna Góra w okolicy Poznania. Wydobycie wyniesie ok. 15 mln m³ gazu rocznie przez pierwsze dwa-trzy lata. Zasoby



Wiertnia Lubocino.

wydobywalne złoża to ok. 200 mln m³., ale jest ono położone stosunkowo blisko złóż eksploatowanych, co znacznie obniżyło koszty jego zagospodarowania. Wydobywany gaz przesyłany jest do kopalni gazu Radlin, znajdującej się ok. 10 km od złoża Winna Góra. Złoże znajduje się na koncesji Kórnik–Środa Wielkopolska. PGNiG jest właścicielem koncesji oraz operatorem i posiada 51% udziałów. Pozostałe 49% udziałów należy do spółki FX Energy. W tym samym rejonie trwa budowa kolejnej kopalni na odkrytym w 2011 roku złożu Lisewo.

W roku 2013/2014 PGNiG wraz z partnerem FX Energy przystąpi do realizacji kolejnych wierceń na wyinterpretowanych obiektach Szymanowice, Ciemierów, Karmin.

Aby tego typu inwestycji było coraz więcej, ważna jest intensyfikacja poszukiwań. W 2013 roku zaplanowano rozpoczęcie i wykonanie 33 odwiertów, z tego 22 niekonwencjonalnych, czyli znacznie więcej niż w ubiegłym roku.

Jednym ze sposobów na intensyfikację prac jest znalezienie partnerów do prowadzenia wspólnych poszukiwań w celu dywersyfikacji ryzyka poszukiwawczego oraz zwiększenia poziomu nakładów na prace poszukiwawcze poprzez pozyskanie kapitału ze strony zainteresowanych firm. Na początku 2013 roku PGNiG zaprosiło firmy zewnętrzne do prowadzenia takich poszukiwań na dziewiętnastu koncesjach. PGNiG SA zaoferowało do 49% udziałów w zamian za realizację programu prac poszukiwawczych i planuje utrzymanie funkcji operatora na każdej koncesji. Koncesje znajdują się w Wielkopolsce i Karpatach oraz na Pomorzu i Podgórzu Karpackim.

W ramach współpracy z partnerami zewnętrznymi przy poszukiwaniach gazu konwencjonalnego PGNiG realizuje wspólnie z PKN Orlen wiercenie w okolicach miejscowości Sieraków, na geologicznym obszarze Niecki Szczecińskiej. Prowadzone działania rozpoznawcze mają na celu pozyskanie danych złożowych, potwierdzających obecność ropy naftowej w tym rejonie. Struktura Sieraków jest położona w sąsiedztwie kopalni LMG. Głębokość otworu pionowego Sieraków-3 jest planowana na 3320 m. Jeżeli prace potwierdzą akumulację węglowodorów w ilościach przemysłowych, projekt będzie kontynuowany poprzez przygotowanie planu zagospodarowania złoża, uwzględniającego przyłączenie odwiertów do istniejącej już instalacji w obrębie kopalni LMG. Następnym etapem będzie wykonanie kolejnych odwiertów eksploatacyjnych oraz wybudowanie instalacji napowietrzniowej.

Jeszcze w tym roku będą prowadzone prace na koncesjach poszukiwawczych we wszystkich jednostkach geologicznych w Polsce. Są to prace wyprzedzające sejsmiczne i wiercenia kolejnych otworów. Planowane są bardzo ważne wiercenia wraz z zabiegami szczelinowania w rejonie Kramarzówki (na pld.-wsch. od Rzeszowa. Jest to duża strefa o możli-

wym potencjale złóż niekonwencjonalnych w miocenie. W tym samym rejonie planuje się wiercenie kolejnych otworów w rejonie Siedleczyki.

Również w 2013 roku rozpoczną się dalsze prace w rejonie głębokich Karpat (Niebieszczy, Dukla), które pozwolą określić możliwy potencjał węglowodorowy w tym rejonie. Wyniki tych otworów pozwolą na powrót w stary rejon Karpat, tylko na dużo większych głębokościach (4000–5000 m).

Na zachodzie Polski obecnie prowadzone są prace wiertnicze w rejonie Pniew. Można się spodziewać, że otwór pozwoli na odkrycie dużych zasobów gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca. W rejonie Kostrzynia rozpoczną się prace poszukiwawcze ropy naftowej w utworach dolomitu głównego, odwiert Ownice-1, co pozwoli na udokumentowanie zasobów powyżej miliona ton ropy. Może być to kolejny potencjalny rejon dużych inwestycji pozwalających na zwiększenie bazy zasobowej ropy naftowej w Polsce.

W latach 2013–2014 planowane jest kontynuowanie prac wiertniczych na Pomorzu Gdańskim, na odkrytym złożu Opalino.

Oczywiście, poza obszarami występowania złóż konwencjonalnych PGNiG prowadzi szerokie prace

W tym roku PGNiG planuje wydanie prawie 2,5 miliarda złotych na poszukiwania gazu.



poszukiwawcze dla *shalegas*. Są to przede wszystkim pilotażowe otwory wiertnicze i prace sejsmiczne w rejonie Pomorza Gdańskiego, ale również dwa kolejne otwory na Lubelszczyźnie. Wyniki tych wierceń pozwolą na zaplanowanie szerokiego planu działania na rok 2014, w tym wiercenie otworów horyzontalnych wraz z zabiegami szczelinowania.

Poszukiwanie nowych złóż, a potem – jeśli oczywiście odwierty kończą się sukcesem – budowa kopalni to bardzo duże wydatki. W tym roku PGNiG planuje wydanie prawie 2,5 miliarda złotych. To duża kwota, ale – jak pokazują wyniki segmentu poszukiwania i wydobywanie – gra jest warta świeczki.

Z kart historii gazownictwa na Dolnym Śląsku – na ratunek gazociągom żeliwnym

Mieczysław Kobierski

HISTORYCZNY SPADEK

Wobec likwidacji wytwórni gazu koksowniczego i węglowego i systematycznym zastępowaniem go w sieci gazowej Dolnego Śląska – głównie w latach 80. ubiegłego wieku – gazem ziemnym zaazotowanym i wysokometanowym, powstał problem doszczelnienia sporej ilości sieci gazowych niskiego ciśnienia. Wykonana ona była z kilkumetrowych odcinków łączonego kielichowo żeliwa, o średnicach w przeważającej części od 100 do 400 mm, w mniejszej zaś nawet do 1200 mm. Gazociągi te budowano od początku historii gazownictwa na Dolnym Śląsku, która

głowodorów (m.in. cząstek smolistych), samoistnie konserwował on połączenia kielichowe, tradycyjnie uszczelniane sznurem konopnym, z przybitką ołowianą. Natomiast wydobywany z zasobów naturalnych gaz ziemny, pochodzący z naszego kraju lub importowany, składa się zasadniczo z metanu, który jest gazem suchym, powodującym na dłuższą metę wysuszenie łączy kielichowych i ułatwienie się gazu.

SPOSÓB NA ŻELIWO!

W roku 1990 ówczesna dyrekcja Dolnośląskiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa (DOZG), dostrzegając powyższy problem i poszukując jego rozwiązania, skierowała grupę pracowników na szkolenie specjalistyczne do Niemiec i Szwajcarii. W krajach tych poradzono sobie ze zjawiskiem nieszczelności sieci żeliwnej, stosując różne metody, a przede wszystkim metodę wyklejania od wewnątrz odcinków wcześniej wyczyszczonego gazociągu różnymi wykładzinami, w tym folią poliuretanową, która nas interesowała najbardziej. Była to metoda renowacji o nazwie Neolinck. DOZG zakupił tę technologię renowacji sieci wraz z kompletem potrzebnego sprzętu oraz materiałów (sprzęt do czyszczenia rur od wewnątrz, rękaw foliowy, klej dwuskładnikowy). I tak nowoczesna technologia poprzez nasz zakład wkroczyła na teren Polski. Przeszkoleni pracownicy rozpoczęli jesienią 1990 roku doszczelnianie wrocławskiego żeliwa. Pierwszą pracę wykonano na ul. Osobowickiej, wzdłuż cmentarza komunalnego, na gazociągu o średnicy 200 mm na podstawie specjalnie do tego celu jednorazowo przygotowanej szczegółowej instrukcji, pod bezpośrednim okiem dyrekcji. W ramach utworzonego m.in. dla potrzeb tej technologii Wydziału Budowlano-Remontowego Sieci i Urządzeń Gazowniczych doszczelniono w latach 90. ubiegłego wieku prawie sto kilometrów sieci żeliwnej, nie tylko w samym Wrocławiu. Pod koniec lat 90. ub.w. metodę tę unowocześniono poprzez wzmocnienie folii poliuretanowej specjalnym rękawem z dzianiny z zawartością materiału o nazwie kevlar. Rękaw ten razem z fo-



Wrocław, ul. Tęczowa. Czyszczenie gazociągu żeliwnego DN 470 pod relining.

sięga roku 1847. Wówczas oddano do użytku pierwszą gazownię miejską we Wrocławiu, wraz z wybudowaną siecią rozdzielczą. Dopóki w sieci płynął gaz sztucznie produkowany, wilgotny, z dodatkami wę-

lią i klejem tworzył jakby oddzielny przewód gazowy wewnątrz doszczelnianej sieci żeliwnej. Ta metoda miała swoją odrębną nazwę – Sanilinck 2000. Ponieważ była to technologia jak na owe czasy bardzo śmiała, nasz zakład zaliczał się do prekursorów wprowadzania nowoczesnych technologii renowacji sieci gazowej nie tylko w Polsce, ale i poza jej granicami. Należy wskazać też na inny aspekt innowacyjności w prowadzeniu tego rodzaju robót remontowych. Polegał on na zminimalizowaniu uciążliwości prac zarówno dla użytkowników dróg i chodników, jak i samych odbiorców gazu. Na remontowanych odcinkach wykopy wykonywano w odległości od kilkudziesięciu do stu kilkudziesięciu metrów od siebie. Dłate-



Kielich żeliwny od wewnątrz, takie przeszkody też trzeba było pokonać.

go metody te nazwano bezwykopowymi. Jeśli na trasie remontowanego odcinka były czynne przyłącza gazowe do budynków jednorodzinnych lub wielorodzinnych, na czas robót wykonywano oddzielne awaryjne zasilanie budynków rurami z PEHD. W ten sposób odbiorców prawie wcale nie pozbawiano możliwości pobieraniu gazu.

INNE TECHNOLOGIE, WIĘKSZE MOŻLIWOŚCI

Pojawiły się też wówczas inne pomysły i technologie do przedłużenia żywotności gazociągów żeliwnych. Na terenie działania DOZG znalazły zastosowanie takie jak: Phoenix, U-Liners, Compact-pipe, Enca-press, encapsulation, Mainspray, Relining. Należy tu odróżnić metody rekonstrukcji od metod renowacji. Bezwykopowe renowacje umożliwiają eliminację uszkodzeń i nieszczelności występujących na całej długości rurociągu, a zastosowane w tym przypadku materiały renowacyjne nie pełnią funkcji nośnej. Naprężenia od obciążeń zewnętrznych i wewnętrznego ciśnienia nadal przenosi dotychczasowy rurociąg. Bezwykopowe rekonstrukcje polegają na wprowadzeniu do odnawianego rurociągu nowego szczelne-

go przewodu z materiału samodzielnie przenoszącego naprężenia, pochodzące od obciążeń zewnętrznych i ciśnienia wewnętrznego. Odnawiany rurociąg pełni funkcję dodatkowej osłony, a przestrzeń pomiędzy nim a nowym (o ile ona istnieje) często wypełnia się specjalną zaprawą.

EFEKTY

Wszystkie wymienione powyżej z nazwy metody, z mniejszym lub większym powodzeniem, są stosowane do dzisiaj, nie wszystkie są kontynuowane w naszym kraju (np. unowocześniona metoda Sanilinck, nazwana Saniline G). Łącznie na obszarze działania obecnej spółki, przy zastosowaniu wszystkich wymienionych powyżej metod poddano w latach 1990–1999 renowacji i rekonstrukcji ponad 100 km sieci żeliwnej, z czego zdecydowaną większość w samym Wrocławiu. Wymieniono przy tym na nowe około 2000 przyłączy gazowych.

Należy pamiętać, że metody renowacyjne są metodami remontowymi, naprawczymi sieci gazowej i nie można w żaden sposób porównać efektów ich zastosowania z właściwościami nowej sieci, np. polietylenowej. Oceniając jednak dziś efekty tych prac z perspektywy ponad dwudziestu lat, licząc od daty pierwszych robót, należy uznać, że zastosowanie takich prekursorskich technologii było jak najbardziej słuszne i przyniosło pożądane skutki. W połączeniu z wymianą części gazociągów na nowe, budowane już z PEHD, doprowadziło to do znacznego spadku strat gazu z prawie 10% w latach 80. ubiegłego wieku do około 1,5% w roku 2012, co jest bardzo dobrym międzynarodowym standardem. Oczywiście, zdarzają się jeszcze sytuacje, w których z różnych przyczyn po kilkunastu latach trzeba dokonywać korekt tych prac, wymieniając szczególnie wrażliwe odcinki lub elementy połączeń, ale nie może to zmienić pozytywnej oceny ich całości i zasadności wprowadzenia nowych technologii na tym polu działania.

Autor niniejszego artykułu dziękuje mgr. inż. Janowi Rygierowi, który uczestniczył we wprowadzaniu nowych technologii na Dolnym Śląsku, za pomoc w przygotowaniu tego tekstu.

Autor artykułu należał do grupy pracowników wdrażających powyżej wymienione nowoczesne technologie i osobiście uczestniczył w renowacji wrocławskich gazociągów żeliwnych w latach 1990–1998, kierując wówczas Oddziałem Sieci w ramach wymienionego Wydziału Budowlano-Remontowego Sieci i Urządzeń Gazownictwa DOZG.

Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

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

W latach 1990–1999 renowacji i rekonstrukcji poddano ponad 100 km sieci żeliwnej.

Pierwszy licencjonowany makler giełd towarowych w GK PGNiG

Maja Girycka

Leszek Sołowski, pełnomocnik ds. skarbu w Górnośląskiej Spółce Gazownictwa, po zdaniu egzaminu państwowego, został pierwszym w GK PGNiG licencjonowanym maklerem giełd towarowych.

W Polsce giełda gazu, będąca częścią Towarowej Giełdy Energii, wystartowała 20 grudnia ubiegłego roku. Mimo że na TGE handel energią elektryczną prowadzony jest już od kilku lat, giełdowy rynek gazu w naszym kraju znajduje się na razie w fazie wczesnego rozwoju. Jeśli zostanie wdrożony sejmowy projekt nowelizacji prawa energetycznego, dotyczący tzw. obliga gazowego, to najpóźniej od połowy 2014 roku 70% gazu sprzedawanego w Polsce będzie przedmiotem obrotu na giełdzie energii. Zapowiadają się ciekawe perspektywy rozwoju tego rynku.

Górnośląska Spółka Gazownictwa kupuje gaz na giełdzie od marca bieżącego roku, stąd wzrastające zainteresowanie tym tematem, chęć pogłębienia wiedzy i uzyskania większych kompetencji w tym obszarze coraz większej grupy osób. Leszek Sołowski związany jest z zabrzańską firmą prawie 18 lat, a w obszarze planowania przepływów finansowych i inwestowania nadwyżek środków pieniężnych pracuje od

2003 roku. Absolwent Akademii Ekonomicznej w Katowicach i studiów podyplomowych w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie z zakresu zarządzania przedsiębiorstwem w sektorze energetyki, ukończył kurs maklera papierów wartościowych przygotowany przez Gazetę Giełdy „Parkiet” i Związek Maklerów i Doradców (2006 r.). Posiada certyfikat analityka giełdowego (2008 r.) i certyfikat doradcy finansowego (2010 r.). Jednak największym krokiem w jego karierze był zdany 14 kwietnia 2013 roku egzamin na maklera giełd towarowych. Z 7. lokatą w kraju!

Zakres wiedzy wymagany na egzaminie obejmuje matematykę finansową, modele wyceny kontraktów terminowych, zagadnienia dotyczące instrumentów pochodnych typu opcje i tym podobne obszary z zakresu inżynierii finansowej. Wymagana jest również wiedza z zakresu prawa, organizacji i funkcjonowania giełd towarowych, w tym giełdy energii, oraz zasady działania domów maklerskich. Materiał konieczny do przygotowania się do egzaminu obejmuje także prawo papierów wartościowych, ustawę o obrocie instrumentami finansowymi, ustawę o obligacjach, ustawę o nadzorze nad rynkiem finansowym oraz zagadnienia z zakresu prawa handlowego i cywilnego. Na podstawie zdanego egzaminu Komisja Nadzoru Finansowego wpisuje kandydata na listę licencjonowanych maklerów giełd towarowych. Obecnie na liście licencjonowanych maklerów giełd towarowych w Polsce jest wpisanych niecałe 300 osób. Biorąc pod uwagę, że egzamin ten w ciągu kilkunastu lat zdawały tysiące osób, jest to grupa bardzo wyselekcjonowana. Posiadanie licencji maklerskiej jest jednym z warunków umożliwiających bezpośredni udział w giełdzie towarowej.



Certyfikat **Legalna Firma**

Małgorzata Włodarczyk, Marcin Dressler

W wyniku przeprowadzonego audytu oprogramowania, Górnśląska Spółka Gazownictwa uzyskała certyfikat Legalna Firma, potwierdzający posiadanie legalnego oprogramowania i stosowanie odpowiednich procedur i rozwiązań w zakresie zarządzania oprogramowaniem.

Jednocześnie spółka uzyskała certyfikat potwierdzający spełnienie wymogów firmy Microsoft odnośnie do zarządzania licencjami na oprogramowanie w ramach Microsoft Software Assets Management Program. Otrzymane certyfikaty poświadczają, że oprogramowanie używane na firmowych komputerach jest legalne. Certyfikaty są ważne do kwietnia 2014 roku.

Proces zarządzania oprogramowaniem w firmie tak dużej jak Górnśląska Spółka Gazownictwa, w której obecnie na ok. 1700 stanowiskach przeszło 1300 osób korzysta z ponad 38 600 programów komputerowych, jest złożony i wymaga nieustannego zaangażowania zarówno administratorów systemów, jak i samych użytkowników. Korzyściami dla firmy wynikającymi z przeprowadzonego audytu legalności oprogramowania jest bezpieczeństwo prawne oraz informatyczne, a także zwiększenie efektywności technologicznej i ekonomicznej.

Prace audytowe, mające na celu sprawdzenie legalności oprogramowania zainstalowanego na komputerach używanych w GSG, trwały od grudnia 2012 do marca 2013 i prowadzone były w kil-



ku etapach. W pierwszym etapie zostały zeskanowane wszystkie stanowiska komputerowe, następnie firma audytująca otrzymała dowody legalności oprogramowania – kopie faktur i certyfikatów. W drugim etapie nastąpiła weryfikacja przekazanych informacji. Następnie, na podstawie różnic przekazanych przez firmę audytującą, wykonano prace polegające na odinstalowaniu lub zmianie wersji oprogramowania. W ostatnim, czwartym etapie nastąpiło skanowanie weryfikacyjne komputerów wskazanych przez audytorów. Audyt certyfikacyjny był realizowany przez firmę BKK Inwest.

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

ul. Szczęść Boże 11, 41-800 Zabrze
tel. (+48) 32 398 50 00,
faks (+48) 32 271 78 01
e-mail: biuro@gsgaz.pl;
www.gsgaz.pl

Na ok. 1700 stanowiskach przeszło 1300 osób korzysta z ponad 38 600 programów komputerowych.



Centrum energetyczne nowych technologii

Stanisław Jasnosz

Od kilku miesięcy w Karpackiej Spółce Gazownictwa, w Zakładzie Gazowniczym w Tarnowie, działa nowoczesne laboratorium dielektryczne wysokich napięć.

Inicjatorami jego utworzenia byli: Mariusz Gilarski, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Tarnowie, oraz Stanisław Jasnosz, kierownik Sekcji Infrastruktury.

Działania mające na celu powołanie jedyne w strukturze KSG laboratorium wysokonapięciowego, poparte przez Zarząd Karpackiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. w Tarnowie, przyniosły spodziewane efekty. Głównymi przesłankami jego utworzenia były: obniżenie kosztów związanych z wykonywaniem na rzecz KSG badań sprzętu oraz narzędzi dielektrycznych przez firmy zewnętrzne, poprawa bezpieczeństwa użytkowników sprzętu oraz ujednoczenie procedur i nadzór nad całością zagadnienia.

Centrum energetyczne działa przy Sekcji Infrastruktury, którą powołano w 2008 roku, także jako jedyną tego typu jednostkę w Karpackiej Spółce Gazownictwa.

To właśnie tutaj pracownicy laboratorium zdobywali wiedzę i odpowiednie uprawnienia, które są gwarancją profesjonalizmu i wysokiego standardu usług. Długoletnie doświadczenie oraz zgrany i profesjonalny zespół ludzi zaangażowanych w pracę to pewność rzetelnie wykonanych zleceń.

Zakres wykonywanych prac przez Sekcję Infrastruktury jest bardzo szeroki i obejmuje energetykę przemysłową oraz gospodarkę energią elektryczną, infrastrukturę obiektową, antykorozję, obsługę pod względem energetycznym stacji gazowych I i II stopnia, stacji gazowych I stopnia OGP GAZ-SYSTEM, nawianialni gazu O/ZG Tarnów i OGP GAZ-SYSTEM, ob-



Stanowisko po lewej – do badań wskaźników napięcia, a po prawej do badań dywaników i chodników dielektrycznych.



Jednostka sterująca PHENIX BK 130/36.

sługę systemów kogeneracyjnych, administrację i obsługę techniczną wszystkich systemów zainstalowanych na obiektach, eksploatację urządzeń, instalacji i systemów elektroenergetycznych w Zakładzie Głównym KSG i Oddziale Zakład Gazowniczy w Tarnowie, przypawanie przyłączy do gazociągów stalowych metodą pojemnościową.

Zakres prac laboratorium obejmuje badania sprzętu oraz narzędzi dielektrycznych stanowiących ochronę pracowników. Jednostka ta jest przygotowana do przeprowadzania zaawansowanej diagnostyki, pomiarów i badań elektronarzędzi, spawarek, zgrzewarek oraz innych urządzeń elektrycznych.



Stanowisko do badań sprzętu ochronnego gumowego (rękawic, trzewików, kaloszy dielektrycznych).



Transformator wysokiego napięcia.

Centrum energetyczne posiada wszystkie wymagane pozwolenia i certyfikaty, w tym certyfikat jakości. Wyposażone jest w zaawansowane technologicznie urządzenia diagnostyczne, które posiadają świadectwa wzorcowania, a badania wykonywane są zgodnie z polskimi normami elektrycznymi.

Z usług świadczonych przez centrum energetyczne korzystają nie tylko oddziały Karpackiej Spółki Gazownictwa, ale także firmy zewnętrzne, w tym OGP GAZ-SYSTEM czy ZRUG Pogórska Wola.

Gaz dla Włodawy

Filip Dyguś

Nabiera tempa gazyfikacja powiatu włodawskiego. Mieszkańcy Włodawy i okolic już pytają o możliwość przyłączenia się do sieci gazowej. Zakład Gazowniczy w Lublinie, wychodząc na przeciw zainteresowaniu społeczności lokalnych, uruchomił w Urzędzie Miejskim we Włodawie punkt informacyjny przygotowany do kompleksowej obsługi potencjalnych odbiorców.

Podstawowym celem działalności punktu informacyjnego jest zapewnienie możliwości uzyskania kompetentnej i rzetelnej informacji na temat prowadzonej inwestycji oraz procedury przyłączeniowej. Punkt dedykowany jest odbiorcom zarówno indywidualnym, jak i biznesowym. Na obecnym etapie realizacji inwestycji informacje udzielane są w formie konsultacji bezpośrednich, w każdy czwartek. Podczas pracy punktu będzie można uzyskać także pomoc przy wypełnianiu odpowiednich dokumentów oraz ich składaniu. W przyszłości, w zależności od potrzeb mieszkańców, zakład przewiduje wydłużenie czasu pracy oraz zwiększenie liczby dni pracy punktu.

Zlokalizowanie punktu informacyjnego w Urzędzie Miejskim we Włodawie nie jest przypadkowe, bowiem jako pierwsi przyłączeni do sieci gazowej zostaną mieszkańcy Włodawy, Orchówka i Woli Uhruskiej. Ponadto, za wyborem lokalu przemawiała jego bardzo dobra lokalizacja, w centrum miasta, miejscu ogólnodostępnym i uczęszczanym. Dodatkową zaletą obiektu jest istnieją-

ca infrastruktura telekomunikacyjna oraz jego dostępność dla osób niepełnosprawnych. Fakt wzorowej współpracy przedstawicieli KSG z lokalnymi władzami na rzecz inwestycji przypieczętował tylko tę pozytywną dla mieszkańców inicjatywę.

Bardzo ważna jest też wizualizacja miejsca udzielania porad, dlatego Zakład w Lublinie zamieścił odpowiednie informacje na drzwiach wejściowych do urzędu i lokalu. W pomieszczeniu zawieszono grafiki map przedstawiających przebieg trasy gazociągu i projekt sieci gazowej Włodawy. W miejscach widocznych i dostępnych dla przyszłych użytkowników gazu wyeksponowano materiały informacyjne oraz ulotki promocyjne.

Ponadto, za pośrednictwem lokalnych mediów mieszkańcy powiatu włodawskiego i chełmskiego zostali poinformowani o nowo otwartym punkcie informacyjnym. Pierwszych porad udzielono już pierwszego dnia jego funkcjonowania.

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

ul. Bandrowskiego 16, 33-100 Tarnów
tel. (+48) 14 632 31 00,
faks (+48) 14 632 31 11,
sekr. (+48) 14 632 31 12
www.ksgaz.pl

AKTYWNI 50 PLUS

Anna Bugalska, Iwona Ostrowska

Nowy model pracy – wielopokoleniowe zespoły uczące się – to nasz pomysł na zaangażowanie pracowników 50+ i jednocześnie pełne wykorzystanie kompetencji innych grup wiekowych w organizacji.

W czerwcu 2012 roku Instytut Rozwoju Biznesu otrzymał dofinansowanie na realizację innowacyjnego projektu dla Mazowieckiej Spółki Gazownictwa. Celem projektu jest stworzenie nowego modelu pracy – **wielopokoleniowych zespołów uczących się (WZU)** – do zarządzania wiedzą i wiekiem w organizacji (patrz diagram), z której za kilka lat z powodu osiągnięcia wieku emerytalnego odejdzie spora grupa osób. Model będzie miał charakter uniwersalny, co umożliwi jego wykorzystanie w innych organizacjach o podobnej specyfice. Projekt odpowiada na wiele problemów pojawiających się niemal w każdej organizacji: niska motywacja pracowników 50+ do dalszej pracy, marginalizacja ich roli w firmie i brak dzielenia się wiedzą z młodszymi z obawy przed zwolnieniem oraz niski poziom przekazywania wiedzy i usprawniania wykonywanej pracy. Rezultatem tej sytuacji już teraz są odejścia pracowników natychmiast po nabyciu praw emerytalnych, co dla firm oznacza istotną stratę *know-how* tych osób. Pracownikom 50+ pracodawcy często nie chcą i nie są w stanie zaproponować atrakcyjnej alternatywy dla przejścia na emeryturę. Zbyt późno też uświadamiają sobie, że wraz z odchodzącymi pracownikami firma traci kompetencje, a uzupełnienie powstałej luki to nowe koszty.

Wdrożenie modelu pozwoli na:

- 1) wzrost motywacji do pozostania w firmie po nabyciu praw emerytalnych pracowników z grupy 50+ w polskich organizacjach z przewagą stanowisk technicznych i hierarchiczną strukturą,
- 2) wzmocnienie roli pracowników 50+ w organizacji przez zaangażowanie ich do pracy w WZU, a w rezultacie wzrost transferu wiedzy i budowanie bazy *know-how*,
- 3) osłabianie siły stereotypów o niskiej przydatności osób 50+ do wykonywania pracy,
- 4) aktywizację zawodową kobiet w obszarze zawodów technicznych.

Naszym pomysłem na zaangażowanie pracowników 50+ i jednocześnie pełne wykorzystanie kompetencji innych grup wiekowych w organizacji jest nowy model

pracy – wielopokoleniowe zespoły uczące się. Model ten ułatwi wykorzystanie potencjału każdego pokolenia osób pracujących w firmie, bazując na wymianie wiedzy i kompetencji w sposób optymalny i z najlepszego źródła. Oznacza to, że wzajemne przekazywanie wiedzy przebiegać będzie w kierunku od osób najbardziej doświadczonych do osób mniej doświadczonych, kompetencji zaś od tych, które je mają, bez względu na wiek osoby przekazującej. Każde pokolenie charakteryzuje się pewnym typowym dla niego sposobem działania, wynikającym z warunków, w jakich się kształtowało. Najstarsi pracownicy mają wiedzę i doświadczenie zawodowe i życiowe, cechuje ich dojrzałość, rozwaga i rozsądek, pogłębiona refleksja, mają kompetencje i umiejętności interpersonalne, ustabilizowaną sytuację rodzinną. Młodszy pracownicy są bardziej otwarci na nowości i zmiany, szybciej działają, sprawniej posługują się nowoczesnymi narzędziami pracy i komunikacji.

Dodatkowym wyzwaniem, z którym mierzymy się w ramach projektu, jest rodzaj zespołów, do których model ma być adresowany, tj. tzw. *blue collar workers*, czyli tych, którzy stanowią trzon wielu organizacji produkcyjnych i usługowych „w terenie”. Dotychczas pracownicy techniczni (tzw. niebieskie kołnierzyki) z grupy 50+ nie byli beneficjentami projektów mających na celu wzrost ich motywacji do pozostania w zawodzie. Brakuje rozwiązań uwzględniających specyfikę pracy przy spadku kondycji psychofizycznej, dlatego osoby 50+ korzystają z możliwości odejścia na emeryturę. Propozycja wielopokoleniowych zespołów uczących się zwiększa motywację pracowników z tej grupy przez wyznaczenie ważnej roli mentora w zespole, docenienie kompetencji, otrzymanie wsparcia kompetencyjnego od młodszych, bycie stale potrzebnym. Szczególna jest też rola kobiet w zespołach, poza wynikającą z wieku. To dbanie o relacje w zespole, rozwój, podtrzymanie i monitoring relacji interpersonalnych.

Zaletą WZU jest większa efektywność pracy w firmie, utrzymanie pracowników 50+, płynność realizowania zadań i przejęcia *know-how*, wyższe kompetencje, wykorzystanie potencjału kobiet. Wartością nadrzędną jest motywacyjny aspekt uczestnictwa w WZU – udział pracowników w planie sukcesji znacząco podnosi poziom ich zaangażowania w pracę w zespole. Nowy model pracy niesie też inne wartości dodane w stosunku do obecnej praktyki: kształtuje wizerunek atrakcyjnego pracodawcy, który dba o pracowników bez względu na ich wiek; jest efektywniejszym rozwiązaniem od obecnych z uwagi na osiągnięte

Gaz ziemny już w Rypinie

Katarzyna Wróblewicz

W ramach intensywnego rozwoju sieci gazowej PSG rozpoczęło kolejną inwestycję na mapie obszaru operacyjnego spółki – gazyfikację gmin Rypin i Osiek. Zapoczątkowało ją uroczyste podłączenie do sieci gazowej Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej, które odbyło się 21 maja br. w Rypinie.

Zrealizowane zadanie jest pierwszym etapem dużego projektu – *Gaz ziemny – energia dla pokoleń, gazyfikacja gmin Rypin i Osiek*, który faktycznie rozpoczął się już w 2010 r. od podpisania umowy przyłączeniowej z przedsiębiorstwem MPEC. Również w październiku tego roku w II konkursie ogło-

nie umowy o dofinansowanie nastąpiło w maju 2012 r. Planowany koszt całej inwestycji oszacowany został na 32 275 998,89 zł, a jej dofinansowanie z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach POIiŚ wynosić będzie 11 795 988,42 zł.

Efektom zakończonego właśnie pierwszego etapu inwestycji jest wybudowanie 25,5 km gazociągu relacji: Brodnica–Osiek–Rypin, w tym stacji pomiarowej w Brodnicy oraz stacji pomiarowej i przyłącza gazu dla dużego odbiorcy instytucjonalnego, jakim jest MPEC w Rypinie. Kolejne etapy projektu zakładają budowę gazociągów rozprowadzających gaz ziemny w gminach Osiek i Rypin o łącznej długości 23,8 km. Budowa sieci gazowej w Osieku ma się rozpocząć jesienią bieżącego roku, a wszelkie związane z nią prace budowlane powinny zakończyć się w maju 2014 r., jednak dla mieszkańców Osieka gaz ziemny będzie dostępny już w roku 2013. W przyszłym roku do odbiorców gazu dołączą także mieszkańcy Rypina – budowę sieci gazowej na terenie tego miasta przewiduje się na okres od kwietnia do października 2014 r.

Na przyłączenie do sieci gazowej liczą również mieszkańcy innych miejscowości w regionie, takich jak np. Dylewo, Kominy, Gorczenica, Strzygi i Marianki. Pomorska Spółka Gazownictwa bardzo poważnie podeszła do wyników przeprowadzonych analiz i dochodzących sygnałów o lokalnym zapotrzebowaniu na gaz, o czym świadczy chociażby fakt zorganizowania przez PSG *Ekologicznej majówki* dla wszystkich zainteresowanych perspektywą dalszej gazyfikacji. Podczas imprezy uczestnicy majówki mogli wypełnić wnioski o przyłączenie do sieci gazowej, a specjaliści z PSG chętnie udzielali odpowiedzi i wskazówek dotyczących wymogów i procedury przyłączenia do sieci gazowej.

W zorganizowanym festynie poza PSG udział wzięły też inne firmy dostarczające rozwiązań i *know-how* z zakresu ekologii i ochrony środowiska. Kolejne spotkanie, zorganizowane z myślą o mieszkańcach, podczas którego zostały przedstawione zasady procesu przyłączeniowego do sieci gazowej, odbyło się pod koniec czerwca.

Doskonałym momentem do przedstawienia wszystkich korzyści i zalet wynikających z gazyfikacji regionu było symboliczne podłączenie rypińskiego MPEC do sieci gazowej. Podczas spotkania wielokrotnie podkreślano, że prowadzone inwestycje poprawią jakość życia mieszkańców oraz wpłyną pozytywnie na ochronę środowiska i rozwój gospodarczy regionu. Jest to niezwykle ważne, gdyż władze miasta



Uroczyste przyłączenie gazu do MPEC w Rypinie. Od lewej: Michał Ossowski – dyrektor OZG w Bydgoszczy (PSG), Paweł Grzybowski – burmistrz Rypina, Piotr Manelski – prezes MPEC w Rypinie.

szonym przez Instytut Nafty i Gazu w Krakowie dla działania 10.2 – *Budowa systemów dystrybucji gazu ziemnego na terenach niezgazyfikowanych i modernizacja istniejących sieci dystrybucji* Programu Infrastruktura i Środowisko 2007–2013 (POIiŚ) spółka złożyła cztery wnioski o dofinansowanie, wśród których znalazł się także projekt rypiński. Formalne podpisa-



Ekologiczna majówka w Rypinie.

i jego mieszkańcy przywiązują dużą wagę do ekologii, o czym świadczy otrzymany przez Rypin tytuł *Gmina Przyjazna Środowisku*.

O ogromnych zaletach gazyfikacji regionu dla ekologii i ochrony środowiska przekonywali również przedstawiciele MPEC. Przyłączenie rypińskiego MPEC umożliwiło uruchomienie jednego z pierwszych układów kogeneracyjnych w regionie o mocy 4 MW_e, co w przyszłości przyczyni się do znacznej redukcji emisji, m.in. dwutlenku węgla, tlenku węgla, dwutlenku siarki oraz dwutlenku azotu. Zwrócili oni uwagę, iż wprowadzenie nowego źródła zasilania z czasem wpłynie na spadek opłat środowiskowych oraz zredukuje zapotrzebowanie na zakup dodatkowych przydziałów uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Dodatkowo podłączenie do sieci gazowej stało się dla MPEC okazją do rozpoczęcia gruntownej modernizacji ciepłowni, która – współfinansowana ze środków unijnych w ramach osi priorytetowej 2 – *Zachowanie i racjonalne użytkowanie środowiska, działanie 2.3 – Rozwój infrastruktury w zakresie ochrony powietrza* Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Kujawsko-Pomorskiego na lata 2007–2013 – powinna zakończyć się pod koniec lipca bieżącego roku. Jej realizacja podniesie sprawność i niezawodność techniczną ciepłowni oraz zapewni bezpieczeństwo dostaw energii cieplnej, a w dłuższej perspektywie pozytywnie wpłynie na jakość i czystość powietrza w regionie Rypina.

Rypin znajduje się we wschodniej części województwa kujawsko-pomorskiego w powiecie rypińskim i należy do jednego z najstarszych miast w Polsce. Okolice miasta – ze względu na skupiska jezior – nazywane są Szwajcarią Dobrzyńską. Obecnie w Rypinie mieszka 16 950 osób. Gazyfikacja gmin Rypin

i Osiek dla Pomorskiej Spółki Gazownictwa wiąże się z dużymi nakładami, a zakończony właśnie pierwszy etap inwestycji był przedsięwzięciem, którego rozmach i finalizacja były w dużej mierze możliwe dzięki dofinansowaniu inwestycji ze środków unijnych. Projektowi dodaje znaczenia też fakt udanego połączenia i skoordynowania prowadzonych jednocześnie



Agregat kogeneracyjny na gaz ziemny.

dwóch różnych projektów unijnych przez dwa różne podmioty – Pomorską Spółkę Gazownictwa i MPEC – których efektem jest gazyfikacja regionu, tak ważna z punktu widzenia lokalnego społeczeństwa i środowiska.

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

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

Prowadzone inwestycje poprawią jakość życia mieszkańców oraz pozytywnie wpłyną na ochronę środowiska i rozwój gospodarczy regionu.

Koszalińskie gazownictwo

Zaczęło się od torfu

Beata Dreger

3 stycznia 1862 r. w mieście zapłonęło 140 latarni. Oświetlenie gazowe pojawiło się w 949 mieszkaniach 11-tysięcznego wówczas miasta. Gazownia przy Wilhelmstrasse (dzisiejsza ul. Połczyńska) wytwarzała początkowo gaz drzewny i torfowy, a dopiero od 1869 r. gaz węglowy.

XIX-wieczny Koszalin, mimo niezbyt imponującego rozwoju przemysłu (przemysł związany z przetwórstwem płodów rolnych, papiernia Schutiusa, fabryka maszyn rolniczych, odlewnia żeliwa Bredowa oraz huta żelaza), jako miasto miał duże znaczenie, ponieważ był siedzibą administracji państwowej. Rangę miasta podnosiły również sprowadzone tu garnizony wojskowe. Istniały więc potrzeby i dobre warunki do tego, aby wybudować gazownię.

Powstały w 1862 roku zakład produkował gaz, który służył przede wszystkim do oświetlania ulic i domów. Uruchomienie pierwszej w mieście elektrowni spowodowało chwilowe zmniejszenie zapotrzebowania na gaz. Znalazł on jednak inne zastosowanie. Upowszechniło się korzystanie z gazu w domach do



56-metrowy komin z galerijką (1960), wyburzony w 1992 r.



Gazownia w Koszalinie.

gotowania i ogrzewania, co pozwoliło na ponowne zwiększenie produkcji.

Po 1918 roku nastąpiła eksplozja demograficzna miasta. W roku 1924 Koszalin miał ponad 28 tysięcy mieszkańców, z czego z gazu korzystało 4500 rodzin. Sieć gazociągów ulicznych wynosiła 21 km.

Kolejnym etapem rozwoju gazowni były lata 1925–1939. Aby nadążyć za rozwojem nowego budownictwa mieszkaniowego w mieście oraz zaopatrzyć w gaz (służący jako czynnik energetyczny) nieliczne zakłady produkcyjne, uruchomiono nowe obiekty: aparatuwnię, dwa piece, odsiarczalnię oraz zbiornik gazu o pojemności 6000 m³. Wykorzystano przy tym najnowsze osiągnięcia ówczesnej techniki.

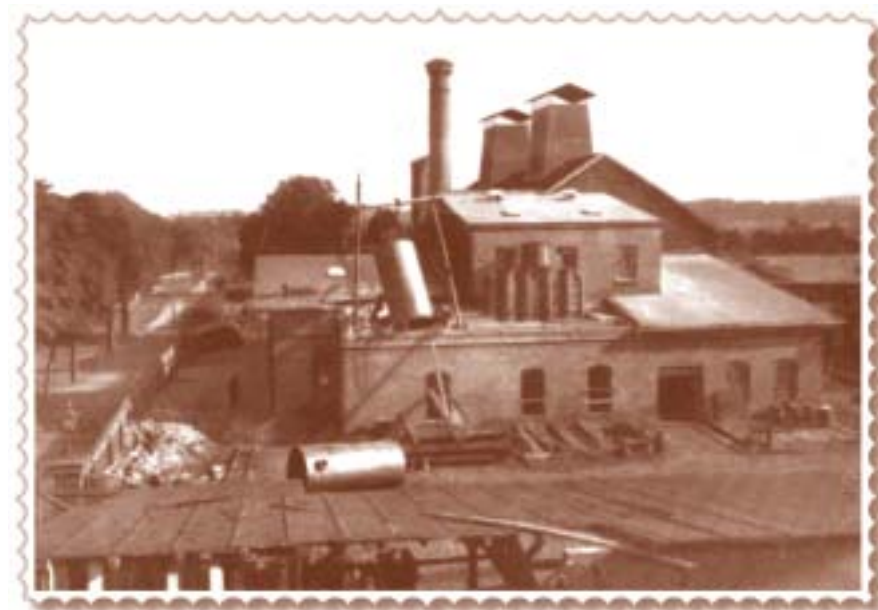
Także sieć gazowa była systematycznie rozbudowywana. W 1939 roku liczyła ponad 60 km, obejmując systemem pierścieniowym całe miasto.

Wskutek działań wojennych koszalińska gazownia została zniszczona w prawie 50 procentach. Polskie władze miejskie przejęły zakład 28 lipca 1945 r., jednak jego odbudowę rozpoczęto dopiero w 1948 r. Wyremontowano także 47 km gazociągów. Oficjalną datą uruchomienia Gazowni Miejskiej w Koszalinie jest 15 grudnia 1948 roku.

W 1949 r. gaz docierał do 1429 mieszkań i czterech odbiorców przemysłowych. Koszalin oświetlało 139 latarni gazowych. Dynamicznie rozwijający się Koszalin, który stał się miastem wojewódzkim, powstające nowe osiedla mieszkaniowe, wzrost zapotrzebowania na gaz u odbiorców przemysłowych, szkół, żłobków i przedszkoli, wymusiły konieczność rozbudowy zakładu. W la-



Gazownia po modernizacji, lata 70. ub.w.



Gazownia z okresu międzywojennego.

tach 1961–1970 wybudowano nowe obiekty produkcyjne i pomocnicze, obiekty energetyczne oraz drogi i place. W 1970 roku gazownia wyprodukowała siedem razy więcej gazu i koksu niż przed modernizacją.

Czas na radykalne zmiany w koszalińskiej gazowni przyszedł z początkiem lat 70. ubiegłego wieku. W 1971 roku w Wierzchowie odkryto złoża gazu ziemnego i już rok później pierwszym w Polsce gazociągiem z polietylenu gaz ten popłynął do odległego o 21 kilometrów Szczecinka.

Początkowo gaz ziemny służył jedynie do wzbogacania gazu węglowego. Z czasem zaczął go wypierać.

Przejęcie na gaz ziemny nie było zabiegiem łatwym. Należało przestawić urządzenia odbiorców. Trzeba było również wybudować nowe gazociągi bądź adaptować stare. Gaz węglowy przestano produkować w Koszalinie dopiero w 1989 r.

Wraz z wyłączeniem w koszalińskiej gazowni klasycznej produkcji gazu w roku 1989 – epoka gazu miejskiego wytwarzanego z węgla odeszła w przeszłość. Na miejscu pieców i kominów powstały pasy zieleni. Gazownia przekształciła się w nowoczesny zakład z urządzeniami i aparaturą o europejskim standardzie. Z producenta gazu stała się dystrybutorem gazu ziemnego.

**Wielkopolska Spółka Gazownictwa
sp. z o.o.**

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

Komunikacja wokół inwestycji

Joanna Szostek

Specyfika inwestycji gazociągowych realizowanych przez GAZ–SYSTEM S.A. polega przede wszystkim na tym, że infrastruktura zlokalizowana jest na gruntach, które nie należą do spółki, ale do właścicieli prywatnych. GAZ–SYSTEM S.A. korzysta zatem z cudzej własności w czasie budowy, a także przez kolejne lata eksploatacji gazociągów. Dlatego, jako odpowiedzialny inwestor, spółka dba o dobre relacje ze społecznościami lokalnymi i prowadzi z nimi otwartą komunikację.

Ostatnie dwa lata były dla GAZ–SYSTEM S.A. okresem dużych osiągnięć w zakresie rozbudowy sieci gazociągów w Polsce oraz integrowania połączeń polskiej sieci z europejskim systemem przesyłowym. Do eksploatacji oddano ponad 260 km nowych gazociągów przesyłowych oraz dwie tłocznie gazu. Spółka w krótkim czasie zdobyła duże doświadczenie techniczne i organizacyjne oraz stworzyła

kompetentny zespół ludzi, którzy są w stanie sprawnie realizować skomplikowane przedsięwzięcia inwestycyjne.

Obecnie realizowany plan inwestycyjny zakłada, że do 2014 roku GAZ–SYSTEM S.A. wybuduje ponad 1000 km nowych gazociągów przesyłowych. Najważniejsze z nich powstają w północno-zachodniej i środkowej Polsce. Rozbudowa sieci gazociągów pozwoli na dostawy gazu ziemnego z różnych kierunków, otworzy możliwości przyłączenia się do systemu oraz stworzy nowe perspektywy biznesowe dla spółki.

– Aby zapewnić bezpieczny transport gazu, musimy sprawnie budować system przesyłowy, a następnie właściwie go eksploatować. Ponieważ gazociągi zlokalizowane są w przeważającej części w gruntach rolnych i leśnych, należy wykazać szczególną dbałość o środowisko naturalne oraz o społeczność lokalną. Można to osiągnąć wyłącznie poprzez dobrą, wielopłaszczyznową komunikację z mieszkańcami. Komunikacja jest niezwykle ważna, i to niezależnie od tego, czy inwestycja ujęta jest w specustawie gazowej czy musimy uzyskać prawo dysponowania gruntem na cele budowlane poprzez negocjacje. Dlatego osoby prowadzące rozmowy z właścicielami gruntów powinny mieć odpowiednie kwalifikacje związane z przekazywaniem informacji do różnych odbiorców – mówi Beata Potyrała, zastępca dyrektora Oddziału GAZ–SYSTEM S.A. we Wrocławiu.

Rozmowa z **Witosławem Gibasiewiczem**, zastępcą burmistrza gminy i miasta Odolanów



Jakie są oczekiwania władz samorządowych wobec GAZ–SYSTEM S.A.?

W związku z uciążliwościami związanymi z prowadzoną budową dwóch gazociągów gmina chciałaby, aby firma aktywnie wspierała inicjatywy lokalne mieszkańców, ważne dla gminy przedsięwzięcia, uczestniczyła jako partner w wydarzeniach sportowych, kulturowych, oświatowych oraz ułatwiała rozwiązywanie problemów związanych z przekraczaniem wybudowanych sieci gazowych.

Ponadto, rolę GAZ–SYSTEM S.A. powinna być działalność zmierzająca do budowy pozytywnego wizerunku firmy wśród mieszkańców gminy, radnych, sołtysów i władz gminy.

Jakie korzyści mają gminy z realizowanych inwestycji GAZ–SYSTEM S.A.?

Gmina dostrzega korzyści w postaci zwiększonych wpływów z tytułu podatku od nieruchomości – po zakończeniu realizacji inwestycji. Jest to niewątpliwie duży plus, gdyż będzie to kwota regularnie zasilająca budżet gminy, którą można przeznaczyć na potrzeby mieszkańców i społeczności lokalnych. Również w chwili wykazania inicjatywy przez przedsiębiorców z terenu naszej gminy do realizacji inwestycji – czy to w formie wykonawców czy podwykonawców, istnieje możliwość rozwoju tych firm, co wpływa korzystnie na gospodarkę gminy, ponieważ poprzez działalność gospodarczą zaspokajamy lokalne potrzeby (przyrost miejsc pracy, bazy podatkowej itp.).

Kolejną zaletą, dostrzeganą przez naszą gminę, jest wypłata odszkodowań dla właścicieli działek, na których prowadzona będzie inwestycja, co stanowi dodatkowy napływ środków finansowych zasilających budżety poszczególnych mieszkańców gminy.

KOMUNIKACJA W PRAKTYCE

Od 2010 r. GAZ–SYSTEM S.A. realizuje systemowe podejście do działań komunikacyjnych związanych z prowadzeniem inwestycji. Podejście to opisane zostało zarówno w „Podręczniku działań promocyjno-informacyjnych przy inwestycjach dofinansowanych z Programu Infrastruktura i Środowisko”, jak i w „Podręczniku dobrych praktyk budowania współpracy z właścicielami nieruchomości” oraz rocznych planach komunikacji ze społecznościami lokalnymi dla każdej realizowanej inwestycji, które szczegółowo opisują zasady takich działań oraz wykorzystywanych narzędzi komunikacyjnych.

Celem takiego podejścia jest zintensyfikowanie działań komunikacyjnych, przekazanie do gmin podstawowych informacji o budowie gazociągów, procedurze wypłaty odszkodowań lub wynagrodzeniu za służebność przesyłu oraz nawiązanie regularnych kontaktów z mieszkańcami gmin. W realizację planu zaangażowani są przedstawiciele spółki z poszczególnych oddziałów, kierownicy projektów inwestycyjnych, przedstawiciele Pionu Inwestycji oraz Zespół ds. Komunikacji z centrali.

Obecnie prowadzone są działania komunikacyjne w około 100 gminach. W latach 2011–2012 przeprowadzono ponad 100 spotkań informacyjnych, w których łącznie udział wzięło 2020 osób, w tym w 2011 r. – 875 osób, a w 2012 r. 1145 osób.

W niektórych gminach organizowane były także stałe punkty lub dyżury informacyjne dla mieszkańców i wszystkich zainteresowanych inwestycjami realizowanymi przez spółkę.

Dodatkowo, w mediach poszczególnych gmin i lokalnych samorządowych biuletynach informacyjnych spółka publikowała artykuły informujące o przebiegu inwestycji i procedurze przyznawania odszkodowań w związku z budową.

ZASTRYK FINANSOWY DLA GMIN

Rozbudowa sieci gazociągów w Polsce – przynosząc korzyści dla bezpieczeństwa energetycznego kraju w postaci stworzenia warunków dla przesyłu zwiększonych ilości gazu – równocześnie przyczynia się do rozwoju regionu i zamieszkujących go społeczności lokalnych.

Gminy, na terenie których zlokalizowane są gazociągi, uzyskują dodatkowe wpływy finansowe w postaci odprowadzanego corocznie przez inwestora podatku od nieruchomości w wysokości 2% inwestycji zlokalizowanej na terenie danej gminy

W regionach GAZ–SYSTEM S.A. obecny jest nie tylko jako duży inwestor, ale także partner wydarzeń ważnych dla społeczności lokalnych.

Spółka finansuje także wyprawki szkolne dla pierwszoklasistów. W 2012 roku przekazano 1253 zestawy zawierające plecak, piórniki i worek na obuwie. Od początku inicjatywy spółka przekazała 2068 wyprawek dla dzieci w różnych rejonach Polski o łącznej wartości prawie 120 000 PLN.

Jednym z kolejnych projektów GAZ–SYSTEM S.A., adresowanych do społeczności lokalnych, jest Fundusz Naturalnej Energii – konkurs grantowy organizowany od 2010 roku. Konkurs jest skierowany przede wszystkim do gmin i szkół poszczególnych województw, w których realizowane są inwestycje spółki. Jego celem jest dofinansowanie najlepszych pomysłów na ochronę środowiska naturalnego regionu. Patronami konkursu są: Fundacja Nasza Ziemia, wojewodowie: zachodniopomorski, pomorski, dolnośląski, lubuski i mazowiecki oraz Wojewódzkie Fun-

Katarzyna Podrucka, starszy konsultant PwC,

Uwzględnianie potrzeb informacyjnych i szeroko rozumianych interesów społeczności lokalnych przy inwestycjach infrastrukturalnych jest kluczowym czynnikiem sukcesu dla długoterminowego rozwoju państwa, gmin i inwestorów. Dialog z otoczeniem, dostarczanie rzetelnych, zrozumiałych dla odbiorców informacji o planach, wpływie i efektach inwestycji wydaje się jeszcze istotniejsze w przypadku tych przedsięwzięć, które objęte są specustawą, a zatem mają kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. W przypadku takich inwestycji wymagane przez prawo konsultacje społeczne często nie są wystarczające z punktu widzenia potrzeb lokalnych społeczności.

Dlatego odpowiedzialni inwestorzy, którym zależy na realizacji inwestycji, ale również na zaufaniu do marki, którą reprezentują, wiedzą, że dodatkowe konsultacje, spotkania i działania informacyjne pomagają wyjaśnić trudne i niezrozumiałe dla społeczności lokalnych plany. Pozwalają także odpowiedzieć na pojawiające się w trakcie nieoficjalnych dyskusji i sąsiedzkich wymian poglądów pytania, które są normalną reakcją na zmieniającą się sytuację.

duże Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Szczecinie, Gdańsku, Wrocławiu oraz Warszawie.

Na początku bieżącego roku zakończyła się III edycja konkursu, w której nagrodzono 20 najlepszych pomysłów z pięciu województw. Łącznie do dziś przyznano 37 grantów finansowych o wartości prawie 370 tys. PLN.

Jak podkreśla Sławomir Brzózek, prezes zarządu Fundacji Nasza Ziemia, będącej partnerem konkursu: – wnioski zgłoszone na konkurs Fundusz Naturalnej Energii pokazują, jak wiele jest twórczych i ciekawych pomysłów w zakresie edukacji ekologicznej i działań na rzecz środowiska w całej Polsce. Nagrodzone projekty nie tylko budują świadomość w zakresie ochrony środowiska, ale przede wszystkim pokazują, jak poprzez codzienne, proste działania można wpływać na otaczający nas świat.

GAZ–SYSTEM S.A., realizując dużą liczbę strategicznych inwestycji, włożył wiele wysiłku w przygotowanie swoich przedstawicieli do rozmów z lokalnymi społecznościami i zbudowanie wewnętrznych narzędzi umożliwiających kompleksowe podejście do informowania o swoich przedsięwzięciach. Koordynacja działań z centrali spółki i zaangażowanie w komunikację przedstawicieli we wszystkich jej oddziałach świadczą zarówno o świadomości roli, jaką firma spełnia w polskiej gospodarce, jak i jej wpływie na społeczności lokalne jako inwestora i sąsiada.



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A.

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



Politechnika Wroclawska

Centrum Kształcenia Ustawicznego



Politechnika Wroclawska, Centrum Kształcenia Ustawicznego oraz Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT SA zapraszają na studia podyplomowe „Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych”.

Zakres tematyczny studiów podyplomowych

- 1) Gaz ziemny – surowiec i paliwo
- 2) Projektowanie gazociągów
- 3) Budowa i eksploatacja gazociągów
- 4) Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji redukcyjno-pomiarowej
- 5) Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji pomiarowych i tłoczni gazu
- 6) Ochrona przeciwkorozyjna w sieci gazowej
- 7) Energetyka gazowa
- 8) Projektowanie, budowa i eksploatacja magazynów gazu
- 9) Terminale i instalacje skroplonego gazu ziemnego
- 10) Zarządzanie transportem gazu
- 11) Rynek gazu ziemnego, efektywność ekonomiczna i ochrona środowiska
- 12) Podstawy poszukiwań i wydobycia gazu
- 13) Wycieczki techniczne na obiekty technologiczne

Kadra naukowa z:

Politechniki Wroclawskiej
Politechniki Śląskiej
Uniwersytetu Wroclawskiego
Instytutu Nafty i Gazu z Krakowa

Wykładowcy z firm:

Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa
GAZOPROJEKT SA, Wrocław
System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.,
Warszawa
PGNiG Technologie SA w Warszawie
Oddział GAZOBUDOWA w Zabrze

Dolnośląska Spółka Gazownictwa, Wrocław
GAZ-SYSTEM S.A.

Kierownik studiów podyplomowych:
prof. nadzw. dr hab. inż. Paweł Malinowski

Rodzaj studiów:
Studia podyplomowe, dwusemestralne, roczne

Organizacja studiów:
Zjazdy piątkowo-sobotnie, 7 zjazdów w semestrze
Zajęcia w piątki od 13.00 do 20.15,
w soboty od 9.00 do 17.30

Wymiar godzinowy:
Wykłady – 194 godziny
Ćwiczenia i seminaria – 70 godzin
Razem – 264 godziny zajęć

Liczba przedmiotów: 12

Cel studiów:
Uzupełnienie wiedzy teoretycznej i praktycznej dla kadry inżyniersko-technicznej i ekonomicznej sektora gazowniczego

Punkty ECTS: 90

Koszt studiów: 6500 zł

Zainteresowanych prosimy o kontakt:
e-mail: pawel.malinowski@pwr.wroc.pl lub
cku@pwr.wroc.pl
www.cku.pwr.wroc.pl

„Współczesne zagadnienia projektowania, budowy i eksploatacji systemów gazociągowych”

Program studiów podyplomowych przewiduje wykłady i ćwiczenia z następujących przedmiotów:

- 1) Gaz ziemny – surowiec i paliwo
 - Akty prawne i przepisy w UE i Polsce
 - Normy i rozporządzenia w obszarze gazownictwa
 - Standardy techniczne i inne uregulowania formalnoprawne
- 2) Projektowanie gazociągów
 - Klasyfikacja gazociągów
 - Gazociągi stalowe
 - Gazociągi z tworzyw sztucznych



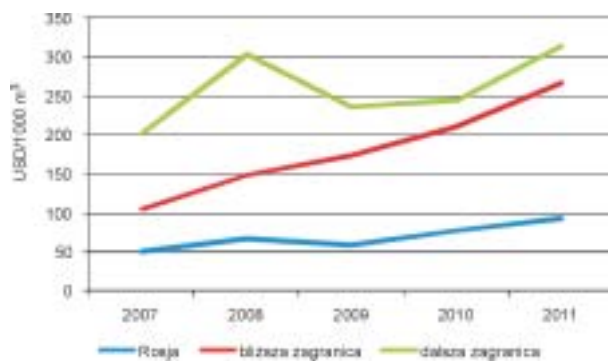
- Zasady projektowania i obliczeń
- Lokalizowanie gazociągów
- 3) Budowa i eksploatacja gazociągów
 - Organizacja budowy
 - Wytyczenie trasy, wykonanie wykopów, montaż i zasyпка
 - Metody bezwykopowe
 - Czyszczenie, próby ciśnieniowe i suszenie
 - Oznakowanie
 - Odbiory końcowe, rozruch, dokumentacja budowy
 - Obsługa i konserwacja
 - Ocena stanu technicznego
 - Prace włączeniowe i naprawy
 - Migracja gazu, czyszczenie, tłoki inteligentne
 - Podnoszenie ciśnienia
 - Metody lokalizowania, wyłączenie z użytkowania, rehabilitacja
- 4) Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji redukcyjno-pomiarowej
 - Klasyfikacja i zasady doboru i lokalizacji
 - Schematy technologiczne, systemy zabezpieczeń, parametry nastaw
 - Elementy stacji redukcyjno-pomiarowych (odwadniacze, filtry, reduktory, zawory itd.)
 - Punkty redukcyjne
 - Eksploatacja stacji – kontrola i konserwacje
 - Ekspandery
- 5) Projektowanie, budowa i eksploatacja stacji pomiarowych i tłoczni gazu
 - Zasady doboru i lokalizacji stacji pomiarowych
 - Urządzenia pomiarowe i niepewność pomiaru
 - Zasady lokalizowania tłoczni gazu
 - Sprężanie gazu i charakterystyka wybranych typów sprężania
 - Napędy sprężarek i urządzenia dodatkowe
 - Układy sterowania, regulacja wydajności, optymalizacja pracy
 - Zagadnienia drgań i eksploatacji tłoczni
 - Projektowanie procesowe i elementy termodynamiki
- 6) Ochrona przeciwkorozyjna w sieci gazowej
 - Rodzaje korozji, badanie zmian korozyjnych
 - Metody zapobiegania korozji
 - Elektrochemiczne metody ochrony przed korozją
 - Ochrona przed prądami przemiennymi z linii
- 7) Energetyka gazowa
 - Prognozy energetyczne
 - Techniczno-ekonomiczna ocena energochłonności
 - Bilans energetyczny
 - Kotle, promienniki, nagrzewnice gazowe
- Turbiny gazowe
- Mikroturbiny i silniki gazowe
- Układy skojarzone
- Współpraca układów gazowniczych i elektroenergetycznych
- 8) Projektowanie, budowa i eksploatacja magazynów gazu:
 - Zbiorniki nisko- i wysokociśnieniowe
 - Magazynowanie gazu w gazociągach wysokociśnieniowych
 - Podziemne magazynowanie gazu
 - Efektywność ekonomiczna magazynowania gazu
 - Zarządzanie ryzykiem w instalacjach gazu ziemnego
- 9) Terminale i instalacje skroplonego gazu ziemnego
 - Rynek światowy i krajowy LNG
 - Terminale skraplania (nadawcze)
 - Transport morski LNG
 - Terminale odbiorcze
 - Instalacje satelitarne LNG
- 10) Zarządzanie transportem gazu:
 - Systemy przesyłu i zarządzania danymi
 - Bilansowanie gazu, straty
 - Prognozowanie zużycia
 - Symulacja i optymalizacja sieci gazowych
 - Przestrzenne zarządzanie informacją w gazownictwie
 - Metrologia i pomiary w gazownictwie
- 11) Rynek gazu ziemnego, efektywność ekonomiczna i ochrona środowiska
 - Zmiany strukturalne na rynku gazu ziemnego, liberalizacja
 - Bezpieczeństwo energetyczne kraju, geopolityka gazowa
 - Taryfy gazowe
 - Kodeksy sieciowe
 - Operatorstwo systemów gazowych
 - Standardy obsługi klienta
 - Oceny oddziaływania na środowisko
 - Ochrona powietrza, wód i powierzchni ziemi
 - Ochrona przed hałasem i wibracjami
 - Współpraca międzynarodowa w zakresie ochrony środowiska
 - Czynniki ekonomicznej opłacalności inwestycji
 - Wybrane pojęcia ekonomiczne
 - Podstawowe wskaźniki efektywności ekonomicznej
 - Dane wyjściowe do analiz ekonomicznych, kryteria oceny efektywności inwestycji i kosztorysowanie
- 12) Podstawy poszukiwań i wydobywania gazu
- 13) Wycieczki techniczne na obiekty technologiczne

Mechanizm regulacji cen hurtowych na rosyjskim rynku gazu ziemnego

Ryszard Węckowski

Na terenie Federacji Rosyjskiej zlokalizowane jest 21% udokumentowanych światowych rezerw gazu ziemnego. Kraj ten jest także drugim na świecie producentem błękitnego paliwa (po USA). Wydobytany w nim gaz trafia na trzy rynki: wewnętrzny, kraje byłego Związku Radzieckiego (tzw. bliższa zagranica) oraz pozostałe państwa europejskie (tzw. dalsza zagranica). Na poszczególnych rynkach gaz ten oferowany jest po różnych cenach (patrz rysunek).

Średnia cena sprzedaży gazu ziemnego przez Gazprom na poszczególnych rynkach*



* Ceny nie obejmują podatku VAT, akcyzy oraz podatku eksportowego.
Źródło: Gazprom in Figures 2007–2011, Factbook

Cena na rynku wewnętrznym jest w znacznej części regulowana przez państwo. W odniesieniu do gazu ziemnego w Rosji przyjęto bowiem rozwiązania odmienne niż w odniesieniu do pozostałych surowców energetycznych, takich jak węgiel czy ropa naftowa, których ceny zostały zliberalizowane w pierwszej połowie lat 90. ubiegłego wieku. Pozostawienie cen gazu ziemnego pod urzędową kontrolą miało swoje uzasadnienie. Po pierwsze, produkcja, przesył i sprzedaż gazu ziemnego w Federacji Rosyjskiej były zdominowane przez jeden podmiot – Gazprom, konieczne było zatem ograniczenie możliwości wykorzystywania przez to przedsiębiorstwo pozycji monopolistycznej. Po drugie, w okresie kryzysu gospodarczego istniała potrzeba ochrony ludności i gospodarki przed nadmiernym wzrostem cen tego paliwa. Po trzecie, Gazprom był w stanie zrekompensować sobie przychodami z eksportu straty ponoszone na rynku wewnętrznym, związane z koniecznością sprzedaży gazu po zaniżonych cenach. Urzędowa regulacja cen spowodowała, iż gaz ziemny był przez ostatnie dwadzieścia lat najtańszym paliwem w Rosji. W rezultacie jego udział w zużyciu energii pierwotnej, który już na początku lat 90. ub.w. był bardzo duży (42% w 1992 r.), systematycznie się zwiększał, aby w roku 2011 osiągnąć 56%. Dla porównania: w tym samym roku wartość tego

wskaźnika dla Stanów Zjednoczonych wyniosła 28%, dla Wielkiej Brytanii – 36%, Niemiec – 21%, zaś dla Polski – 13%.

Sytuacja, w której cała gospodarka uzależnia się od jednego, w dodatku *de facto* subsydiowanego, paliwa budziła od dawna zaniepokojenie w Rosji. Dostęp do taniego paliwa zachęca bowiem do jego nieefektywnego wykorzystania, co w rezultacie ujemnie wpływa na efektywność energetyczną całej gospodarki. Energochłonność gospodarki rosyjskiej – mierzona zużyciem energii pierwotnej na jednostkę produktu krajowego brutto – jest obecnie 2,8 razy wyższa od energochłonności gospodarki polskiej, 4,5 razy wyższa od energochłonności gospodarki amerykańskiej, 7 razy wyższa od energochłonności gospodarki niemieckiej i aż 8,5 razy wyższa od energochłonności gospodarki brytyjskiej. Innym czynnikiem przemawiającym za zmianą sposobu regulowania cen gazu na rynku wewnętrznym była potrzeba racjonalizacji struktury przychodów Gazpromu. W Polsce przedsiębiorstwo to postrzegane jest przez pryzmat wysokich zysków uzyskiwanych z eksportu gazu ziemnego. Należy jednak pamiętać, iż ponad połowę gazu sprzedaje ono na rynku rosyjskim, do krajów dalszej zagranicy trafia jedynie około 30% całkowitego wolumenu sprzedaży. Użytkowane przez Gazprom złoża gazu ziemnego, zagospodarowane jeszcze w czasach Związku Radzieckiego, powoli się wyczerpują. Przedsiębiorstwo to staje więc wobec konieczności uruchomienia produkcji z nowych złóż, zlokalizowanych na półwyspie Jamalskim czy na Morzu Barentsa, w niekorzystnym położeniu geograficznym i trudnych warunkach klimatycznych. Koszty niezbędnych inwestycji będą więc wysokie i dla ich pokrycia konieczne będzie osiągnięcie przez przedsiębiorstwo zysku nie tylko na eksporcie gazu, ale także na jego sprzedaży na rynku krajowym. Warto także przypomnieć, iż w pierwszej dekadzie XXI wieku Rosja wkroczyła na ścieżkę szybkiego wzrostu gospodarczego, co dało nowy impuls do zreformowania polityki cenowej na rynku gazu ziemnego. Rozwijająca się gospodarka była bowiem w stanie zaakceptować rosnące ceny gazu. Wzrost gospodarczy generował jednocześnie zwiększony popyt na paliwa, przy czym preferowanym nośnikiem energii ze względu na jego najniższą cenę był gaz ziemny. Groziło to dalszym narastaniem dysproporcji w rozwoju sektora paliwowego w Rosji. Reformę wprowadzono w 2007 r. Nie zdecydowano się na uwolnienie cen gazu ziemnego, na kolejne lata zaplanowano natomiast serię wysokich podwyżek cen regulowanych, która miała doprowadzić do zrównania się w 2011 r. ceny gazu sprzedawanego na rynku rosyjskim i w krajach dalszej zagranicy. Oczywiście, nawet po tym roku ceny w Rosji miały być niższe niż w Europie Zachodniej, w porównaniu nie byłyby bowiem ujmowane koszty wpływające na ostateczną cenę gazu sprzedawanego w Europie, związane z jego transportem z Rosji do krajów przeznaczenia. Chodzi tu głównie o 30-procentowy

podatek eksportowy oraz koszty przesyłu gazu. Zrównanie cen miało zatem przebiegać z uwzględnieniem tzw. formuły *netback*, instrumentu często stosowanego w międzynarodowym obrocie surowcami energetycznymi. Osiągnięcie zrównania cen w ujęciu *netback* oznaczałoby, iż sprzedaż gazu ziemnego na rynku europejskim i rynku wewnętrznym przynosiłaby Gazpromowi taki sam zysk.

Jednocześnie wprowadzono pewną elastyczność w stosowaniu cen regulowanych. Otóż, od momentu wprowadzenia reformy cena regulowana ma zastosowanie jedynie przy sprzedaży przez Gazprom gazu ziemnego do odbiorców hurtowych, którzy odbierali gaz ziemny przed 1 lipca 2007 r. Ceny dla klientów, którzy rozpoczęli odbiór gazu ziemnego po tym terminie są ustanawiane na drodze negocjacji między stronami, muszą one jednak pozostawać w przedziale cenowym wyznaczonym przez Federalną Służbę Taryf. Rozwiązanie takie jest stosowane także w przypadku, gdy klienci, którzy odbierali gaz przed 1 lipca 2007 r., chcą zakontraktować dodatkowe ilości gazu (wykraczające poza zapotrzebowanie z roku 2007 r.). Powyższe zasady odnoszą się do sprzedaży gazu przeznaczonego dla odbiorców przemysłowych. Hurtowe ceny za gaz, który ma ostatecznie trafić do gospodarstw domowych, są regulowane oddzielnie – na niższym poziomie. Cena gazu, zarówno przeznaczonego dla odbiorców przemysłowych, jak i gospodarstw domowych, jest także różnicowana w zależności od regionu, w którym odbywa się sprzedaż.

Po wprowadzeniu reformy pojawiły się jednak komplikacje. Po pierwsze, jej wdrażanie przypada na okres gwałtownego wzrostu cen, po jakich rosyjski gaz był sprzedawany w Europie. Oznaczało to automatyczny wzrost docelowego poziomu cen na rynku wewnętrznym. W związku z tym jasne stało się, iż pomimo znaczących podwyżek cen gazu ziemnego wprowadzanych co roku, zrównanie cen gazu w Rosji i w Europie w roku 2011 nie będzie możliwe. Dodatkowo, zauważyć należy, iż w przyjętej metodologii cena odniesienia dla gazu sprzedawanego wewnątrz kraju nie jest wyprowadzana bezpośrednio z ceny sprzedaży gazu na rynkach europejskich, lecz przy jej ustanawianiu bierze się pod uwagę europejskie ceny wybranych produktów naftowych. Ponieważ przy zawieraniu międzynarodowych umów na dostawę gazu ziemnego coraz częściej jako podstawę indeksacji stosuje się ceny innych surowców energetycznych niż pochodne ropy naftowej, wyznaczona na podstawie giełdowego kursu produktów naftowych cena *netback* dla paliwa gazowego wcale nie musi odpowiadać rzeczywistej cenie, po jakiej rosyjski gaz jest sprzedawany w Europie. Dodatkowy problem przy wyznaczaniu ceny *netback* stanowi zmienność kursu wymiany dolara do rubla. W rezultacie, trafne wyznaczenie ceny zapewniającej równą dochodowość sprzedaży na rynku zewnętrznym i wewnętrznym w praktyce jest bardzo trudne.

Tymczasem na wewnętrznym rynku gazu ziemnego doszło do bardzo istotnej zmiany, poddającej w wątpliwość samą potrzebę zrównywania cen między daleką zagranicą a Rosją. Na rynku wewnętrznym pojawiła się bowiem istotna konkurencja w postaci niezależnych producentów gazu ziemnego i ropy naftowej. Przedsiębiorstwa te sprzedają obecnie znaczące ilości gazu ziem-

nego na rosyjskim rynku (patrz tabela). Cena, po której sprzedają one gaz, nie podlega regulacji państwowej. W związku z powyższym w początkowym okresie osiągały one wysokie zyski, sprzedając gaz powyżej ceny regulowanej podmiotom, którym Gazprom nie był w stanie zapewnić paliwa w wymaganych ilościach. Obecnie z powodu stale rosnącej urzędowej ceny gazu są one w stanie sprzedawać gaz poniżej regulowanej ceny stosowanej przez Gazprom, a tym samym odbierać rynek krajowemu potentatowi. Dowodzi to, iż obecna cena sprzedaży gazu na rynku rosyjskim zapewnia dochodowość produkcji gazu ziemnego. Cena ta jest także akceptowana przez klientów. Na rynku wewnętrznym wykształciła się więc cena równowagi na poziomie znacznie niższym niż cena na rynku europejskim. Nie do końca wiadomo jednak, czy obecna cena gazu zapewnia opłacalność produkcji gazu w długim okresie (uwzględniając konieczność zagospodarowania nowych złóż). Szacuje się, iż niezależni producenci gazu dysponują rezerwami, których eksploatacja byłaby tańsza niż eksploatacja rezerw należących do Gazpromu. Najkorzystniejsze byłoby więc, żeby to gaz z tych złóż trafił na rynek. Problem stanowić może jednak niepełne zaimplementowanie formuły TPA przy dostępie do sieci przesyłowej.

W drugiej połowie 2012 r. hurtowe ceny gazu przeznaczonego dla odbiorców przemysłowych wynosiły – w zależności od regionu – od 59 do 110 dolarów za 1000 m³. Ceny te stanowiły jednocześnie ceny minimalne, po których Gazprom mógł sprzedawać gaz odbiorcom, którzy rozpoczęli odbiór gazu po 1 lipca 2007 r. Ceny maksymalne były w przypadku każdego regionu wyższe o 10% od cen minimalnych. Cena hurtowa gazu ziemnego przeznaczonego dla ludności była nieco niższa i wahała się od 59 do 82 dolarów za 1000 m³. Specjalne ceny, wyższe od wskazanych powyżej, stosowano w kilku regionach, których gazyfikacja rozpoczęła się po wprowadzeniu reformy z 2007 r.

Ministerstwo Rozwoju Gospodarczego Federacji Rosyjskiej prognozowało w kwietniu 2013 r., dalszy wzrost regulowanych cen hurtowych gazu ziemnego w okresie 2013–2015 o 15% rocznie. W jego rezultacie hurtowa cena gazu dla odbiorców przemysłowych w Federacji Rosyjskiej powinna w 2015 r. osiągnąć 87% referencyjnej ceny *netback*, po jakiej rosyjski gaz sprzedawany będzie w Europie. Oprócz wzmiankowanych podwyżek, do osiągnięcia tego parytetu ma się przyczynić prognozowany spadek światowych cen gazu ziemnego, wywołany przez rewolucję gazu łupkowego.

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

Sprzedaż gazu ziemnego przez niezależnych producentów w Rosji w 2011 r. [mld m³]

NOVATEK	53,7
TNK-BP	14,1
LUKOIL	13,8
ITERA	13,1
ROSNEFT	9,7

Źródło: strony internetowe przedsiębiorstw.



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

Homo faber

Adam Cymer

Na progu polskiej transformacji ustrojowej liderzy przemian ubolewali często, że w polskiej gospodarce dominują inżynierowie, a brakuje menedżerów. Ponad dwie dekady minęły i okazało się, że wielu tych inżynierów znakomicie spełnia rolę liderów zarządzania, dowodząc, że współczesnego inżyniera-menedżera można uznać za przedstawiciela *homo faber*, czyli człowieka pracy i czynu w pozytywnym sensie tego słowa. Świetnym tego przykładem jest Janusz Honkowicz.



Urodzony w Gorlicach, w rodzinie o wielkich tradycjach naftarskich zarówno po stronie matki, jak i ojca, do dzisiaj wspomina, że „kiwaki” są nieodłącznym elementem wspomnień z dzieciństwa. A jednak nigdy nie chciał podjąć tradycji rodzinnych i marzył o zostaniu elektrykiem. Może nie z powodu fascynacji tym zawodem, ale dlatego że brat kolegi chodził do słynnego krakowskiego technikum energetycznego. – *Co prawda, najbardziej fascynowała mnie wyprawa do Krakowa, ale przyznaję, że to była znakomita szkoła. Przedmiotów teoretycznych nauczali wykładowcy ze „szkoły lwowskiej”, a praktycznych – znakomici fachowcy z przemysłu. Nic dziwnego, że szkoła mieszcząca się przy ul. Loretańskiej zyskała miano „akademii loretańskiej”, a jej absolwenci bez trudu dostawali się na najlepsze uczelnie. Ja również – zdałem na wydział elektryczny AGH bez problemu, choć było ponad dziesięciu kandydatów na jedno miejsce.*

Pobył w krakowskiej szkole to była nie tylko edukacja, ale i szkoła życia. Wiązał się bowiem z mieszkaniem w internacie, gdzie w małej sali mieszkało 8–10 uczniów na piętrowych łózkach. W takim tłoku trzeba było nie tylko mieszkać, ale i uczyć się. – *Trzeba było wykazać się wielką dyscypliną, by to przetrwać, ale to była prawdziwa szkoła życia. Wspominam jednak te czasy z sentymentem i często odnoszę je do współczesności, zadając pytanie: jak dzisiejsze pokolenia młodzieży zdałyby egzamin w takich warunkach?*

Po pierwszym roku studiów na AGH, zgodnie z ówczesnym obyczajem, studenci udawali się na praktyki robotnicze. Ci, którzy nie mieszkali w Krakowie, kierowani byli na praktyki do innych regionów, najczęściej na Śląsk. Janusz Honkowicz trafił do kopalni „Barbara-Wyzwolenie” w Chorzowie. Podczas tej rocznej praktyki poznał swoją przyszłą żonę, ale postanowił, że ta „przyszłość” ma się stać natychmiast. Oznajmił to rodzicom, nie spotkał sprzeciwu, ale usłyszał, że musi sobie poradzić sam w nowej roli. I tak skończyły się studia na AGH, po pierwszym roku. Zdawał sobie sprawę, że przed pójściem do wojska uchronią go tylko studia wieczorowe. I to było możliwe, ale pod jednym warunkiem – skierowania z zakładu pracy. Pierwsza obietnica takiego skiero-

wania pochodziła z elektrowni Halemba, ale nie została dotrzymana. Druga pojawiła się – jak to się wówczas mówiło – z gazowni w Zabrze. I okazała się prawdziwa. W maju 1969 roku został elektromonterem układów pomiarowych na Wydziale Przesyłu Gazu Zabrze w Górnośląskich Okręgowych Zakładach Gazowniczych. Obiecane skierowanie na studia na wydziale elektrycznym Politechniki Śląskiej otrzymał i wznowił edukację. Praca w warsztacie elektrycznym, w którym odpowiadał za pracę urządzeń technicznych na tłoczniach gazu, najczęściej nie miała określonych godzin, ponieważ awarie trzeba było naprawiać niezależnie od wszystkiego, bo groziły zachwianiem dostaw gazu. A to trzeba było pogodzić ze studiami, dojazdami do Gliwic, i znaleźć jeszcze czas na naukę. To był okres wyrzeczeń, ciężkiej pracy, bez cienia uroków studenckiego życia, ale za to w ciepłym domowym ognisku.

Studując miernictwo elektryczne i przyrządy pomiarowe, po niedługim czasie awansował, został kierownikiem działu odpowiadającym za pomiary zabezpieczające sterowanie układami. Po krótkim czasie został starszym mistrzem ds. ochrony antykorozyjnej, ale już po niespełna dwóch latach objął stanowisko kierownika wydziału pomiarów i automatyki. Kolejnym etapem kariery były inwestycje, gdzie został specjalistą – inspektorem nadzoru ds. elektrycznych. Jednak po kolejnych dwóch latach zaproponowano Januszowi Honkowiczowi stanowisko zastępcy kierownika rejonu gazowniczego ds. tłoczni gazu. W tym okresie zwolniło się jednak stanowisko szefa nadzoru inwestycyjnego i otrzymał propozycję powrotu do inwestycji na stanowisko kierownika działu nadzoru wykonawstwa inwestycji. To był nowy etap rozwoju zawodowego, najbardziej ciekawy i twórczy. Tym bardziej że przypadł w okresie wielkich zmian w gazownictwie. – *Praca w dziale inwestycji pozwoliła mi aktywnie uczestniczyć w procesach modernizacyjnych w gazownictwie górnośląskim, ale one toczyły się w całej Polsce. Za moich czasów uczestniczyłem w rozbudowie sieci gazowych i modernizowałem tłocznie gazu dla gazu koksowniczego, a potem je likwidowałem, w wyniku coraz większych ilości gazu ziemnego dostarczanego odbiorcom.*

Należy przypomnieć ten kontekst historyczny. W tamtych latach planowano rozbudowę sieci gazu koksowniczego, by jakoś zaspokoić potrzeby ludności. Z całą świadomością, że wiąże się z tym problemy. Po pierwsze – specyfika gazu, którego bardzo brakowało, gdy był najbardziej potrzebny – zimą. Po drugie – jego zanieczyszczenie, zawarty w nim tlenek węgla, co rodziło poważne zagrożenie dla użytkowników. Decyzja przestawienia sieci na gaz ziemny była konieczna. Ale możliwości były ograniczone. A więc był okres, gdy w GOZG – chyba jedynym w Polsce – w sieciach gazowych znajdował się gaz z gazowni miejskich, gaz koksowniczy, nawet gaz z odmetanowania kopalń z okręgu rybnickiego i gaz ziemny. – *To było wielkie wyzwanie techniczne związane z utrzymaniem sieci, gdy przesyłał się taką skomplikowaną mieszankę. Ale z problemami technicznymi potrafił się sobie radzić* – mówi Janusz Honkowicz. – *Największą bolączką z tamtych czasów, która dokucza nam do dzisiaj, jest struktura rynku odbiorców. Powszechne niedobory gazu sprawiły, że na Śląsku najtrudniej było przyłączyć kolejnych klientów indywidualnych, decydowało o tym ministerstwo. Natomiast musieliśmy przyłączać kolejne „blokowiska”. To sprawiło, że powstał fatalny układ rynku odbiorców. Spośród prawie 1,3 mln odbiorców około 700 tysięcy to klienci z grupy W1, a z grupy W3 jest ich dość mało, bo tacy odbiorcy pojawiać się zaczęli dopiero w III RP, gdy powstała rynkowa możliwość przyłączeń. Efekt jest taki, że w momencie, gdy przygotowano program przekształceń własnościowych PGNiG, przygotowano analizy dla naszego zakładu, wskazujące, że struktura rynku odbiorców, konkurencja z węglem oraz polityka taryfowa spowodują, że nasz zakład przez sześć lat będzie miał ujemne wyniki.*

Na szczęście, okazało się, że rynek konsumenta i dobre zarządzanie przyniosły efekty. Dodatni wynik spółka osiągnęła już po roku i rozwija się do dzisiaj, zyskując corocznie prawie 6 tysięcy nowych odbiorców, i to z najlepszej grupy W 3. Trzeba oczywiście – obok efektywnej polityki handlowej spółki – wspomnieć o inwestycjach infrastrukturalnych. W ostatnich trzydziestu latach, gdy Janusz Honkowicz nadzorował inwestycje, będąc kierownikiem nadzoru inwestycyjnego, zastępcą dyrektora ds. inwestycji, p.o. dyrektora Oddziału Górnośląskiego Okręgowego Zakładu Gazownictwa, aż wreszcie dyrektorem oddziału, w regionie śląskim zrealizowano wielkie inwestycje w zakresie rozwoju sieci gazowniczej. Dyrektor może poszczycić się ogromnym wkładem w gazyfikację regionu Żywiecczyzny, województwa opolskiego, okolic Częstochowy i Wadowic, a także doprowadzeniem gazu do Gliwickiej SSE, w tym m.in. do fabryki Opla. Ważną inwestycją była również gazyfikacja gminy Korfantów i okolic, rozpoczęta w 1994 r. – *Nie kryję, że dla mnie najlepszy był okres, gdy zajmowałem się inwestycjami* – mówi Janusz Honkowicz. – *W inwestycjach wszystko jest proste – jest projekt, jest plan, wykonanie. To są konkrety. I widać efekt, który przynosi ogromną satysfakcję, bezpośrednią, osobistą. Kierowanie na wyższym poziomie zarządzania takiej satysfakcji już nie daje. Może dlatego że człowiek nie jest w stanie zajmować się wszystkim od początku do końca.*

1 stycznia 2003 roku zaczęła funkcjonować, w wyniku restrukturyzacji GK PGNiG SA, Górnośląska Spółka Gazo-

wnictwa, z prezesem Januszem Honkowiczem na czele. To była wielka zmiana. Z zakładów bezpośrednio podporządkowanych PGNiG powstały spółki powiązane z nim tylko kapitałowo, teoretycznie o bardzo dużej samodzielności, wynikającej z prawa energetycznego. Na liderów tej zmiany – prezesów spółek – spadła jednak pełna odpowiedzialność. Na nieszczęście dla nich weszła wówczas w życie tzw. ustawa kominowa. Trudno było wtedy o entuzjazm kadry zarządzającej.

A jednak po dziesięciu latach można powiedzieć, że prezes Honkowicz, wraz z całym zespołem, nadał nowe oblicze GSG. Przeorientowano firmę na klienta, umocniono jej pozycję rynkową, przy znacznie większych obowiązkach zredukowano zatrudnienie. Dokonano zgodnej z duchem czasów pełnej informatyzacji, zapewniono firmie wszystkie najważniejsze certyfikaty zarządzania i bezpieczeństwa. Na firmę posypały się liczne nagrody i wyróżnienia branżowe i korporacyjne, a prezes odbierał medale i odznaczenia. – *Uważam* – mówi prezes Honkowicz – *że ostatnie dziesięciolecie przyniosło korzystne zmiany. W całym zespole pracowniczym mamy przekonanie, że to, co zrobiliśmy, musieliśmy zrobić, bo czuliśmy się za to odpowiedzialni. I to przyniosło efekty. Nasza spółka jest kompletnie nieporównywalna z tą z 2003 roku. A najważniejsze jest to, że zmiany nie dokonały się kosztem ludzi. Łatwo jest budować programy restrukturyzacyjne, operując tylko liczbami. Ale w zarządzaniu firmą za tymi liczbami kryją się konkretni ludzie i podejmowanie decyzji jest bardzo trudne. Jestem przekonany, że nam się udało, nie krzywdząc nikogo.*

Z końcem czerwca br. prezes Janusz Honkowicz przechodzi na emeryturę. – *To jest związane z wiekiem, po 44 latach pracy w śląskim gazownictwie mogę czuć się zmęczony, choć mam poczucie spełnienia. Mam nadzieję, że podobnie jak moi dwaj poprzednicy kierujący śląskim gazownictwem – Alojzy Gocyła (w latach 1945–1975) oraz Bronisław Augustyn (w latach 1976–2000), wnieśliśmy udział w rozwój naszej firmy. Być może, mógłbym popracować dłużej, gdyby nie przeprowadzane właśnie zmiany. Mnie się one nie podobają.*

Wspomniane zmiany to konsolidacja wydzielonych w 2003 roku spółek dystrybucyjnych w jedną i centralizacja zarządzania. – *Najbardziej zdumiewające jest to* – mówi prezes Honkowicz – *że w przypadku teraz przeprowadzanej restrukturyzacji motywy i uzasadnienie zmian są praktycznie identyczne z tymi, których używano w 2003 roku, w momencie powoływania spółek. Używa się tych samych argumentów, tylko dla odwrotnego zupełnie procesu. Jeśli wtedy uznawałem je za słuszne, tak teraz zupełnie nie. Jeśli ktoś mi mówi, że centralizacja może poprawić obsługę klienta w regionie, nie uwierzę. Taka podległość grozi tym, że region będzie od słuchania i wykonywania, przestanie myśleć i być kreatywny, będzie robił tyle, ile mu każą. Przeżywaliliśmy to w PRL-u. Przykre przy tym jest to, że firmy doradcze przygotowują każdą opinię, jakiej sobie życzy zamawiający i płacący. Bez względu na skutki dla firmy, bez oglądania się na odczucia pracowników. Boję się, że ten bezwzględny korporacjonizm zniszczy wspólnotowość, poczucie więzi, tak cenne i przez lata kultywowane w naszym gazowniczym środowisku.*

Nowe spojrzenie na próby ciśnieniowe **gazociągów z PE**

Joanna Pindelska, Michał Sekita

Procedury dotyczące przeprowadzania prób ciśnieniowych, opisane w ST-IGG-0301:2012 i ST-IGG-0302:2013, oparte na zapisach DVGW 469:2010, uzupełniły lukę dotyczącą prób ciśnieniowych gazociągów z polietylenu.

Proces ustanowienia standardu technicznego, obejmującego swoim zakresem próby ciśnieniowe gazociągów z polietylenu o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 1 MPa włącznie, rozpoczął się w 2007 roku od powołania przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa Zespołu Roboczego w ramach Komitetu Standardu Technicznego.

Oczekiwania związane z wdrożeniem planowanego ST-IGG-0301 w 2008 r. dotyczyły przede wszystkim:

- 1) skrócenia czasu wykonywania prób ciśnieniowych gazociągów z PE,
- 2) problemu właściwej interpretacji wyników prób, uwzględniającej zjawisko pełzania rur z PE,
- 3) dostosowania metodyki prób ciśnieniowych do praktyk stosowanych w innych państwach,
- 4) spełnienia wymogów normy PN-EN 12007-2 i PN-EN 12327.

Założenia dla prowadzonych badań opracował Aleksander Klupa, przedstawiciel INiG. W wyniku debaty pomiędzy członkami Zespołu Roboczego nr 3 i przedstawicielami instytutu określono podstawowe założenia badań laboratoryjnych. Po ich przeprowadzeniu w 2008 roku, wyniki i wnioski do dalszych prac zostały ujęte w opracowaniu INiG „Badania modelowe układu rurociągów z polietylenu w trakcie prowadzenia prób ciśnieniowych”. Ich celem była praktyczna weryfikacja metody przeprowadzania próby łączonej wytrzymałości i szczelności gazociągów, z uwzględnieniem lepko sprężystych właściwości rur polietylenowych oraz zaproponowanie metodyki umożliwiającej skrócenie czasu trwania próby z 24 do 4 godzin.

Badania laboratoryjne związane z efektem pełzania przeprowadził INiG na rurach o długości 36 m i zakresie średnic 63–250 z wykorzystaniem przyrządów do pomiaru średnicy, jak również urządzeń do pomiaru ciśnienia i temperatury. Wyniki prac badawczych wykazały, że zjawisko rozszerzalności rur z PE pod wpływem ciśnienia próby ulega stabilizacji po około dwóch godzinach. W ocenie członków zespołu, wyniki tych prac wymagały potwierdzenia w warunkach rzeczywistych. Powyższa decyzja wynikała ze świadomości istoty próby ciśnieniowej w procesie odbioru wybudowanej sieci gazowej. Do jej podjęcia skłaniały również opinie czynnych inspektorów nadzoru z poszczególnych spółek dystrybucyjnych.

BADANIA W WARUNKACH RZECZYWISTYCH

Na podstawie wytycznych INiG Zespół Roboczy nr 3 i przedstawiciele instytutu opracowali koncepcję modułu pomiarowego, a sam instytut zaproponował prototypowy moduł pomiarowy, w liczbie sześciu egzemplarzy dla poszczególnych spółek dystrybucyjnych, na potrzeby prób terenowych. W okresie od maja do października 2009 roku przeprowadzone zostały próby ciśnieniowe na rzeczywistych budowach w sześciu spółkach. Ten etap wymagał szczególnego zaangażowania wielu osób, również niewchodzących w skład Zespołu Roboczego nr 3. W tym okresie współpracowali z nami inspektorzy nadzoru, kierownicy budów, przedstawiciele INiG, którzy nadzorowali i oceniali przebieg i wynik prób ciśnieniowych według nowej metody.

Próby przeprowadzane w terenie stanowiły wkład do kolejnego opracowania INiG: „Weryfikacja metodyki prób ciśnieniowych gazociągów z polietylenu, łącznie z dostawą oraz testowaniem wytypowanej aparatury pomiarowej”, które potwierdziło efektywność metodyki przeprowadzania prób ciśnieniowych z PE i dało szerszy materiał bazowy do utworzenia projektu standardu technicznego.

Średnica dn [mm] (PE100 SDR 17,6)	Długość [m]	Objętość Vgeo [m ³]	wg PN-92/M-34503	Czas próby [h] wg ST-IGG-0301:2012 Metoda podstawowa	wg ST-IGG-0301:2012 Metoda precyzyjna
25	10	0,003	1	0,5	-
25	100	0,03	1	0,5	-
250	100	3,86	24	4	-
250	500	19,28	24	20	10
250	1000	38,55	24	39	19,5
250	1500	57,83	24	58	29

Zespół przygotowuje projekt ST-IGG-0301 na podstawie opracowania INiG, choć w pracach tych pojawia się wiele wątpliwości wynikających między innymi z braku doświadczeń krajowych w realizacjach sieci z PE, braku pełnego zakresu badań prowadzonych przez INiG oraz braku możliwości finansowych i czasowych do przeprowadzania doświadczalnych prób terenowych w ramach własnych inwestycji spółek dystrybucyjnych w zakresie sieci gazowych z PE o MOP > 0,5 MPa.

DOŚWIADCZENIA ZAGRANICZNYCH OPERATORÓW

Członkowie Zespołu Roboczego nr 3, mając na względzie wagę próby ciśnieniowej w procesie budowlanym realizacji sieci gazowej, poszukiwali sprawdzonych doświadczeń potwierdzających słuszność proponowanej nowej metody przeprowadzania prób ciśnieniowych, także w literaturze zagranicznej. Analiza niemieckiej regulacji technicznej DVGW 469:2010, dotyczącej przeprowadzania prób ciśnieniowych na gazociągach, porównanie zapisów m.in. regulacji DVGW z polskimi regulacjami, a także z dotychczasowymi wynikami prac zespołu i powszechnymi doświadczeniami z realizacji sieci gazowych z polietylenu o MOP do 0,5 MPa, nadały nowy kierunek pracom zespołu. W powyższej regulacji zawarte były informacje dotyczące stabilizacji, czasów przeprowadzania prób ciśnieniowych i kryteriów akceptacji. Zespołowi trafiło do przekonania przede wszystkim uzależnienie czasu próby ciśnieniowej od objętości geometrycznej badanego gazociągu. Powyższa metoda umożliwiła jednocześnie ujednoczenie prób ciśnieniowych dla gazociągów i przyłączy.

Ostatecznie zespół zdecydował się podzielić opracowywany standard techniczny na dwie części, przyjmując jako kryterium podziału maksymalne ciśnienie robocze gazociągu. Pierwszy standard dotyczy gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 0,5 MPa włącznie (ST-IGG-0301), czyli typowego ciśnienia w sieciach dystrybucyjnych. Zakres drugiego standardu (ST-IGG-0302) obejmuje gazociągi podwyższonego średniego ciśnienia 0,5–1,0 MPa, na których budowę zdecydowały się niektóre spółki dystrybucyjne.

W ostatniej fazie uzgodnień projektu ST-IGG-0301 istotną rolę odegrał recenzent – prof. Andrzej Pusz z Politechniki Gliwickiej, specjalizujący się od lat w zagadnieniach związanych z rurociągami z tworzyw sztucznych. Od strony edycji i poprawności zapisów oraz zgodności z wymaganiami stawianymi dokumentom normalizacyjnym wspierał nas Juliusz Oleszkiewicz.

Standard Techniczny ST IGG 0301:2012 został przedłożony do akceptacji na uroczystym posiedzeniu KST IGG w marcu 2012 roku. W głosowaniu członków ST-IGG-0301:2012 uzyskał pełną akceptację i został skierowany do uchwalenia przez Zarząd IGG. W drugiej połowie 2012 roku została wydana wersja papierowa, a na stronach KST dostępna jest również wersja elektroniczna.

STANDARD TECHNICZNY W DWÓCH CZĘŚCIACH

Druga część ST 0302 dla ciśnienia roboczego 0,5–1,0 MPa wymagała zapoznania się z doświadczeniami operatorów, ponieważ

Skład osobowy Zespołu Roboczego nr 3

Joanna Pindelska	MSG Sp. z o.o.
kierownik zespołu	
Wojciech Kantor	KSG Sp. z o.o.
zastępca kierownika ST IGG 0301	
Michał Sekita	OGP GAZ–SYSTEM
zastępca kierownika ST IGG 0302	Sp. z o.o.
Adam Grzega	GSG Sp. z o.o.
Piotr Jaroszewski	PGNiG S.A.
Przemysław Kochan	Gazomet Sp. z o.o.
Maciej Kubal	KSG Sp. z o.o.
Jerzy Magas	WSG Sp. z o.o.
Dariusz Rogowski	MSG Sp. z o.o.
Jerzy Szawara	DSG Sp. z o.o.
Marek Wiśniewski	PGNiG S.A.
Teresa Zwiewka	PSG Sp. z o.o.

w Polsce nie mamy jeszcze powszechnych realizacji sieci gazowych o tych parametrach. Prace zespołu skupiły się na analizie niemieckich przepisów DVGW i spotkaniach z dostawcami i producentami rur, nawet dla maksymalnego ciśnienia roboczego 1,6 MPa. Ostatecznie, dzięki wsparciu IGG, doszło do podpisania umowy o wzajemnej wymianie doświadczeń w zakresie przeprowadzania prób ciśnieniowych i regulacji związanych z budową i eksploatacją gazociągów polietylenowych z przedstawicielem niemieckiej firmy ESDERS. Na spotkaniu roboczym w siedzibie firmy w Niemczech strona niemiecka odpowiedziała na pytania opracowane przez zespół, dotyczące budowy, eksploatacji, jak również metody przeprowadzania prób ciśnieniowych gazociągów podwyższonego średniego ciśnienia. W dyskusji – poza przedstawicielami firmy specjalizującej się m.in. w urządzeniach do prowadzenia prób ciśnieniowych – uczestniczył niezależny rzeczoznawca DVGW, specjalizujący się w przeprowadzaniu prób ciśnieniowych gazociągów o maksymalnym ciśnieniu roboczym do 1,6 MPa. Duże znaczenie miała także możliwość konfrontacji regulacji z faktyczną realizacją i już kilkuletnim doświadczeniem niemieckiego operatora. W ujęciu DVGW próby ciśnieniowe są przede wszystkim opisane na poziomie regulacji technicznych DVGW, a nie w ustawach i rozporządzeniach państwowych, co pozwala na ich aktualizację niezależnie od politycznych uwarunkowań, a jednocześnie przenosi odpowiedzialność za bezpieczeństwo i jakość działania na stronę techniczną.

Takie podejście w Polsce na razie jest jedynie marzeniem, co widać m.in. na przykładzie wieloletnich prób zmiany zapisów „Rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe”.

ST IGG 0302 w marcu br. został przesłany do ankiety i oceny komisji uzgodnieniowej i zewnętrznego recenzenta, którym tak jak w części pierwszej jest prof. Andrzej Pusz. Standard ten został zatwierdzony przez zarząd uchwałą IGG nr 13/2013 z 14 maja br. i jest już dostępny.

W ocenie członków Zespołu Roboczego nr 3 wszystkie planowane cele – poczynając od uwzględnienia wskazanych regulacji, zwłaszcza rozpatrzenia zjawiska pęcznienia rur, poprzez skorzystanie z doświadczeń zagranicznych operatorów, do skrócenia czasu próby ciśnieniowej – zawarte są w przygotowanych opracowaniach. Opisane w ST-IGG-0301:2012 i ST-IGG-0302:2013, oparte na zapisach DVGW 469:2010, uzupełniły lukę dotyczącą prób ciśnieniowych gazociągów z polietylenu.

Joanna Pindelska, przedstawiciel MSG Sp z o.o. w KST, kierownik Zespołu Roboczego nr 3, dyrektor oddział/Zakład Gazowniczy w Mińsku Mazowieckim.

Michał Sekita, członek Zespołu Roboczego nr 3, specjalista ds. technicznych w OGP GAZ–SYSTEM S.A.

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

dokończenie ze str. 5

dotyczącej prac nad ustawą o korytarzach przesyłowych, zwracając uwagę na fakt, iż od wielu lat kluczowe branże energetyczne dostarczające niezbędne dla społeczeństwa media, takie jak energia elektryczna, gaz ziemny i ciepło usilnie postulują stworzenie warunków zapewniających elementarny poziom bezpieczeństwa dostaw tych mediów, z uwzględnieniem racjonalizacji ich kosztów i poszanowania kompetencji samorządów terytorialnych. Izba Gospodarcza Gazownictwa – w koalicji z zainteresowanymi rozwiązaniem tego problemu organizacjami, takimi jak Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie i Towarzystwo Rozwoju Infrastruktury „ProLinea” – brała udział w opracowywaniu kolejnych projektów ustawy o korytarzach przesyłowych, w tym kompromisowego określenia kosztów uporządkowania stanu prawnego nieruchomości, na których zlokalizowana jest już infrastruktura przesyłowa (tzw. OSR), popierając w całej rozciągłości projekt ustawy o korytarzach przesyłowych, jaki 5 grudnia 2012 r. minister gospodarki skierował do Komitetu Stałego Rady Ministrów. W piśmie podkreślono, iż organa państwowe stawiają przed sektorem energetycznym, w tym gazownictwem, wielkie wyzwania, które wymagają znaczących inwestycji i nakładów finansowych z uwagi na szeroko pojęte bezpieczeństwo energetyczne kraju. Mając na uwadze pozytywne doświadczenia w wykorzystywaniu funduszy UE oraz biorąc pod uwagę obecny stan rozwoju infrastruktury gazowej w kraju, w latach 2014–2020 niezbędne będzie wsparcie inwestycji zapewniających zwiększenie zdolności systemów gazowych w Polsce. W tej sytuacji możliwie najszybsze uchwalenie ustawy o korytarzach przesyłowych przesądzi o sukcesie wykorzystania funduszy UE, które rząd RP wywalczył z tak wielkim trudem.

W piśmie z 3 czerwca 2013 r., skierowanym do Instytutu Logistyki i Magazynowania Centrum Elektronicznej Gospodarki, IGG przekazała opinię na temat wstępnych propozycji uproszczeń (WPU) procedur administracyjnych związanych z dozorem technicznym, które zostały przygotowane w ramach projektu „Uproszczenie procedur związanych z podejmowaniem i prowadzeniem działalności gospodarczej poprzez ich elektroniczną i wdrożenie idei «jednego okienka»”.

Do Izby Gospodarczej Gazownictwa w II kwartale 2013 r. przystąpiła firma:

1. **TECHNOLOGIE NDT** z siedzibą w Zabrze przy ul. Pawliczka 22A. Firma zatrudnia 15 osób. Powstała w wyniku zmian restrukturyzacyjnych z Firmy BUG Gazobudowa Sp. z o.o. Firma opiera swoje doświadczenie na trzydziestu latach funkcjonowania jako laboratorium badań nieniszczących w strukturach BUG Gazobudowa przy największych inwestycjach w kraju i za granicą. (www.technologiendt.pl)

W drugim kwartale 2013 r. pracę kontynuował Komitet Standardu Technicznego IGG, m.in. wydając kolejne standardy techniczne:

- ST-IGG-0302:2013; Próby ciśnieniowe gazociągów z PE o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 0,5 MPa do 1,0 MPa włącznie – zatwierdzony przez zarząd uchwałą IGG nr 13/2013 z 14 maja 2013 r.
- ST-IGG-0602:2013; Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie budowa i użytkowanie – zatwierdzony przez zarząd uchwałą IGG nr 15/2013 20 czerwca 2013 r., zastępujący Standard Techniczny ST-IGG-0602:2009 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie.

Po sześciu latach intensywnego interweniowania branży gazowniczej w Dzienniku Ustaw pod poz. 640 z 4 czerwca 2013 r. ukazało się rozporządzenie ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie. Rozporządzenie generalnie spełnia oczekiwania branży, jednak postęp techniczno-technologiczny wymagać będzie kolejnej szybkiej jego nowelizacji.

Izba Gospodarcza Gazownictwa i Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych, dostrzegając obszary wspólne w działaniach statutowych, głównie w zakresie promocji gazu ziemnego, zdecydowały o podpisaniu listu intencyjnego, nawiązując tym samym stałą współpracę mającą na celu wzajemne wspieranie się w działaniach na rzecz tych kierunków rozwoju rynku energii, które sprzyjać będą energetyce rozproszonej, w tym zwłaszcza w układach kogeneracyjnych. Obie organizacje zadeklarowały tym samym wspólne działania na rzecz stanowienia takich regulacji prawnych i wypracowania takich interpretacji, które w prawie energetycznym, prawie gazowym, prawie o efektywności energetycznej, prawie budowlanym i innych uwzględniać będą gazowe układy kogeneracyjne, jako efektywne i bezpieczne źródła energii elektrycznej i ciepła, zarówno w instytucjach publicznych, jak i w sektorze komercyjnym i gospodarstwach domowych.

Trzeci kwartał 2013 r. zapowiada się intensywnie. Wszystkich zainteresowanych zapraszamy na organizowane przez IGG, we współpracy z kołami SITPNiG APATOR METRIX i COMMON **symposium gazownicze 2013**, które odbędzie się pod hasłem „**Współczesna technika pomiarowa – najnowsze regulacje i problemy eksploatacyjne**” na promie Gdańsk–Sztokholm–Gdańsk w dniach 31.08–02.09.2013 r. (sobota–wtorek). Tradycyjnie, referaty techniczno-naukowe zaprezentują przedstawiciele Instytutu Nafty i Gazu, Apator Metrix SA oraz COMMON SA. (więcej na str. 2)

Przed nami okres wypoczynku. Życzymy wszystkim udanych, słonecznych i rodzinnych wakacji.

Agnieszka Rudzka

VI Central European Gas Congress



W dniach 13–14 czerwca 2013 r. odbył się w Bratysławie pod auspicjami Tomaša Malatinský'ego, ministra gospodarki Republiki Słowacji VI Środkoeuropejski Kongres Gazowy Grupy Wyszehradzkiej V4, zorganizowany przez Slovenský Plynárenský a Naftový Sváz (SPNS).

Kongres organizowany był przy współudziale czeskiej i polskiej izby gazowniczej. Dzięki osobistemu zaangażowaniu Jána Klepáča, dyrektora wykonawczego SPNS, udało się zgromadzić w pięknej Bratysławie 178 delegatów. Motywem przewodnim kongresu była rola gazu ziemnego, także wydobywanego z zasobów niekonwencjonalnych, w bilansach energetycznych państw Europy Środkowej, a szczególnie Grupy Wyszehradzkiej V4 (Czechy, Polska, Słowacja, Węgry). Kongres otworzył Ján Klepáč. Przemówienie wygłosił Miroslav Lajčák, wiceminister gospodarki Republiki Słowacji. Po nim referaty wstępne wygłosili prezesi polskiej, czeskiej i słowackiej izby: Miroslav Dobrut, Jirí Šimek i Pavol Janočko. Rzeczpospolitą Polską reprezentował Tomasz Chłoń, ambasador RP w Bratysławie. Prezentację okolicznościową w imieniu premiera Janusza Piechocińskiego wygłosiła Małgorzata Szymańska, dyrektor Departamentu Ropy i Gazu MG. Prezentację o roli Polski, GAZ–SYSTEM S.A., rozbudowie infrastruktury, terminalu LNG oraz budowanym korytarzu północ-południe przedstawił dyrektor Rafał Wittmann.

W czasie kongresu w panelach dyskusyjnych omawiano:

- politykę energetyczną Unii Europejskiej,
- rolę regulatorów w Unii Europejskiej,
- podziemne magazyny gazów – ciągłość łańcucha wartości poszukiwania i wydobycia węglowodorów w Basenie Wiedeńskim,
- infrastrukturę gazową i projekty infrastrukturalne w Europie Środkowej; relacje energetyczne pomiędzy UE a Rosją,
- monetyzację gazu ziemnego; niekonwencjonalne zasoby gazu ziemnego w Europie Środkowej, w tym hydratę metanu.

Warto zauważyć było wystąpienie Vladimira Revenkova z Federacji Rosyjskiej, który – reprezentując moskiewski Instytut Energetyki i Finansów – powiedział, odnosząc się do projektu JAMAŁ-2: – *Projekt Yamal Europe 2 będzie niezbędny tylko w przypadku, gdy gotowy będzie SouthStream, a mimo to niektóre państwa środkowej Europy będą potrzebowały nowych dróg na dostawy gazu z Rosji, który nie będzie musiał przechodzić przez terytorium Ukrainy.*

Wszystkie prezentacje i wygłoszone referaty są dostępne na stronie internetowej IGG: www.igg.pl

W kolejnych dwóch dniach kongresu omawiana była ciągle niedoceniana rola gazu ziemnego w gospodarce państw Grupy Wyszehradzkiej. W czasie bloku czwartej sesji oraz pytań i odpowiedzi Andrzej Sikora przybliżył zebrany kwestie i znaczenie poszukiwań węglowodorów niekonwencjonalnych w Polsce.

Poniżej publikujemy (w wersji oryginalnej) rezolucję przyjętą w czasie obrad. Napisano w niej między innymi, że od sześciu lat, pomimo rozwiązania węgierskiej izby gazowniczej kraje grupy V4 spotykają się w celu zacieśnienia współpracy w obszarze dostaw gazu ziemnego, infrastruktury, a przede wszystkim koordynacji działań podejmowanych w zakresie regulacji i legislacji na poziomie Unii Europejskiej oraz likwidacji barier istniejących pomiędzy krajami. W tym sensie uważa się, że lepiej wprowadzać mniej regulacji, a więcej działań wymuszających zachowania rynkowe. Podkreślono, że przemysł gazowniczy obserwuje stały spadek zużycia gazu ziemnego w Europie, spowodowany wzrostem dotowanych źródeł energii, w tym szczególnie OZE.

Docelowy Model Rynku Gazu, proponowany przez CEER, wymaga dobrze funkcjonującej infrastruktury, połączeń fizycznych, rynków hurtowych z obszarami WE/WY, ułatwiającymi rozwój płynnego i transparentnego rynku opartego na punktach sprzedaży wirtualnej i faktycznych hubach gazowych w całej Europie. Rynki krajów Europy Środkowej i Wschodniej nie rozwijają się w tym samym tempie, co Wielka Brytania, Holandia czy Niemcy. Dlatego na tym etapie „powinniśmy się raczej skoncentrować na sprawach związanych z alokacją zdolności przesyłowych i zarządzaniem ograniczeniami przepływu.”

W czasie podsumowania konferencji Miroslav Dobrut zaprosił zebranych na spotkanie w połowie czerwca 2014 r. w Krakowie, na kolejnym, siódmym już, spotkaniu gazowników grupy V4.

Andrzej Sikora

dokończenie ze str. 6

Ostateczny projekt tej nowelizacji został w środę przesłany przez resort do Komitetu Stałego Rady Ministrów.

- **28 maja br.** PARP wraz z Polskim Stowarzyszeniem Zarządzania Kadrami wybrały najlepszych pracodawców przyczyniających się do polepszania współpracy między edukacją a biznesem.

Konkurs skierowano do pracodawców, którzy poprzez swoje działania chcą zwiększyć wiedzę i umiejętności młodych osób przygotowujących się do wejścia na rynek pracy. Spośród 79 zgłoszonych inicjatyw kapituła konkursowa pod przewodnictwem Bożeny Lublińskiej-Kasprzak, prezesa PARP, wybrała dziesięciu laureatów konkursu oraz przyznała dwa wyróżnienia.

Laureatem I edycji konkursu Pracodawca Jutra została Mazowiecka Spółka Gazownictwa, wyróżniona za prowadzenie efektywnych działań na rzecz przygotowania młodych osób do wejścia na rynek pracy. W ramach oceny wzięto pod uwagę przede wszystkim konsekwentną i kompleksową realizację działań zmierzających do reaktywacji zawodu technika gazownictwa. Podczas uroczystej gali w Pałacu Lubomirskich w Warszawie statuetkę oraz tytuł laureata konkursu Pracodawca Jutra 2013 odebrał Kazimierz Nowak, prezes zarządu Mazowieckiej Spółki Gazownictwa.

- **22–24 maja br.** w Sali Kongresowej Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego im. I. Łukasiewicza w Bóbrce odbył się VIII Polski Kongres Naftowców i Gazowników. Kongres odbywał się w podniosłej atmosferze obchodów jubileuszu 160-lecia narodzin polskiego i światowego przemysłu naftowego, akcentującego doniosłe wynalazki Ignacego Łukasiewicza. Tematem przewodnim były „Warunki rozwoju polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego w perspektywie najbliższego dwudziestolecia”.

- **17 maja br.** – *Jestem przeciwny wyznaczaniu przez UE nowych celów klimatycznych bez globalnego porozumienia w tej sprawie* – powiedział dziennikarzowi PAP w Dreźnie Antonio Tajani, komisarz UE ds. przemysłu. – *Teraz mamy cel 20 proc., potem możliwa jest debata w ramach globalnego porozumienia, ale jestem absolutnie przeciw nowym celom samej UE. To byłaby duża pomyłka dla Europy i także jej zaangażowania w walkę przeciwko zmianom klimatycznym, ponieważ jeśli Europa samotnie zmieni cel, wiele firm przeniesie działalność poza UE* – dodał Tajani.

- **14 maja br.** W pierwszym kwartale 2013 roku GK PGNiG zanotowała 1,07 mld złotych zysku netto wobec 333 mln złotych zysku w analogicznym okresie ubiegłego roku. Tak znaczący wzrost był możliwy dzięki zwiększeniu wydobycia i sprzedaży ropy naftowej w wyniku uruchomienia dwóch strategicznych inwestycji – największej w Polsce kopalni ropy i gazu LMG oraz wydobyciu z norweskiego złoża Skarv. Ponadto, na wzrost zysku netto w I kwartale 2013 r. wpływ miała zmieniona formuła cenowa w kontrakcie jamalskim, a także wysokie wolumeny dystrybuowanego gazu i sprzedanego ciepła. Na poziomie działalności operacyjnej GK odnotowała znaczący (prawie o 150%) wzrost wyniku EBITDA – do 1976 mln zł wobec 799 mln zł w analogicznym okresie ub.r., głównie ze względu na lepsze wyniki wszystkich segmentów.

- **13–15 maja br.** w Międzyzdrojach odbyła się XVI Konferencja GAZTERM 2013 z tematem przewodnim: „Gazownictwo, ciepłownictwo – wspólne cele i perspektywy rozwoju”. Organizatorem konferencji była Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.

- **24 kwietnia br.** Konsorcjum, którego liderem jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, odniosło sukces

STERGAS – nowa jakość w branży gazowniczej

25–26 kwietnia br. we Wrocławiu odbyła się I Konferencja Naukowo-Techniczna STERGAS.

– *Celem konferencji jest integrowanie świata przemysłu, nauki i biznesu. Przyciągając najważniejsze instytucje branży gazowniczej, prezentujemy najnowsze światowe rozwiązania techniczne* – mówi Robert Wojniak z Siemens, pomysłodawca konferencji. – *Mamy nadzieję, że STERGAS, jako konferencja cykliczna, na stałe zagości w kalendarzu branżowym.*

– *Rozwój infrastruktury gazowniczej to obecnie oraz w kolejnych dekadach XXI wieku najważniejsze wyzwanie, stojące przed polską branżą gazowniczą* – powiedział Adam Matkowski z „Gazoprojekt”, organizator konferencji. – *Zależy nam na udostępnianiu firmom i instytucjom płaszczyzny wymiany doświadczeń oraz na prezentowaniu nowych technologii. Chcemy wspierać dobre praktyki w zakresie współpracy pomiędzy firmami oraz tworzyć kulturę realizacji inwestycji gazowych.*

Za najbardziej interesującą prezentację uznano wykład „Zintegrowane systemy sterowania i automatyki dźwigni wzrostu

niezawodności i bezpieczeństwa eksploatacji systemów gazowniczych” Szymona Paprockiego z Siemens. Wysoko oceniono także prezentację Piotra Dworaka z EuRoPol Gaz: „Automatyka i sterowanie w systemie gazociągów tranzytowych (SGT)”. Autor zaprezentował zagadnienia związane z utrzymaniem i modernizacją automatyki i sterowania. Omówiono zasady prowadzenia i utrzymania systemów i ich modernizacji w specyficznych warunkach eksploatacji SGT EuRoPol Gaz. Zwrócono także uwagę na wykorzystanie regulacji prawnych i standardów w odniesieniu do automatyki i sterowania w pracach SGT EuRoPol Gaz.

Wydarzenie przyciągnęło 120 przedstawicieli kadry zarządzającej i technicznej firm inwestujących, realizujących, projektujących i instytucji badawczych z branży gazowniczej. Organizatorzy konferencji to Biuro Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt” oraz Siemens. Patronat medialny objął „Przegląd Gazowniczy”.

Prezentacje i teksty wystąpień dostępne są na stronie www.konferencja-stergas.pl.

Zaproszenie

Zarząd Oddziału SITPNiG Oddział Łódź oraz firma COMMON S.A. zapraszają do udziału w VII sympozjum, znanym pod nazwą TOP-Gaz „Technika opomiarowania gazu dziś i jutro”, Rogów 2013, które odbędzie się 18–20 września 2013 roku w Ośrodku Dydaktycznym SGGW w Rogowie pod Łodzią. Planowana tematyka:

- wymagania instalacyjne dla gazomierzy,
- fizyka pomiarów,
- stosowanie MID,
- pomiary transgraniczne,
- nowe metody pomiaru ilości gazu,
- pomiary LNG,
- próba losowa gazomierzy miechowych.

Bieżące informacje będą się ukazywać na stronie <http://www.sitpni.g.lodz.pl/>, z której można pobrać kartę zgłoszenia uczestnictwa (karta zgłoszenia).

w pozyskaniu finansowania projektów w ramach pierwszego konkursu programu Blue Gas, organizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju.

Całkowity budżet tych projektów wynosi 180 mln, przy zakładanej kwocie dofinansowania z NCBiR wynoszącej 90 mln zł. Do dofinansowania zakwalifikowano 10 projektów ze złożonych dwunastu. Jeden wniosek konsorcjum nadal jest w trakcie oceny merytorycznej. Konsorcjum Polskie Technologie dla Gazu Łupkowego, w skład którego wchodzi również Lotos Petrobaltic SA, Orlen Upstream Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza, Instytut Nafty i Gazu, Politechnika Gdańska oraz Politechnika Warszawska, złożyło wnioski we wszystkich dwunastu obszarach projektowych, obejmujących następujące grupy zagadnień: poszukiwania i rozpoznanie zasobów, zagospodarowanie i technologia oraz ochrona środowiska. Ogólna kwota budżetu dla wszystkich dwunastu projektów wynosi ok. 220 mln zł. Wkład PGNiG w realizację projektów w przeważającej części jest niepieniężny – w postaci raportu rzeczowego, między innymi *know-how*, danych z zakresu sejsmiki 2D i 3D, rdzeni wiertniczych i materiałów złożowych oraz wyników analizy danych wiertniczych, geofizycznych i sejsmicznych z koncesji PGNiG. Zgodnie z regulaminem programu, konsorcjum ma 3 miesiące na podpisanie z NCBiR umowy o wykonanie i finansowanie projektów. W 2012 roku Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz Agencja Rozwoju Przemysłu ogłosiły program wsparcia rozwoju innowacyjnych technologii związanych z wydobyciem gazu z łupków (*shale*) pod nazwą „Blue Gas – polski gaz łupkowy”. Ideą programu jest wykorzystanie potencjału badawczego polskich uczelni i instytutów w zakresie opracowywania bądź dostosowania technologii oraz metodyki poszukiwań i eksploatacji gazu ziemnego występującego w złożach niekonwencjonalnych.

W kwietniu Narodowe Centrum Badań i Rozwoju zakończyło ocenę merytoryczną wniosków o dofinansowanie w ramach pierwszego konkursu programu „Blue Gas – polski gaz łupkowy”. Kwalifikację uzyskało 13 projektów, w tym 10 projektów konsorcjum Polskie Technologie dla Gazu Łupkowego.

Wśród projektodawców znaleźli się nie tylko liderzy rynku energetycznego, tj. PGNiG, Lotos czy Orlen, ale także Strzelecki Energia Sp. z o.o., która otrzymała 6 koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż gazu ziemnego na łącznym obszarze 5000 km kwadratowych. Dofinansowanie otrzymają również takie firmy jak Baltic Ceramics Sp z o.o. czy Polymed Ltd Sp.z o.o., zajmujące się dostarczaniem wysokospecjalistycznych produktów wykorzystywanych przy wydobyciu gazu łupkowego.

Zewnętrzny zespół oceniający aplikacje miał charakter ekspercki i międzynarodowy, w składzie którego znaleźli się recenzenci z najlepszych ośrodków akademickich z Polski i zagranicy (m.in. z ETH Zürich, Indiana University z USA czy Imperial College London). Każdy projekt oceniało aż pięciu ekspertów, w tym co najmniej dwóch z zagranicy.

Przewidywany budżet całego programu *Blue Gas* to ok. 1 mld zł, z czego po 250 mln zł wniosą NCBiR oraz ARP, a pozostałe 500 mln zł to wkład firm biorących udział w programie (finansowy i rzeczowy). PGNiG zamierza również złożyć aplikację w drugiej edycji programu, którą NCBiR planuje ogłosić w II półroczu 2013 r.

- **11 kwietnia br.** Podczas debaty o nauce i polityce w Brukseli, zorganizowanej przez European Policy Centre, Anne Glover, szefowa naukowego komitetu doradczego przy przewodniczącym Komisji Europejskiej, stwierdziła, że należy pozwolić na badania i poszukiwania gazu łupkowego.

António Fernando Correia de Campos, europoseł, który przewodniczył debacie, stwierdził, że w najbliższych pięciu latach Europa będzie importować LNG z USA, ponieważ jest on cztery razy tańszy. Swoje poparcie dla gazu łupkowego wyraził również Günther Oettinger, unijny komisarz ds. energii. Jego zdaniem, „gaz z łupków uniezależni Europę od importu surowca i obniży ceny gazu.

Z mediów

5 czerwca br. podczas debaty w „Rzeczpospolitej” Jerzy Pietrewicz, wiceminister gospodarki, stwierdził: – *Nawet gdybyśmy uzgodnili politykę energetyczną Polski do roku 2050 dziś, to czy ktokolwiek zaryzykowałby stwierdzenie, że będzie zrealizowana? W warunkach tak szybkich zmian powinniśmy tworzyć możliwe prawdopodobne scenariusze, okresowo je aktualizować i na ich podstawie realizować określone działania. Cele na dwa pokolenia do przodu to wróżenie z fusów”. Energetyczna Mapa Drogowa 2050, przedstawiona przez Komisję Europejską w 2011 roku, ustalająca ramy unijnej polityki energetycznej oraz harmonogram przekształcenia gospodarki UE do 2050 roku w gospodarkę niskoemisyjną to – zdaniem ministra Pietrewicza – wróżenie z fusów”?* Odważna teza. Panie ministrze, oczywiście, krajowa mapa drogowa 2050 powinna powstać. Najpierw musi istnieć dokument ustalający ramy polityki energetycznej i harmonogram realizacyjny, bo dopiero wówczas jest co aktualizować.

(AC)

**XI MISTRZOSTWA POLSKI
BRANŻY GAZOWNICZEJ I NAFTOWEJ
W ROWERACH TERENOWYCH O PUCHAR PREZESA PGNIG SA
oraz:**

IV SPŁYW KAJAKOWY I XV JUBILEUSZOWY RAJD KONNY

**19-22 WRZEŚNIA 2013 r.
PUSZCZA AUGUSTOWSKA**



PATRONAT MEDIALNY