

marzec 2012

Przegląd Gazowniczy

nr 1 (33)

cena 14 zł (w tym 8% VAT)

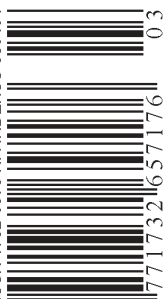
MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA

III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego

Temat wydania:

GLOBALNA POLITYKA KLIMATYCZNA A SEKTOR GAZOWNICZY

ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



*Każdy biznes, żeby rosnąć,
potrzebuje wiedzy i energii.*



*200-250 °C stałej, równomiernej temperatury
wewnątrz pieca jest optymalne dla wypieku chleba*



W PGNiG mamy świadomość, że funkcjonowanie
Twojego biznesu, zależy od stałych, pewnych
i efektywnych kosztowo dostaw energii.
Wykorzystujemy całą naszą wiedzę,
by sprostać Twoim wymaganiom.

www.pgnig.pl


PGNiG
Energia dzięki wiedzy

Początek roku okazał się bardzo pracowity dla polskiego rynku energii. Ogłoszone w końcu ubiegłego roku projekty ustaw (tzw. trójpak energetyczny) stały się przedmiotem konsultacji społecznych, bardzo angażujących przedstawicieli sektora elektroenergetycznego, gazowniczego i ciepłowniczego. Trzeba przyznać, że tym razem Ministerstwo Gospodarki z całą powagą potraktowało oczekiwania polskiej energetyki i przygotowało pakiet porządkujący prawne reguły gry we wszystkich segmentach rynku energii. I – co ważne – poważnie podeszło do konsultowania tych propozycji z partnerami społecznymi.

Obserwując dotychczasowe dyskusje z Ministerstwem Gospodarki można odnieść jednak wrażenie, że decydujący głos w wielu kwestiach pochodzi z całkiem innych resortów – finansów oraz pracy i polityki społecznej. Na przykład w kwestii systemu wsparcia odbiorców wrażliwych uznano, że ciężar ten należy sędować na przedsiębiorstwa energetyczne, a nie na placówki pomocy społecznej. Państwo zdejmuje z siebie obowiązki, obarcza nimi biznes, a w istocie zapłaci za to społeczeństwo.

Czy przedsiębiorcy powinni zgodzić się na to, by w tym pokrętnym procedurze uczestniczyć? I co na to KE w procesie notyfikacji?

Wiele miejsca w tym numerze poświęcamy propozycjom nowych regulacji ustawowych, ale upominamy się również o to, by dostrzeżono uciążliwe dla branży gazowniczej zaniedbania w zakresie nowelizacji licznych rozporządzeń do ustaw, często od wielu lat niezgodnych nie tylko z prawem unijnym, ale i krajowym.

Naturalnym kontekstem dla prawa dedykowanego branży gazowniczej i energetyce jest polityka energetyczna państwa. Tę kwestię poruszamy w kontekście tematyki niedawno zakończonego szczytu klimatycznego ONZ w Durbanie. By sprostać wymaganiom globalnej polityki klimatycznej, krajowa PE 2030 musi zostać znowelizowana. Konieczne jest zwiększenie udziału gazu ziemnego w krajowym *energy mix*, wydłużenie czasu obowiązywania systemów wsparcia dla energetyki odnawialnej i wysokosprawnej kogeneracji. Z wyraźnym ustawowym przesłaniem, że nic „po drodze” nie będzie nowelizowane i zmieniane, wbrew wcześniej przyjętym rozwiązaniom. Zdarzało się bowiem – jak w przypadku akcyzy na CNG – że corocznie konieczne były batalie o to, by zachować przyjęte zapisy ustawowe. A w tym roku pojawił się nawet spór o akcyzę na gaz ziemny.

Problemy te staną się w znacznym zakresie przedmiotem obrad zbliżającego się III Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego. Wypracowane tam wnioski i przyjęta uchwała precyzyjnie wyrażą opinię sektora gazowniczego w sprawie przyszłego kształtu polityki energetycznej w Polsce.



Adam Cymer
redaktor naczelny

Rada Programowa

przewodniczący
Mieczysław Menżyński,
– wiceprezes PZITS

wiceprzewodniczący
Cezary Mróz – członek zarządu
Izby Gospodarczej Gazownictwa

członkowie:

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

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

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

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

Andrzej Schoeneich
Izba Gospodarcza Gazownictwa

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

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

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

Joanna Zakrzewska
– Polskie Górnictwo Naftowe
i Gazownictwo SA

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

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

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

Projekt graficzny:
Jolanta Krafft-Przeździecka

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

Nakład 2700 egz.

S p i s t r e ś c i

WYDARZENIA

- 7 **Priorytetem prace poszukiwawcze.** Rozmowa z Grażyną Piotrowską-Oliwą, nowym prezesem PGNiG SA

TEMAT WYDANIA

- 8 **O co chodzi z tym Durbanem, czyli... interesy Polski w globalnych negocjacjach klimatycznych.**
Dr Joanna Maćkowiak-Pandera, była wiceminister środowiska, odsłania kulisy szczytu klimatycznego w Durbanie
- 10 **Proces uratowano, a co z klimatem?** Dr Andrzej Kassenberg ocenia ekologiczne aspekty konferencji w Durbanie
- 13 **Durban szansą rozwoju energetyki gazowej w Polsce?** – zastanawia się prof. Waldemar Kamrat
- 16 **Upór UE należy postrzegać jako pozytywne działanie** – twierdzi prof. Józef Pacyna

NASZ WYWIAD

- 18 **Pozycja gazu ziemnego w naszym energy mix będzie rosła.** Rozmowa z Tomaszem Tomczykiewiczem, sekretarzem stanu w Ministerstwie Gospodarki

PUBLICYSTYKA

- 19 **Inwestycje liniowe wreszcie regulowane ustawą.** Wypowiedź pos. Mirosławy Nykiel
- 20 **Należy dopracować projekt prawa gazowego** – opinia mec. Arkadiusza Faleckiego
- 24 **W kierunku liberalizacji rynku gazu ziemnego.** Komentarz Kamila Iwickiego z Ministerstwa Gospodarki
- 25 **Dotacje UE na dystrybucję gazu rozdane** – Michał Szpila o PO liŚ
- 26 **PGNiG? Staramy się to trzymać jakoś w ryzach...** Andrzej Szczęśniak o polityce taryfowej
- 28 **Nikt od Polski nie wymaga uwolnienia rynku gazu** – twierdzi dr Andrzej Sikora
- 30 **Dobra legislacja to nie tylko ustawy.** Adam Cymer zwraca uwagę na potrzebę dobrych regulacji zawartych w rozporządzeniach
- 50 **Czy administracja sprostą rozwojowi rynku gazu?** – Andrzej Schoeneich – wnioski z konferencji IGG w Zakopanem
- 53 **Połączenie wiedzy i techniki.** Rozmowa z Bernardem Ściechowskim, prezesem zarządu PGNiG Technologie sp. z o.o.
- 54 **Nauczmy się skutecznie wdrażać standardy** – apeluje Kazimierz Nowak, przewodniczący Komitetu Standardu Technicznego przy IGG

REPORTAŻ

- 32 **Terminal LNG** – reportaż z placu budowy w Świnoujściu

PGNiG SA

- 34 **Poszukiwania i wydobycie ograniczają straty na sprzedaży gazu.** Joanna Zakrzewska podsumowuje wyniki finansowe koncernu

GRUPA KAPITAŁOWA PGNiG SA

- 36 **System Maximo narzędziem wspierającym gospodarkę gazomierzową w DSG.** System omawiają E. Jankiewicz, M. Pyda i M. Chruściński
- 38 **Zarządzanie bezpieczeństwem oprogramowania** – pisze o tym Genowefa Marks-Ziaja z GSG
- 40 **Przebudowa gazociągu metodą przewiertu sterowanego.** Józef Mąka z KSG prezentuje inwestycję w Słopnicach
- 42 **Oni są prekursorami.** O pierwszej grupie absolwentów z Technikum Gazowniczego w Łodzi pisze jego dyrektor, Janusz Bęben
- 44 **Zobaczyć golfa rękoma.** Katarzyna Wróblewicz prezentuje akcję społeczną PSG
- 46 **Ważna inwestycja w Koszalinie.** Leszek Łuczak prezentuje modernizację sieci gazowej

GAZ-SYSTEM S.A.

- 48 **Rewers wirtualny.** Przemysław Zakrzewski omawia nową usługę na gazociągu jamalskim

TECHNOLOGIE

- 56 **Inteligentne obszary bilansowania.** O nowatorskich metodach określenia poziomu rzeczywistych strat gazu piszą Grzegorz Bartoszewski i Mariusz Mirek z WSG

OSOBOWOŚĆ

- 60 **Misja.** Sylwetkę Stanisława Szafrana kreśli Adam Cymer

G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

- 64 **Wykorzystanie technologii LNG w dystrybucji gazu ziemnego.** Technologię tę omawia Ryszard Węcowski

Na okładce: Tereny Terminalu LNG w Świnoujściu widziane z lotu ptaka.
Fot. archiwum GAZ-SYSTEM S.A.

Z życia Izby Gazownictwa

Za nami pierwszy kwartał 2012 r. Rozpoczęliśmy go tradycyjnie – od organizacji 19–21 stycznia 2012 r. w Zakopanem seminarium międzynarodowego pt. „Gazownictwo – nieustanne wyzwania” (szersza relacja na str. 50).

6 marca 2012 r. odbyło się uroczyste spotkanie Zarządu i Komisji Rewizyjnej Izby Gospodarczej Gazownictwa z obecnymi i byłymi członkami Komitetu Standardu Technicznego z okazji jubileuszu 5-lecia jego pracy. Podczas spotkania podsumowano dotychczasową działalność Komitetu Standardu Technicznego oraz przedstawiono plany na najbliższą przyszłość (więcej na str. 54).

20 marca 2012 r. odbyło się w Warszawie seminarium pt. „Nowe prawo gazowe”, zorganizowane we współpracy z kancelariami prawnymi: Wierciński, Kwieciński, Baehr sp.k. oraz Grynhoff, Woźny i Wspólnicy. W trakcie konferencji przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki omówili główne założenia projektu prawa gazowego. Przedstawiono również kluczowe postulaty zmian zgłoszone przez IGG w świetle obecnego prawa energetycznego. Wiele uwagi poświęcono kwestiom wybranych zapisów *Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego* w świetle prawa gazowego. Seminarium spotkało się z dużym zainteresowaniem przedstawicieli branży gazowniczej, wzięło w nim udział prawie 150 osób.

W styczniu 2012 roku Izba Gospodarcza Gazownictwa zgłosiła uwagi do pakietu legislacyjnego polityki spójności na lata 2014–2020. Postulaty IGG znalazły odzwierciedlenie w sta-

nowisku negocjacyjnym RP, głównie w zakresie rozszerzenia priorytetów inwestycyjnych w rozwoju systemu przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego.

IGG opracowała również i zgłosiła uwagi do przygotowanego przez URE projektu *Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego*.

6 lutego 2012 r. IGG zgłosiła do Ministerstwa Gospodarki opracowane przez specjalistów IGG i konsultowane w ramach firm członkowskich IGG uwagi do projektu ustaw „Prawo gazowe”, „Prawo energetyczne” i do ustawy o odnawialnych źródłach energii. 3–4 kwietnia liczna reprezentacja firm członkowskich IGG uczestniczyła w debacie publicznej nad kształtem nowego prawa energetycznego.

IGG w ramach konsultacji społecznych zgłosiła uwagi do projektu ustawy o korytarzach przesyłowych oraz współorganizowała konferencję na ten temat, która odbyła się w Sejmie 29 marca br.

Na początku marca br. w ramach konsultacji społecznych zgłoszone zostały uwagi do projektu rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

W marcu IGG wystąpiła również do prezesa Głównego Urzędu Miar z wnioskiem dotyczącym konieczności nowelizacji niektórych przepisów o miarach w obszarze gazownictwa, wynikających ze zmian w sektorach energetycznych (energii elektrycznej, paliw płynnych i gazownictwa) związanych z przygotowaniem do rozliczania gazu w jednostkach energii.



Agnieszka Rudzka

W połowie marca zostały również przekazane do PGNiG SA uwagi Izby Gospodarczej Gazownictwa do dokumentu „Program uwalniania gazu. Projekt do publicznych konsultacji”. IGG zgłosiła również uwagi branży gazowniczej do przewodniczącego Podkomisji Nadzwyczajnej do rozpatrzenia rządowego projektu ustawy o zmianie ustawy „Kodeks cywilny” (druk nr 74).

20 marca br. Instytut Nafty i Gazu opublikował listę projektów rekomendowanych do dofinansowania w ramach działania 10.2 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. (więcej na str. 25).

18–20 kwietnia 2012 r. zapraszamy wszystkich do udziału w III Kongresie Polskiego Przemysłu Gazowniczego w Ossie, który odbędzie się pod hasłem „Gaz ziemny w energetyce”. ■

Nowe władze IGG

27 marca 2012 r. odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG, które podsumowało trzyletnią kadencję Zarządu i Komisji Rewizyjnej Izby Gospodarczej Gazownictwa, przyjmując sprawozdanie z działalności IGG za rok 2011 i sprawozdanie finansowe z bilansem i rachunkiem zysków i strat. Walne Zgromadzenie pozytywnie oceniło inicjatywy podejmowane przez IGG w roku 2011 i udzieliło absolutorium wszystkim członkom Zarządu i Komisji Rewizyjnej IGG. W trakcie Walnego Zgromadzenia Członków IGG na kolejną 3-letnią kadencję wybrano nowe organa IGG.

W skład Zarządu IGG weszli:

- 1 Dariusz Brzozowski (EWE energia sp. z o.o.)
- 2 Mirosław Dobrut (SGT EuRoPol GAZ S.A.)
- 3 Adrian Dudek (RUGIA Sp. z o.o. sp.k.)
- 4 Karol Kalembe (BSiPG GAZOPROJEKT SA)
- 5 Wojciech Kowalski (OGP GAZ-SYSTEM S.A.)

- 6 Zdzisław Kowalski (WSG Sp. z o.o.)
- 7 Cezary Mróz (SANITGAZ CM Sp. z o.o.)
- 8 Jarosław Stasiak (COMMON SA)
- 9 Maciej Szumski (PLUM Sp. z o.o.)
- 10 Bernard Ściechowski (PGNiG Technologie Sp. z o.o.)
- 11 Konrad Śniatała (ATREM SA)

W skład Komisji Rewizyjnej weszli:

- 1 Bogdan Baniak (KSG Sp. z o.o.)
- 2 Piotr Haładus (JC IMPEX)
- 3 Grzegorz Romanowski (cGas controls sp. z o.o.)
- 4 Zygmunt Trąba (ZWUG INTERGAZ Sp. z o.o.)
- 5 Lech Robert Wall (GPT Sp. z o.o.)

Nowy Zarząd IGG w głosowaniu tajnym na prezesa wybrał Mirosława Dobrutę, a na wiceprezesów – Karola Kalembę i Zdzisława Kowalskiego.

Wszystkim dotychczasowym członkom Zarządu i Komisji Rewizyjnej, którzy nie zostali wybrani na kolejną kadencję dziękujemy za ich wkład w budowanie sukcesów IGG.

PERSONALIA

● **7 marca br.** Rada Nadzorcza PGNiG SA w ramach postępowania konkursowego podjęła uchwałę o wyborze **Grażyny Piotrowskiej-Oliwy** (od 19 marca 2012 roku) na stanowisko prezesa zarządu PGNiG SA na kadencję upływającą 13 marca 2014 roku.

Grażyna Piotrowska-Oliwa jest absolwentką Akademii Muzycznej w Katowicach (1993), Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie (1997), INSEAD Executive MBA (2005). Ponadto, ukończyła m.in. szkolenie z planowania strategicznego (Queens University, Kanada – 1996), kurs dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek z udziałem Skarbu Państwa (1997), kurs dla doradców inwestycyjnych (Centrum Prywatyzacji – 1998), kursy makroekonomiczne i finansowe (London School of Economics – 1999). W latach 1997–2001 pracowała w Ministerstwie Skarbu Państwa na stanowisku naczelnika Wydziału Funduszy Kapitałowych i naczelnika Wydziału Spółek Strategicznych i Instytucji Finansowych. Następnie pełniła kierownicze stanowiska w Telekomunikacji Polskiej S.A. – dyrektora Departamentu Współpracy z Regulatorem (2001–2006) oraz dyrektora wykonawczego ds. strategii, rozwoju i oferty hurtowej (2006–2007). W latach 2007–2009 była prezesem zarządu/dyrektorem generalnym spółki PTK Centertel sp. z o.o., operatora sieci Orange, a od listopada 2010 do marca 2011 doradzała w sektorze private equity w transakcjach związanych z rynkiem telekomunikacyjnym. Od kwietnia 2007 roku społecznie pełni funkcję wiceprezydenta Pracodawców RP. Była również członkiem rad nadzorczych m.in. Funduszu Górnośląskiego S.A. w Katowicach, Krajowego Depozytu Papierów Wartościowych, PZU S.A. oraz ABC DATA S.A. Od czerwca 2011 roku była członkiem zarządu ds. sprzedaży PKN Orlen S.A.

Pani Prezes gratulujemy i życzymy sukcesów na nowym stanowisku.

* * *

● **12 stycznia.** Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGNiG SA odwołało ze składu Rady Nadzorczej PGNiG SA Grzegorza Banaszka. Jednocześnie powołało w skład Rady Nadzorczej PGNiG SA Józefa Głowackiego, Wojciecha Chmielewskiego oraz Janusza Pilińskiego. Podczas posiedzenia 13 stycznia 2012 r. na przewodniczącego wybrała Wojciecha Chmielewskiego.

● **19 marca br.** NWZA PGNiG SA powołało Ewę Sibrecht-Ośka w skład Rady Nadzorczej PGNiG SA. W skład Rady Nadzorczej PGNiG SA obecnie wchodzi 9 osób: Wojciech Chmielewski, Marcin Moryń, wiceprzewodniczący, Mieczysław Kawecki, sekretarz, oraz członkowie: Agnieszka Chmielarz, Józef Głowacki, Janusz Piliński, prof. Mieczysław Puławski, Jolanta Siergiej i Ewa Sibrecht-Ośka.

● **29 marca br.** GAZ-SYSTEM S.A. wraz z operatorami systemów przesyłowych z regionu Morza Bałtyckiego przygotował pierwszą edycję Regionalnego Planu Inwestycyjnego 2012–2021, zgodnie z zapisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 (art. 12). Celem opracowania jest przekazanie informacji na temat rozwoju rynku i infrastruktury gazu ziemnego oraz analiza wyzwań i barier utrudniających rozbudowę infrastruktury w regionie Morza Bałtyckiego.

● **26 marca br.** PGNiG SA rozpoczęło kolejny etap poszukiwań gazu z łupków na południowym wschodzie Polski. Na Lubelszczyźnie ruszyły prace wiertnicze na koncesji Tomaszów Lubelski. Odwiert Lubycza Królewska wykonuje PNiG Kraków, spółka z GK PGNiG, a projektem zarządza Oddział PGNiG SA w Sanku. W inauguracji rozpoczęcia pierwszego w tym roku w Polsce odwiertu poszukiwawczego gazu z łupków wzięli udział: Mikołaj Budzanowski, minister skarbu państwa, oraz Grażyna Piotrowska-Oliwa, prezes zarządu PGNiG SA.

KOR-GAZ NET – DRUGA ODSŁONA

W dniach 7–9.03.2012 r. odbyła się II edycja konferencji KOR-GAZ-NET. Organizatorami tej jedynej w Polsce konferencji poświęconej tematyce ochrony przeciwkorozyjnej stalowych sieci gazowych są: Zarząd Oddziału SITPNiG w Łodzi oraz Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o. w Warszawie.

Tematyka konferencji nie ogranicza się jedynie do ochrony przeciwkorozyjnej, ale obejmuje również zagadnienia związane z szeroko rozumianą eksploatacją gazociągów stalowych, z normalizacją i standaryzacją, diagnostyką i oceną stanu technicznego gazociągów. Zaprezentowane zostały również przykłady zastosowań technologii ochrony katodowej oraz narzędzia informatyczne wspierające ochronę katodową.

● **24 lutego br.** Rada Nadzorcza Polskiego LNG S.A. odwołała Zbigniewa Rapciaka ze stanowiska prezesa zarządu spółki. Jednocześnie wydelegowała Rafała Wardzińskiego do pełnienia obowiązków prezesa zarządu na okres trzech miesięcy.

● **20 lutego br.** PGNiG SA – zgodnie z harmonogramem postępowania przed Trybunałem Arbitrażowym z siedzibą w Sztokholmie – złożyło pozew przeciwko OAO Gazprom i OOO Gazprom Export. Przedmiotem pozwu jest zmiana warunków cenowych w kontrakcie długoterminowym na dostawę gazu, zawartym 25 września 1996 roku pomiędzy PGNiG SA a ww. spółkami.

● **14 lutego br.** PGNiG SA przygotowało projekt programu uwolnienia gazu, który zostanie przekazany do konsultacji społecznych. Projekt PUG został przygotowany m.in. na podstawie rekomendacji prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla programu uwalniania gazu ziemnego w Polsce z 15 listopada 2011 roku oraz na podstawie projektu *Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego* z 22 grudnia 2011 roku.

● **10 lutego br.** Zakończono prace związane z analizą ekonomiczną budowy połączenia gazowego Polska–Litwa (GIPL), które zapewniłoby integrację krajów bałtyckich z rynkiem gazowym UE, a także stworzyłoby dostęp do globalnego rynku skroplonego gazu ziemnego (LNG) przez terminal LNG w Świnoujściu. Analiza ekonomiczna przedsięwzięcia ujawniła zaró-

dokończenie na str. 23



Rozmowa z
Grażyną Piotrowską-Oliwą,
prezesem zarządu PGNiG SA

Priorytetem **prace** **poszukiwawcze**

Obejmuje pani funkcję prezesa zarządu PGNiG SA w momencie, gdy branża stoi przed olbrzymimi wyzwaniami – od arbitrażu z Gazpromem po konieczność sprostania oczekiwaniom na szybkie sukcesy w zakresie pozyskania gazu z łupków. Jak w tych okolicznościach wytyczyć priorytety w działaniu firmy?

Priorytety wyznacza strategia PGNiG oraz sytuacja rynkowa. Kluczowy wpływ na kondycję finansową i pozycję rynkową spółki będą miały działania w obszarze poszukiwania oraz wydobywania ropy i gazu. Z tego punktu widzenia jako strategiczne postrzegam zarówno poziom obecnie kontrolowanych przez spółkę rezerw, co ma bezpośrednie przełożenie na możliwości produkcyjne spółki, jak i tempo przyrostu naszej bazy surowcowej. Działalność wydobywcza – z racji wysokiej rentowności – jest kluczowa dla stabilizacji bieżącej sytuacji finansowej firmy. Jest też jednym z głównych źródeł finansowania ambitnego programu inwestycyjnego.

Dlatego intensywnie szukamy węglowodorów w Polsce i poza jej granicami. Naszym priorytetem w najbliższych miesiącach będzie jednak zintensyfikowanie prac poszukiwawczych na koncesjach niekonwencjonalnych. Mamy 15 takich koncesji. Poszukiwania gazu z łupków będą prowadzone samodzielnie oraz we współpracy z innymi podmiotami. Wymieniliśmy listy intencyjne z partnerami – Tauron Polska Energia, PGE i KGHM. Finalizujemy rozmowy dotyczące warunków współpracy.

Priorytetowo traktuję również obniżenie cen, po których kupujemy gaz. Trwa postępowanie arbitrażowe, w wyniku którego powinniśmy urynkować formułę cenową stosowaną w rozliczeniach z Gazprom-Export.

W sytuacji, gdy polityka taryfowa URE podcina finanse firmy (a także finanse największych odbiorców gazu), pojawia się program uwolnienia rynku gazu, którego celem jest doprowadzenie do sytuacji rynkowej umożliwiającej uwolnienie cen gazu dla odbiorców instytucjonalnych. Czy ten projekt nie jest zagrożeniem dla pozycji rynkowej firmy i wymusi sterowanie „utrata rynku”?

nie dla pozycji rynkowej firmy i wymusi sterowanie „utrata rynku”?

Polityka taryfowa prowadzona jest przez regulatora rynku i musi mieścić się w ramach opisanych w prawie. Gwarantem dobrej współpracy jest rzetelność w przygotowywaniu wniosków, uważne obserwowanie zmian zachodzących na rynku i otwarta komunikacja. Jesteśmy świadomi wyzwań wiążących się z liberalizacją rynku gazu, która oznaczać będzie wzrost konkurencji. To, co przesądzi o sukcesie PGNiG na nowo zdefiniowanym rynku, to zdolność do zaspokajania potrzeb naszych klientów. Bo to oni zdecydują, czy zostaną z nami, czy pójdą do konkurencji. Dlatego będziemy koncentrować się na nowoczesnej ofercie, jej rozwoju i dobrej polityce cenowej. Osobiście przywiązuję bardzo dużą wagę do zbudowania proklienckiego nastawienia wśród pracowników naszej firmy. To będzie niezwykle ważny obszar naszej aktywności.

Czy przyjęta w sierpniu 2011 r. „Strategia Grupy Kapitałowej PGNiG w perspektywie roku 2015” będzie realizowana czy też można przewidywać jakieś korekty?

Kluczowym zadaniem każdego zarządu jest budowanie wartości spółki. Dzisiaj nie widać żadnych czynników, które wymuszałyby jakieś zasadnicze korekty w strategii. Ale sytuacja jest dynamiczna, więc być może w kolejnych latach będą potrzebne pewne zmiany. Np. w kwestii akwizycji. Dzisiejsza sytuacja rynkowa pozwala mieć nadzieję na aktywne uczestnictwo w projektach tego typu. Zarówno w kraju, jak i za granicą. Przejęcie aktywów od Vatenfalla jest dobrą ilustracją kierunku, o którym mówię. Co i kiedy – pozostanie, oczywiście, tajemnicą do chwili zrealizowania transakcji. Ważne, aby pozyskiwane aktywa stanowiły źródło stabilnych dochodów w kolejnych latach. ■

Rozmawiał **Adam Cymer**

O co chodzi z tym Durbanem, czyli... **interesy Polski** w globalnych negocjacjach klimatycznych

Joanna Maćkowiak-Pandera

Na początku grudnia 2011 r. w Durbanie w Republice Południowej Afryki odbył się coroczny, dwutygodniowy, największy na świecie szczyt poświęcony zmianom klimatu (w ramach konwencji klimatycznej ONZ – UNFCCC).

Po raz kolejny wzięło w nim udział kilkanaście tysięcy uczestników z ponad 190 państw oraz organizacji pozarządowych i biznesu. Spotkanie zorganizowano w szczególnym momencie – pod koniec 2012 r. wygasa pierwszy okres zobowiązań do redukcji emisji w ramach Protokołu z Kioto, co dla wszystkich, którzy wzięli udział w spotkaniu, oznaczało pewnego rodzaju test prawdy – czy ktoś poza Unią Europejską interesuje się problemem zmian klimatu i co z tego zainteresowania wynika dla świata. W Durbanie ważyły się losy i kierunki światowej polityki klimatycznej.

Protokół z Kioto, wynegocjowany w 1997 r., wszedł w życie w 2005 r. Jego celem było doprowadzenie do redukcji emisji gazów cieplarnianych o 5,2% do 2012 r. w odniesieniu do 1990 r. Od początku Protokół z Kioto zawierał wiele błędów – dzielił kraje na grupy mające zobowiązania do redukcji emisji i obowiązek ponoszenia kosztów zmian klimatu (np. Niemcy), kraje, które musiały redukować emisję bez ponoszenia dodatkowych kosztów (m.in. Polska), i kraje, które nie mają żadnych zobowiązań (m.in. Chiny). Protokół podpisały wszystkie kraje konwencji klimatycznej (191) poza Stanami Zjednoczonymi. Niestety, protokół nie przyniósł spodziewanych efektów – emisje gazów cieplarnianych w czasie trwania protokołu globalnie nie tylko się nie zmniejszyły, ale wzrosły o 40%. Tylko niektóre kraje zmniejszyły ich emisję do atmosfery (Polska o 30%, cała UE o ok. 7%).

Polska od początku prezydentury w Radzie Unii Europejskiej, czyli już od lipca

2011 roku, intensywnie pracowała nad wspólnym stanowiskiem 27 krajów – porozumienie w tej sprawie udało się osiągnąć na radzie ministrów środowiska 10 października, mimo iż nie było łatwo – w kwestii polityki klimatycznej UE wydaje się podzielona jak nigdy dotąd. We wszystkich spotkaniach negocjacyjnych z krajami spoza UE od lipca 2011 r. to Polska, wraz z Komisją Europejską, reprezentowała Unię Europejską. Była to wyjątkowa okazja, żeby pokazać zmiany, jakie dokonały się w Polsce w kwestii zmian klimatu – dotychczasową redukcję emisji, programy finansujące ochronę klimatu, a także trudności w realizacji ambitnych założeń UE. Polska zabiegała w tym czasie, wspólnie z Komisją Europejską, o konkretne deklaracje największych emitentów świata – Chin, Stanów Zjednoczonych, Indii i Brazylii w zakresie redukcji emisji CO₂. Niestety, bezskutecznie.

Szczególnie w części ministerialnej na koniec szczytu w Durbanie wśród uczestników wyczuwalny był wysoki poziom frustracji. Negocjacje klimatyczne przez lata objęły nowe wątki, tematy, problemy – obecnie w ciągu roku pracuje równoległe 13 grup tematycznych na temat m.in. redukcji emisji, nowych technologii, finansowania, pomocy rozwojowej, adaptacji i metodologii badań naukowych. Różnorodność problemów, punktów widzenia i stopień skomplikowania tematów sprawiają, że coraz trudniej jest cokolwiek uzgodnić. Skoro wśród 27 państw członkowskich UE trudno czasami osiągnąć jednogłośnie, co dopiero w gronie 192 państw świata, a decyzje przyjmowane są tylko wtedy,

gdy wszyscy wyrażą na to zgodę, czyli drogą konsensusu.

1 Jeden z ministrów UE z pewną goryczą mówił, że dla niego każdy wynik konferencji jest niedobry: „jeżeli nie dogadamy się i wrócimy bez żadnego porozumienia – będę miał awanturę w kraju, jak mogłem do tego dopuścić. Jeżeli wrócę z decyzją, że za 8 lat może będzie jakieś prawnie wiążące zobowiązanie, to również padną pytania, jak mogłem się na to zgodzić. W każdej sytuacji trudno mi będzie wrócić do domu”.

Negocjacje w części dla ministrów trwały w czasie ostatniego szczytu trzy doby – dwa dni bez przerwy nocnej. Gospodarzowi spotkania – Republice Południowej Afryki – bardzo zależało na osiągnięciu jakiegokolwiek porozumienia i rzeczywiście o 3 nad ranem z soboty na niedzielę, 11 grudnia, po przedłużeniu obrad o ponad dobę, gdy Unia Europejska była już gotowa odejść od stołu – osiągnięto porozumienie.

2 Wszystkie kraje zgodziły się na prawnie wiążące zobowiązanie klimatyczne, które ma być wynegocjowane do 2015 r., a wdrożone do 2020 r. Jednak nie wiadomo jeszcze dokładnie, co będzie ono zawierać. Do czasu ustanowienia nowego, prawnie wiążącego mechanizmu – Protokół z Kioto nadal będzie obowiązywał wraz z tzw. drugim okresem rozliczeniowym (pierwszy kończy się w 2012 r.).

Dla Polski utrzymanie w mocy Protokołu z Kioto jest korzystne, ponieważ oznacza, że zachowane zostają dotychczasowe osiągnięcia w zakresie redukcji emisji przez Polskę (30% od 1988 r.), co będzie dobrym punktem wyjścia do negocjacji nowego porozumienia klimatycznego. W kontekście redukcji emisji – obowiązują regulacje pakietu energetyczno-klimatycznego, czyli 20% mniej CO₂ w 2020 r. w odniesieniu do 1990 r.

– w Durbanie nie było mowy o zwiększeniu celów redukcyjnych.

Na konferencji podjęto również wiele decyzji w sprawie struktury działania tzw. Zielonego Funduszu, który ma finansować działania związane z ochroną klimatu. Polska jeszcze w 2008 r. zadeklarowała, że będzie do niego kontrybuować w wysokości 10% równowartości przychodów z wpływów ze sprzedaży tzw. AAU (*Assigned amount units* w ramach Protokołu z Kioto). Jest to kwota ok. 10 mln EUR rocznie, co w porównaniu z innymi państwami Unii Europejskiej jest gestem symbolicznym.

Strategicznie ważną decyzją dla Polski są uchwalone w Durbanie korzystne zapisy dotyczące zarządzania emisjami pochodzącymi z leśnictwa i użytkowania gruntów, które mogą sprawić, że za parę lat polskie lasy będą mogły przynosić wymierne korzyści w bilansie emisji CO₂ dla Polski.

Podsumowując – polska prezydencja osiągnęła w Durbanie cel, ponieważ zrealizowała w 100% mandat negocjacyjny 27 państw członkowskich. Pytanie: co wynik szczytu wnosi do walki z globalnym ociepleniem? Według wcześniejszych deklaracji jedynie Unia Europejska oraz prawdopodobnie Norwegia, Szwajcaria, może Australia i Nowa Zelandia, przyjmą w Katarze na kolejnym po Durbanie szczycie klimatycznym drugi okres zobowiązań Protokołu z Kioto, jedynie ok. 14% globalnych emisji będzie związanych tym porozumieniem – 85% światowych emisji prawdopodobnie będzie rosnąć.

Forum ONZ nie jest miejscem, gdzie ktokolwiek dyskutowałby, czy zmiany klimatu są faktem. Uczestników można podzielić na trzy grupy: tych, których zmiany klimatu dotyczą (m.in. małe wyspy zagrożone podnoszeniem się poziomu morza, kraje np. afrykańskie cierpiące na dotkliwie susze), tych, którzy na tym zarabiają, ponieważ w zielonych technologiach dostrzegają szansę na wyjście z pogłębiającego się kryzysu gospodarczego, i tych, którzy nie są zainteresowani tematem, ale wolą trzymać rękę na pulsie. Jednocześnie dla wieloletnich uczestników procesu ochrona klimatu coraz mniej odnosi się do ochrony środowiska, a coraz bardziej do gospodarki.

Wzrasta świadomość uzależnienia światowej gospodarki od surowców nieodnawialnych oraz grożących w związku z tym kryzysów – według *World Energy Outlook*, prestiżowego raportu Światowej Agencji Energii – konsumpcja energii do 2035 r. zwiększy się o 30%. W tym czasie liczba ludności wzrośnie do prawie 9 mld. W celu zaspokojenia potrzeb energetycznych rozwój innowacyjnych technologii przyjaznych dla środowiska stanie się koniecznością i faktem, pytanie tylko, jakie będzie tempo osiągania celów i kto pierwszy zajmie pojawiające się nisze gospodarcze. Europa na wszystkich frontach (nie tylko w tak kontrowersyjnym obszarze klimatu) ukierunkowuje ochronę środowiska na kształtowanie nowego modelu gospodarczego – mniej emisyjnego, czystszy, opartego na

wspieraniu innowacji, bardziej oszczędnego, jeżeli chodzi o korzystanie z zasobów. Wiele państw UE to dostrzega i intensywnie rozwija strategiczne obszary zielonych technologii, poprawiając stan środowiska, a równocześnie stan swojego PKB. Mimo że w zakresie polityki klimatycznej Polsce czasami bliżej do Stanów Zjednoczonych, Chin czy Brazylii niż do Niemiec lub Danii, to jako członek Unii Europejskiej wspólnych płaszczyzn porozumienia musimy poszukiwać w Brukseli. Wobec polityki klimatycznej w UE panuje szerokie porozumienie i o ile entuzjazm wobec zwiększania celów redukcyjnych w 2020 r. z 20 na 25% osłabł ostatnio wskutek kryzysu oraz po konferencji w Durbanie, to poparcie dla mapy drogowej niskoemisyjnej gospodarki do 2050 r. jest już bardzo duże – nawet mimo niekonkretnych wyników szczytu w Durbanie.

Dla Polski największym wyzwaniem jest teraz wdrażanie pakietu energetyczno-klimatycznego – przede wszystkim zagospodarowanie wpływów z aukcji CO₂ oraz stworzenie pakietu przejrzystych regulacji dla przemysłu, tak aby zachęcały do inwestowania i rozwoju czystych technologii. ■

Autorka jest prezesem Europejskiego Centrum Klimatu i Środowiska (ECCE), była wiceministrem środowiska. W MŚ odpowiadała za prezydencję, od lipca 2011 r. koordynowała – jako zastępca przewodniczącego polskiej delegacji – przygotowanie wspólnego stanowiska Unii Europejskiej na szczyt klimatyczny w Durbanie.



Zapewniamy bezpieczną i efektywną pracę systemu gazowniczego oraz niezawodne dostawy gazu ziemnego do odbiorców na obszarze południowo-zachodniej części Polski.

Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., ul. Ziębicka 44, 50-507 Wrocław
www.dogaz.pl

DOLNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

Proces uratowano a co z klimatem?

Andrzej Kassenberg

Doroczne spotkanie stron Konwencji Klimatycznej i Protokołu z Kioto odbyło się na przełomie listopada i grudnia (28 listopada – 9 grudnia) 2011 r. w Durbanie w Afryce Południowej. Tak zwany szczyt klimatyczny odbywał się w trudnym momencie, czyli kryzysu finansowego i gospodarczego, w tym problemów w strefie euro, co nie sprzyjało negocjacjom.

Przed spotkaniem były pewne oczekiwania, ale ostrożne. UE zamierzała dążyć do szerokiego porozumienia międzynarodowego, jakie jest światu potrzebne, na drugi okres zobowiązań w ramach Protokołu z Kioto. Miała nadzieję na uzgodnienie planu działania oraz ustalenie terminu przyjęcia kompleksowych i prawnie wiążących światowych ram, które powinny wejść w życie nie później niż w 2020 r. Porozumienia, które obejmowałyby wszystkie kraje rozwinięte i rozwijające się. Od przyjęcia takiej mapy drogowej uzależniała swoje poparcie dla przedłużenia Protokołu z Kioto na kolejny okres zobowiązań. Postulowała wzmocnienie integralności środowiskowej Protokołu z Kioto poprzez solidne ramy rozliczeniowe dla gospodarki leśnej i poprzez rozwiązanie kwestii nadwyżek w budżecie emisji (jednostek AAU) z pierwszego okresu zobowiązań, a także wprowadzenie nowych mechanizmów rynkowych w celu rozwoju międzynarodowego handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla.

Natomiast takie państwa, jak Chiny, Indie czy Brazylia, czyli gospodarki wschodzące, apelowały przed konferencją o przedłużenie Protokołu z Kioto, ale bez nakładania na nie zobowiązań redukcyjnych. Powołują się przy tym na historyczne emisje w krajach rozwinię-

tych, które są tam znacznie wyższe, więc to bogaty Zachód powinien wziąć na siebie odpowiedzialność. Problem jednak w tym, że Chiny są obecnie największym emitentem CO₂ na świecie, a 50% wzrostu emisji odnotowuje się w krajach tzw. rozwijających się.

Kraje wysoko rozwinięte nie chcą zobowiązać się do jednostronnego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i wzięcia całej odpowiedzialności na siebie. Stany Zjednoczone, które nigdy nie ratyfikowały Protokołu z Kioto, otwarcie zapowiadają, że nie przystąpią do porozumienia, jeżeli nie podpiszą go również gospodarki rozwijające się. Stanowisko USA podziela Japonia, Kanada i Rosja. Kanada tuż po konferencji oświadczyła, że wycofuje się z ustaleń Protokołu z Kioto i zaprzestaje jego wypełniania.

NEGOCJACJE

Negocjacje w trakcie szczytu w Durbanie trwały rekordowo długo, gdyż całą konferencję przedłużono o 36 godzin – zakończyła się dopiero w niedzielę nad ranem. To rekord w historii szczytów klimatycznych. Ostatniej nocy szczytu porozumienie wisi na włosku. Krytyczny moment nastąpił o trzeciej nad ranem w niedzielę, 11 grudnia 2011 r., kiedy Unia Europej-

ska starła się z Chinami i Indiami w dyskusji nad prawną formą przyszłego porozumienia. Podczas gdy UE obstawała przy formie protokołu lub innego instrumentu prawnego, Indie zasugerowały wprowadzenie zapisu o dużo łagodniejszym przekazie.

Przedstawiciele UE uznali, że proponowane przez Indie zmiany w dokumencie sprawią, że cała strategia UE straci sens i tym samym będzie się ona musiała wycofać z porozumienia, co byłoby równoznaczne z kompletnym fiaskiem negocjacji. Indie argumentowały, że krajom rozwijającym się podsuwa się do podpisania układ przed ujawnieniem jego treści. Przedstawiciele Chin ostro krytykowali stanowisko UE, twierdząc, że nikt nie dał jej prawa do dyktowania warunków i określania, co mają robić.

Aby uratować negocjacje przed katastrofą, przewodnicząca konferencji zarządziła rozmowy w niewielkiej grupie przedstawicieli 9 krajów: Chin, Indii, USA, Wielkiej Brytanii, Francji, Szwecji, Gambii, Brazylii i Polski. Otoczeni przez tłum, wybrani negocjatorzy po cichu zastanawiali się, jakiego sformułowania użyć w tekście, aby zadowolić wszystkie strony konwencji. W końcu Luis Figueres, prawnik z delegacji brazylijskiej, zaproponował wyrażenie „decyzja o mocy prawnej” (ang. *agreed outcome with legal force*). Propozycję tę przyjęła UE, uznając, że oznacza ona to samo, co „prawnie wiążące porozumienie”.

USTALENIA

Konferencja w Durbanie nie zakończyła się porozumieniem co do konkretnego ograniczenia emisji, ale uratowa-



Kiribati, małe wyspiarskie państwo w Oceanii znika powoli pod falami Pacyfiku. Władze zaczynają szukać nowej ojczyzny dla 100 tysięcy mieszkańców – ofiar globalnego ocieplenia.

no proces dalszego negocjowania. Interesujące jest to, że było to możliwe dzięki współdziałaniu UE z krajami wyspiarskimi zagrożonymi zalaniem w wyniku podnoszenia się poziomu mórz i oceanów oraz najstabilniej rozwiniętymi, dla których skutki zmian klimatu są najbardziej odczuwalne. Wspólnie udało się przekonać Chiny, Indie i Brazylię, aby podjęły zobowiązanie, że po 2020 roku one także zdecydują się na redukcję emisji gazów cieplarnianych. W ten sposób podstawowy argument nieprzystępowania do porozumienia o ograniczeniu emisji, podnoszony przez USA, czyli określenia celów redukcyjnych dla państw z gospodarkami wschodzącymi, stracił na ważności. Na pytanie: czy to będzie wystarczające dla kolejnego prezydenta USA i kraj ten przystąpi do negocjacji i zdecyduje się na ustalenie celu redukcyjnego, trudno dzisiaj odpowiedzieć. W sumie jednak przyjęto mapę drogową dochodzenia do wiążącego porozumienia, które ma być gotowe w 2015 roku, a miałyby wejść w życie w roku 2020.

Obok przyjęcia mapy drogowej wiodącej do globalnego porozumienia podjęto deklarację o przedłużeniu Protokołu z Kioto, co będzie przedmiotem następnej konferencji – w roku 2012 w Katarze. Dokonanie ustaleń w sprawie Protokołu z Kioto jest szczególnie ważne, gdyż jego pierwszy okres wygasa w tym roku i przy braku porozumienia wejdziemy w rok 2013 bez żadnego wiążącego porozumienia w sprawie ochrony klimatu. Dokument końcowy zawiera również zapisy o funkcjonowaniu Zielonego Funduszu Klimatycznego, rozwiązaniach z zakresu

adaptacji i przeciwdziałania zmianom klimatu oraz o sposobach wspierania inwestycji chroniących środowisko w krajach najbardziej zagrożonych na zmiany klimatu.

POLSKA W DURBANIE

Ocena zachowania i działań Polski w Durbanie jest niejednoznaczna. Już na samym początku konferencji przyznano Polsce Skamielinę Dnia – nagrodę pozarządowych organizacji za antyklimateczne stanowiska i działania. Przyznana ona została za objęcie patronatem przez polską prezydentkę konferencji organizowanej przez Eurocoal – Europejskie Stowarzyszenie na rzecz Węgla Kamiennego i Brunatnego Europejskie Dni Węglowe, która odbyła się 29 listopada br. w Brukseli. Zdaniem organizacji pozarządowych z całego świata, podważyło to wiarygodność UE i już na samym początku spotkania osłabiło możliwość osiągnięcia porozumienia. Reakcja polskiego rządu była natychmiastowa. Wydano oświadczenie mówiące o tym, że logo polskiej prezydentki zostało użyte bezprawnie.

Polska była też źle oceniana za przedkładanie własnych interesów nad potrzeby całej Wspólnoty. Lord Prescott, obecny w Durbanie zastępca premiera Wielkiej Brytanii, wyraźnie powiedział, że Marcin Korolec, minister środowiska, „powinien działać w interesie Europy, a nie Polski”. Szczególne kontrowersje spowodowało stanowisko w kwestii regulacji handlu jednostkami przyznanej emisji CO₂ (ang. *Assigned Amount Unit* – AAU) w kolejnym okresie obowiązywania Protokołu z Kioto. Sprawa jest dość złożona, gdyż osiągnięcie przez Polskę 30-procentowej redukcji emisji gazów cieplarnianych w stosunku do roku bazowego, mimo braku zdecydowanej polityki klimatycznej, okupione zostało, zwłaszcza w latach 90. ub.w., upadkiem wielu zakładów przemysłowych oraz wysokim bezrobociem i oczekiwaniem rekompensaty za to ma swoje uzasadnienie. Z drugiej strony, sprzedaż tych jednostek tym, których koszty ograniczania emisji w celu osiągnięcia wymaganego poziomu redukcji są wysokie, prowadzi do handlu papierami bez jakiegokol-

wiek ograniczenia emisji. Wydaje się, że niezbędne jest tu poszukiwanie elastycznego rozwiązania, a nie usztywnianie stanowisk w jedną czy drugą stronę.

Jednocześnie, Polska uzyskała pozytywne oceny jako kraj, który w istotny sposób przyczynił się do osiągnięcia końcowego stanowiska konferencji w Durbanie.

CO DALEJ?

Uzyskane w Durbanie porozumienia co do zachowania Protokołu z Kioto oraz stworzenia mapy drogowej do wynegocjowania nowego porozumienia do roku 2015 można uznać za sukces dyplomatyczny i uratowanie negocjacji, ale nic więcej. Niestety, z punktu widzenia konieczności znacznego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i spowolnienia zmian klimatu nic nie uzyskano. Najlepiej określił to brytyjski „The Guardian”, pisząc, że osiągnięto wiążące porozumienie w sprawie porozumienia o niczym. Brak wiążącego porozumienia co do skali ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i zdecydowanie niechętna postawa kluczowych krajów, takich jak Rosja, Japonia, Kanada oraz USA, może w poważnym stopniu utrudnić uzyskanie konsensusu co do wymiaru drugiego okresu Protokołu z Kioto. Ważne jest także to, że mimo uznania wagi Zielonego Funduszu Klimatycznego nie określono konkretnych źródeł jego finansowania. Zielony Fundusz Klimatyczny ma mieć do dyspozycji pod koniec okresu 2010–2012 30 mld dol. rocznie, potem ma wzrosnąć, a w roku 2020 ma osiągnąć 100 mld dol. Pieniądze mają pochodzić zarówno z publicznych, jak i prywatnych źródeł. Jednak w sytuacji kryzysu światowego może to się okazać bardzo trudne.

Podpisane porozumienie nie gwarantuje efektywnej ochrony klimatu, gdyż brakuje konkretnych rozwiązań co do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Porozumienie z Durbanu nie zapewnia utrzymania wzrostu średniej temperatury globalnej poniżej 2°C, na co wszystkie kraje zgodziły się na szczycie klimatycznym w Kopenhadze w roku 2009. Niestety, przekroczenie tej wielkości i zbliżanie się do wzrostu tem-

peratury o 3–4°C może oznaczać bardzo poważne skutki społeczne, gospodarcze i przyrodnicze dla świata, i to przede wszystkim w krajach rozwijających się, które odczuwają około 75–80% zidentyfikowanych negatywnych skutków zmian klimatu. Aby zdecydowanie ograniczyć te skutki, już należy zawierać odpowiednie porozumienia, zamiast dopiero za 8 lat. Przede wszystkim niezbędna jest perspektywiczna, sięgająca połowy XXI w., innowacyjna polityka klimatyczno-energetyczna, obejmująca także sektor transportu. Każdy rok opóźnienia w podjęciu zdecydowanych działań ograniczających emisję gazów cieplarnianych to w przyszłości wyższe koszty.

Warto zauważyć za Międzynarodową Agencją ds. Energii (MAE), że jeśli wszystkie kraje dotrzymają swoich zobowiązań redukcyjnych i będą inwestować w energetykę przyjazną środowisku, to średnia temperatura na Ziemi w stosunku do okresu przedprzemysłowego i tak podniesie się o 3,5°C. Żeby ocieplenie nie przekroczyło 2°C, uznanych przez naukowców z Międzyrządowego Panelu ds. Zmian Klimatu za granicę bezpieczeństwa, zawartość gazów cieplarnianych w atmosferze nie może przekroczyć 450 ppm, podczas

gdy obecny poziom to około 390 ppm. Według raportu MAE, obecnie wyczerpaliśmy 80% dopuszczalnej ilości CO₂. Jeśli nie zrezygnujemy z wysokoemisyjnej energetyki, do 2015 r. co najmniej 90% „bezpiecznej” ilości CO₂ znajdzie się w powietrzu. W roku 2017 zabraknie nam pola do manewru. Jedną z podstawowych barier do rozwoju energetyki odnawialnej i poprawy efektywności energetycznej są subsydia rządowe do energetyki konwencjonalnej wykorzystującej paliwa kopalne. Według MAE, w roku 2010 wyniosły one ponad 400 mld dolarów, tj. 6 razy więcej niż do energetyki odnawialnej. Nie uciekniemy od inwestowania w odnawialną energetykę, efektywność energetyczną, nowe technologie, adaptację i wielu innych przeciwdziałania zmianom klimatu. Według MAE, opóźnianie podejmowania działań to pozorna oszczędność, gdyż każdy dolar niezainwestowany w sektor elektroenergetyczny przed 2020 r., będzie oznaczał wydatkowanie dodatkowo 4,3 dolara po roku 2020 na wyrównanie zwiększonych emisji. Kraje, które to wcześniej zrozumieją albo już zrozumiały, w przyszłości będą wygrały na konkurencyjnym globalnym rynku. Kraje, które będą trwać w przesta-

rzałych, odchodzących technologiach stracą na tym. Jak do tej pory Polska należy zdecydowanie do tych krajów, które nie dostrzegły swojej szansy w progresywnej polityce klimatycznej. A szkoda, bo potencjał w tym zakresie, zwłaszcza w poprawie efektywności energetycznej i rozwoju energetyki rozproszonej na bazie odnawialnych źródeł energii jest znaczny. Zdecydowane uruchomienie tego potencjału stworzyłoby szanse dla unowocześnienia naszej gospodarki i powstawania setek tysięcy miejsc pracy. Dlatego dla Polski stymulatorem tych zmian powinna być aktywna polityka klimatyczna, co oznacza niewetowanie podniesienia w UE celu redukcyjnego na rok 2020 z 20% do 30% w stosunku do roku bazowego. To także byłby sygnał dla innych krajów przed kolejną rundą negocjacji co do drugiego okresu Protokołu z Kioto. ■

Andrzej Kassenberg,
Instytut na rzecz Ekorozwoju

Do przygotowania tego artykułu wykorzystano materiały zgromadzone na portalu Instytut na rzecz Ekorozwoju www.chronimyklimat.pl w zakładce Negocjacje klimatyczne. Materiały te zostały przygotowane przez O. Bakanowską, U. Drabińską, A. Golec, Polską Zieloną Sieć i Koalicję Klimatyczną.

gazex®

DETEKTORY I MIERNIKI STĘŻEŃ GAZÓW

skoro musisz stosować stosuj najlepsze



DEX



MAG-3

PROponujemy:

- modułarne systemy detekcji gazów
- urządzenia sygnalizacyjno-odcinające
- detektory i mierniki stężeń gazów
- detektory CO i LPG do kotłowni, garaży, parkingów i tuneli
- detektory domowe (czad i metan)



detektor domowy

Urządzenia posiadają wymagane atesty i certyfikaty

GAZEX Produkcja urządzeń do wykrywania i pomiaru stężeń gazów
02-867 Warszawa • ul. Bałtowa 16 • tel: 22 644 25 11 • fax: 22 641 23 11 • e-mail: gazex@gazex.pl • www.gazex.pl

Konferencja klimatyczna w Durbanie szansą rozwoju energetyki gazowej w Polsce?

Waldemar Kamrat

Rozwój gospodarczy Unii Europejskiej jest zdeterminowany między innymi tempem rozwoju szeroko rozumianego sektora energii. Szczególne znaczenia nabierają tutaj problemy redukcji emisji gazów cieplarnianych, które nierzadko traktowane są w sposób ideologiczny, a nie jako rzeczywista potrzeba i wyzwanie naszych czasów.

W tym kontekście szczególne znaczenia nabiera zakończona 11 grudnia 2011 roku w Durbanie (RPA) konferencja klimatyczna (17 COP) ONZ [4]. Zakończyła się kompromisem, bowiem „...uczestnicy szczytu klimatycznego w RPA podpisali dokument, który zobowiązuje kraje całego świata do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Konkretnych limitów nie udało się ustalić, ale i taki wynik uważa się za sukces – głównie UE, która najgłośniejszemu domagała się podję-

cia decyzji wiążących dla wszystkich. Po długich negocjacjach udało się do tego namówić kraje, które emitują najwięcej dwutlenku węgla, tj. USA, Chiny i – w ostatniej chwili – Indie” [7].

„Wypracowane porozumienie zawiera plan dojścia do nowego protokołu klimatycznego, który miałby być podpisany w 2015 r. i wejść w życie 5 lat później...” Uzgodniono także przedłużenie o kolejny rok Protokołu z Kioto, który miał wygasnąć za 12 miesięcy. W trakcie konferencji w Durbanie uzgodniono, że *Green Fund* (fundusz klimatyczny) zostanie docelowo zasilony kwotą 100 mld USD, które będą potem przeznaczone na redukcję emisji CO₂ i adaptację do zmian klimatu. Delegaci zgodzili się również na włączenie leśnictwa i użytkowania gruntów w handel emisjami. To rozwiązanie jest korzystne dla Polski, bo zwiększa jej dozwolony bilans CO₂ (z uwagi na to, że 29% powierzchni Polski to lasy, które pochłaniają gazy cieplarniane) [5]. Rezultaty konferencji w Durbanie można oceniać różnie. Zdaniem Ministerstwa Środowiska „...porozumienie z Durbanu kończy z podziałem na państwa redukujące emisję CO₂ i państwa nierozwinięte... I jest to sukces polityczny...” [6].

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

- bogaty program
- konferencje i seminaria
- liczni przedstawiciele branży

www.expo-gas.pl

Targi Kielce S.A., 25-672 Kielce, ul. Zakładowa 1
Dyrektor Produktu - Anna Predota
tel. 41 365 12 31, fax 41 345 62 61
tel. kom. 606 447 412, e-mail: predota.a@targi.kielce.pl

ORGANIZATORZY:
Izba Gospodarcza Gazownictwa
www.igg.pl
Targi Kielce
KONFERENCJE I SEMINARIA

Natomiast zdaniem niektórych analityków rynku praw do emisji CO₂, ustalenia z Durbanu trudno nazwać sukcesem [5, 6].

Na przykład:

„...Obawiam się, że to, co osiągnięto, można porównać z «podpięciem Protokołu z Kioto do respiratora»” – komentuje M. Gomółka, analityk CarbonWarehouse.

Polsce udało się chwilowo utrzymać nadwyżkę uprawnień do emisji dwutlenku węgla, wypracowaną w ramach Kioto. Jako państwo mamy około 400 mln jednostek, które możemy sprzedać innym krajom i to, co zarobimy, zainwestować w niskoemisyjne technologie. Polskie uprawnienia warte są około dwóch mld euro. Kwestie przenoszenia tych praw przesunięto w Durbanie na 2012 rok.

W ostatnim miesiącu ceny praw do emisji CO₂ na europejskich giełdach spadły o 1/5. Kosztują już poniżej 8 euro za tonę, czyli 2 razy mniej niż przed wakacjami. Według prognoz banku UBS, mogą one spaść nawet do 3 euro za tonę.”

Obecne trendy na rynku pokazują, że przedsiębiorstwa z dużym prawdopodobieństwem będą w bliskiej przyszłości płacić znacznie mniej za prawa do emisji dwutlenku węgla, niż wcześniej sądzono... – ocenia J. Preś, makler Consusu [6].

Zdaniem autora, w sytuacji braku akceptowania redukcji dwutlenku węgla przez głównych producentów energii (Chiny, USA, Rosja czy Indie) wysiłki Unii Europejskiej, w tym Polski, dotyczące redukcji emisji będą prowadzić do nadmiernego obciążenia krajowej gospodarki (około 200 mld zł do 2020 roku – według szacunków Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji). Sytuacja dojrzała do podjęcia działań, ponieważ w 2010 roku nastąpiła rekordowa emisja 10 mld ton czystego węgla do atmosfery – jak wynika z wyliczeń międzynarodowego zespołu badaczy publikujących na łamach „Nature Climate Change” [9].

Po chwilowej stabilizacji poziomu emisji w latach 2008–2009 (spowodowanej globalnym kryzysem finansowym) w 2010 roku nastąpił wzrost, za który odpowiadają zarówno kraje o gospodarkach rozwijających się, jak i rozwiniętych, przy czym największy udział we wzroście globalnych emisji w 2010 r. miały Chiny, USA, Indie, Rosja oraz Unia Europejska.

Nasz kraj, jak wynika z raportu Naczelnej Izby Kontroli, utrzymuje stały, 30-procentowy poziom redukcji gazów cieplarnianych, co stanowi prawie pięć razy więcej niż wymagają ustalenia Protokołu z Kioto [7, 9].

DETERMINANTY POLITYKI ENERGETYCZNEJ W POLSCE VS GAZOWNICTWO

Polityka energetyczna nie może nie brać pod uwagę faktu, że sektor energetyczny należy do najistotniejszych źródeł oddziaływania na środowisko naturalne (przyrodnicze) w kraju oraz – do pewnego stopnia – w skali globalnej. Wiąże się to z wykorzystywaniem znaczących ilości paliw węglowych i wynikającymi stąd emisjami do środowiska, powodującymi jego przekształcanie (odpady

oraz zaburzenia równowagi fizykochemicznej (zakwaszenie opadów i gleby, efekt cieplarniany). Stabilność celów w zakresie kontynuacji polityki energetycznej – której celem jest [3] m.in. ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw – nie może oznaczać, i nie oznacza, ani pełnej satysfakcji z realizacji programu reform, ani tym bardziej zgody na dotychczasowe tempo zmian i ich społeczno-gospodarcze skutki. Stwarza to określoną sytuację wyjściową, utrudniającą modernizację polskiego gazownictwa jako sektora energetycznego, którego potencjał jest znaczący.

Problemy dotyczące uwarunkowań rozwoju wymuszają określenie roli i zadań przedsiębiorstw energetycznych na lokalnym rynku energii w efektywnej współpracy z gazownictwem, bowiem w istniejących realiach gospodarowania tylko lokalny rynek będzie miał szansę sprostać dynamicznie zmieniającym się warunkom technicznym i środowiskowym. W tym obszarze szczególne miejsce powinna zająć gazowa gospodarka skojarzona ciepłno-elektryczna.

Dodatkowym powodem zwiększonego w przyszłości użytkowania gazu do celów energetycznych w Polsce jest jego **istotna rola w ochronie klimatu, a więc osiągnięcie redukcji emisji w wyniku stosowania tego przyjaznego dla środowiska paliwa w technologiach skojarzonych wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.**

TECHNOLOGIE SKOJARZONE Z WYKORZYSTANIEM GAZU JAKO PALIWA SZANSĄ ROZWOJU GAZOWNICTWA

Technologie skojarzone w zasadzie wykorzystują układy przepływowe czerpiące energię napędową z ciepła procesowego w wyniku spalania paliw [1, 2]. W niedalekiej przyszłości można się jednak spodziewać powszechnego zastosowania nowocześniejszych technologii skojarzonego wytwarzania energii. Możliwe są tutaj do wykorzystania następujące technologie wytwarzania:

- elektrociepłownia z turbiną parową: przeciwprężną, upustową oraz z turbiną ciepłowniczą równoległą do turbiny głównej kondensacyjnej;
- elektrociepłownia wyposażona w turbiny gazowe z odzyskiem ciepła odpadowego;
- elektrociepłownia z kombinowanym układem gazowo-parowym;
- mała elektrociepłownia na bazie zespołu prądotwórczego (blok ciepłowniczy);
- ogniwa paliwowe z wykorzystaniem ciepła odpadowego.

Istotne jest, że zarówno małe układy skojarzone, jak i układy gazowo-parowe dużej mocy charakteryzują się wyraźnie niższym poziomem emisji zanieczyszczeń gazowych w porównaniu z dużymi blokami ciepłowniczymi na węgiel kamienny. Niemniej jednak sama tylko zmiana struktury paliwowej ciepłownictwa, polegająca na wyposażaniu nowych źródeł ciepła wyłącznie w kotły opalane gazem nie jest w stanie zapewnić spełnienia postanowień ratyfikowanej

przez Polskę Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu. Konieczne jest w tym celu wyraźne podniesienie udziału produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, zwłaszcza w źródłach opalanych gazem. Będzie to możliwe poprzez wykorzystanie w znacznie szerszym zakresie układów skojarzonych gazowo-parowych w obrębie modernizowanych i rozbudowywanych systemów ciepłowniczych, ale też dzięki spodziewanemu wprowadzeniu małych bloków ciepłowniczych, pokrywających potrzeby wielu rozproszonych odbiorców indywidualnych. Dostępne rozwiązania technologiczne skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła różnią się istotnie stopniem złożoności technicznej i w związku z tym różny jest zakres ich stosowalności. Analiza taka jest szczególnie istotna dla układów spalających paliwo gazowe – turbin i silników gazowych, co do których jeszcze niezbyt bogate są doświadczenia z eksploatacji krajowej.

Dla systemów ciepłowniczych o zapotrzebowaniu w sezonie grzewczym na ciepło mniejsze niż 50 TJ nie ma praktycznych możliwości stosowania skojarzonego wytwarzania energii z wykorzystaniem turbin gazowych. Dla źródeł ciepła o takiej produkcji można stosować bloki siłowniano-ciepłownicze lub rozwiązania klasycznych ciepłowni, w tym z kotłami na gaz. W systemach ciepłowniczych wymagających produkcji więcej niż 50 TJ, a mniej niż 500 TJ ciepła, można stosować turbiny gazowe współpracujące w układzie otwartym z kotłem odzyskowym, przy czym oznacza to wykorzystanie mocy elektrycznej od 1,5 do 15 MW. Dla większych produkcji ciepła można brać pod uwagę układy gazowo-parowe, przy czym należy je stosować przede wszystkim tam, gdzie występuje znaczne zapotrzebowanie na energię elektry-

czną [3]. Potencjał do wprowadzenia gospodarki skojarzonej w ciepłownictwie to 4–6 GW głównie z wykorzystaniem paliw gazowych, co stanowi interesujący obszar inwestowania w infrastrukturę energetyczną [1, 2]. W odniesieniu do elektrowni gazowych, które stanowią interesującą (może jedyną) opcję źródeł regulacyjnych w systemie elektroenergetycznym ocenia się, że ich łączna moc w perspektywie 2030 roku wyniesie 5–6 GW [8]. Można byłoby zatem stwierdzić, że potrzeby rozwoju krajowej gospodarki będą wymagać rozważenia budowy mocy około 9–12 GW przy wykorzystaniu paliw gazowych.

Będzie to skutkowało rozwojem nowoczesnej kogeneracji gazowej, a także gazowej energetyki regulacyjnej pracującej na potrzeby systemu elektroenergetycznego, a więc pozwoli na spełnienie w znaczącym stopniu zobowiązań klimatycznych Polski. ■

Waldemar Kamrat

Bibliografia

- [1] Kamrat W., *Elektrownie gazowe szansą poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski*, „Rynek Energii”, nr 4, 2009.
- [2] Kamrat W., *Rozwój krajowego ciepłownictwa z uwzględnieniem opcji zwiększonego wykorzystania paliw gazowych*. Materiały XIII Krajowej Konferencji GAZTERM, Międzyzdroje, 17–19 maja 2010 r.
- [3] Dokumenty źródłowe: Polityka energetyczna Polski.
- [4] Dokumenty źródłowe: Konferencja COP 17, Durban, 2011.
- [5] „Rzeczpospolita” 12.12.2011.
- [6] „Rzeczpospolita” 13.12.2011.
- [7] www.cire.pl 6.12.2011].
- [9] www.wnp.pl 5.12.2011].

rok założenia: 1979



ul. Przewozowa 20
44 -100 Gliwice
www.radiatym.com.pl

tel. 32/ 238 83 21
fax 32/ 231 05 15
e-mail: biuro@radiatym.com.pl

Producent:
Monobloków Izolacyjnych do sieci przesyłowych i rozdzielczych mediów płynnych i gazowych.
Zakres wykonania:
DN15 do DN2500 / 50 Mpa / 25 kV

Połączeń PE/STAL do gazu i wody.
Zakres wykonania:
DN 15 do DN 1200 / 1 Mpa

Przyłączy domowych do gazu.
Zakres wykonania:
DN 15 do DN 160 / 1 Mpa

MONOBLOKI
PE/STAL
PRZYŁĄCZA DOMOWE



Upór UE należy postrzegać jako pozytywne działanie



Rozmowa z **prof. dr. Józefem Pacyną**, dyrektorem Centre for Ecological Economics przy NILU – Norwegian Institute for Air Research

Czy szczyt klimatyczny w Durbanie był sukcesem?

Liczba ludzi na świecie wzrośnie w latach 2010–2040 o 25 proc., osiągając 9 miliardów. Należy zatem oczekiwać wzrostu ekonomicznego, który zapewni warunki życia tej zwiększonej społeczności, jak również wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło. Prognozy mówią o 80-procentowym wzroście zapotrzebowania na elektryczność w roku 2040 w porównaniu z rokiem 2010. Obecnie 40% elektryczności produkowane jest w elektrowniach węglowych. Przewiduje się, że w roku 2040 nadal 30% elektryczności będzie produkowane właśnie w tych elektrowniach. Spalanie węgla jest jednym z głównych źródeł emisji CO₂ do atmosfery. Nie ma wątpliwości, że CO₂ i inne gazy cieplarniane są odpowiedzialne za ocieplenie na Ziemi i skutki tego ocieplenia, takie jak podnoszenie poziomu wód, częstsze występowanie różnego rodzaju kataklizmów (sztormy, powódzie itp.), zmiany biologicznej różnorodności, niekorzystny wpływ na zdrowie ludzi i inne. Badania nad zmianami klimatu stwierdzają, że do roku 2030 nie możemy dopuścić do wzrostu temperatury powietrza więcej niż o 2 stopnie, tak aby nasza planeta mogła poradzić sobie ze skutkami zmian klimatycznych. Aby tak się stało, należy zredukować odpowiednio emisję gazów cieplarnianych. Taka redukcja jest wymagana we wszystkich krajach na świecie. Przewiduje się bowiem, że aż 70% emisji CO₂ w roku 2040 generowane będzie w krajach rozwijających się (*non-OECD countries*). Zatem konieczna jest zgoda wszystkich krajów na świecie na to, aby emisję gazów cieplarnianych ograniczać. Odpowiedni protokół na ten temat, zwany *Kyoto Protocol* został uzgodniony wiele lat temu i obecnie należy zrewidować jego założenia, ocenić rezultaty i postanowić o kontynuacji tej międzynarodowej umowy (pierwsza faza tego porozumienia kończy się z końcem tego roku). Szczyty klimatyczne w Kopenhadze i Cancun, jak również spotkania przygotowawcze, takie jak w Poznaniu, nie przyniosły spodziewanych efek-

tów, tzn. uzgodnionego stanowiska na temat wielkości redukcji emisji, udziału poszczególnych krajów w kosztach tej redukcji, możliwościach i opcjach technologicznych redukcji emisji gazów cieplarnianych itd. Pewien przełom w tej sprawie nastąpił dopiero na niedawnym szczycie w Durbanie. Uczestniczące w nim kraje podjęły wiele ważnych decyzji mających na celu efektywniejszą współpracę w kwestii redukcji emisji gazów cieplarnianych. Potwierdzona została wola społeczności międzynarodowej, aby przeciwdziałać zmianom klimatycznym i ich skutkom. Podjęta została kolejna dyskusja na temat udziału poszczególnych krajów w kosztach redukcji emisji gazów cieplarnianych. Wznowiono debatę na temat handlu emisjami. Oblicza się, że w roku 2020 cena 1 tony CO₂ w tym handlu będzie wynosić ok. 35 euro, natomiast w roku 2030 około 75 euro. Pozytywnie mówi się o następnej fazie Protokołu z Kioto, która miałaby być uzgodniona jeszcze przed końcem tego roku. Zatem należy mówić pozytywnie o rezultatach szczytu w Durbanie.

Czy upór UE jest zasadny wobec braku sprzymierzeńców wśród największych trucieli?

Działania na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych są kosztowne i związane ze zmianami technologicznymi przede wszystkim w sektorze energetycznym, zarówno w technologii produkcji energii, jak i dotychczasowych technologii redukcji emisji. Należy zastanowić się nad zmianą tzw. *energy mix*, czyli zmiany udziału poszczególnych źródeł energii w jej produkcji (praktycznie zwiększonego udziału źródeł odnawialnych i zmniejszenia udziału źródeł konwencjonalnych), zwiększeniem skuteczności spalania, np. węgla, poprzez modyfikację obecnych technologii spalania i wprowadzanie nowych oraz wprowadzanie technologii redukcji CO₂, np. technologii CCS (*carbon capture and storage*). Aby te działania mogły być podjęte, potrzebna jest odpowiednia wiedza na

temat tych technologii i środki finansowe. UE podjęła się przewodniczenia tym działaniom. Nie oznacza to, że UE jest w stanie zapewnić i technologie, i pieniądze dla wszystkich krajów na świecie. Unia ma odpowiednie warunki, aby wdrażać nowe technologie na swoim rynku, promować je na innych rynkach i tworzyć mechanizmy finansowe, które miałyby na celu transfer funduszy do krajów rozwijających się, tak aby można było osiągnąć jak największą redukcję emisji za określoną kwotę inwestycji. UE prowadzi też w badaniach na temat procesów prowadzących do zmian klimatycznych, skutków tych zmian, możliwości ich kontroli i możliwości adaptacji środowiska i ludzi do tych zmian. Zatem jest liderem w działaniach na rzecz ochrony przed skutkami zmian klimatycznych. Upór UE w tym kontekście należy postrzegać jako pozytywne działanie na rzecz zrównoważonego rozwoju społeczeństw w skali globalnej.

Unia nie jest w swych działaniach osamotniona, mimo różnic z innymi krajami odnośnie do form współpracy czy mechanizmów finansowych związanych z udziałem poszczególnych krajów w kosztach redukcji emisji gazów cieplarnianych. USA planuje 40-procentową redukcję emisji CO₂ w przeliczeniu na 1 mieszkańca w latach 2010–2040. Na ostatnim szczycie energetycznym w styczniu br. w Abu Dhabi, w którym brałem udział, Wen Jiabao, premier Chin, poinformował o różnorodnych działaniach w Chinach mających na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, a także o spadku zapotrzebowania energii w przeliczeniu na GDP o 20% w latach 2005–2010 i o planowanym dalszym spadku o 16% w okresie 2010–2015. Premier Korei Kim Hwang-sik z kolei przedstawił plany, z których wynika, że Korea będzie w roku 2030 piątym największym producentem zielonej energii na świecie. Obecnie Koreańczycy inwestują 2% swojego GDP w rozwój technologii w zakresie zielonej energii. Duże inwestycje podejmują również inne kraje, w tym Brazylia, kraje arabskie i Japonia. Bezasadne jest zatem podważanie polityki UE w zakresie planów redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Czy Centrum Ekologii i Ekonomii dysponuje wiarygodnymi ocenami skutków gospodarczych pakietu klimatyczno-gospodarczego?

Jednym z głównych zadań Centrum Ekologii i Ekonomii, które stworzyłem ponad 10 lat temu przy NILU – *Norwegian Institute for Air Research*, i którym kieruję, jest monetarna wycena korzyści płynących z redukcji emisji zanieczyszczeń (np. redukcji w wyniku wprowadzania różnych regulacji prawnych, takich jak unijne dyrektywy) i porównanie tych korzyści z nakładami inwestycyjnymi i kosztami operacyjnymi związanymi z daną technologią użytą do tej redukcji. Każda wycena korzyści jest inna w zależności od rodzaju ekosystemu który chronimy, stopnia szkodliwości danego zanieczyszczenia dla zdrowia ludzi czy zastosowanej metody do redukcji emisji. Wyceny takie przygotowujemy dla UE i ONZ w przypadku wprowadzania w życie nowych dyrektyw UE czy przygotowywania nowych umów międzynarodowych w ramach ONZ, np. obecnie dyskutowanej konwencji na temat ograniczania emisji rtęci na skalę globalną. Obliczyliśmy, że niezbędna redukcja emisji rtęci w skali globalnej o 40–60% w latach 2005–2020 przyniesie korzyści w wysokości 25–30 miliardów

dolarów przy kosztach inwestycyjnych i operacyjnych wielokrotnie niższych. Celem naszych badań jest też ocena wpływu nakładów finansowych związanych z wdrażaniem dyrektyw unijnych na zatrudnienie w sektorze gospodarki, którego to wdrożenie dotyczy.

Monetarna ocena skutków wdrażania pakietu klimatyczno-gospodarczego jest oceną trudną ze względu na zmieniające się ceny różnych jej komponentów, takich jak ceny w handlu emisjami czy stopień zaawansowania technicznego różnych technologii, takich jak CCS. Te ostatnie są technologiami dzisiaj bardzo drogimi, a koszt jednej takiej technologii w dużej elektrowni może przekroczyć nawet 500 milionów euro. Należy jednak dodać, że dzisiaj drogie technologie do redukcji emisji CO₂ będą dużo tańsze w niedalekiej przyszłości, tak jak to było w przypadku wprowadzania na rynek pierwszych technologii do odsiarczania spalin ponad 20 lat temu.

Czy nieodpowiedzialne decyzje w sprawie ratowania klimatu nie przyniosą więcej szkody niż pożytku pogłębionej w kryzysie UE?

Skuteczne działania na rzecz ograniczania skutków zmian klimatycznych wymagają reorganizacji rynku energetycznego. Oczywiście, nie możemy w Polsce opierać naszego bilansu energetycznego na mało efektywnym spalaniu węgla, zwłaszcza węgla brunatnego. Musimy oszczędzać to nasze „czarne złoto”, tak jak olej i gaz oszczędzają kraje arabskie. Tak to już jest, że największe sukcesy rozwoju nowych technologii energetycznych opartych na źródłach odnawialnych odnoszą kraje, które posiadają duże zasoby paliw konwencjonalnych. Kraje te oszczędzają swoje surowce, a duże dochody zgromadzone w latach ubiegłych inwestują w energię zieloną. Polska powinna dołączyć do tych krajów. Na wspomnianym już szczycie energetycznym w Abu Dhabi dyskutowaliśmy m.in. o tym, jak zarobić na nowych technologiach energetycznych, które również przyczynią się do poprawy stanu środowiska, a nie ile stracimy na zmianach klimatu. Zielona energetyka to dzisiaj potężny przemysł, gdzie można dużo zarobić. Polecam lekturę na stronach internetowych *The American Council for Renewable Energy* (ACORE) (www.acore.org), którego jestem członkiem.

Decyzje UE w sprawie ratowania klimatu należy postrzegać w kontekście nowych możliwości technologicznych, rozwoju innowacyjnego przemysłu opartego na koncepcie *low carbon*. Czy nie jesteśmy zainteresowani w Polsce oszczędnym gospodarowaniem węglem? Czy nie powinniśmy rozwijać technologii do produkcji elektryczności i ciepła na bazie wysokoenergetycznych odpadów z przemysłu spożywczego czy rolnictwa (tzw. *Waste to Energy Technology*) czy innych technologii w ramach zielonej energetyki? Czy UE swoimi „nieodpowiedzialnymi” decyzjami zabrania nam tego? Należy potraktować działania mające na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych jako nowe możliwości zwiększania dochodu narodowego i polepszenia naszego bytu poprzez życie w czystym środowisku, a nie jako nakaz płynący z Brukseli.

Dziękuję za rozmowę. ■

Adam Cymer

Pozycja gazu ziemnego w naszym *energy mix* będzie rosła

Rozmowa z **Tomaszem Tomczykiewiczem**, sekretarzem stanu w Ministerstwie Gospodarki



Polska zaawetowała unijne plany drastycznego ograniczenia emisji CO₂, co zdominowało dyskusję wokół polskiej energetyki. Czy rzeczywiście to jest kwestia najważniejsza?

Z punktu widzenia polskiej gospodarki jest to sprawa bardzo ważna. Jak wiadomo, polska energetyka bazuje głównie na węglu i do momentu zmniejszenia jego udziału w strukturze nośników energii nie możemy sobie pozwolić na tak znaczącą redukcję emisji. Polska nie jest w stanie udźwignąć kosztów polityki klimatycznej UE do 2020 roku, które – według różnych szacunków – mogą wynieść w naszym przypadku nawet 30 mld zł.

Na ten problem należy patrzeć w szerszym kontekście. Po pierwsze, nie kontestujemy celów klimatycznych zawartych w pakiecie klimatyczno-energetycznym, a jedynie próby kolejnego podwyższenia progów ograniczenia emisji. Ponadto, w unijnej debacie nad tym zagadnieniem jasno zazaczyliśmy nasze stanowisko: dopóki nie uzgodnimy zobowiązań redukcyjnych na poziomie globalnym, m.in. z Chinami, Indiami czy USA, Unia Europejska nie powinna podejmować wiążących decyzji w sprawie ścieżki przejścia na gospodarkę niskoemisyjną do roku 2050. Samotne redukcje emisji zagraża naszym gospodarkom i nie służy klimatowi – nasz przemysł przenosi się

w inne regiony świata, ale emisje nie zmniejszają się w ten sposób ani o jeden procent. Wręcz przeciwnie, nadal rosną.

Chciałbym również przypomnieć, że przez ostatnie 20 lat zmniejszyliśmy w Polsce emisję dwutlenku węgla o 30 proc., podwajając jednocześnie wzrost gospodarczy. A zatem, możemy korzystać z zasobów węgla, równocześnie dbając o ochronę środowiska i rozwijając gospodarkę.

Oczywiście, w sytuacji naszego uzależnienia od węgla udział w budowaniu gospodarki niskoemisyjnej jest uzasadniony, ale we wszystkich prognozach stawia się równocześnie na znaczący wzrost udziału gazu ziemnego w polityce energetycznej. Tymczasem nasza „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” z 2009 roku daleka jest od takich prognoz.

Musimy pamiętać, że prognoza rozwoju energetycznego przedstawiona w „Polityce energetycznej” powstała w momencie dość dużej nierównowagi na krajowym rynku gazu. Sytuacja, na szczęście, się zmienia. Otwieramy się na rynek europejski, uruchomiliśmy połączenie z Niemcami i Czechami, realizowane są też dostawy gazu w ramach tzw. rewersu wirtualnego na gazociągu jamalskim. To znacząco poprawia pozycję rynku tego surowca w polityce energetycznej. W tym roku przewidujemy

wzrost wydobycia gazu ziemnego z rodzimych złóż, rozpocznie się także pozyskanie węglowodorów z Norweskiego Szelfu Kontynentalnego. Realizujemy również priorytetowy dla dywersyfikacji dostaw gazu projekt terminalu LNG w Świnoujściu. Dzięki tej inwestycji w 2014 r. staniemy się uczestnikiem globalnego rynku błękitnego paliwa.

Proszę też zauważyć, że „Polityka energetyczna Polski” została doceniona przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (MAE). Jej raport „Energy Policies of Poland 2011 Review” pozytywnie ocenia nasze priorytety jako zgodne z celami polityki MAE. A zatem, nie popełniliśmy błędów w naszej strategii, musimy ją jednak dostosowywać do zmieniających się okoliczności.

Jak pokazuje raport MAE, wskaźniki podaży i popytu pozwalają spodziewać się w najbliższych latach złotej ery gazu ziemnego. Błękitne paliwo i odnawialne źródła energii mogą do 2035 r. zaspokajać dwie trzecie światowego wzrostu zapotrzebowania na energię. Bierzymy takie prognozy pod uwagę.

Pierwszy krok w tym kierunku został uczyniony. Na zlecenie MG powstał raport „Mix energetyczny 2050. Analiza scenariuszy dla Polski”, przygotowany przez Instytut Badań Strukturalnych i Centrum Analiz Strategicznych demoeuropa. Jest to pierwsze podsumowanie dotychczasowych projekcji przyszłej struktury wytwarzania energii w Polsce,

które jednocześnie zawiera wnioski i rekomendacje dla wypracowania Narodowego Programu Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej.

Sięgając do tego raportu, możemy zauważyć, że – zgodnie z prognozami MAE – w miksie paliwowym przemysłu następuje stopniowe przechodzenie z węgla na gaz. To wyraźny sygnał, że rynek gazu ziemnego będzie miał coraz większe znaczenie.

Jak wskazują autorzy tego raportu, jednym z koniecznych elementów budowania nowej polityki energetycznej powinny być czytelne sygnały ze strony ośrodków legislacyjnych i regulacyjnych, że mają świadomość, iż niepełne, nieprecyzyjne, niepewne środowisko jest jednym z największych wrogów rozwoju.

Mamy tego pełną świadomość. Naszą odpowiedzią jest pakiet projektów regulacji energetycznych, w skład którego wchodzi: nowe prawo energetyczne, prawo gazowe i ustawa o OZE, jak również projekt ustawy o korytarzach przesyłowych. Pierwsze trzy, czyli tzw. trójpak energetyczny, precyzyjnie określają reguły gry na rynku energii, uwzględniając specyfikę i poziom rozwoju każdego z jego segmentów. Wskazujemy również na strategiczne preferencje: ekologię, energooszczędność, innowacyjność technologiczną. Jednocześnie przygotowane przez nas przepisy chronią interesy konsumenta, uwzględniając, rzecz jasna, standardy europejskie.

Otwieramy również długie horyzonty czasowe dla wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej i wysokosprawnej kogeneracji, szczególnie opartej na gazie i biogazie. Nowym kierunkiem działań będzie promocja małych projektów energetycznych, wykorzystujących lokalnie dostępne zasoby. Jesteśmy przekonani, że lokalizacja mikroźródeł blisko odbiorcy pozwala uniknąć większości kosztów związanych z przesyłem i dystrybucją energii, a promocja mikroinstalacji jest szansą dla Polski na budowanie nowoczesnego i innowacyjnego rynku urządzeń energetyki rozproszonej. ■

Rozmawiał
Adam Cymer

Inwestycje liniowe wreszcie regulowane ustawą

Wypowiedź pos. **Mirosławy Nykiel**, wiceprzewodniczącej Parlamentarnego Zespołu ds. Energetyki



Czy przygotowujemy projekt ustawy o korytarzach przesyłowych, pierwsza poważna inicjatywa ustawodawcza dotycząca inwestycji liniowych, rozwiąże wreszcie problemy określone jako „inwestorski tor przeszkód”.

Ustawa o tzw. korytarzach przesyłowych jest niezbędna i nie bez przyczyny od kilku lat jest przygotowywana. Problem w tym, że trochę zamieszania wprowadził resort infrastruktury, który przez pewien czas uważał, że nie ma potrzeby przygotowywania odrębnej ustawy. Na szczęście, Ministerstwo Gospodarki, które odpowiada za energetykę, poważnie, choć nieśpiesznie, przystąpiło do prac w poprzedniej kadencji. Niestety, uchwalenie wówczas ustawy stało się niemożliwe, ale na szczęście dorobek ten został w obecnej kadencji wykorzystany i projekt ustawy jest już po konsultacjach społecznych. Zanim jednak wpłynie do Sejmu, prace przygotowawcze trwają w Parlamentarnym Zespole ds. Energetyki. Odbývają się też konsultacje z sektorem energetycznym i samorządowym. Te działania wyprzedzające proces legislacyjny mają sens. Uważam, że w celu opracowania ostatecznego kształtu ustawy należy wcześniej rozpocząć konsultacje, bo w sformalizowanym tempie nie wszystkie kwestie mogą zostać przeanalizowane i konieczne są kolejne nowelizacje.

Co do filozofii podejścia do spraw kluczowych dla inwestorów, a więc na przykład kwestii: specustawa czy nie, algorytm w sprawie wyliczenia odszkodowań za grunty czy rozstrzygnięcia sądowe, jestem przekonana, że jeśli nie przyjmujemy trybu nadzwyczajnego rozwiązań, to nie uda nam się zdążyć z wybudowaniem linii przesyłowych, zwłaszcza dla energetyki. To pokazuje praktyka, bo jeśli można wybudować blok energetyczny w trzy lata, ale wybudowanie linii przesyłowych trwa od 7 do 12 lat, to nie jesteśmy w stanie zapewnić bezpieczeństwa energetycznego. W najbliższych latach planowanych jest wiele inwestycji dystrybucyjno-przesyłowych w energetyce, gazownictwie, ciepłownictwie, ale bez zlikwidowania barier prawnych nie uda się wybudować nowoczesnej infrastruktury gazowej. Szczególnie gazociągi magistralne i infrastruktura gazowa muszą być zmodernizowane i rozbudowane nie tylko pod kątem wykorzystania gazu łupkowego, ale po to, aby wszyscy mieszkańcy naszego kraju mieli równy dostęp do gazu sieciowego. Przyglądając się zapisom skonsultowanego już społecznie projektu ustawy, odnoszę wrażenie, że porządkuje wcześniejsze problemy związane z prawem własności gruntów i działek, określa czas na podejmowanie decyzji (niezwykle ważne), wskazuje sposób wyliczenia odszkodowań z tytułu służebności, określa sposoby rozwiązywania sporów itd.

Wspólnie z MG zastanawialiśmy się nad wpisaniem poszczególnych zapisów do istniejących już rozwiązań prawnych, aby nie tworzyć dodatkowych ustaw, ale to podejście pokazało, że bez ustawy o tzw. korytarzach nie uda się pokryć w sposób ciągły i wystarczający planowanego zapotrzebowania na energię elektryczną, gaz, ropę, ciepło, wodę itd. Ciągłe i wystarczające dostawy tych mediów są warunkiem koniecznym i niezbędnym do niezakłóconego funkcjonowania i rozwoju społeczeństw. Przykłady skutków braku chociażby bieżących dostaw energii elektrycznej (dezorganizacja dużych obszarów państw i miast) uwiarydliły się i były szeroko komentowane w UE i Polsce. Informacje o braku możliwości zapewnienia dostaw energii elektrycznej, gazu i innych mediów rzutują na wybory inwestorów i przedsiębiorców. ■

Należy dopracować projekt prawa gazowego

Arkadiusz Falecki

Ministerstwo Gospodarki przedstawiło projekt tzw. trójpacku energetycznego, w skład którego wchodzi ustawy: „Prawo gazowe” (pPG), „Prawo energetyczne” (pPE) oraz Ustawa o Odnawialnych Źródłach Energii. Na szczególną pochwałę zasługuje wyodrębnienie regulacji dedykowanej sektorowi gazowniczemu, co – z jednej strony – stanowi realizację wieloletnich postulatów Izby Gospodarczej Gazownictwa, a z drugiej – jest w pełni uzasadnione odrębnością sektora gazowego i specyfiką działalności przedsiębiorców gazowniczych.

IGG jest zaangażowana w proces legislacyjny pPG i w ramach konsultacji społecznych zgłosiła wiele uwag i postulatów.

ków regulacyjnych zmiana ta może niekorzystnie wpłynąć na rozwój sektora wydobywczego. Dlaczego? Branża, będąc związana zatwierdzoną przez

IGG, przygotowując uwagi do pPG, kierowała się następującymi celami:

- zgłoszenie uwag zaakceptowanych przez całą branżę,
- poprawa konkurencyjności branży gazowniczej,
- zmniejszenie obciążeń regulacyjnych przedsiębiorców sektora gazowniczego,
- zmniejszenie ryzyka regulacyjnego poprzez precyzyjne określenie obowiązków przedsiębiorców oraz kompetencji organów administracji, a także prawidłową implementację III pakietu energetycznego UE,
- zwiększenie roli gazu ziemnego w gospodarce Polski.

Nowe prawo gazowe jako kompleksowa regulacja i jednoczesna implementacja dyrektywy 2009/73 wprowadza wiele zmian w zakresie funkcjonowania sektora gazowniczego.

OBRÓT GAZEM ZIEMNYM

Projekt pPG zakłada odejście od obowiązku koncesjonowania obrotu gazem ziemnym na rzecz koncesjonowania jego sprzedaży. IGG ocenia tę zmianę negatywnie ze względu na skutek w postaci bezpodstawnego rozszerzenia obowiązku zatwierdzania taryf przez przedsiębiorstwa wydobywania. Poza oczywistym zwiększeniem obowią-

prezesa URE taryfą, nie będzie mogła realizować polityki wydobywania. Ponadto, przedsiębiorcy zajmujący się wydobywaniem utracą autonomię ustalania cen swojego gazu, co może mieć bezpośredni wpływ na ich zdolność pozyskania kapitału niezbędnego do rozpoczęcia i prowadzenia działalności.

Zgodnie z projektem, kosztami uzasadnionymi w przypadku działalności w zakresie sprzedaży gazu będą jedynie koszty wydobywania gazu ziemnego, a nie – jak do tej pory – pozyskiwania. Ta pozornie drobna zmiana niesie poważne konsekwencje dla przedsiębiorców gazowniczych wykonujących działalność w zakresie sprzedaży gazu.

Kalkulując swoje taryfy na podstawie proponowanych w projekcie zapisów art. 106 nie będą mogły uwzględnić w swoich kosztach podstawowej pozycji kosztowej, jaką jest zakup gazu w celu jego dalszej odsprzedaży.

DZIAŁALNOŚĆ OPERATORSKA

W zakresie regulacji operatorskiej projektodawca odszedł od dotychczasowego brzmienia art. 9 c ustawy „Prawo energetyczne”, w której obowiązki operatorów zostały wpisane w samodzielne jednostki redakcyjne, na rzecz umieszczenia wszystkich razem w jednym ustępie art. 54 pPG. Tym samym każdy operator powinien sam określić, odpowiednio do swojego zakresu działania, za jaki rodzaj aktywności jest odpowiedzialny. Wprowadzone rozwiązanie należy ocenić negatywnie, szczególnie w świetle braku regulacji w zakresie współpracy międzyoperatorskiej. Tak zdefiniowane obowiązki prowadzą bowiem do sytuacji, w której problematyczne może być wskazanie, kto i za co odpowiada. Dlatego IGG zgłosiła postulaty precyzyjnego określenia obowiązków. Jest to tym bardziej istotne, że brak realizacji obowiązków operatorskich zagrożony jest karą do 10% przychodu.

W ocenie IGG konieczne jest też doprecyzowanie przesłanek okoliczności, w których operator może odmówić świadczenia usług na zasadzie TPA. IGG zaproponowało wprowadzenie dodatkowej przesłanki odmowy w przypadku niewystarczających zdolności systemu połączeń międzysystemowych, mając na uwadze obowiązek współpracy i zapewnienia dostępu do połączeń międzysystemowych. Uzasadnieniem odmowy powinna być również sytuacja, w której operatorzy nie mają wystar-

czającej zdolności infrastruktury lub gdy świadczenie usługi skutkowałoby wystąpieniem zagrożenia dla stabilności i bezpieczeństwa pracy systemu gazowego. Określony powinien zostać również maksymalny termin, tj. 28 dni, jaki mieć będzie operator na powiadomienie o odmowie świadczenia usług na zasadzie TPA.

TARYFOWANIE DZIAŁALNOŚCI SEKTORA GAZU ZIEMNEGO

Zgodnie z pPG, utrzymany zostaje obowiązek administracyjnej regulacji cen. Nowością jest wprowadzenie możliwości stosowania metodologii cen gazu ziemnego w przypadku odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Oznacza to pewne zmniejszenie obciążeń regulacyjnych poprzez wprowadzenie regulacji *ex post*. Projekt zakłada również taryfowanie cen gazu w przypadku tzw. sprzedaży awaryjnej oraz sprzedaży odbiorcom chronionym. Niezależnie jednak od wskazanych zmian nie jest realizowany najważniejszy postulat branży, tj. rezygnacja z obowiązku zatwierdzania cen gazu ziemnego. Tym samym utrzymywany jest stan niezgodności z art. 37 ust. 1 lit. c) dyrektywy gazowej. Zgodnie z dyrektywą, od 1 lipca 2007 r. obowiązkiem Polski jest zapewnić od-

biorcom możliwość kupna gazu ziemnego od wybranego przez nich dostawcy. Wykładni tego przepisu dokonał Trybunał Sprawiedliwości w wyroku w sprawie C-265/08 Federutility. TS wskazał mianowicie, że poczynszy od 1 lipca 2007 r. ceny dostaw gazu ziemnego kształtować powinna wyłącznie gra podaży i popytu, który to wymóg wprowadza wspomniana dyrektywa. W oczywistej sprzeczności z celami dyrektywy stoi więc administracyjna regulacja cen gazu. W ocenie IGG, impulsem koniecznym dla rozwoju rynku jest rezygnacja z administracyjnej regulacji cen gazu ziemnego dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. W związku z powyższym IGG zgłosiła stosowne poprawki do projektu – administracyjna regulacja cen gazu dotyczyć powinna tylko odbiorców w gospodarstwach domowych, sprzedaży awaryjnej i sprzedaży odbiorcom chronionym.

Wśród zmian, które IGG postuluje w obszarze zatwierdzania taryfy przedsiębiorców infrastrukturalnych jest również zagwarantowanie operatorom, że udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług infrastrukturalnych odpowiadać będzie udziałowi kosztów stałych dotyczących tych usług wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą. Uzasadnia to

wysoka kapitałochłonność inwestycji infrastrukturalnych, a także potrzeba ułatwienia spółkom pozyskiwania finansowania dłużnego na realizację nowych inwestycji. Proponowany zapis ma podstawowe znaczenie dla pozyskania finansowania przez inwestora, który realizuje inwestycję infrastrukturalną przy udziale finansowania dłużnego. Kolejnymi istotnymi propozycjami jest wprowadzenie do ustawy wzorów wyliczenia uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą przedsiębiorcy gazowniczego oraz średnioważonego kosztu kapitału. Chodzi o wyeliminowanie dotychczasowych wątpliwości praktycznych w tym zakresie.

POROZUMIENIE REGULACYJNE

Wzorem art. 156 projektu prawa energetycznego, IGG przedstawiła propozycję zapisu, który umożliwi zawarcie przez prezesa URE porozumienia zobowiązującego operatora do realizacji projektów inwestycyjnych w zamian za uwzględnienie w kosztach uzasadnionych działalności gospodarczej operatora kosztów wynikających z realizacji projektu inwestycyjnego. Podobne porozumienie będzie można zawrzeć ze spółką obrotu w celu skutecznej realizacji obowiązków przedsiębiorcy gazowniczego, rozwoju równo-



BROEN-ZAWGAZ

BROEN-ZAWGAZ Sp. z o.o.
ul. Stara Droga 8; 62-002 Suchy Las
tel. +48 61 812 55 17; fax +48 61 812 55 90
zawgaz@broen-zawgaz.pl
www.broen-zawgaz.pl

Producent wysokiej jakości kurków kulowych do instalacji petrochemicznych, gazowniczych, rafineryjnych i innych.

Oferujemy kurki kulowe kołnierzone, do przyspawania i gwintowane, z przelotem pełnym oraz zredukowanym, wg standardów EN i API-6D.

WYPOSAŻENIE KURKÓW KULOWYCH

- kompensacja
- zabezpieczenie ogniowe "Fire Safe"
- zabezpieczenie antystatyczne
- system odwodnienia i odpowietrzania kurka DBB (Double Block and Bleed)
- zabezpieczenie trzpienia "Anti Blow system"
- smarowanie doszczelniające
- kula pływająca lub ujarzmiona
- uszczelnienie standardowe, PMSS lub metal-metal

ZAKRES PRODUKCJI

- DN10-DN800
- PN16-PN100
- Class 150, 300, 600
- -40°C +200°C

BROEN
INTELLIGENT FLOW SOLUTIONS



prawnej i skutecznej konkurencji, rozwoju i wykorzystania infrastruktury gazowniczej. Innowacyjność porozumienia regulacyjnego polega na tym, że dotyczy ono pełnej działalności przedsiębiorcy regulowanego, a równocześnie zawiera zobowiązanie organu regulacji do określonych działań. Tym samym działania *stricte* władcze można będzie uzupełniać środkami konsensualnymi.

INTELIĞENTNE OPOMIAROWANIE

Projekt, w przeciwieństwie do pPE, nie odnosi się w ogóle do kwestii inteligentnego opomiarowania. Dyrektywa gazowa, w przeciwieństwie do energetycznej, nie obliɡuje państw członkowskich do wdrożenia *smart-meteringu* w gazownictwie, ale pozwala na podjęcie decyzji w tym zakresie na podstawie dwóch niezależnych przesłanek:

- ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub
- oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.

IGG zaproponowało stosowne propozycje, zgodnie z którymi oceny doko-

nywałby minister gospodarki w porozumieniu z prezesem URE. W przypadku podjęcia decyzji o zasadności wdrożenia inteligentnego opomiarowania, minister gospodarki w rozporządzeniu określi standard techniczny dla tego typu urządzeń, zasady finansowania oraz harmonogram ich instalacji.

KOGENERACJA

Część rozwiązań istotnych z punktu widzenia rozwoju sektora gazowniczego w Polsce została zamieszczona w pPE. Na aprobatę zasługuje przedłużenie do 2020 roku obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia prezesowi URE świadectwa pochodzenia z kogeneracji, wydanego dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji gazowej. Niemniej jednak to rozwiązanie nie gwarantuje przewidywalności i stabilności rozwoju kogeneracji gazowej. Dlatego IGG zaproponowało następujące rozwiązania. Po pierwsze, regularne oceny systemu funkcjonowania wsparcia przez ministra gospodarki. W przypadku podjęcia decyzji o tym, że system wsparcia spełnił swoją rolę, jego zakończenie opisano jako proces stopniowego zmniejszenia wsparcia przez 5 lat. Poprawa przewidywalności może zostać zrealizowana poprzez wdrożenie następujących rozwiązań:

- zawężenia przedziału opłaty zastępczej – zamiast dotychczasowego przedziału dla wskaźnika Ozg, tj. 15%–110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, przedział ten powinien wynosić 50%–100%;
- definicji sposobu wyznaczania bezwzględnego poziomu jednostkowej opłaty zastępczej – oprócz dotychczasowych kryteriów branych pod uwagę przy ustalaniu jednostkowej opłaty zastępczej, prezes URE powinien wziąć pod uwagę również konieczność pokrycia kosztów operacyjnych, amortyzacji majątku wytwórczego oraz zwrotu z kapitału zainwestowanego w źródła kogeneracyjne przez przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji.

W formie artykułu nie jest możliwe przedstawienie wszystkich postulatów IGG, dlatego wskazano jedynie najważniejsze. Poza zakresem artykułu pozostawiony został problem nadregulacji, w tym znaczącego rozszerzenia kompetencji prezesa URE.

Całość uwag IGG dostępna jest na stronach internetowych Rządowego Centrum Legislacji. ■

Arkadiusz Falecki

Autor jest aplikantem radcowskim, GWW Legal.



CGAS
controls

INNOWACYJNOŚĆ DZIĘKI PARTNERSTWU
urzędzenia • systemy • usługi

dokończenie ze str. 6

wno korzyści, jakie GIPL przyniosłoby regionalnym rynkom gazowym pod względem bezpieczeństwa dostaw i możliwości rynkowych, jak i wyzwania związane z projektem. Według wstępnych szacunków, gazociąg łączący Polskę i Litwę miałby 562 km długości, przy przepustowości umożliwiającej przesyłanie do krajów bałtyckich do 2,3 miliarda m³ gazu ziemnego rocznie. Szacowane koszty budowy wyniosłyby 471 milionów euro, z czego większą część (73%) ponosiłaby Polska. Przy dodatkowych inwestycjach przepustowość połączenia wzrosłaby do 4,5 miliarda m³ rocznie. Prace analityczne (analiza ekonomiczna i studium wykonalności) nad połączeniem gazowym Polska–Litwa są współfinansowane przez Komisję Europejską, która dostarcza środków w ramach Programu Transeuropejskiej Sieci Energetycznej (TEN-E).

● **10 lutego br.** podpisana została umowa emisji euroobligacji o wartości 500 mln EUR w ramach „Programu emisji euroobligacji”, zawartego w sierpniu 2011 roku. Emisja została przeprowadzona przez PGNiG Finance AB z siedzibą w Sztokholmie, spółkę w 100% zależną od PGNiG SA. Rentowność euroobligacji wynosi 4,098%, a ich okres zapadalności – 5 lat. PGNiG SA pożyczki od swojej spółki zależnej PGNiG Finance AB środki pozyskane w drodze emisji euroobligacji na mocy umowy, którą spółki zawarły 14 lutego 2012 roku. Większość środków zostanie przeznaczona na poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym zwłaszcza gazu łupkowego w Polsce, jak również na rozbudowę magazynów, sieci dystrybucyjnej oraz na projekty energetyczne.

● **9 lutego br.** Biuro tłumaczeń specjalistycznych Bireta Professional Translations Kempnińska & Woźniakowska s.c. obchodziło 10-lecie działalności. W tym okresie Bireta stała się jednym z nielicznych biur tłumaczeń, któremu udało się osiągnąć wysoką jakość w obsłudze specjalistycznych projektów z branży gazowniczej, energetycznej i ochrony środowiska.

Przedsiębiorstwo Komunikacji Miejskiej w Tychach postawiło na autobusy napędzane gazem ziemnym. – *Chcemy być miastem ekologicznym. Dotyczy to również naszego taboru. Kilka lat temu zaczęliśmy wymieniać stare autobusy na nowe, zasilane gazem, tak aby docelowo w 2017 roku takie autobusy stanowiły połowę tyskiego taboru. Udało nam się to osiągnąć już teraz – na 86 autobusów należących do tyskiego PKM-u połowa jest napędzana gazem ziemnym – mówi Andrzej Dziuba, prezydent Tychów. A więc jednak można, mimo że administracja rządowa wciąż nie może się zdecydować na stworzenie systemu zachęt dla takich inicjatyw w komunikacji publicznej.*



● **6 lutego br.** Najnowszy film „PGNiG – energia dzięki wiedzy” znalazł się na liście finalistów prestiżowego konkursu filmów i programów telewizyjnych „2012 New York Festivals International Television & Film Awards”. Jest to pierwszy polski film korporacyjny, który otrzymał wyróżnienie w tak ważnym międzynarodowym konkursie.

● **31 stycznia br.** PGNiG Energia, spółka PGNiG SA, rozpoczęła handel energią i uprawnieniami do emisji CO₂ na Towarowej Gieldzie Energii.

● **30 stycznia br.** GAZ-SYSTEM S.A. wraz z operatorami systemów przesyłowych z regionu Europy Środkowo-Wschodniej przygotował pierwszą edycję Regionalnego Planu Inwestycyjnego, zgodnie z zapisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 (art. 12). W opracowanie Regionalnego Planu Inwestycyjnego w Europie Środkowo-Wschodniej zaangażowanych było 15 operatorów systemów przesyłowych pochodzących z 9 państw.

● **9 stycznia br.** PGNiG SA wyemitowało obligacje o wartości 4,7 mld zł w ramach „Programu emisji obligacji”, zawartego w czerwcu 2010 roku. Środki z emisji obligacji będą przeznaczone na inwestycje wynikające ze strategii GK PGNiG oraz wykup wcześniej wyemitowanych obligacji.

Gaz z łupków na fali

21 marca br. Państwowy Instytut Geologiczny opublikował pierwszy raport o zasobach gazu w formacjach łupkowych w Polsce. Oszacowane w wyniku badań łączne zasoby wydobywalne gazu ziemnego z formacji łupkowych dla polskiej lądowej i szelfowej (morskiej) części basenu bałtycko-podlasko-lubelskiego mogą wynosić maksymalnie **1920 miliardów m³ (tj. 1,92 biliona m³)**. Biorąc pod uwagę parametry oszacowania, najprawdopodobniej zasoby te mieszczą się w przedziale: **346–768 miliardów m³**. Są to więc **zasoby 2,5–5,5-krotnie większe od udokumentowanych do tej pory zasobów ze złóż konwencjonalnych** (ok. 145 mld m³). Zaprezentowane zasoby – w miarę napływu danych z wiercen rozpoznawczych, które rozpoczęły się w 2010 roku – będą weryfikowane. Kolejne raporty będą ukazywać się co dwa lata. Minister Budzanowski, wielki orędownik inwestowania w poszukiwanie gazu z łupków, po publikacji raportu powiedział, że gazu wciąż jest na tyle dużo, by inwestycje w wydobycie były opłacalne i atrakcyjne. – *Inwestorzy nie mają wątpliwości. Ich zaangażowanie pozostaje na tym samym poziomie, co przed*

raportem. Tylko dzięki determinacji i odpowiedzialności rządu oraz inwestorów sukces będzie możliwy.

Według informacji Ministerstwa Środowiska, tylko do końca 2011 roku rozpoczęto wiercenie 22 otworów, z czego 18 zakończono, 4 odwierty są w toku. Dane z tych odwiertów, przekazywane organowi koncesyjnemu, uzupełniają rozpoznanie budowy geologicznej i pozwolą lepiej oszacować potencjalne zasoby. W 2012 r. – zgodnie z zobowiązaniami firm, przyjętymi przez ministra środowiska w decyzjach koncesyjnych – wykonanych zostanie 49 nowych odwiertów poszukiwawczych gazu ziemnego z łupków. 38 odwiertów wykonają firmy z kapitałem zagranicznym, 11 – polskie firmy z udziałem Skarbu Państwa. Od początku 2012 roku rozpoczęto już 10 wiercen, w tym 9 rozpoczęły firmy zagraniczne. Do roku 2017 – zgodnie z koncesjami – wykonanych zostanie łącznie 121 otworów obowiązkowych i 127 tzw. opcjonalnych. Dobre informacje w tej sprawie napływają również z Brukseli. Projekt raportu Komisji Ochrony Środowiska Parlamentu stwierdza, że Unia Europejska nie potrzebuje nowych przepisów w sprawie wydobycia gazu z łupków i nie ma mowy o wprowadzeniu we Wspólnocie zakazu poszukiwania złóż w formacjach łupkowych.

W kierunku **liberalizacji** rynku gazu ziemnego

Kamil Iwicki

W cieniu prac nad projektem ustawy „Prawo gazowe” w Ministerstwie Gospodarki przygotowane zostały projekty rozporządzeń, które w znaczący sposób przyczynią się do liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce.

Celem projektu nowelizacji rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (dalej rozporządzenie systemowe) oraz projektu nowego rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (dalej rozporządzenie taryfowe) jest stworzenie otoczenia prawnego, które umożliwi rozwój konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce, m.in. poprzez liberalizację sektora gazowego, stworzenie płynnego rynku gazu ziemnego oraz docelowo urynkowanie i uwolnienie cen tego paliwa.

Zasadniczą zmianą wprowadzoną w ramach ww. projektów jest umożliwienie prowadzenia obrotu gazem ziemnym w punkcie wirtualnym. Zgodnie z definicją przyjętą w projekcie nowelizacji rozporządzenia systemowego, przez punkt wirtualny należy rozumieć miejsce dostarczania paliwa gazowego, zlokalizowane wewnątrz systemu przesyłowego o niesprecyzowanej fizycznej lokalizacji, w którym następuje realizacja sprzedaży paliwa gazowego. Koncepcja punktu wirtualnego opiera się więc na założeniu, że paliwo gazowe znajdujące się w systemie przesyłowym może być przedmiotem obrotu bez konieczności określania jego fizycznej lokalizacji.

Zaznaczyć należy, że umożliwienie prowadzenia obrotu paliwami gazowymi w punkcie wirtualnym stanowi dostosowanie prawa polskiego do przepisów III pakietu energetycznego. Celem, dla którego pakiet energetyczny został opracowany, jest m.in. rozwój liberalnych rynków gazu ziemnego i energii elektrycznej w państwach członkowskich Unii Europejskiej. Jedną z podstawowych zasad konkurencyjnego rynku gazu ziemnego jest oderwanie przepływów fizycznych gazu ziemnego od transakcji handlowych. Została ona wyrażona w motywie nr 19 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) 1775/2005 (dalej rozporządzenie 715/2009), w którym stwierdzono, że „aby doprowadzić do wzmocnienia konkurencji poprzez płynne rynki hurtowe gazu ważne jest, aby handel gazem mógł przebiegać niezależnie od jego umiejscowienia w systemie (...)”.

Dla prawidłowego funkcjonowania punktu wirtualnego niezbędne jest opracowanie nowego rozporządzenia taryfowego. W ramach obrotu wirtualnego sprzedawca wprowadza gaz ziemny w punkcie wejścia do systemu, nie wskazując jednak punktu wyjścia. Punkt taki wskazuje natomiast podmiot, który nabył paliwa gazowe w punkcie wirtualnym.

Dlatego niezbędne jest wprowadzenie do polskiego prawa stawek przesyłowych *entry–exit*. Model ustalania opłat na wejściu i wyjściu z systemu przesyłowego jest najpopularniejszym systemem taryfowym stosowanym w krajach Unii Europejskiej. Istotą tego systemu jest to, że odbiorca usługi przesyłania dokonuje niezbędnej rezerwacji mocy oddzielnie w punkcie wejścia i w punkcie wyjścia. W rezultacie opłata naliczana jest odrębnie w tych punktach. Różnicowanie stawek odbywa się na podstawie kosztów, a stawki ustalone są niezależnie dla punktów wejścia i wyjścia.

Ponadto, projekt rozporządzenia taryfowego ustala zasady obliczania należności za usługi krótkoterminowe i przerywane świadczone przez operatorów systemów oraz wprowadza zasady obliczania należności za nowe usługi świadczone przez operatora systemu magazynowania – pakietową usługę magazynowania oraz rozdzieloną usługę magazynowania, co zapewni skuteczność regulacji zawartych w rozporządzeniu nr 715/2009.

Proponowane rozwiązania będą sprzyjały rozwojowi konkurencyjnego rynku gazu ziemnego w Polsce. Ułatwią rozwój rynku wtórnego, umożliwiając odsprzedaż gazu ziemnego niewykorzystanego przez odbiorców. Ułatwią ponadto wejście na polski rynek nowym przedsiębiorcom zajmującym się obrotem paliwami gazowymi. Zasadnicze znaczenie będzie miało z pewnością umożliwienie prowadzenia transakcji na giełdzie.

Wejście w życie omawianych aktów prawnych jest niezbędne dla realizacji projektowanej *Mapy drogowej dojścia do konkurencyjnego rynku gazu*, której elementem ma stać się wprowadzenie programu uwalniania rynku gazu. Zmiany te docelowo powinny doprowadzić do zniesienia taryf na obrót paliwami gazowymi.

Obecnie projekt nowelizacji rozporządzenia systemowego znajduje się na etapie notyfikacji Komisji Europejskiej (termin zakończenia procedury upływa 9 maja 2012 r.). Natomiast projekt rozporządzenia taryfowego znajduje się na etapie uzgodnień międzyresortowych i konsultacji społecznych. ■

Autor jest pracownikiem Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Gospodarki.

Zaprezentowane poglądy są prywatnymi poglądami autora i nie stanowią oficjalnego stanowiska MG.

Dotacje na dystrybucję gazu **rozdane**

Michał Szpila

Instytut Nafty i Gazu opublikował listę projektów rekomendowanych do wsparcia w ramach działania 10.2 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Zakończył tym samym drugi konkurs na dofinansowanie inwestycji z obszaru dystrybucji gazu ziemnego. Jeśli nie zostanie ogłoszony kolejny nabór projektów, spółki dystrybucyjne będą mogły liczyć na kolejne dotacje dopiero w unijnej perspektywie budżetowej 2014–2020.

W ramach działania 10.2 PO IiŚ wspierane są inwestycje budowy i przebudowy gazociągów dystrybucyjnych. Pierwszy konkurs ogłoszony został w 2009 roku. W wyniku jego rozstrzygnięcia INiG podpisał umowy o dofinansowanie 8 projektów realizowanych przez 6 spółek dystrybucyjnych. Łącznie przyznane dofinansowanie wyniosło 195 mln zł. W zakończonym w marcu tego roku drugim konkursie INiG

oceniał pozytywnie 17 projektów zgłoszonych przez 10 beneficjentów. INiG podpisał umowy dotacji na łączną kwotę 223 mln zł jeszcze w tym półroczu.

Wartość unijnych dotacji zaplanowana w PO IiŚ na lata 2007–2013 na projekty z obszaru dystrybucji gazu ziemnego to 753 mln zł. W dwóch przeprowadzonych do tej pory konkursach udało się zatem kontraktować zaledwie 55% tej kwoty. Mając to na uwadze, INiG zwrócił się do potencjalnych beneficjentów z prośbą o przedstawienie propozycji projektów możliwych do złożenia w ramach trzeciego naboru wniosków o dofinansowanie. Powinny być to projekty nierozpoczęte, ale jednocześnie w bardzo dużym stopniu przygotowane do realizacji (pozyskana dokumentacja techniczna i pozwolenia na budowę oraz przeprowadzona ocena oddziaływania na środowisko). Do tego ich

rzeczowa realizacja i rozliczenie musi zakończyć się nie później niż w połowie 2015 roku. O ile wyniki ankiety będą optymistyczne i zagwarantują wykonalność projektów zgłoszonych przez beneficjentów, należy mieć nadzieję, że Ministerstwo Rozwoju Regionalnego zdecyduje o możliwości przeprowadzenia kolejnego konkursu. W przeciwnym wypadku beneficjentom pozostanie liczyć, że następne dotacje na rozbudowę systemów dystrybucyjnych na terenach niezgazyfikowanych będą dostępne w perspektywie budżetowej Unii Europejskiej na lata 2014–2020. Wprawdzie w postulatach polskiego rządu co do kształtu budżetu kolejnej unijnej siedmiolatki znalazła się konieczność zapewnienia wsparcia dla gazownictwa, jednak na ostateczne rozstrzygnięcia trzeba jeszcze poczekać. ■

Autor jest pracownikiem MSG sp. z o.o.

Lista projektów rekomendowanych przez INiG do dofinansowania

Lp.	Beneficjent	Tytuł projektu	Dofinansowanie
1.	Avrio Media sp. z o.o.	Budowa sieci gazowej w gminie Golina	4 775 527,00
2.	G.EN. GAZ ENERGIA S.A.	Budowa sieci gazowej wraz z przyłączami w ramach projektu Czernica – III etap	6 838 722,67
3.	Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Gazyfikacja Szczawnicy i gmin ościennych z doprowadzeniem gazociągu od strony Słopnic	28 104 908,12
4.	Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Gazyfikacja gmin Chęciny i Sitkówka-Nowiny	17 560 852,37
5.	Karpacka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Gazyfikacja na terenie gmin Małogoszcz i Włoszczowa	28 582 259,07
6.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA	Przestawienie miejscowości Ełk i Olecko z gazu propan-butan na gaz E przy zastosowaniu technologii LNG	7 020 906,07
7.	Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Rozbudowa systemu dystrybucyjnego gazu na terenie aglomeracji białostockiej	6 901 312,24
8.	Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Gazyfikacja m. Stanisławów wraz z poprawą zasilenia w gaz Mińska Mazowieckiego	4 109 953,14
9.	Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Zapewnienie dostępu do gazu ziemnego w Suwałkach w oparciu o technologię LNG	7 848 343,48
10.	Górniośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Gazyfikacja miejscowości w gminach Herby, Blachownia, Kłobuck, Wręczyca Wielka, Opatów, Krzepice	52 080 332,65
11.	Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Doprowadzenie gazu do niezgazyfikowanych rejonów powiatu kartuskiego	7 091 838,40
12.	Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Gaz ziemny – energia dla pokoleń – gazyfikacja gmin Dobrcz i Koronowo	8 641 741,77
13.	Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Gaz ziemny – energia dla pokoleń – gazyfikacja gmin Rypin i Osiek	11 795 988,42
14.	Pomorska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Gaz ziemny – energia dla pokoleń – gazyfikacja miejscowości Łochowo, Łochowice oraz Lisi Ogon w gminie Białe Błota	8 528 573,55
15.	SIME Polska sp. z o.o.	Rozbudowa sieci dystrybucyjnej gazowej w powiecie sochaczewskim na terenach dotychczas niezgazyfikowanych	7 309 013,59
16.	Dolnośląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Rozwój gazyfikacji w wybranych miejscowościach gminy Strzelin i Wiązów w powiecie strzelińskim	10 710 613,62
17.	Wielkopolska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.	Budowa sieci gazowej średniego ciśnienia w pasie nadmorskim na terenie gmin Darłowo, Mielno, Dziwnów	4 916 240,94
		Razem	222 817 127,10

Źródło: <http://www.centrumfede.pl/>

PGNiG? Staramy się to trzymać jakoś w ryzach...

Andrzej Szczęśniak

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo przeżywa ciężkie chwile. Wpadło w sidła polskiej polityki, która niezbyt liczy się z realiami, nawet jeśli dotyczą spółki będącej własnością państwa. Obciążając ją i zabierając dochody, wystawiają na konkurencję na otwieranym właśnie rynku.

Właścicielem PGNiG jest państwo. Jak każdy właściciel, powinno dobrze dbać o swe dobra, by ich nie zmarnować. Jednak polski rząd ma chyba całkowicie odmienne podejście do swojej własności.

Za dobry przykład tego podejścia niech posłużą słowa premiera Donalda Tuska, które wypowiedział 18 stycznia, przy okazji konferencji poświęconej podwyżkom cen paliw. Pośród paliw nagle, ni stąd ni zowąd, pojawił się gaz:

– *Ja mam codzienne alarmy ze strony PGNiG, że tam gaz też musi być droższy, więc staramy się to trzymać jakoś w ryzach za pomocą regulatorów i działań rządu.*

Nasz premier jest w trudnej sytuacji. W ostatnich miesiącach zważyło mu się na głowę kilka nieszczęść, w znacznej części zawinionych przez jego rząd – który odmłodzony do telewizyjnego castingu, jednak jest mniej przygotowany do radzenia sobie z trudniejszymi wyzwaniem niż konferencje prasowe. Widać to także na przykładzie cen paliw, które poszybowały w górę z powodu podatków i doprowadziły do protestów. Donald Tusk uznał to za strategiczny temat i zajął się nim sam. Jego słowa wprawiają co najmniej w zdziwienie:

– *Miałem okazję osobiście sprawdzić, bo już nie dowierzam żadnym statystykom, jak wyglądają ceny paliwa nie tylko w Polsce. Na stacji benzynowej, nie w statystykach, nie w raportach.*

Premier sam sprawdza ceny paliw! Nie dowierza żadnym statystykom! Stwierdził, że sam je sprawdza, nie w raportach, nie w statystykach, ale na stacji benzynowej. Jak na premiera całym dużym państwem (34. miejsce na świecie pod względem liczby ludności i 20. pod względem PKB – według danych Banku Światowego) – to rzeczywiście sytuacja szczególna. Wynik braku grona fachowych współpracowników, którzy odciążaliby szefa rządu od tych dość prozaicznych zajęć. Wyrazem tej bezradności są także statystyki europejskich cen paliw, które Donald Tusk chwilę później przytoczył. Stwierdził, że ceny europejskie różnią się między sobą minimalnie, że Polska jest daleko na liście cen paliw, ale od średniej europejskiej dzieli ją grosze.

Ta wiadomość zelektryzowała mnie, gdyż absolutnie przeczyła mojemu doświadczeniu, ale mówi to przecież

premier naszego kraju! Rzuciłem się do statystyk energetycznych Unii Europejskiej i... wszystko zrozumiałem. Premier relacjonował ceny paliw, ale... bez podatków! Takie ceny mają znaczenie jedynie dla fachowców, gdy porównują pewne parametry branżowe – dla zwykłego śmiertelnika nie znaczą nic, on widzi i płaci ceny nafaszerowane podatkami, zupełnie inne od tych, o których mówił premier. W dodatku nie mógł takiego zestawienia sam znaleźć – jest głęboko zaszyte w arkuszach kalkulacyjnych na unijnej witrynie energetycznej. Ktoś mu je przedstawił, ktoś niezbyt znający się na rzeczy. Rozumiem więc brak zaufania premiera do statystyk... i nie tylko.

Ale zaczęliśmy od gazu, PGNiG, a tu tyle o paliwach, cenach, wyborach. Nie bez powodu. To, co od końca 2011 roku działo się z cenami gazu, jest spowodowane właśnie zamieszczeniem z cenami paliw. Ono wywołało społeczne protesty, demonstracyjne przejazdy kierowców, blokowanie stacji. Potem przyszły ACTA i notowania rządu spadły bardzo nisko. To właśnie **chęć uniknięcia kumulacji podwyżek** i jeszcze większego niezadowolenia społecznego spowodowała zablokowanie podwyżek cen gazu dla PGNiG. Czyli najprostsze polityczne powody.

Jak mówi premier: „staramy się to trzymać jakoś w ryzach za pomocą regulatorów i działań rządu.” Takie stwierdzenie stawia pod ogromnym znakiem zapytania niezależność prezesa URE, który statutowo odpowiada za decyzje taryfowe. Może przez zmęczenie, niepotrzebną dygresję premier odsłania to, co jest tajemnicą poliszynela – że ceny są zależne od polityki. Tej bieżącej, patrzącej na sondaże poparcia dla partii, i tej wyborczej, gdy partie walczą o władzę, starając się przymilić wyborcom.

Wróć jeszcze do paliw, ponieważ może to być pomocne w zrozumieniu dzisiejszej sytuacji. 10 sierpnia 2011 r. (w okresie wyborów) na skutek działań Izby Paliw oraz konkurentów w wyborach, premier Tusk poświęcił także swoją konferencję sprawom paliw. Powiedział wtedy:

– *Codziennie z Jackiem Rostowskim, ministrem finansów, i z szefami firm paliwowych analizuję możliwość działania także na akcyzie. Ale ewentualne działanie musi być umocowane w szerszym kontekście.*

Działania rzeczywiście były „umocowane w szerszym kontekście”. W kilka dni później PKN Orlen zaczął szybko obniżać ceny na stacjach. W cudowny sposób, bo nie było żadnych powodów biznesowych, spadły one poniżej magicznej granicy 5 złotych. Prawie przez cały okres wyborczy wynosiły 4,99 zł. O grosz mniej od pięciu złotych. Dopiero po wyborach poszybowały w górę, a na początku roku wyniosły prawie 6 złotych. Nie byłoby w tym nic dziwnego, gdyby

nie fakt, że ceny w polskich rafineriach były takie same, jak na stacjach. Czyli Orlen i Lotos zrezygnowały z marży detalicznej, wynoszącej zwykle około 20 groszy na litrze. Same rafinerie nie zarabiały na sprzedaży detalicznej, zarabiały jednak dobrze na przerobieniu ropy na paliwa, ale inni gracze na rynku często kupowali paliwa drożej w rafinerii niż mogli sprzedać na stacjach.

Ten wyborczy epizod może pokazać, jak działa regulacja cenowa nawet wtedy, gdy nie ma do tego żadnych oficjalnych narzędzi. Wystarczą „codzienne analizy” problemów cen „z szefami firm paliwowych”. Na szczęście, firmy te nie odniosły większych strat, czego nie można powiedzieć o ich konkurentach. No i o PGNiG.

PAŃSTWO – CHIMERYCZNY WŁAŚCICIEL

Politycy nie czują odpowiedzialności za posunięcia swoich konkurentów do władzy z innych partii. Uważają, że nie oni podjęli te decyzje, gdy rządziła opozycja, więc dlaczego mają za nie odpowiadać? Zupełnie inaczej odczuwa to przedsiębiorstwo, które potrzebuje długoterminowego, wiarygodnego i przewidywalnego właściciela, który w dodatku kierowałby się dobrem swojej własności. Zwłaszcza że spółka zapewnia mu realizację celów społecznych, a także ma wpisany do statutu obowiązek realizowania celów państwowych, nawet gdyby miało ponosić straty.

I rzeczywiście dzisiaj je ponosi. Policzyc to można dosyć prosto: gaz po 53 centy za m³ (pomijając GOST), licząc w styczniu dolara po 3,39, daje nam 1,80 za m³. Czyli dużo drożej (o 55%) niż sprzedaż po 1,16 zł dla najmniejszych odbiorców. Ale trzeba uwzględnić także fakt, że cena jest ustalana jako tzw. koszyk PGNiG, czyli mieszanka cen importowanych i krajowych w proporcjach 2:1. Czyli bierzemy 2 x 1,80 zł + 1 x 0,40 zł i dzielimy przez 3, co daje cenę gazu koszyka PGNiG 1,33 zł/m³. W styczniu PGNiG powinien więc oferować gaz po takiej cenie, by nie tracić na podstawowej działalności, nie mówiąc już o kosztach sprzedaży czy innych. A sprzedawał – wiadomo, po ile. Czyli tracił na każdym kubiku co najmniej 16 groszy. To wypada pomnożyć przez miesięczną sprzedaż. Miliard metrów? Co najmniej 160 milionów złotych straty. Półtora miliarda? Prawie 250 milionów miesięcznie strat. To tylko różnica na cenie sprzedaży i zakupu, są jeszcze inne koszty...

To proste równanie nie jest jednak takie proste. Kilka elementów w nim jest „tajne łamane przez poufne” (albo jeszcze lepiej: „sowiesztenno siekrietno”). W Polsce panuje system tajemnicy obejmujący podstawowe parametry rynkowe. Kilka razy radziłem PGNiG (nie mówiąc już o politykach), by je ujawniać w sposób niełamający umowy handlowej. Ceny rosyjskiego gazu publikuje wiele krajów, nawet takie, co do których uważamy, że mamy wyższe standardy, jak np. Białoruś, Armenia czy Ukraina. A w Polsce tajne: koszt zakupu gazu ze wschodu, koszt wydobycia w kraju. PGNiG też w części przyłożyło się do tego nieszczęścia, nie chcąc opublikować tych parametrów.

Pytanie, czy mogło? Taka tajemnica świetnie bowiem skrywa „sukcesy” (podkreślam – w cudzysłowie!) właści-

ciela spółki, czyli państwa. O ile bowiem dzisiejsze „przyciśnięcie do muru” spółki służy celom wewnętrznej polityki, o tyle nasz gazowy monopolista jest także narzędziem w polityce zagranicznej czy – precyzyjniej – ofiarą tej polityki. Jako perelkę trzeba tu przypomnieć ruszenie w 2005 roku do walki z Rosjanami o renegotjację umów gazowych i opłakane skutki tej wyprawy: w listopadzie następnego roku minister skarbu, nie czytając, podpisał zgodę na zawarcie kontraktów pogarszających cenę zakupu gazu o 10%. Co tam dziesięć procent, furda! Ale jak to przeliczyć na dodatkowy koszt miliarda złotych rocznie – to już robi wrażenie! Jeden z ministrów rzucił wściekły: „teraz Gazprom będzie budował rurociąg bałtycki za nasze pieniądze”. Wtedy nie był już ministrem, więc nie było to jego zmartwienie. Ale spółka musiała, i musi do dzisiaj, płacić dużo więcej za gaz.

Gdy ta historia zatarła się z lekka w pamięci, nagle okazało się, że „płacimy najdrożej w Europie!” To oczywiste, cóż się dziwić? Prosty skutek tej polityki? Ale jeśli płacimy najdrożej, to „cena gazu jest nie do zaakceptowania” – jak mówi dzisiejszy minister skarbu. Wspierają go w tym dziennikarze, którzy nie mogą przeboleć, że kupujemy rosyjski gaz i żądają podania Gazpromu do sądu. Jasne, jeśli chce się coś osiągnąć, to najlepiej do sądu! Nie ma lepszej drogi, żeby... niczego nie osiągnąć. Już widać, że Gazprom się zaparł, że nie podejmuje negocjacji, że oczekuje jakichś ustępstw. Jeśli PGNiG nie będzie miało niewielkiej choćby przestrzeni do negocjacji, nie będzie mogło w czymkolwiek (choćby symbolicznie) ustąpić Gazpromowi, to nic nie osiągnie. A sytuacja robi się gorąca, gdyż w ramach negocjacji Gazprom po kolei obniża ceny innym klientom.

Zachłystując się faktem, że płacimy najdrożej, ani politycy (właściciele spółki), ani dziennikarze (najczęściej krytycy spółki) nie biorą pod uwagę przykładu niemieckiego. Bo fakt, że dzisiaj płacimy dużo, to tylko połowa prawdy, a nawet jej ćwierć. W 2006 roku płaciliśmy mniej niż Niemcy o 11%. W 2010 roku o 24% więcej! Co spowodowało taką zmianę? Niemcy współpracują z Gazpromem, budują wspólnie rurociągi, wydobywają gaz w Rosji. Negocjując twardo, obniżają koszty zakupu gazu. My wręcz odwrotnie. Cóż więc się dziwić?

Oczywiście, trudno wymagać, by politycy odwrócili całą dotychczasową politykę wobec Wschodu. Ale mogliby pamiętać, że mają w rękach wielką firmę, którą mogą zniszczyć. Z jednej strony bowiem, obciążają ją kosztami bezpieczeństwa energetycznego, czyli właśnie polityki. Z drugiej – nie pozwalają zarabiać spółce na krajowym rynku, „trzymając ją w ryzach”. A gdy już dochodzi do podwyżki taryf, to jedynie na tyle, by nie dopłacać do importowanego gazu. I URE zapowiada, że nie podniesie taryfy do końca roku. Już dzisiaj widać, że na rychły spadek cen ropy nie ma co liczyć, pozostaje więc jedynie modlić się, by złoty nie osłabł zbyt i nie pociągnął za sobą spółki w dół.

Ów właściciel, obciążony PGNiG ciężkimi kamieniami młyńskimi u szyi, zakręciwszy firmie dopływ finansowego tlenu, otwiera właśnie rynek i ma zamiar wpuścić nań graczy wagi dużo cięższej niż nasz rodzimy „monopolista”. Chyba tylko po to, bo go zmiotli z powierzchni ziemi. Tylko kto wtedy będzie dbał o bezpieczeństwo dostaw do Polski? Rynek? Mhm... ■

Nikt od Polski nie wymaga uwolnienia rynku gazu

Andrzej Sikora

Nie wolno natomiast nadużywać pozycji dominującej. Co nie oznacza jednak, że metodą wybraną za najskuteczniejszą może być dobrowolne oddanie rynku przez dotychczasowego monopolistę – spółkę prawa handlowego notowaną na GPW – gdyż w rozumieniu tego prawa będzie to działanie na szkodę jej właścicieli/akcjonariuszy i żaden rozsądny zarząd tego działania nie podejmie.

Ponad dwie dekady przemian gospodarczych nie doprowadziły do zasadniczych zmian w strukturze źródeł energii zużywanej w Polsce. W efekcie, dzisiejsza gospodarka Polski ma strukturę źródeł energii tylko niewiele różniącą się od tej, którą miała w czasach centralnego planowania. Ciągłe zapominamy, że gaz ziemny jest surowcem specyficznym, odmiennym od większości towarów masowych albowiem:

- infrastruktura logistyczna konieczna do transportu wiąże na stałe (gazociągami) lub w określonym czasie (kontrakty długoterminowe na LNG) dostawcę z odbiorcą,
- rynek gazu z uwagi na monopolistyczną strukturę przesyłu i dystrybucji jest ciągle rynkiem regulowanym.

Infrastrukturalne procesy liberalizacyjne, które mimo wszystko zachodzą na polskim rynku gazu ziemnego (interkonektory, terminal, magazyny, taryfa *entry/exit* itd.), wskazują na szerszy kontekst gospodarczy (i polityczny, niestety) polskiego rynku, który niewątpliwie ma wpływ na tempo, w jakim dokonywały się dotychczas, i dokonują się obecnie, przekształcenia polskiego rynku gazu ziemnego.

Brak strukturalnych zmian zużycia energii staje się barierą w procesie wy-

pełnienia przez Polskę unijnych wymogów zarówno w zakresie ochrony środowiska (pakiet energetyczno-klimatyczny), jak i w zakresie liberalizacji szeroko pojętego sektora energii (zwłaszcza III pakietu energetycznego), a także w dostosowywaniu polskiego prawodawstwa do unijnych wymagań.

Jak dobrze wiadomo, Urząd Regulacji Energetyki w końcu roku 2011 rozpoczął przygotowania dotyczące programu uwalniania gazu (PUG). Przygotowania te polegały na przeprowadzeniu badań ankietowych skierowanych do obecnych i potencjalnych uczestników rynku gazu ziemnego¹. Przedmiotem ankiety było zbadanie oczekiwań uczestników rynku odnośnie do zasad takiego programu. Wyniki ww. badania ankietowego stały się podstawą do opracowania *Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego w Polsce*, a w konsekwencji „(...) rozwój hurtowego, płynnego i transparentnego rynku gazu ziemnego (np. poprzez handel gazem ziemnym na giełdzie), [który] powinien wykreować rynkowy mechanizm ustalania poziomu cen i umożliwić podjęcie decyzji o uwolnieniu cen gazu ziemnego dla odbiorców, w pierwszym etapie – dla odbiorców przemysłowych”².

Po wdrożeniu III pakietu liberalizacyjnego zarówno Komisja Europejska, jak i krajowe organa kontrolne i antymonopolowe dysponują całą gamą rozwiązań prawnych i regulacyjnych (a nie tylko ankietą i „dobrowolnością” PGNiG), które mogą istotnie wesprzeć proces liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce i mocno wpłynąć na pozycję rynkową oraz uzyskiwane wyniki sprzedażowe i finansowe firmy zasiedziającej. Do najważniejszych i najbardziej brzemiennych w skutki dla polskiego rynku gazowego i PGNiG instrumentów regulacyjnych należy zaliczyć:

- interwencję w relacje kontraktowe pomiędzy sprzedawcą (PGNiG) a kupującym znaczne wolumeny gazu klientem (firmą dystrybucyjną, odbiorcą przemysłowym, producentem energii itp.);
- rozdzielenie przesyłu i dystrybucji od obrotu – zakaz umów kompleksowych, który pozwoli na przykład wprowadzić zasadę „moce przesyłowe podążają za kupującym” (*capacity goes with customer*);
- długość trwania kontraktów na dostawy gazu – poprzez wprowadzenie ograniczenia czasu trwania dla dotychczasowych umów długoterminowych dla dużych klientów, np. dla dostaw powyżej 40–60% całości zapotrzebowania danego podmiotu kontrakt nie może być dłuższy niż rok–dwa lata, dla 70–80% – nie dłuższy niż rok itd.;
- ograniczenia w obrocie kupowanym surowcem i mocami przesyłowymi – zniesienie wszelkich klauzul zakazujących odsprzedaży gazu, wprowadzenie zasady „moce przesyłowe podążają za kupującym”;
- zwolnienie z wymogu magazynowania określonych ilości gazu ziem-

nego wszystkich oprócz PGNiG (a może wyspecjalizowanej agencji), firm importujących gaz – nie tylko na własne potrzeby, ale także dostawców;

- wprowadzenie zakazu umieszczenia w umowach na dostawy gazu jakichkolwiek klauzul ograniczających możliwości zmiany dostawcy po upływie maksymalnego, zdefiniowanego w przepisach prawa, okresu (np. rok lub dwa lata);
- wprowadzenie ograniczenia dla długości okresu wypowiedzenia umowy przez klienta (np. do kwartału lub miesiąca), co zlikwidowałoby typowe dla obecnych kontraktów roczne lub nawet dłuższe okresy wypowiedzenia;
- wyegzekwowanie zasady TPA dla aktywów sieciowych pozostających jeszcze w rękach PGNiG (stacje pomiarowe, przyłącza wybudowane dla klientów itp.). W bardziej radykalnej formie może to przybrać postać wymuszonej odsprzedaży tego majątku do OSP lub do samych klientów (w tym przypadku jako opcja);
- wymuszenie większej dostępności pojemności magazynowych posiadanych i wykorzystywanych przez PGNiG (obecna procedura *open season*);
- program *gas release* dla części wolumenu (70% ???) importowanego przez PGNiG w ramach kontraktów długoterminowych. Aby program był skuteczny, komisja lub organ krajowy odpowiadający za kwestie konkurencji (Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów) może dodatkowo zażądać, by wraz z gazem ziemnym oferowane były również moce przesyłowe do jego transportu oraz ewentualnie pojemności magazynowe (patrz punkt wyżej);
- program *gas release* dla części (w skrajnej wersji dla całości wolumenu) wydobywanego w kraju gazu – na przykład wymuszona sprzedaż na aukcjach krajowych (wariant duński);
- program *customer release* – alternatywnie lub jako uzupełnienie do ograniczenia czasu trwania kontraktów, komisja lub UOKiK może nakazać zwolnienie części klientów (np. z konsumpcją przekraczającą

100 mln m³/rok) z dotychczasowych zobowiązań kontraktowych wobec PGNiG odnośnie do części lub całości wolumenu. Aby program nie naruszał interesów klientów, decyzja o przystąpieniu do tego programu powinna być dla nich opcjonalna. Dla większej skuteczności działania oba programy: *gas release* i *customer release* mogą być uruchomione jednocześnie;

- wymuszenie odblokowania części mocy przesyłowych w punktach granicznych (wszystkich lub wybranych) poprzez ich odsprzedaż do OSP lub sprzedaż zainteresowanym nowym podmiotom (np. w drodze

aukcji). Dla krótkoterminowych nominacji również poprzez klauzulę „wykorzystaj lub strać”;

- wprowadzenie ograniczeń w długoterminowej rezerwacji mocy przesyłowych, np. maksymalnie 55% mocy przesyłowej w danym punkcie transgranicznym może być alokowane dla kontraktów o czasie trwania dłuższym niż 3–5 lat, maksymalnie 75% dla kontraktów dłuższych niż dwa lata (reszta pozostanie dla kontraktów rocznych i spotowych);
- stopniowe zwalnianie dostawców z obowiązku zatwierdzania taryf dla dokończenie na str. 62



Naturalna energia od pokoleń

Instalujemy i kierujemy dystrybucją gazu ziemnego na obszarze województwa pomorskiego, kujawsko-pomorskiego i warmińsko-mazurskiego. Dostarczamy wysokiej jakości usługi oraz gwarantujemy bezpieczeństwo i ciągłość dostaw gazu ziemnego. Cieszymy się odpowiedzialnością za jakość i satysfakcją naszych klientów. Angażujemy się w obywatelskie inicjatywy, wspieramy rozwój nauki, kultury i sportu oraz dbamy o środowisko naturalne. Przyłącz się do nas.

www.pogaz.pl



POMORSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

Dobra legislacja to nie tylko ustawy

Adam Cymer

Izba Gospodarcza Gazownictwa, podobnie jak inne organizacje samorządu gospodarczego, aktywnie uczestniczy w procesie legislacyjnym, który w decydujący sposób rzutuje na warunki funkcjonowania firm wszystkich sektorów energetycznych. Dobrze, że administracja rządowa to uznaje i stwarza warunki do takiego działania. Jednakże jest jedno ale.

Dobra legislacja to nie tylko ustawy. Bez ustaw, co prawda, nie będzie ram prawnych dla ładu gospodarczego, ale w polskim ustawodawstwie funkcjonują setki regulacji w postaci rozporządzeń odpowiednich dla danej dziedziny ministrów. I często nawet dobre regulacje ustawowe psute są brakiem stosownych rozporządzeń lub rozporządzeniami zdezaktualizowanymi, bo nieuwzględniającymi nowych warunków – np. ustawodawstwa unijnego, lub pojawieniem się w obiegu gospodarczym nowych rozwiązań technologicznych, które nie były uwzględniane w poprzednim rozporządzeniu. Dla przedsiębiorstw zmuszanych konkurencją do innowacyjności staje się to poważną blokadą rozwoju, a w wielu przypadkach – blokadą dla inwestowania w rozwój. Niestety, dialog z administracją rządową w tych sprawach jest często trudniejszy niż w przypadku konsultowania projektów nowych ustaw.

PRZEPISY O MIARACH

Szybki postęp techniczny i technologiczny w krajach Unii Europejskiej wymusza konieczność równoległych zmian legislacyjnych, które głównie poprzez kolejne dyrektywy i rozporządzenia UE działają pośrednio lub bezpośrednio na polski porządek prawny. Jednym z ważniejszych aktów Parla-

mentu Europejskiego i Rady (WE) jest rozporządzenie nr 715/2009 nakładające obowiązek bilansowania gazu ziemnego w systemie przesyłowym w jednostkach energii. Mając na uwadze ten obowiązek, Operator Systemu Przesyłowego GAZ-SYSTEM S.A. opracował zmiany w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego w zakresie rozliczania oraz bilansowania usług przesyłania gazu ziemnego w jednostkach energii. Zmiany te zostały zatwierdzone przez prezesa URE z datą wejścia w życie 1 lipca 2012 r.

Nowa regulacja prawna wywołała jednak pewien kłopot – pojawił się problem objęcia prawną kontrolą metrologiczną chromatografów gazowych do oceny jakości gazów ziemnych, bowiem w obecnym stanie prawnym urządzenia takie jak chromatografy gazowe lub inne urządzenia służące do wyznaczania wartości kalorycznej paliwa gazowego nie podlegają obowiązkowi prawnej kontroli metrologicznej.

Izba Gospodarcza Gazownictwa wystąpiła zatem z wnioskiem do prezesa Głównego Urzędu Miar o nowelizację niektórych przepisów o miarach, wskazując, że dla objęcia prawną kontrolą metrologiczną chromatografów gazowych nie jest konieczne wprowadzanie zmian w ustawie „Prawo o miarach”. Wystarczające jest wprowadzenie zmian w aktach wykonawczych do prawa o miarach, polegające na wpisa-

niu w odpowiednich paragrafach tych rozporządzeń – obok wcześniej wskazywanych urządzeń – także chromatografów gazowych. W grę wchodzi tylko trzy rozporządzenia ministra gospodarki i proces ich nowelizacji nie powinien sprawić kłopotu. Zmiana ta jest konieczna, bowiem prezes URE wyraził opinię, że zasadne jest docelowe wprowadzenie w Polsce wszystkich rozliczeń związanych ze sprzedażą i dostawą paliw gazowych w jednostkach energii. Firmy gazownicze, a także wielcy odbiorcy, posiadają już i wykorzystują chromatografy gazowe do oznaczania składu gazu ziemnego i wyznaczania jego wartości kalorycznej. Dlatego zaktualizowany stan prawny będzie miał zasadnicze znaczenie dla sytuacji prawnej użytkowników systemu gazowniczego przy wprowadzaniu obowiązku rozliczeń w jednostkach energii. W celu uniknięcia wszelkiego rodzaju sporów dotyczących błędnych wyników pomiaru gazu w jednostkach energii należy wprowadzić obowiązek prawnej kontroli metrologicznej chromatografów gazowych oraz innych urządzeń służących do pomiaru wartości kalorycznej paliw gazowych do celów rozliczeniowych.

W regulacjach ustanowionych w prawie o miarach istnieją również inne kwestie wymagające nowelizacji. Chodzi o kompleksowe uregulowanie problemów dotyczących prawnej kontroli metrologicznej gazomierzy w zakresie:

- dopuszczenia możliwości legalizacji pierwotnej i następnie ponownej gazomierzy (objętych obecnie prawną kontrolą metrologiczną) gazem ziemnym przy ciśnieniu roboczym;
- dopuszczenia możliwości legalizacji ponownej gazomierzy (objętych obecnie prawną kontrolą metrologi-

czną) gazem ziemnym przy ciśnieniu roboczym, w przypadku gdy legalizacja pierwotna była przeprowadzona powietrzem przy ciśnieniu atmosferycznym;

- możliwości objęcia prawną kontrolą metrologiczną gazomierzy będących dotychczas poza zakresem prawnej kontroli metrologicznej.

Konieczność legalizowania gazomierzy gazem ziemnym przy ciśnieniu roboczym wynika z kilku powodów. Jednym z nich jest otwarcie rynku i połączenie krajowego systemu przesyłowego gazu ziemnego z systemem europejskim. Wymusza to konieczność stosowania do rozliczeń gazomierzy, których błędy są wyznaczane w taki sam sposób podczas oceny zgodności. Możliwe jest, oczywiście, wzorcowanie gazomierzy na stanowiskach za granicą, ale dla polskiego rynku decydujące powinno jednak być uwzględnienie faktu, że Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. podjął decyzję o budowie laboratorium do wzorcowania gazomierzy gazem ziemnym przy ciśnieniu roboczym. Zdaniem IGG, należy we właściwych rozporządzeniach wykonawczych dopuścić możliwość stosowania do rozliczeń gazomierzy, które zostały zweryfikowane podczas legalizacji pierwotnej i ponownej gazem ziemnym przy ciśnieniu roboczym, oraz tych gazomierzy, które przeszły legalizację pierwotną powietrzem przy ciśnieniu atmosferycznym, a ponowną gazem przy ciśnieniu roboczym.

W katalogu spraw do załatwienia Izba Gospodarcza Gazownictwa wskazuje również konieczność uznania, że ze względu na dynamiczny rozwój technik pomiarowych należy odstąpić od enumeratywnego wskazywania typów gazomierzy w rozporządzeniach i – co również ważne – uznać, że gazomierze dopuszczone do użytkowania lub obrotu procedurą oceny zgodności, wykonaną przez właściwą jednostkę notyfikowaną na obszarze UE, spełniają prawne warunki do poddania ich procedurze legalizacji ponownej. Istnieje konieczność jednoznacznego, niepodlegającego interpretacjom, objęcia wszystkich rodzajów gazomierzy po ocenie zgodności prawną kontrolą metrologiczną, rozszerzając dotychczasowy katalog gazomie-

rzy objętych taką kontrolą, ze szczególnym wskazaniem na gazomierze ultradźwiękowe i masowe.

I wreszcie kwestia terminów obowiązywalności (ważności) legalizacji. Branża gazownicza (IGG) oraz branża elektroenergetyczna prowadzą prace nad zmianą rozporządzenia ministra gospodarki z 7 stycznia 2008 r. w sprawie wydłużenia o 5 lat w każdym przypadku okresu ważności legalizacji pierwotnej oraz legalizacji ponownej liczników energii elektrycznej oraz gazomierzy miechowych. Ta zmiana ma umożliwić efektywne przekształcenie polskiego systemu elektroenergetycznego oraz

gazowniczego w preferowane już, w kolejnych dyrektywach unijnych, inteligentne sieci, w których istotną rolę będą odgrywać inteligentne liczniki. Przedłużenie okresów ważności legalizacji użytkowanych już liczników – gazomierzy, umożliwi firmom energetycznym prowadzenie planowej i efektywnej kosztowo, a także technologicznie, wymiany tych gazomierzy na dysponujące funkcjonalnościami wymaganymi przez te dyrektywy. W innym przypadku konieczne byłoby przeprowadzenie procedury legalizacji po-

dokończenie na str. 59



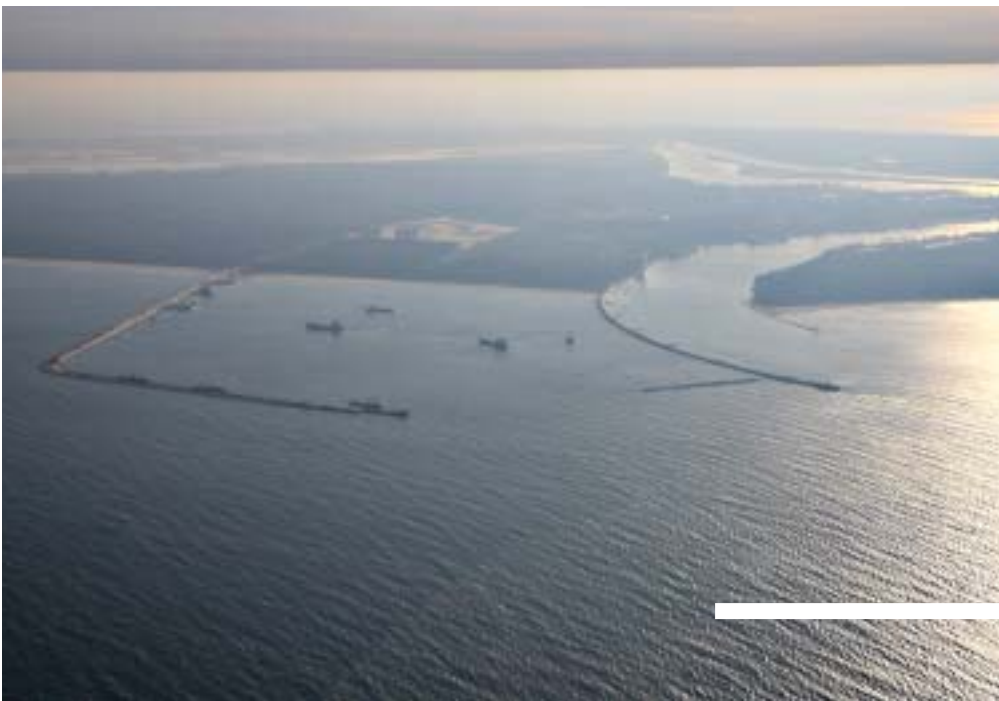
*Naszą siecią
można opleść Ziemię*

Polska południowo-wschodnia to najbardziej zgazyfikowana część naszego kraju. Na tym obszarze, Karpacka Spółka Gazownictwa obsługuje ponad 64 tysiące kilometrów sieci gazowej.

Naszą siecią można opleść Ziemię...

www.ksgaz.pl

KARPACKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA



Termin w Świn

Terminal do odbioru i regazyfikacji gazu ziemnego to największa i najwznowa inwestycja, która ma poprawić bezpieczeństwo energetyczne Polski, a także umożliwić dostawę gazu ziemnego drogą morską z zagranicy w kierunku na świecie. Jest to pierwszy taki projekt w całej Europie Środkowo-Wschodniej i w regionie Morza Bałtyckiego.

GAZ-SYSTEM S.A. pełni rolę koordynatora projektu i portu zewnętrznego w Świnoujściu, a ponadto realizuje inwestycje w gazociągu przesyłowym Świnoujście-Szczecin. Inwestycjami są: Polskie LNG S.A. – spółka zależna od GAZ-SYSTEM S.A. – odpowiedzialna za budowę i eksploatację terminala LNG, oraz Zarząd Morski w Szczecinie i Urząd Morski w Świnoujściu – odpowiedzialni za budowę i eksploatację części inżynierskiej i falochronu. W pierwszym etapie inwestycji przewidziano odbiór 5 mln m³ gazu rocznie. W kolejnym etapie, po zakończeniu budowy, możliwe będzie odbiór do 10 mln m³ gazu rocznie. Koszt realizacji inwestycji to ok. 456 mln zł. Część środków na realizację inwestycji została już pozyskana z Unii Europejskiej. Inwestycja jest realizowana w ramach Programu Infrastruktura i Środowisko 2007–2013 – w wysokości 456 mln złotych – oraz z *European Energy Programme for Recovery* – w kwocie ok. 220 mln zł (55 mln euro).

Termin zakończenia budowy i oddania do użytku planowany jest na 30 czerwca 2014 roku. Terminal będzie ważnym elementem planowanego gazyfikacyjnego korytarza północ-południe, który połączy port w Świnoujściu terminal LNG z gazoportem w Adrii (tzw. terminalem Adria) przez Polskę, Republikę Słowację i Węgry. ■



Zdjęcia: archiwum GAZ-SYSTEM S.A.

al LNG oujściu

skroplonego
ważniejsza
bezpieczeństwo
liwić odbiór
wolnego
szy tego typu
Wschodniej



rac związanych z budową terminalu LNG
dto jest odpowiedzialny za realizację
in. Pozostałymi partnerami
na GAZ-SYSTEM S.A.

budowę terminalu LNG,
h Portów Szczecin i Świnoujście S.A.
Szczecinie, odpowiadające za realizację
stycji, m.in. infrastruktury portowej
w pierwszym etapie eksploatacji terminal LNG
7,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie.
w zależności od wzrostu zapotrzebowania
we będzie zwiększenie zdolności
7,5 mld m³, co stanowi około 50%
zapotrzebowania na gaz w Polsce.
stycji wyniesie 2,4 mld złotych (netto).
finansowanie inwestycji została
Europejskiej z Programu Operacyjnego
owisko

covery

ytku
rterminal LNG
zowego
wstający
Chorwacji
ikę Czeską,



Poszukiwania i wydobywanie ograniczają straty na sprzedaży gazu

Joanna Zakrzewska

Pod względem finansów rok 2011 dla branży gazowej był trudny, mimo to PGNiG zrealizowało z powodzeniem kilka kluczowych projektów podnoszących wartość spółki.

Grupa Kapitałowa PGNiG zanotowała w 2011 roku zysk netto w wysokości 1,63 mld zł. W całym 2011 roku wynik netto GK PGNiG, w wyniku strat poniesionych na sprzedaży gazu, zmniejszył się w stosunku do porównywalnego okresu 2010 roku o 831 mln złotych. Jednym z głównych powodów obniżenia zysku netto był spadek marży na sprzedaży gazu wysokometanowego o 6 pkt. procentowych – z 3% w 2010 roku do minus 3% w 2011 roku. Zysk operacyjny grupy obniżył się o 42%, do 1,69 mld zł, jednak spadek ten został ograniczony wzrostem rentowności segmentu „poszukiwanie i wydobywanie”, który odpowiadał za dwie trzecie wypracowanego w grupie zysku operacyjnego.

Przychody ze sprzedaży GK PGNiG wzrosły w 2011 roku o 8%, do 23 mld zł w porównaniu z 2010 rokiem.

UJEMNA MARŻA NA SPRZEDAŻY GAZU

Spadek marży wiąże się ze wzrostem jednostkowej ceny zakupu gazu z importu o 24% rok do roku. Jest to również efekt braku zgody regulatora na zmianę

taryfy w IV kwartale 2011 r., która uwzględniałaby zmiany rynkowe oraz odzwierciedlała poziom kosztów sprzedanego gazu.

W czwartym kwartale 2011 roku zysk netto wyniósł 302 mln zł, o 73% mniej niż w analogicznym kwartale 2010 roku. Przychody ze sprzedaży wyniosły 6,97 mld zł, o 5% więcej niż w czwartym kwartale 2010 roku.

Dynamiczny wzrost kosztów zakupu gazu z importu o 44%, wraz z brakiem zmian taryfy na paliwo gazowe, spowodował spadek marży na sprzedaży gazu wysokometanowego o 9 punktów procentowych – do minus 7% w czwartym kwartale 2011 roku.

BARDZO DOBRE WYNIKI SEGMENTU „POSZUKIWANIA I WYDOBYCIE”

Segment „poszukiwanie i wydobywanie” podwoił zysk operacyjny do 1,13 mld zł w 2011 roku w efekcie znacznej poprawy rentowności sprzedaży ropy naftowej, na co wpłynął głównie wzrost jej notowań na rynkach światowych. Na poprawę EBIT tego segmentu wpłynął również wzrost przychodów ze sprzedaży usług geofizyczno-geologicznych oraz wiertniczych i serwisowych, co związane jest z intensyfikacją poszukiwań gazu łupkowego w Polsce.

W IV kwartale 2011 roku segment „poszukiwanie i wydobywanie” zanotował wzrost wyniku operacyjnego na poziomie 328 mln zł, wobec ok. 2 mln zł w IV kwartale 2010 r. Wynik ten został osiągnięty dzięki zwiększonej rentowności sprzedaży ropy naftowej, rosnącemu wolumenowi świadczonych usług poszukiwawczych oraz zmniejszeniu wartości odpisów.

CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA WYSOKIE CENY GAZU

Ceny ropy naftowej utrzymują się na wysokim poziomie, od lutego 2011 roku przekraczając 100 USD za baryłkę. W IV kwartale 2011 roku wartość notowań 9-miesięcznej średniej osiągnęła 111,6 USD/boe i była o 44% wyższa niż w czwartym kwartale 2010 roku. Mimo wzrostu ceny baryłki wyrażonej w PLN o 21% z III na IV kwartał 2011 roku, taryfa na gaz nie uległa zmianie od 15 lipca 2011 r. i utrzymała się na poziomie 1107 zł za 1000 m sześć. Koszty te zostały zoptymalizowane dzięki podjęciu przez PGNiG działań



W marcu rozpoczął się odwiert Lubyca Królewska.

związanych z zakupem gazu z innych źródeł, m.in. skorzystaniu z usługi wirtualnego rewersu, a także otwarciu nowego gazociągu na granicy polsko-czeskiej.

Średni kurs USD/PLN w IV kwartale 2011 roku wyniósł 3,28 i był o prawie 12% wyższy od kursu w III kwartale 2011 roku i o 12% wyższy w stosunku do kursu z IV kwartału 2010 roku. Uwzględniając średni kurs USD/PLN, wartość 9-miesięcznej średniej notowań ropy naftowej w IV kwartale 2011 roku wyniosła 366 PLN/boe i była o 21% wyższa niż w III kwartale 2011 roku oraz o 62% wyższa niż w IV kwartale 2010 roku.

Wzrost cen ropy naftowej w roku 2011 negatywnie wpłynął na koszty zakupu gazu przez spółkę, co przekłada się na ujemną marżę na sprzedaży tego produktu, a w efekcie na spadek wyniku operacyjnego w segmencie „obrót i magazynowanie” o 1 mld zł w porównaniu z 2010 rokiem. Równoległe zapotrzebowanie na gaz utrzymało się na wysokim poziomie z 2010 roku, tj. 14,4 mld m sześć.

SYSTEMATYCZNY WZROST WYDOBYCIA GAZU ZIEMNEGO

PGNiG konsekwentnie realizuje zapisy strategii rozwoju firmy dotyczące wzrostu wydobycia gazu ziemnego ze złóż krajowych głównie dzięki realizacji projektów różnej skali w obszarze poszukiwań i wydobycia gazu. W 2011 roku włączono do eksploatacji nowe złoża krajowe, których zdolności produkcyjne w przeliczeniu na gaz wysokometanowy wyniosą ok. 290 mln m sześć. gazu w pierwszym roku eksploatacji. W wyniku tych działań produkcja gazu wzrosła o 2,6%, do 4,33 mld m sześć. w 2011 roku.

Istotny wzrost importu gazu pozwolił na całkowite napełnienie podziemnych magazynów przed sezonem zimowym. Zmniejszenie zużycia gazu przez odbiorców indywidualnych, spowodowane wyższą temperaturą, zostało zrekompensowane wzrostem zapotrzebowania na gaz odbiorców przemysłowych, głównie

Wyniki Grupy PGNiG w 2011 roku (mln zł)			
	2010	2011	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	21 281	23 005	8%
Koszty operacyjne	(18 394)	(21 318)	16%
EBIT	2 887	1 685	(42%)
Wynik netto	2 457	1 626	(34%)

Grupa PGNiG w IV kwartale 2011 roku (mln zł)			
	IV kw. 2010	IV kw. 2011	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	6 638	6 972	5%
Koszty operacyjne	(5 293)	(6 693)	26%
EBIT	1 345	280	(79%)
Wynik netto	1 118	302	(73%)

Lubycza Królewska.



zakładów azotowych. Rosnące przychody ze sprzedaży gazu wynikały z wyższej o 9% średniorocznej taryfy na gaz, która jednak nie odzwierciedlała wzrostu jednostkowych kosztów zakupu gazu z importu.

ZNACZNY WZROST PRZYCHODÓW ZE SPRZEDAŻY ROPY NAFTOWEJ

Istotne zwiększenie cen ropy naftowej przełożyło się na przychody ze sprzedaży tego surowca. W całym 2011 roku cena ropy naftowej wzrosła średnio o 40% w porównaniu z 2010 rokiem, a przychody o 31%.

Spadek wydobycia ropy naftowej w stosunku do roku 2010 związany jest z brakiem podłączeń nowych złóż i naturalnym spadkiem wydobycia na złożach eksploatowanych. W połowie 2012 roku planowane jest podłączenie kolejnych odwiertów na największym obecnie złożu ropy Barnówko–Mostno–Buszewo, a w kwietniu 2013 roku rozpoczęcie wydobycia ropy naftowej ze złoża Lubiatów–Międzychód–Grotów. Prognoza wydobycia na 2012 rok to 660 tys. ton ropy naftowej.

KONSEKWENTNA REALIZACJA STRATEGII

W 2011 roku PGNiG konsekwentnie realizowało cele przyjęte w strategii rozwoju. Spółka aktywnie uczestniczy w poszukiwaniach gazu z łupków i odnotowała pierwszy sukces. Z odwiertu Lubocino-1 popłynął pierwszy gaz na Pomorzu. Prace poszukiwawcze gazu z łupków są kontynuowane również w południowo-wschodniej Polsce, gdzie niedawno rozpoczął się odwiert Lubycza Królewska.

Jedną z kluczowych inwestycji, wpisujących się w budowę segmentu elektroenergetycznego w grupie, był zakup 99,8% akcji Vattenfall Heat Poland, który funkcjonuje obecnie jako PGNiG Termika. Transakcję tę pozytywnie oceniła agencja ratingowa S&P, która w listopadzie 2011 roku dokonała podwyższenia perspektywy PGNiG z „negatywnej” na „stabilną”, podtrzymując rating na poziomie „BBB+”.

Kolejnym projektem jest zaangażowanie się spółki w budowę bloku elektrociepłowni Stalowa Wola o mocy ok. 400 MW, którego realizacja rozpocznie się w 2012 roku.

Istotną z punktu funkcjonowania grupy była również konsolidacja czterech spółek działających na rynku budowlano-montażowym w jeden podmiot PGNiG Technologie. ■

Spółka aktywnie uczestniczy w poszukiwaniach gazu z łupków, niedawno rozpoczął się odwiert Lubycza Królewska.

System Maximo

narzędziem wspierającym gospodarkę gazomierzową w DSG

Ewa Jankiewicz, Marek Pyda, Maciej Chruściński

Doskonały. Tak jednym słowem można określić wdrożony w Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa system wspomagający gospodarkę gazomierzami. Został on przygotowany na platformie Maximo przy współudziale firmy IBM. Prace nad wdrożeniem systemu w obszarze gospodarki gazomierzowej rozpoczęły się w maju 2009 roku i zakończyły sukcesem w listopadzie 2011 roku. Sukces oznaczał uruchomienie produkcyjnego systemu we wszystkich trzech oddziałach zakładów gazowniczych wchodzących w skład DSG. Prace poprzedzające uruchomienie produkcyjnego systemu obejmowały:

- sporządzenie specyfikacji funkcjonalności systemu,
- przygotowanie specyfikacji interfejsów wymiany danych z Centralną Bazą Odczytową (CBO),
- wykonanie wyspecyfikowanych funkcjonalności systemu (IBM),
- sporządzenie słowników oraz klasyfikacji wykorzystywanych w systemie,
- testowanie systemu,
- uzupełnienie systemu niezbędnymi danymi (migracja danych),
- przeprowadzenie szkoleń dla pracowników.

Powodzenie projektu nie byłoby możliwe bez powołania odpowiedzialnego za przygotowanie i realizację wdrożenia zespołu projektowego, w którego skład wchodziło łącznie 16 osób, przedstawicieli poszczególnych zakładów gazowniczych oraz Oddziału – Zarząd Przedsiębiorstwa. Trafnym posunięciem było zbudowanie zespołu z pracowników różnych komórek organizacyjnych związanych z gospodarką gazomierzową, reprezentujących jednocześnie różne szczeble zarządzania. Nadzór nad pracą zespołu oraz odpowiedzialność za podejmowanie kluczowych decyzji powierzono 5-osobowemu Komitetowi Sterującemu (KS), który tworzyli: dyrektor Pionu Eksploatacji, dyrektor Pionu Teleinformatyki oraz dyrektorzy ZG bądź ich zastępcy ds. technicznych. Członkowie zespołu projektowego na same spotkania związane z wdrożeniem systemu poświęcili prawie 60 dni. Ich trud, jak się okazało, nie poszedł na marne. Mimo wielu trudności, przy wsparciu członków Komitetu Sterującego, pozwolił na osiągnięcie końcowego sukcesu.

Podczas wdrożenia należało zasilić system danymi w zakresie zadanym przez każdy zakład gazowniczy. Nie można było zastosować uniwersalnego zakresu, ponieważ każdy zakład prowadził gospodarkę gazomierzami w innej, względnie tej samej aplikacji, lecz o różnym zakresie. Proces migracji obejmował zasilenie systemu danymi (słowniki, dane ogólne i zasoby) każdego ZG. Podstawowym źródłem danych ogólnych (klienci, punkty poboru gazu – PPG, adresy PPG) dla każdego zakładu był system CBO. Zasoby były różnie migrowane w zależności od zaleceń przedstawicieli ZG i sposobu ich dotychczasowego ewidencjonowania. Migrowano zasoby w postaci gazomierzy, plomb i reduktorów zainstalowanych w PPG zarówno z systemu CBO, jak i z Systemu Ewidencji Urządzeń Gazowniczych (SEUG). Dla taryf 5–9 opracowano sposób migracji z arkuszy Excel. Ze względu na brak w CBO stanów magazynowych dla migracji zmagazynowanych zasobów podstawę stanowiły Excel i SEUG.

Odpowiedzialnymi za przygotowanie danych (pobranie danych źródłowych, obróbkę zgodnie z wytycznymi firmy wdrożeniowej i wystawienie do migracji przeprowadzane tzw. narzędziami ETL Extract, Transfer and Load w programie DataStage firmy IBM) byli członkowie zespołu projektowego oddelegowani z Pionu Teleinformatyki. W procesie realizacji migracji dokonywano koniecznych modyfikacji systemu oraz założeń dotyczących danych do zmigrowania i sposobu ich prezentacji w Maximo. Etap migracji do systemu Maximo realizował IBM. Cały proces migracji trwał od września 2010 roku do października 2011 roku i obejmował 8 migracji testowych oraz 3 migracje produkcyjne. Migracje produkcyjne dla każdego ZG rozpoczynały się w innym terminie, lecz – co najważniejsze – wszystkie zakończyły się powodzeniem. W efekcie, aplikacja okazała się spójnym środowiskiem, wykorzystującym doskonale rozwiązania wypracowane i stosowane w spółce w obszarze gospodarowania gazomierzami od kilkunastu lat.

System Maximo podzielony jest na aplikacje. W aplikacji „Zakupy” największy nacisk położono na sprawne i bezproblemowe przyjmowanie nieograniczonej ilości zasobów na stan magazynowy. Z uwagi

na to, że roczny obrót gazomierzami w całej spółce może sięgać 50 tys. szt., a plomb – 200 tys. szt., do obsługi wykorzystuje się technologię kodów kreskowych. Dla zachowania jednolitości w oznaczaniu kodami kreskowymi spółka wykorzystuje standardy Izby Gospodarczej Gazownictwa. Takie podejście uniemożliwia przyjęcie urządzeń, które nie odpowiadają przyjętym zasadom. Tym samym zapewniona jest pełna kontrola nad nowymi zasobami wprowadzanymi do ewidencji. Oprócz technologii kodów kreskowych system umożliwia również obsługę zasobów zapisanych w dokumentach tekstowych. Tę formę DSG wykorzystuje w przypadku kupowanych gazomierzy oraz poddanych wtórnej legalizacji. Do gazomierzy objętych dostawą dołączony jest nośnik CD zawierający ich numery seryjne. Takie rozwiązanie umożliwia przyjęcie na stan magazynowy kilkuset zasobów w kilka minut. Kontrola zasobów przyjętych do magazynu została przeniesiona na aplikację „Wydania i przesunięcia”. Przyjęcia zasobów do ewidencji mogą się również odbywać w tradycyjnej formie, tj. poprzez samodzielne utworzenie zasobu przez użytkownika w systemie. Odzwierciedlenie w systemie montażu urządzenia w PPG, jego demontażu, wymiany czy wykonania innych czynności, realizowane jest przez aplikację „Zlecenia pracy”. Ta część jest ściśle powiązana z aplikacją „Wydania i przesunięcia” oraz z systemem Pincasso, znajdującym się po stronie sprzedawcy paliwa gazowego. W DSG przyjęto rozwiązanie polegające na tym, że „pośrednikiem” w wymianie danych pomiędzy Maximo a Pincasso jest system CBO gromadzący dane o odczytach gazomierzy. Wszystkie komunikaty napływające z systemu zainstalowanego po stronie sprzedawcy, przetwarzane są pierwotnie przez CBO, a następnie przesyłane do Maximo. Komunikaty przyjmują formę aktualizacji danych albo aktualizacji danych wraz z poleceniem wykonania czynności. Na podstawie tak odbieranych informacji w Maximo tworzą się elektroniczne zlecenia pracy, które następnie obsługiwane są przez pracowników. Obsługa najczęściej sprowadza się do wydrukowania zlecenia, jego realizacji przez służby techniczne i zamknięcia w systemie. Po dokonaniu zamknięcia zlecenia, Maximo uruchamia transfer danych do CBO, a ta do Pincasso.

System został wyposażony w funkcjonalność tzw. okresowego wywoływania zadań *cron task*. W DSG używa się tej funkcji do generowania zleceń związanych z obsługą wymiany legalizacyjnych gazomierzy. Wygenerowane zlecenia oczekują na realizację przez służby techniczne. Zanim jednak do tego dojdzie, Maximo umożliwia utworzenie dla nich korespondencji (np. zawiadomienia o upływającym terminie ważności cech legalizacyjnych), którą można rozesłać do odbiorców. Aby nie doszło do pomyłki, system rejestruje każdy wygenerowany dokument, gwarantując jednocześnie, że kolejne pisma są zgodne z ustalonym harmonogramem powiadomień odbiorców (na podstawie we-



wewnętrznej procedury). System umożliwia również dwukrotne wygenerowanie tego samego dokumentu (poza świadomym działaniem użytkownika).

Wdrożenie nowego systemu zaowocowało również zmianami u pracowników DSG, którzy bezpośrednio realizują czynności związane z urządzeniami pomiarowymi. Dla nich bowiem został przygotowany nowy formularz zlecenia pracy. Dla uniknięcia pomyłek pisańskich wykorzystywana jest w nim w maksymalnym stopniu technologia kodów kreskowych z wykorzystaniem etykiet samoprzylepnych kodów kreskowych (każde urządzenie, produkt dotyczący gospodarki gazomierzowej dostarczany jest do DSG z etykietą samoprzylepną o określonym wzorcu). Pola formularza wypełniane odręcznie przez pracowników ograniczono do zaledwie kilku pozycji. Dzięki temu przesuwanie w systemie zasobów pomiędzy PPG a magazynami jest efektywne i pozbawione możliwości popełnienia błędu. Aplikacja została przystosowana do obsługi zleceń pracy w sposób masowy, a więc najbardziej pożądany i efektywny. Maximo obsługuje również załączniki, w tym ich transfer z/do innych systemów, np. z systemu sprzedawcy.

Z uwagi na nieograniczoną (co do zasady) możliwość rozbudowy systemu o nowe funkcjonalności, zidentyfikowano już potrzeby w tym zakresie na najbliższy okres. Planowane jest rozpoczęcie prac przystosowujących system do obsługi interfejsu „Mobilny Monter”, który umożliwi przesyłanie danych z wykonywanych czynności bezpośrednio z terminali służb technicznych do systemu. Proces przesuwania zasobów w ewidencji będzie odbywał się w zasadzie samoczynnie, bez ingerencji operatorów systemu. Jedynie w przypadku wystąpienia konfliktu niezbędna będzie ich interwencja.

Rozwiązania przyjęte w systemie zapewniają Dolnośląskiej Spółce Gazownictwa prowadzenie gospodarki gazomierzowej w sposób rzetelny i z zachowaniem największej staranności. ■

Planowane jest rozpoczęcie prac przystosowujących system do obsługi interfejsu „Mobilny Monter”.

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

Zarządzanie bezpieczeństwem oprogramowania

Genowefa Marks-Ziaja

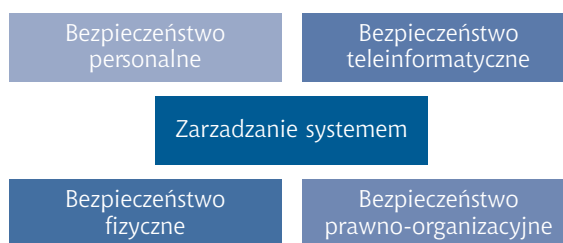
W grudniu 2011 r. Górnośląska Spółka Gazownictwa, jako pierwsza spółka dystrybucyjna GK PGNiG, uzyskała certyfikat zgodności wdrożonego Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji (SZBI) z międzynarodową normą ISO/IEC 27001:2005.

Wydanie certyfikatu zgodności z ISO/IEC 27001 przez niezależną, akredytowaną jednostkę certyfikacyjną stanowiło potwierdzenie, że GSG spełnia wymagania w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa informacji nie tylko na poziomie wymogów normy polskiej (PN-ISO/IEC 27001:2007), ale również na poziomie ogólnosiwiatowym. Uzyskując certyfikat ISO/IEC 27001, spółka dołączyła do grona 60 polskich przedsiębiorstw i organizacji posiadających w tym zakresie certyfikat międzynarodowy.

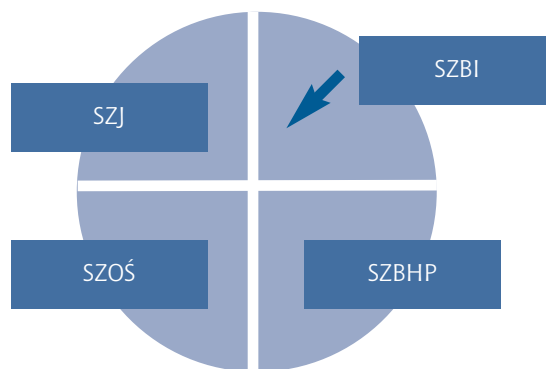
Pomimo prestiżu biznesowego, jaki daje posiadanie rzadko przyznawanego w Polsce certyfikatu, cała

idea wdrożenia systemu w GSG nie była podporządkowana spełnieniu wymagań normy, ale uzyskaniu wielu bardziej znaczących korzyści, które powodują pozytywne zmiany w organizacji i przekładają się na wysoką jakość współpracy z odbiorcami usług.

Dzięki wdrożeniu systemu SZBI Górnośląska Spółka Gazownictwa uzyskała podniesienie poziomu ciągłości działania, zapewnienie dokładności i kompletności przepływu informacji oraz osiągnęła adekwatny poziom mechanizmów ochrony informacji w stosun-



Zintegrowany System Zarządzania



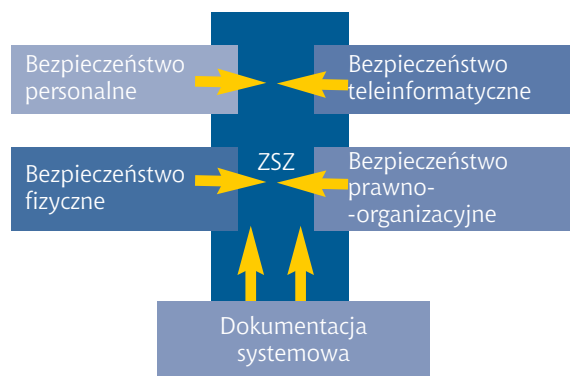
ku do istniejących zagrożeń. Innymi korzyściami pozwalającymi zapewnić uzyskanie korzyści głównych są między innymi:

- zorganizowane wykrywanie i zapobieganie niepożądanym zdarzeniom mającym wpływ na bezpieczeństwo informacji,
- systemowy sposób szacowania ryzyka bezpieczeństwa informacji, pozwalający na ustalanie priorytetów wdrażania i doskonalenia zabezpieczeń,
- możliwość badania efektywności zastosowanych zabezpieczeń oraz porównywania wyników okresowych badań,



Certyfikat odbiera prezes Janusz Honkowiak (po lewej).
Po prawej – Georg Jankowski, prezes firmy certyfikującej.

- wdrożone i przetestowane plany ciągłości działania oraz plany odtworzeniowe na wypadek nieprzewidywanych zdarzeń (BCP i DRP),
- stosowanie zaawansowanych mechanizmów zarządzania zmianą w systemach informatycznych,
- wysoki poziom kontroli dostępu do systemów i informacji oraz zarządzania siecią i użytkownikami,
- zapewnienie odpowiedniej ochrony fizycznej źródeł informacji stref i pomieszczeń,
- kompleksowe spełnienie wymagań prawnych w zakresie bezpieczeństwa informacji oraz wiele innych.



Wdrożony w spółce System Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji obejmuje następujące obszary funkcjonowania mechanizmów i procesów :

- zarządzanie bezpieczeństwem teleinformatycznym,
- zarządzanie bezpieczeństwem fizycznym,
- zarządzanie bezpieczeństwem personalnym,
- zarządzanie bezpieczeństwem prawno-organizacyjnym,
- zarządzanie systemem bezpieczeństwa informacji.

System Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji jest kolejnym, czwartym systemem w – działającym w GSG – Zintegrowanym Systemie Zarządzania. Jego wdrażanie trwało 21 miesięcy, obejmując wszystkie oddziały i jednostki terenowe.



W ramach wdrożenia SZBI zaprojektowano procesy i procedury zapewniające odpowiednią logikę funkcjonowania systemu oraz integrację z procesami istniejącego w spółce Zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością, Środowiskiem oraz Bezpieczeństwem i Higieną Pracy.

Wszystkie prace oraz działania zostały zrealizowane zgodnie z czteroetapowym Planem Wdrożenia SZBI, w ramach wyznaczonych zespołów projektowych, pod merytorycznym nadzorem konsultantów firmy Gawroński Consulting z Poznania.

Cały proces wdrożenia zakończyły szkolenia z SZBI dla wszystkich pracowników spółki. Niezależnej oceny zgodności wdrożonego SZBI z normą ISO/IEC 27001:2005 dokonała firma DEKRA Certification Sp. z o.o. ■

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

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

Przebudowa gazociągu

metodą przewiertu sterowanego

Józef Mąka

Oddział KSG – Zakład Gazowniczy w Jaśle pod koniec ubiegłego roku zakończył inwestycję przebudowy gazociągu wysokiego ciśnienia Dn 200 PN 6,3 MPa na potoku Słopniczanka w Słopnicach, metodą przewiertu sterowanego.

W 2008 roku Zakład Gazowniczy w Jaśle przejął od Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. gazociąg wysokiego ciśnienia Dn 200 Pn 6,3 MPa Łąka-Słopnice, tym samym przejął odpowiedzialność za utrzymanie bezpieczeństwa dostaw gazu na terenie powiatu limanowskiego. Gazociąg ten został wybudowany w 1974 roku i łączył kopalnię Słopnice z ogólnokrajowym systemem gazociągów wysokiego ciśnienia. Obecnie, gdy kopalnia nie dostarcza gazu do systemu, gazociąg zasila stację redukcyjno-pomiarową I stopnia w Słopnicach o przepustowości 1500 m³/godz. W tym przypadku poza standardowymi problemami

związanymi z eksploatacją gazociągu, dochodzą problemy eksploatacyjne związane z uwarunkowaniami geologicznymi i specyfiką terenu, przez który przebiega gazociąg. Szczególnie dają się we znaki problemy eksploatacyjne powstałe wskutek powodzi czy obfitych opadów deszczu, których wynikiem są osuwiska lub, jak w opisywanym przypadku, wymycia gazociągu. Problemy z wymywaniem gazociągu wysokiego ciśnienia trwały już od połowy lat 90. ub.w.

Potok Słopniczanka, jak wiele potoków górskich, należy do cieków wodnych o dużym spadku, a tym samym o dużej erozji dna. Budowa geologiczna Beskidu Wyspowego sprawia, że w tym rejonie potoki stanowią zlewnie wód opadowych z dużego terenu. Nieduży zazwyczaj potok podczas obfitych opadów staje się rwącą rzeką o przepływach sięgających nawet do kilkuset metrów sześciennych na sekundę. Duża różnica poziomu sprawia, że spływająca woda powoduje niewyobrażalne zniszczenia. W wyniku obfitych opadów deszczu w ostatnich kilkunastu latach, poziom dna w górskich potokach obniżył się nawet o 2–3 metry. Potok Słopniczanka, którego szerokość wody płynącej sięga od kilku do kilkunastu metrów, zajmuje pas terenu o szerokości od 100 do 150 m. Zmiana koryta następuje praktycznie przy każdej większej ulewie. Z obserwacji eksploatacyjnych wynikało, że gazociąg w trakcie każdej „dużej wody” był wymywany, a przy opadaniu poziomu wody w potoku przykrywany nowo naniesionym żwirem z górnego rejonu potoku. Skutkiem takiej sytuacji było uszkodzenie izolacji i brak obudowy faszynowej gazociągu. Uszkodzenie izolacji ograniczało skuteczność antykorozyjnej ochrony katodowej, co ma niewątpliwie wpływ na stan techniczny całego gazociągu. Dodatkowym problemem był fakt, że przekroczenie potoku wykonane było dwoma gazociągami (lirami) oddalonymi od siebie o 25 m. Wymycia gazociągu występowały raz na jednym, innym razem na drugim przekroczeniu, a zdarzało się również, że na obu. Dlatego zabezpieczenie gazociągu sprawiało duże trudności.



Ryszard Przywara, zastępca dyrektora ds. dystrybucji ZG Jasło, podczas kontroli inwestycji.

Problem wymycia próbowano rozwiązać już kilka razy. W 2003 roku prowadzący wówczas eksploatację tego gazociągu Regionalny Oddział Przesyłu w Tarnowie (obecnie GAZ-SYSTEM S.A.) wykonał wzdłuż obydwu przekroczeń narzut kamienny w formie stopni (gurtu) mający na celu zabezpieczenie gazociągu i podniesienie poziomu rzeki. Niestety, zabezpieczenie to zostało zniszczone. Mimo że kamienne głązy miały po kilka ton, zostały przeniesione po kilkaset metrów i osiadły na zaułkach lub tzw. odjazdach zabezpieczających brzegi potoku przed erozją.

Ciągłe trudności z eksploatacją gazociągu, a w związku z tym problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego do odbiorców na tym terenie, doprowadziły do przebudowy tego odcinka gazociągu. Decyzję o przebudowie gazociągu i wykonaniu nowego przekroczenia potoku podjęto w 2010 r. Po dokonaniu analizy terenu przyjęto, że nowe przekroczenie powinno być posadowione na głębokości około 5 m poniżej istniejącej rzędnej dna i wykonane zostanie jednym gazociągiem (lirą) o średnicy Dn 200 mm MOP 5,5 MPa, metodą przewiertu sterowanego. Wymagana minimalna długość przewiertu wyniosła 150 mb, natomiast długość planowanej przebudowy, w związku z likwidacją drugiej liry – 300 mb.

W październiku 2011 roku przystąpiono do wykonania robót. Nowy odcinek gazociągu wykonano z rur stalowych L 360 NB z fabryczną izolacją 3 LPE. Połączenia spawane zostały poddane badaniom nieniszczącym (wizualne VT i radiograficznym RTG), a następnie zabezpieczone antykorozyjnie rękawem termokurczliwym. W celu zabezpieczenia izolacji przed uszkodzeniem w trakcie wciągania rury do otworu całość gazociągu dodatkowo pokryto warstwą żywicy epoksydowych. Do wciągnięcia przygotowano cały odcinek o długości 150 mb. Z uwagi na ukształtowanie terenu wykonano odpowiednie roboty ziemne w celu przygotowania terenu na ułożenie tak długiego odcinka gazociągu, a po wykonaniu próby szczelności przystąpiono do wykonania przewiertu.

W trakcie wykonywania przewiertu pilotażowego okazało się, że teren pod dnem rzeki ma zróżnicowaną budowę morfologiczną. Przewiert postępował z różną prędkością; najmniejszy postęp wynosił 8 mb dziennie. Taka sytuacja spowodowała, że po wykonaniu przewiertu pilotażowego, rozwiercenie, zamiast planowanej wstępnie średnicy 400 mm, wykonano do średnicy Dn 500 mm, gdyż dawało to większą gwarancję wciągnięcia rury bez uszkodzenia izolacji. Wciągnięcie gazociągu odbyło się bez większych problemów, następnie gazociąg połączono z odcinkami wykonanymi poza pasem cieku wodnego i poddano próbie wytrzymałości i szczelności azotem.

Końcowe prace przełączeniowe przeprowadzono w grudniu 2011 r. Na czas prowadzenia robót odbiorcy zasilani ze stacji Słopnice zostali przełączeni na zasilanie ze stacji I stopnia Zamieście. Wykorzystano

w tym przypadku połączenie technologiczne obu stacji gazowych gazociągiem średniego ciśnienia PE dn 125 mm. Dzięki takiemu rozwiązaniu prace przełączeniowe nie spowodowały ograniczeń w dostawie gazu dla odbiorców, nie było również konieczności wykonywania gazociągu obejściowego z zastosowaniem metod hermetycznych. ■

Już z certyfikatem!

W celu potwierdzenia kompetencji technicznych oddziałowych laboratoriów jakości gazu w zakresie realizowanych badań Karpacka Spółka Gazownictwa w 2010 roku rozpoczęła proces akredytacji laboratoriów. Jego uwieńczeniem było przyznanie przez Polskie Centrum Akredytacji (PCA) stosownych certyfikatów.

Akredytacja to formalne uznanie przez PCA, iż laboratorium działa, opierając się na udokumentowanym systemie zarządzania, zgodnym z wymaganiami normy PN-EN ISO/IEC 17025 : 2001 „Ogólne wymagania dotyczące laboratoriów badawczych i wzorcujących”.

Długotrwały proces akredytacyjny wiązał się m.in. z wdrożeniem w laboratoriach procedury walidacji metod badawczych, szacowaniem niepewności pomiarów, opracowaniem stosownej dokumentacji, w tym księgi jakości i procedur badawczych, oraz doposażeniem sprzętowym. Wnioskowany zakres akredytacji obejmował badanie składu gazu ziemnego metodą chromatografii gazowej oraz pobieranie próbek do badania składu gazu ziemnego.

Proces akredytacji zakończył się sukcesem; w wyniku przeprowadzonej przez audytorów PCA w listopadzie 2011 r. oceny laboratorium zostały rekomendowane do otrzymania certyfikatów. W 2012 rok wkroczyły zatem wzbogacone gwarancją spełniania wymogów normatywnych.

Korzyści z akredytacji:

- podniesienie wiarygodności i precyzji wyników badań,
- wzmocnienie zaufania do jakości wyników poprzez zapewnienie ich spójności i wiarygodności,
- potwierdzenie, że laboratoria działają zgodnie z najlepszą praktyką,
- otwarcie możliwości wykonywania badań dla klientów zewnętrznych i budowanie wśród nich zaufania. ■

Marta Wójcik, KSG



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

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

Oni są prekursoremami

Janusz Bęben

We wrześniu 2008 roku młodzież z Zespołu Szkół Ponadgimnazjalnych nr 3 w Łodzi rozpoczęła swoją przygodę z gazownictwem, wybierając kształcenie w zawodzie technik urządzeń sanitarnych o specjalizacji sieci i instalacje gazowe.

W tym roku kończy się ich nauka na poziomie szkoły średniej. Absolwenci opuszczają mury szkoły i gościnne mury Zakładu Oddział Gazowniczy Łódź jako pierwsi w Polsce, przygotowani do pracy w branży sektora gazowniczego.

To od tych młodych i ambitnych ludzi rozpoczęło się kształcenie przyszłych „gazowników”. Oni są prekursoremami, przecierają szlak.

Kontynuacją idei kształcenia przyszłych adeptów trudnego i odpowiedzialnego zawodu technika gazownictwa są klasy, które od roku szkolnego 2009/2010 w pełni realizują program tego zawodu, niezbędny do podjęcia pracy w sektorze gazowniczym.

W obecnej formule obowiązującej w Polsce możliwości dostosowania kształcenia do wymogów rynku pracy i zapewnienia młodym ludziom perspektyw znalezienia pracy w zawodzie są niewielkie. Nauka, z powodu braku wsparcia finansowego i braku part-

nerów wspomagających proces nauczania w postaci pracodawców, jest zazwyczaj teoretyczna.

Nie ma możliwości, by kształtować praktyczne umiejętności niezbędne do wykonywania tych czynności zawodowych, które stanowią o istocie pracy w danej branży.

Pozytywną rolę w zmianie dotychczasowego podejścia do szkolnictwa zainicjowała Mazowiecka Spółka Gazownictwa.

Dzięki zaangażowaniu Mazowieckiej Spółki Gazowniczej (z którą ZSP 3 podpisała list intencyjny o współpracy), a zwłaszcza Włodzimierza Tomczaka i Kazimierza Nowaka, młodzież ZSP 3 czynnie uczestniczy w procesie produkcyjnym, odbywając część zajęć w Zakładzie Oddział Gazowniczy Łódź.

Raz w tygodniu nauka z teoretycznej staje się nauką praktycznych działań, odbywającą się podczas pracy doświadczonych pracowników zakładu.

Młodzieży z klas gazowniczych umożliwia się asystowanie przy pracy specjalistów gazownictwa wykonujących prace montażowe, awaryjne i inne, których specyfika stanowi o istocie zawodu. Młodzi ludzie poznają procedury prac gazoniebezpiecznych i zapoznają się z typową organizacją pracy. W ten sposób częściowo przygotowują się do podjęcia pracy w branży gazowej.

Oprócz poznawania w ten sposób tajników zawodu, młodzieży z ZSP 3 w Łodzi umożliwiono odbycie wielu kursów i szkoleń zawodowych. Uczestnicząc w nich, młodzież mogła nauczyć się między innymi spawania i zgrzewania oraz mogła uzyskać uprawnienia energetyczne. Każda umiejętność potwierdzana była państwowym egzaminem i wydaniem świadectwa upoważniającego do wykonywania powyższych czynności zawodowych.

Co istotne – w kursach i szkoleniach uczestniczyli także nauczyciele teoretycznych przedmiotów zawodowych, którzy również poddawani byli tym samym egzaminom i tak samo jak młodzież nabywali specjalistyczne umiejętności praktyczne.

Z punktu widzenia młodzieży, najbardziej pożądaną umiejętnością ukształtowaną poprzez kursy było spawanie. Aby w warunkach pozaszkolnych uzyskać uprawnienia spawacza, młodzież musiałaby opłacić bardzo kosztowne kursy oraz dodatkowo przeznaczyć wiele godzin na odbycie szkolenia. Natomiast zgrzewanie elektrooporowe i doczołowe jest umiejętnością, która wydaje się im bardziej przydatna, przynajmniej na początku ich kariery zawodowej.

Studniówka w ZSP nr 3

W bieżącym roku szkolnym opuszczają szkołę pierwsi absolwenci zarówno klasy dla młodzieży, jak i dla dorosłych. Bal Studniówkowy odbył się 27 stycznia 2012 r.

W balu uczestniczyło 98 uczniów klas maturalnych. Wraz z nauczycielami, rodzicami i zaproszonymi gośćmi na balu bawiło się 196 osób.

Wśród zaproszonych przez młodzież gości byli: Emilia Tomalska, rzecznik Prasowy MSG sp. z o.o., Bogusława Gutowska, zastępca dyrektora Oddziału Zakład Gazowniczy Łódź, Arkadiusz Szadkowski, kierownik warsztatów szkolnych mieszczących się na terenie Oddziału Zakład Gazowniczy Łódź, oraz Robert Łuczak, przedstawiciel firmy HERZ Armatura i Systemy Grzewcze Spółka z o.o.



Jedna z klas technikum wraz z pedagogami.

Kolejnymi atrakcyjnymi i bardzo celowymi działaniami ukierunkowanymi na kształcenie młodzieży są projekty unijne. Pierwszy projekt „Kompleksowy program podnoszenia kwalifikacji zawodowych uczniów technikum Urzędzeń Sanitarnych w ZSP nr 3 w Łodzi we współpracy z MSG sp. z o.o.” zrealizowany został w ramach działania 9.2 Podniesienie atrakcyjności i jakości szkolnictwa zawodowego Priorytetu IX Rozwój wykształcenia i kompetencji w regionach Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki. Projekt zrealizowany został przez Mazowiecką Spółkę Gazownictwa z partnerskim udziałem uczniów oraz nauczycieli ZSP nr 3 w Łodzi. Celem projektu było zwiększenie atrakcyjności kształcenia zawodowego w partnerskiej szkole poprzez doskonalenie umiejętności zawodowych nauczycieli, kształtowanie umiejętności zawodowych uczniów oraz doposażenie szkoły w materiały dydaktyczne z zakresu gazownictwa.

Kolejnym projektem, tym razem ponadnarodowym, w którym stronami są ZSP 3, Mazowiecka Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Viessmann Sp. z o.o. oraz Barnagas Norte z Hiszpanii, jest projekt w ramach Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki, którego celem – tak jak poprzedniego – jest również podniesienie atrakcyjności i jakości szkolnictwa zawodowego w szkole. Dzięki temu programowi uczniowie ZSP 3 uczący się w zawodzie technik gazownictwa będą mogli korzystać z doświadczeń polskich i zagranicznych partnerów, co zwiększy ich atrakcyjność na rynku pracy w Polsce.

Młodzież z wielkim zaangażowaniem uczestniczy we wszelkich tego typu przedsięwzięciach. Według młodzieży, tym, co najlepiej się pamięta, jest praktyka. Teoria szybko ulega zapomnieniu. Przeprowadzona w szkole ankieta dotycząca oceny zajęć z udziałem Zakładu Oddział Gazowniczy Łódź wyraźnie wskazuje, jak potrzebna jest taka forma współpracy. Młodzież wyraźnie i jasno wypowiada się na temat przydatności praktycznej nauki zawodu i uczestnictwa

w typowym procesie produkcyjnym. PGNiG interesuje się także kształceniem młodzieży i wspiera najlepszych, przyznając im corocznie stypendia Fundacji PGNiG. Szkoła w 2011 roku została przyjęta przez PGNiG w poczet szkół im. I. Łukasiewicza.

Nawet tak młodzi ludzie mają świadomość, że tylko praktyka czyni mistrza. Życzymy im więc zarówno tego, by stali się „mistrzami”, jak i tego, by zdali egzamin maturalny, uzyskali tytuł zawodowy i odnaleźli swoją drogę życiową i zawodową.

W Zespole Szkół Ponadgimnazjalnych Nr 3 w Łodzi kształcenie w zawodzie technik gazownictwa prowadzone jest w oddziałach nie tylko dla młodzieży, lecz również w technikum uzupełniającym dla dorosłych. Słuchaczami 3-letniego technikum uzupełniającego, kształcącego w formie zaocznej, są pracownicy spółek gazowniczych, którzy podnoszą swoje kwalifikacje zawodowe. Umożliwia im to jednocześnie przystąpienie do egzaminu potwierdzającego kwalifikacje zawodowe i uzyskanie dyplomu technika w zawodzie technik gazownictwa oraz świadectwa maturalnego.

Dzięki współpracy z Mazowiecką Spółką Gazownictwa uczniowie technikum mogli nabyć wiele umiejętności praktycznych, uczestnicząc w kursach zawodowych, a także kształtujących kompetencje miękkie niezbędne na współczesnym rynku pracy. Dzięki temu z pewnością łatwiej będzie im odnaleźć się w życiu zawodowym – ich dobre przygotowanie do zawodu z pewnością docenią firmy z branży gazowniczej. ■

Autor jest dyrektorem ZSP nr 3 w Łodzi.

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

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

Dzięki współpracy z Mazowiecką Spółką Gazownictwa uczniowie Technikum Gazowniczego nabywają umiejętności praktyczne, uczestnicząc w kursach zawodowych.

Zobaczyć golfa rękoma

Katarzyna Wróblewicz

Każdy, kto chociaż raz próbował za pomocą kija golfowego umieścić piłeczkę w odległym o zwykle od kilkunastu do kilkuset metrów dołka, wie, że to trudna sztuka. Aby to osiągnąć, trzeba spełnić kilka niełatwych warunków: umieć prawidłowo wykonać zamach, precyzyjnie uderzyć i wycelować piłeczkę w określone miejsce, uwzględniając siłę i prędkość wiatru oraz ukształtowanie terenu. Kluczowym elementem gry w golfa jest uderzenie. Nie wymaga ono jednak dużej siły, ale techniki. Czy do tego potrzebny jest wzrok? Jak pokazuje praktyka, wcale nie! Gra w golfa przez niewidomych jest absolutnie możliwa, gdyż do gry potrzebne jest przede wszystkim odpowiednie wyczucie odległości do piłki, miarowe poruszenia barków, wywołujące wahadłowe ruchy kijka oraz skupienie i wyobraźnia zawodnika. Dlatego przez Pomorski Okręg Polskiego Związku Niewidomych i Klub Rotary Gdańsk-Sopot-Gdynia, przy wsparciu Pomorskiej Spółki Gazownictwa, został zainicjowany projekt *Zobaczyć golfa rękoma*. Projekt ten jest częścią akcji *Pomóżmy zobaczyć świat rękoma*, dzięki której ze środków zgromadzonych m.in. podczas dobroczynnych turniejów golfa tworzone są miniatury gdańskich zabytków. Od zeszłego roku w turniejach czynnie uczestniczą osoby niewidome, dla których golf stał się pasją oraz bodźcem inspirującym wyobraźnię i chęć współzawodnictwa.



Zawsze obecny jest instruktor.

Pierwsze zawody, w których wzięło udział pięciu niewidomych zawodników, odbyły się we wrześniu ubiegłego roku w Sierra Golf Club na Pomorzu. Niepełnosprawni zwycięzcy osiągnęli ten sam wynik w trafności do dołka, co widzący uczestnicy, co świadczy o tym, że mogą oni współzawodniczyć z w pełni sprawnymi golfistami. Zawody golfowe poprzedzone były trzema cotygodniowymi treningami, podczas których niewidomi z Pomorskiego Okręgu Polskiego Związku Niewidomych mogli zapoznać się z podstawowymi zasadami obowiązującymi na polu golfowym. Wszyscy zawodnicy podzieleni zostali na trzy dwu- i trzyosobowe grupy, którym przydzielono tzw. *caddie*, czyli osoby pełniące rolę pomocników, tak jak odbywa się to w zawodowym golfie.

Uskrzydleni sukcesem zawodnicy jednogłośnie wyrazili chęć kontynuowania uprawiania golfa. Mimo iż jest to dość kosztowna dziedzina sportu, wiążąca się z koniecznością wynajęcia pola golfowego, sprzętu, opłacenia trenera i dojeżdżania na pola golfowe, dzięki sponsorom i ludziom dobrej woli niewidomi sportowcy przez cały rok przygotowują się do kolejnych zawodów. Zimą ćwiczyli na symulatorach, a wiosną wyjdą w plener.

O treningach pisze na swoim blogu Monika Zarczuk, jedna z uczestniczek projektu:

„Jakiś czas temu otrzymałam zapytanie, czy nie chciałabym pograć w golfa z jeszcze kilkoma niewidomymi. Gdyby nie to, że w międzynarodowym playroomie słyszałam już od Amerykanów, że u nich niewidomi grają w futbol, siatkówkę i koszykówkę, pomysł wydałby mi się naprawdę szalony. Teraz jednak wzbudził jedynie moją ciekawość. Nigdy nie słyszałam o czymś podobnym w Polsce. I miałam rację!



Uczestnikom turnieju zawsze towarzyszy opiekun.

Uczymy się wyczuwać odległość między sobą a celem, do którego ma trafić pchnięta kijem golfowym piłka. Uczymy się, jak dobrać odpowiedni kij do odpowiedniego rzutu (bo jest ich kilka), ćwiczymy porządnie wykonane technicznie zamachy i takie uderzenie, by postać golfową kulkę jak najdalej, gramy drużynowo na symulatorach, a jak się zrobi cieplej, wyjdziemy na prawdziwe pole golfowe. Mam wrażenie, że świat jeszcze o nas usłyszy. W końcu bycie prekursorem niesie ze sobą pewne ryzyko sławy”.

W Stanach Zjednoczonych golf dla niewidomych został zapoczątkowany w 1925 roku przez Clinta Russella, jednakże do większej popularyzacji tej gry wśród osób z dysfunkcją wzroku doszło pod koniec drugiej wojny światowej. Clint Russell zwrócił się wówczas do organizacji weteranów, sugerując golf jako terapię dla osób, które podczas wojny straciły wzrok. Ze względu na wzrastającą liczbę niewidomych graczy, w 1953 roku Bob Allman, niewidomy gracz i prawnik, założył Związek Niewidomych Golfistów w Stanach Zjednoczonych – *United States Blind Golfers Association* (USBGA). Powołany związek do dziś w Stanach Zjednoczonych cieszy się ogromną popularnością i uznaniem.

Powróćmy do akcji *Pomóżmy zobaczyć świat rękoma*. To innowacyjny projekt, który wychodzi naprzeciw osobom z dysfunkcją wzroku. Polega na tworzeniu miniatury makiet najpopularniejszych gdańskich zabytków, umożliwiających podziwianie piękna



Sukces zależy od precyzji przygotowania.

architektonicznego miasta za pomocą dotyku rąk. Takie makiety pozwalają osobom niewidzącym lub słabowidzącym na poznanie kształtu budowli, jej elementów i proporcji poprzez dotyk. W czerwcu tego roku wykonano pierwszy model – replikę Bazyliki Mariackiej w Gdańsku. Teraz czas na kolejne. Być może, niedługo niewidomi odwiedzający Gdańsk będą w stanie podziwiać piękno zabytków, takich jak między innymi: Fontanna Neptuna, Dwór Artusa i Żuraw Gdański. Akcję wspiera Polski Związek Niewidomych. Osoby niewidome będą pomagać przy tworzeniu makiet i dawać praktyczne rady dotyczące ich budowy. – *Pomysł jest świetny. Nie każdy niewidomy potrafi sobie wyobrazić, jak wygląda zwiedzane miasto i jego zabytki – mówi Ewa Redzimska, prezes okręgu pomorskiego Polskiego Związku Niewidomych. – Niedawno jeden z moich znajomych chciał dotykami poznać pomnik Poległych Stoczniovców na placu Solidarności. Efekt był taki, że cały się wybrudził.*

Jak twierdzi Ewa Redzimska, makiety ustawione przez Klub Rotary na pewno spowodują, że zorganizowane grupy osób niepełnosprawnych będą chętniej odwiedzać region, a dla niewidzących mieszkańców Trójmiasta będą nie lada gratką.

Pomorska Spółka Gazownictwa od wielu lat interesuje się losem ludzi niewidomych i niedowidzących. Pod opieką spółki jest Przedszkole nr 35 w Gdańsku, które jest jedyną placówką w tym mieście specjalizującą się w opiece nad dziećmi z dysfunkcją wzroku. Spółka ma nadzieję, że udział w projekcie *Zobaczyć golfa rękoma* pozwoli na integrację środowiska niewidomych z ludźmi widzącymi na płaszczyźnie sportowej, a jednocześnie przełoży się na sukces akcji *Pomóżmy zobaczyć świat rękoma*. ■

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

Zdjęcia Maciej Kosycarz

**Projekt
Zobaczyć
golfa rękoma
jest częścią
akcji
Pomóżmy
zobaczyć
świat rękoma.**

Ważna inwestycja w Koszalinie

Leszek Łuczak

Pod koniec stycznia bieżącego roku zakończono modernizację sieci gazowej niskiego i średniego ciśnienia na wiadukcie w ciągu alei Monte Cassino w Koszalinie. Zmodernizowano 426-metrowy odcinek sieci, w skład której wchodzi gazociąg niskiego ciśnienia DN 200 o długości 213 m oraz gazociąg średniego ciśnienia DN 250 o długości 213 m.

Naprawa tych gazociągów, oddanych do użytku w 1992 r., to swoisty sukces OZG w Koszalinie – ze względu na trudności, jakie wiązały się z pozyskaniem stosownych zgód. Gazociągi te są posadowione na pasie wiaduktu rozdzielającym dwie jezdnie. ZG w Koszalinie od kilku lat bezskutecznie ubiegał się o zgodę Zarządu Dróg Miejskich na przeprowadzenie potrzebnych prac. Stan gazociągów był bowiem bardzo zły wskutek wpływu warunków atmosferycznych i drgań wywołanych przez intensywny ruch samochodowy na wiadukcie. Powiększały się ogniska korozji, powłoka izolacyjna uległa uszkodzeniu, w konsekwencji dochodziło tam do ulotów

gazu. Groziła poważna awaria, która mogłaby pozbawić dopływu gazu znaczną część Koszalina, a także zagrozić bezpieczeństwu osób korzystających z wiaduktu i samemu wiaduktowi. ZG w Koszalinie musiał objąć ten odcinek sieci całodobowym specjalnym nadzorem, aby nie dopuścić do jakiegoś nieszczęścia. W tym miejscu dokonywano coraz więcej napraw. Było oczywiste, że pilnie należy dokonać wymiany gazociągów.

Niestety, ZDM, podpierając się ekspertyzą opracowaną przez Politechnikę Gdańską, nie zgadzał się na przeprowadzenie modernizacji gazociągów, twierdząc, że zagrażają one mocno już nadwerżonej kon-



Stan gazociągu przed modernizacją.



Druga „młodość” gazociągu.

strukcji wiaduktu. Wiadukt zmodernizowano, ale nadal nie było zgody na gazową inwestycję.

Sprawa przybrała inny obrót, gdy Miejskie Wodociągi i Kanalizacja Sp. z o.o. w Koszalinie przystąpiły w ubiegłym roku do modernizacji sieci wodociągowej przy al. Monte Cassino. Wiązało się to także z wymianą rury wodociągowej biegnącej przez wiadukt obok gazociągów. ZG w Koszalinie wykorzystał tę okazję i przekonał koszalińskich drogowców, że za jednym zamachem warto zmodernizować całą infrastrukturę techniczną zlokalizowaną na wiadukcie, co wiązało się z pewnymi, krótkotrwałymi ograniczeniami w ruchu drogowym na tym obiekcie.

Wykonawcą prac na wiadukcie była firma Domar, a prace spawalnicze wykonali spawacze z firmy Redgaz (pracując całodobowo). Wymieniono oba ga-

zociągi wraz z kompensatorami niwelującymi wpływ drgań konstrukcji wiaduktu.

Do prawidłowego zabezpieczenia gazociągów zastosowano powłokę przeciwkorozyjną UV, składającą się z dwóch rodzajów taśm (wewnętrznej i zewnętrznej), stanowiących warstwę zasadniczej ochrony przeciwkorozyjnej oraz mechanicznej. Dzięki zewnętrznej warstwie aluminium stanowi ona również ochronę przed promieniowaniem UV, zapewniając

skuteczność i wytrzymałość (gwarancja producenta na minimum 25 lat. Ponadto, w trakcie prac podjęto decyzję o wymianie 88 stalowych podpór (pokrytych podkładem chemoutwardzalnym), których stan mógł zostać określony dopiero po uprzednim podniesieniu gazociągów.

Całość robót zajęła niecałe trzy tygodnie. Koszalińscy gazownicy odetchnęli z ulgą – gazowa „mina” na wiadukcie Monte Cassino została usunięta. ■

Gazowa „mina” na wiadukcie Monte Cassino w Koszlinie została usunięta.

Uroczystość w Gnieźnie



Tradycyjnie, na początku stycznia w Gnieźnie odbyło się spotkanie noworoczne, na którym gazownicy z tutejszego RDG gościli przedstawicieli władz miejskich i powiatowych, burmistrzów, wójtów i parlamentarzystów oraz szefów z Oddziału Zarząd Przedsiębiorstwa WSG i ZG w Poznaniu. Gościem honorowym był ks. prymas Józef Kowalczyk, metropolita gnieźnieński. ■

Ewa Sz wajorek

Andrzej Mikołajczak, dyrektor ZG w Poznaniu, wręcza prymasowi Józefowi Kowalczykowi lampę naftową.

Bardzo zadowoleni klienci

Znane są już wyniki badania opinii klientów Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa o pracy Pogotowia Gazowego w roku 2011. Na pytanie, czy łatwo było połączyć się z numerem pogotowia gazowego, pozytywnie odpowiedziało 98 proc. ankietowanych. Najwyższą ocenę pod względem kompetencji pracownika PG przyjmującego zgłoszenie przyznało 97 proc. badanych. Podobnie oceniono te osoby pod względem uprzejmości i komunikatywności. Aż 99 proc. respondentów stwierdziło, że ekipa PG przybyła w uzgodnionym, dogodnym dla odbiorcy terminie.

Najczęściej przyczyną wezwania PG była nieszczelność instalacji wewnątrz budynku lub w mieszkaniu (40 proc.). Inne przyczyny: nieszczelność instalacji na zewnątrz budynku (8 proc.), wyciek gazu z gazomierza wewnątrz budynku (16 proc.) i na zewnątrz budynku (8 proc.), wyciek gazu z przyłącza (12 proc.), wyciek gazu z gazociągu w ulicy (3 proc.) i pozostałe (12 proc.). Z pomocy udzielonej przez ekipę PG bardzo zadowolonych było 94 proc. respondentów, a tylko 1 proc. dał im ocenę najniższą. Aż 96 proc. ankietowanych bardzo wysoko oceniło fachowość osób, które usuwały awarię. W sumie stopień satysfakcji odbiorców WSG był bardzo wysoki i wyższy niż w roku 2010. Ankieta wykazała jeden minus pracy służb PG – aż 48 proc. ankietowanych przyznało, że nie



otrzymało od pracowników PG ulotki dotyczącej bezpiecznego użytkowania gazu ziemnego. Służby PG zobowiązano do radykalnej poprawy tego stanu rzeczy.

L. Ł.

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

Rewers wirtualny

Przemysław Zakrzewski

Usługa rewersu wirtualnego na gazociągu jamalskim pozwala na sprowadzenie gazu do Polski z kierunku Niemiec. Dzięki tej usłudze klienci mogą kupować gaz na rynku spotowym.

W 2010 roku została zawarta umowa o powierzeniu obowiązków operatora na gazociągu jamalskim spółce GAZ–SYSTEM S.A. W tym samym roku Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. został wyznaczony przez prezesa URE na operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego. Po wyznaczeniu na operatora, GAZ–SYSTEM S.A. opracował kodeks sieci (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej), który został opublikowany 01.06.2011 r. Dzięki przeprowadzonym negocjacjom i ustaleniom ze stroną rosyjską

udało się umożliwić dostęp do gazociągu stronom trzecim i zaoferować niewykorzystywaną dotychczas przepustowość gazociągu zarówno w kierunku podstawowym, jak i w rewersie wirtualnym. Po przeprowadzeniu publicznych konsultacji (w tym ze stroną rosyjską) kodeks został zatwierdzony 31.08.2011 r. przez prezesa URE. Na podstawie IRiESP SGT stworzono możliwość świadczenia usług przesyłowych na polskim odcinku gazociągu jamalskiego dla stron trzecich w kierunku z Niemiec do Polski. Zgodnie z IRiESP SGT, przeprowadzono procedurę przydziału przepustowości i przydzielono przepustowość podmiotom, które zgłosiły się w procedurze. Pierwszą umowę na rewers wirtualny zawarto 31.10.2011 r. Usługa wirtualnego przesyłu rewersyjnego rozpoczęła się 02.11.2011 r. Dodatkowo, przeprowadzono procedurę alokacji wolnych przepustowości (4%) w kierunku fizycznego przepływu. Podpisano umowę, która obowiązuje od 1 stycznia 2012 r.



Usługa rewersu wirtualnego na gazociągu jamalskim pozwala na sprowadzenie gazu do Polski z kierunku Niemiec. Działanie tej usługi polega na możliwości zanominowania gazu w kierunku przeciwnym do ilości zanominowanej w kierunku podstawowym na zasadach przerywanych. Zasady przerywania usługi przesyłania szczegółowo opisane zostały w pkt. 7.5.5 I cz. IRiESP SGT. W rzeczywistości działanie wirtualnego przepływu zwrotnego wygląda tak, że klienci zapewniają gaz w systemie operatora współpracującego (OSW) np. w Niemczech (po drugiej stronie punktu Mallnow), a ze strumienia gazu z kierunku podstawowego zanominowanego w punkcie wyjścia Mallnow ilości gazu przenoszone są do punktu wejścia Mallnow rewers w ilości równej zanominowanej w systemie OSW. Następnie ilości z Mallnow rewers przenoszone są do punktów wyjścia w Lwówku i Włocławku. Ilości zanominowane w punkcie wejścia/wyjścia nie mogą być wyższe aniżeli zdolności techniczne odbioru w punkcie wejścia/wyjścia, zatem maksymalne zdolności przesyłowe w punkcie wejścia do SGT Mallnow rewers uzależnione są od możliwości technicznych fizycznego odbioru w punktach wejścia do polskiego systemu przesyłowego w Lwówku i Włocławku.

W usłudze rewersu wirtualnego wyróżnia się usługi długoterminowe i krótkoterminowe. Do usług długoterminowych zalicza się umowy wieloletnie (do czterech lat) i roczne, natomiast do krótkoterminowych półroczne, kwartalne, miesięczne i na okres jednej doby gazowej. Jednak należy zaznaczyć, że procedurze przydziału dostępnej zdolności dla usług przerywanych długo- i krótkoterminowych, w tym usług przesyłania zwrotnego, najpierw przydzielana jest zdolność dla usług długoterminowych, a następnie dla usług krótkoterminowych.

Proces nominacji – zgodnie z IRiESP SGT – dla rewersu wirtualnego nominacje są składane przez klientów w m³. Ilości zanominowane w Mallnow rewers równają się ilościom zrealizowanym w punkcie wejścia SGT, przeliczonych po średniodobowym cieple spalania w Mallnow, następnie ilości te zostają przeniesione do punktów wyjścia z SGT (patrz schemat). Ponieważ nominacje do Operatora Systemu Współpracującego (OSW) w punkcie Mallnow rewers są składane w jednostkach energii kWh, istnieje potrzeba właściwego przeliczenia nominacji z jednostek objętości na jednostki energii, zapewniającego zgodność nominacji. W celu uniknięcia niezgodności nominacji w systemach OSW przyjmuje się, że nominacja w kWh jest wynikiem przeliczenia nominacji w m³ na podstawie prognozowanego ciepła spalania w warunkach p₂=101,325 kPa i t₂=293,15K (20 st. C) z poprzedniego miesiąca. Operator SGT informuje ZUP o prognozowanej wartości ciepła spalania na miesiąc następny do 15. dnia bieżącego miesiąca.

Klienci ubiegający się o świadczenie usługi wirtualnego przesyłania w kierunku zwrotnym zobowiązani



są przedstawić dokumenty potwierdzające możliwości dostarczenia paliwa gazowego do punktu wejścia Mallnow rewers.

Ta czynność jest konieczna, ponieważ operator SGT dobowo przeprowadza procedurę sprawdzenia zgodności ilości gazu zanominowanych w obydwu systemach. W przypadku, gdy zleceniodawca usługi przesyłania (ZUP) nie zapewni gazu w systemie OSW lub w wyniku sprawdzenia nominacji matchingu nominacje się różnią, zostaje zastosowana reguła mniejszego strumienia.

Dzięki usłudze rewersu wirtualnego klienci mogą kupować gaz na rynku spotowym. Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System publikuje na swojej stronie www.gaz-system.pl dostępne zdolności przesyłowe przerywane na następny dzień i na ich podstawie znana jest wielkość gazu, jaką można zanominować. Zgodnie z IRiESP SGT, w przypadku, gdy wielkości złożonych nominacji przez klientów przewyższają moce techniczne punktów wyjścia w Lwówku i Włocławku, zostanie zastosowana redukcja. Redukcja będzie następować z uwzględnieniem pierwszeństwa realizacji umów długoterminowych w stosunku do umów krótkoterminowych oraz w przypadku umów dotyczących takich samych okresów, proporcjonalnie w stosunku do ilości podanych renominacji.

Autor jest koordynatorem ds. SGT.

Dzięki usłudze rewersu wirtualnego klienci mogą kupować gaz na rynku spotowym.



**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

Czy administracja **sprosta** rozwojowi rynku gazu?

Andrzej Schoeneich

Seminarium Izby Gospodarczej Gazownictwa pt. „Gazownictwo – nieustanne wyzwania”, które odbyło się 20–21 stycznia 2012 r. w Zakopanem, po raz kolejny postawiło fundamentalne pytania dotyczące warunków rozwoju rynku gazu w Polsce, wynikające z priorytetów polityki energetycznej UE oraz potrzeb polskiej gospodarki.

G ościem honorowym seminarium był **prof. Maciej Kaliski**, podsekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki, który podsumował **polską prezydencję w Radzie UE w zakresie polityki energetycznej**. Zwrócił uwagę na dwa obszary tematyczne – realną rozbudowę polskiej i ościennej infrastruktury gazowej do roku 2020 oraz kierunki działań UE dotyczące energii do roku 2050. Podkreślił, że planowane przez UE niewielkie początkowo środki finansowe na realizację części projektów energetycznych zostały zwiększone i łączne limity na realizację projektów gazowych (przesył i LNG) w perspektywie 2014–2020 mogą osiągnąć ok. 11 mld zł. Wsparciem dla budowy infrastruktury energetycznej UE ma być instrument finansowy „Łącząc Europę” (CEF), który przewiduje kwotę 9,1 mld euro na dofinansowanie dwunastu projektów energetycznych, spośród których Polska będzie uczestniczyła w ośmiu. Minister Maciej Kaliski omówił również grudniowy komunikat Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego i Rady Europy, określający **plan działania UE w zakresie energii do roku 2050**. Wynika z niego, że dotychczas planowane działania na rzecz bezpieczeństwa dostaw energii i konkurencyjności, jakie mają nastąpić po roku 2020, są niewystarczające i budzą niepokój, że zastąpienie infrastruktury

zbudowanej 30–40 lat temu będzie trudne. Nie jest możliwe opracowanie jednej prognozy dotyczącej perspektywy długoterminowej dla UE. Z zestawionych scenariuszy wynika, że w zakresie efektywności energetycznej realna jest możliwość zmniejszenia zapotrzebowania na energię o 41% do roku 2050 w porównaniu z wartościami szczytowymi z lat 2005–2006. Podtrzymywana jest główna teza o wysokim udziale odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii, tj. aż 75% w roku 2050, oraz udział OZE w zużyciu energii elektrycznej przekraczający 90%, mimo że w obecnej fali kryzysu niektóre państwa mocno ograniczają wsparcie OZE. Żadna technologia nie będzie preferowana i wszystkie źródła energii mają ze sobą konkurować bez szczególnego wsparcia. Siłą napędową dekarbonizacji mają być ceny emisji dwutlenku węgla, przy założeniu niskiego udziału energii jądrowej i raczej przy opóźnieniach wprowadzania technologii CCS. Gaz będzie miał kluczowe znaczenie dla przekształcenia systemu energetycznego przy zastępowaniu węgla, a także ropy naftowej w perspektywie do roku 2035. Chociaż popyt na gaz w sektorze mieszkaniowym może się zmniejszyć o 1/4 w roku 2030, to jeszcze długo pozostanie na wysokim poziomie w innych sektorach. Przewiduje się, że w 2050 roku wytwarzanie energii elektrycznej w elektro-

wniach gazowych będzie na przybliżonym, a może nawet wyższym poziomie niż obecnie.

Podsumowując, minister Kaliski stwierdził, że Polska, generalnie, została wysoko oceniona przez Komisję Europejską za sposób przeprowadzenia prezydencji i wyraził nadzieję, że niezakończone tematy w zakresie energetyki będą kontynuowane przez prezydencję duńską.

Fabian Lohne, ekspert ds. energetyki, zwrócił uwagę, że **program uwalniania rynku gazu w Niemczech** był procesem powolnym (ewolucyjnym) i dotychczas przeprowadzono sześć programów rocznych. Program ten początkowo odebrany był jako porażka w procesie otwierania rynku, ponieważ wystąpiły złe relacje pomiędzy zdolnościami przesyłowymi a dostępem do gazu jako towaru oraz spory pomiędzy uczestnikami rynku. Restrykcje transportowe ograniczyły liczbę chętnych i regulator musiał rozstrzygać sytuacje konfliktowe. Dopiero, gdy wprowadzono tzw. wirtualne punkty, wzrosła konkurencyjność tego programu. Początkowo zadekretowano czternaście regionów rozliczeniowych dla gazu wysokometanowego i pięć dla gazu azotanowego. Jednak firmy nadużywały tę liczbę regionów, aby uzyskać dostęp do pojemności gazociągów. W rezultacie ich liczbę zmniejszono o połowę. W początkowym okresie występowały również trudności z bilansowaniem gazu i znaczna część została wyeksportowana. Jednak w żadnym roku średnia ilość gazu kierowana tym systemem aukcyjnym nie przekroczyła 5,5%, w tym 3,3% z krajowego wydobycia w Niemczech. Fabian Lohne był zaskoczony polską propozycją, aby uwolnić 70% wolumenu gazu ziemnego w naszym kraju. Wniosek

z dyskusji po tym wystąpieniu jest taki, że Polska powinna czerpać zarówno z dobrych, jak i złych doświadczeń programów uwalniania gazów, wprowadzanych zarówno w Niemczech, jak i w Czechach.

Kolejny prelegent – **Krzysztof Noga** – w swoim wystąpieniu pt. „**Czy liberalizacja jest wrogiem bezpieczeństwa energetycznego?**” porównał funkcjonowanie obrotu energią elektryczną i projektem obrotu, jaki przewidywany jest dla gazownictwa. Stwierdził, że inaczej niż na rynku energii elektrycznej, główną siłą napędową liberalizacji rynku gazu staną się konsumenci gazu. Jego zdaniem, będzie inaczej niż na rynku energii elektrycznej, gdzie niezależne spółki obrotu wymusiły konkurencję, a jednocześnie w dwóch pierwszych latach po uwolnieniu rynku ceny energii elektrycznej wzrosły o 40%. Branża powinna sobie odpowiedzieć, czy możliwa jest wojna cenowa na rynku gazu, tak jak to było w energetyce, czy też sama branża odpowie (bez URE) poprzez przetarg, jaka powinna być cena gazu? Odnosząc się do programu PUG – który rekomenduje URE – zwrócił uwagę, że kluczowy dla otwarcia rynku gazu dokument praktycznie omija kwestie funkcjonowania operatora. To tak, jakby ogłoszono zawody pływackie, tylko zapomniano napuścić do basenu wody. Ponadto proponował, aby aukcje dotyczyły 100% krajowego wydobycia. PGNiG powinien pełnić na tym rynku funkcję animatora. Apelował również o upublicznienie dostępu do informacji o zdolnościach przesyłowych i dystrybucyjnych (w internecie), aby operacje na rynku były transparentne dla jego uczestników – OSP, OSM i OSD – i odbiorców gazu.

Po autorskim wystąpieniu **Marceliny Gołębiewskiej** na temat „**Bilansu relacji Rosja – UE i ich implikacji dla Polski**” uczestnicy konferencji zwrócili uwagę na umacnianie się pozycji Gazpromu w dwustronnych stosunkach pomiędzy poszczególnymi państwami unijnymi, przy jednoczesnym braku realnego postępu w porozumieniu się UE i Rosji w zakresie wdrażania karty energetycznej oraz II i III dyrektywy gazowej. Priorytety Rosji, takie jak utrzymanie długoterminowych kontraktów na

dostawy, zostały uznane przez UE za niepodlegające zastąpieniu ich przez inne formy umów, pod warunkiem dostosowania ich do przemian na rynkach wewnętrznych Unii Europejskiej. Należy jednocześnie zaznaczyć, że UE udzieliła Rosji poparcia w staraniach o członkostwo w WTO. Przy otwartej rosyjskiej krytyce III pakietu liberalizacyjnego trwają negocjacje dotyczące zwolnienia z TPA tras dla gazociągów Opal oraz South Stream, które pozwolą Gazpromowi „regulować” rynek niemiecki. Jednocześnie przystąpiono do opracowania założeń *Mapy drogowej współpracy UE i Rosji w pakiecie: ropa naftowa – gaz ziemny – elektro-*

energetyka i OZE do roku 2050. Oceniono, że wobec narastającego sporu o liberalizację rynku gazu na Litwie (do listopada 2014 r. Gazprom powinien sprzedać udziały w Lietuvos Dujos), w sferze stosunków z Polską sytuacja jest raczej unormowana.

W referacie pt. „**Magazynowanie gazu ziemnego w Polsce. Obowiązek czy usługi komercyjne?**” **Grzegorz Gałek** szczegółowo omówił potrzeby polskiego rynku gazu w zakresie utrzymania zapasów gazu ziemnego oraz potrzeby operatora systemu przesyłowego w dostępie do tych pojemności i zwrócił uwagę na ograniczone możliwości finansowania ich rozbudowy

WIELKOPOLSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

ŁĄCZY NAS SIĘĆ PEŁNA CZYSTEJ ENERGII

Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.
61-859 Poznań, ul. Grobla 15

tel. 61 854 51 00
Fax 61 852 39 23
e-mail: sekretariat@wsgaz.pl
www.wsgaz.pl

przez PGNiG SA. Mimo że usługi magazynowe, tak jak w innych krajach, powinny mieć już komercyjny charakter, to obecne przepisy, w tym znowelizowanej ustawy o zapasach z 16 września 2011 r., utrudniają rozwój magazynów i konkurencji ze względu na generowane koszty. Duże znaczenie dla skomercjalizowania tych usług powinno mieć uchwalenie odrębnego prawa gazowego, zawierającego przepisy o zapasach, przy założeniu że nie wzrosną uprawnienia prezesa URE i nastąpi „odregulowanie” tego obszaru. Zabierający głos w dyskusji zwrócili uwagę na rozbieżność hipotez prawnych z rzeczywistymi możliwościami uruchomienia zapasów z poszczególnych PMG w warunkach gwałtownych zmian temperaturowych z potrzebami gospodarki.

W referacie pt. „Rozwój rynku gazu w Polsce z uwzględnieniem integracji systemów przesyłowych Europy Środkowej” Roland Kośka wskazał na nowe wyzwania i uwarunkowania dla rozwoju polskiego systemu przesyłowego. Muszą one uwzględniać zgłaszane już realnie zapotrzebowanie na gaz przez elektroenergetykę, dalszy rozwój interkonektorów i SGT, integra-

Laury dla gazowników

W finale XVIII edycji plebiscytu „Przełomu Technicznego” do tytułu Diamentowego, Złotego, Srebrnego i Wyróżnionego Inżyniera Roku nie mogło zabraknąć przedstawicieli branży gazowniczej. Wśród zdobywców laurów znaleźli się: Henryk Dytko, prezes zarządu PNiG Nafta sp. z o.o. w Pile – Złoty Inżynier 2011, Piotr Kurzawa, inżynier ze spółki Polskie LNG – Złoty Inżynier 2011, Wojciech Kietliński, dyrektor Biura Zarządzania Majątkiem Sieciowym z Mazowieckiej Spółki Gazownictwa – Srebrny Inżynier 2011, oraz Maria Migdał, kierownik Centrum Funduszy Europejskich dla Energetyki w INiG w Krakowie – Wyróżniony Inżynier 2011. Wszystkim serdecznie gratulujemy.



cję rynków Europy Środkowej (korytarze NS, BENIP), a także rosnące prawdopodobieństwo wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych (krajowych). Planowane inwestycje do roku 2014 (10 zadań) oraz planowane inwestycje na lata 2015–2021 (28 zadań), a także projekty potencjalnych gazowych jednostek wytwórczych (w rachubę wchodzi 19 lokalizacji) powodują, że OGP GAZ-SYSTEM S.A. musi poszukiwać różnorodnych źródeł finansowania – nie tylko środków własnych, ale i kredytów z banków komercyjnych, środków UE czy kredytów EBI.

Po wygłoszeniu referatu przez **Adama Wawrzynowicza** pt. „Wyzwania przy wprowadzaniu metody energetycznej przy rozliczaniu gazu

ziemnego” wywiązała się dyskusja o konieczności szybkiego wprowadzenia (w aspekcie prawnym i technicznym) rozliczania gazu w jednostkach energii, już w momencie przyjęcia nowego prawa gazowego. Zwrócono uwagę, że nie tylko należy zmienić regulacje prawno-energetyczne (np. rozporządzenie taryfowe, rozporządzenie systemowe), ale równoległe prawo o miarach i wiele przepisów wykonawczych. Dotychczasowa praktyka i wady procesu legislacyjnego powodują, że zebrani wyrazili wątpliwość, czy organa państwowe i sejmowe sprostają temu wyzwaniu. ■

Andrzej Schoeneich



Gascontrol Polska Sp. z o.o.
ul. Pszczyńska 60, 43-267 Suszec
www.gascontrol-polska.pl

Realizuje następujące usługi:

- W zakresie sieci gazowych:

1. Budowa, remonty i modernizacja sieci gazowych wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia (stal oraz polietylen).
2. Budowa, remonty i modernizacja stacji gazowych (redukcyjnych oraz pomiarowych) wysokiego i średniego ciśnienia oraz układów zaporowych.
3. Prace specjalistyczne na gazociągach wysokiego, średniego i niskiego ciśnienia:
 - włączenia hermetyczne w technologii **T.D. Williamson**, wstrzymania przepływu,
 - zasilanie awaryjne gazem ziemnym z cysterny.
4. Instalacje czynnej ochrony antykorozyjnej gazociągów stalowych.
5. Nawalanie wtryskowe dla gazociągów średniego i wysokiego ciśnienia.

- W zakresie sieci wodociągowych i kanalizacyjnych:

6. Budowa, remonty i modernizacja sieci wodociągowych oraz kanalizacyjnych (stalowe i PE).
7. Prace specjalistyczne na rurociągach (włączenia hermetyczne w technologii **T.D. Williamson**, zatrzymania przepływu).
8. Instalacje czynnej ochrony antykorozyjnej rurociągów stalowych.

- W zakresie budownictwa inżynierskiego:

9. Tunele przełazowe (ochronne) dla rurociągów. Przepusty oraz inne konstrukcje.

- W zakresie dostaw:

10. Rury stalowe do budowy rurociągów jak również konstrukcyjne.
11. Elementy gięte:
 - luki gięte indukcyjne dla budowy rurociągów,
 - elementy gięte konstrukcji mostowych, hal oraz wiat i zadaszeń.
- Budowa biogazowni i realizacja projektów kogeneracyjnych (mikroturbiny).
- Firma Gascontrol jest także producentem takich urządzeń jak: nawalanie wtryskowe OSGC, stacje ochrony katodowej, turbin rozprężnych – turboekspander.



Połączenie **wiedzy i techniki**

Rozmowa z **Bernardem Ściechowskim**, prezesem zarządu PGNiG Technologie sp. z o.o.

Połączony podmiot o nazwie PGNiG Technologie Sp. z o.o. wcześniej działał w formie czterech spółek o znanych nazwach: BN Naftomontaż, ZUN Naftomet, ZRUG oraz BUG Gazobudowa. Kiedy to się zaczęło i jaka idea przyświecała tej konsolidacji?

Nowy podmiot oznacza formalne zakończenie procesu konsolidacji, rozpoczętego 16 czerwca 2010 r. i realizowanego w ramach celów określonych w zaktualizowanej strategii PGNiG SA na lata 2011–2015. PGNiG Technologie Sp. z o.o. to obecnie jedno przedsiębiorstwo dysponujące oddziałami, stworzonymi na bazie dotychczasowych spółek zależnych. Łączy unikalne umiejętności, wieloletnią historię oraz bogate doświadczenie czterech połączonych podmiotów.

Jestem przekonany, że centralizacja zarządzania pozytywnie wpłynie na wyniki ekonomiczne PGNiG Technologie, a proste struktury umożliwią poprawę nadzoru i przyspieszą procesy decyzyjne. Nowa duża spółka to także większy potencjał finansowy (kapitał zakładowy spółki wynosi ponad 166 mln zł). Dzięki niemu PGNiG Technologie staje się atrakcyjnym klientem dla banków, co ułatwi stworzenie bazy kapitałowej, wymaganej jako zabezpieczenia i wadzia przy dużych projektach wykonawczych.

Ale chyba nie tylko ten skumulowany kapitał stanowi o wartości spółki?

Istotną wartością naszej spółki są także, a może przede wszystkim, wysoko wykwalifikowani pracownicy oraz wypracowana przez skonsolidowane podmioty pozycja na rynku krajowym i rynkach zagranicznych. Wchodzące do PGNiG Technologie spółki zrealizowały wcześniej w Polsce wiele inwestycji związanych z zagospodarowaniem złóż gazu ziemnego i ropy naftowej oraz budową podziemnych magazynów gazu, w tym: Bonikowo, Brzeźnica, Swarzów, Strachocina, Daszewo. Na swoim koncie mają również inwestycje infrastrukturalne prowadzone poza granicami kraju, m.in. dla klientów z Niemiec, Słowenii i Włoch.

Jakie cele stawiane są przed spółką PGNiG Technologie na najbliższe lata, a jakie w dłuższej perspektywie?

Najważniejszym celem nowo powstałego podmiotu na najbliższe lata jest zdobycie pozycji lidera na konkurencyjnym i szybko rosnącym rynku usług projektowo-budowlano-montażowych w sektorze gazownictwa i górnictwa naftowego. Strategia PGNiG Technologie na lata 2011–2015 przewiduje m.in. zwiększenie udziału w rynku budowy gazociągów wysokiego ciśnienia – do 30%, zagospodarowania złóż ropy i gazu (nowe zadania) – do 60%, produkcji i re-

montów sprzętu do wyposażenia odwiertów – do 70%. Zakłada się utrzymanie dynamiki sprzedaży od 2012 r. na poziomie 8% rocznie (rok do roku) oraz przychodów z eksportu na poziomie minimum 10% przychodów rocznych. Planowane jest również zdobycie 5–10% rynku inwestycji inicjowanych przez spółki gazownicze i wejście na rynki przesyłu mediów.

Wszystkie media informują o pracach związanych z pozyskiwaniem gazu z łupków. Czy spółka planuje aktywnie włączyć się w programy z tym związane?

Skonsolidowane w PGNiG Technologie spółki mają bogate doświadczenie w zakresie budowy instalacji związanych z zagospodarowaniem węglowodorów. Poza kompleksowym wykonawstwem tego typu zadań zajmujemy się również produkcją wyrobów wykorzystywanych przy eksploatacji złóż. Są to m.in. oddzielacze wstępne, oddzielacze dwufazowe, filtroseparatory, wymienniki ciepła oraz urządzenia stanowiące wyposażenie odwiertów – w tym głowice eksploatacyjne. Spółka jest na etapie przygotowania kompleksowej oferty na dostawy urządzeń do napowierzchniowego zagospodarowania tego typu kopalni. Obecnie trwają prace związane z opracowaniem modułowej kopalni, która mogłaby być przenoszona w całości z jednej lokalizacji na drugą. Rozwiązanie takie zminimalizuje zarówno koszty związane z zagospodarowaniem napowierzchniowym odwiertów, jak i obsługą eksploatacyjną instalacji wydobywczych.

Gaz z łupków przysłonił kwestię wykorzystania gazu ziemnego w energetyce, choć wiadomo, że będzie wykorzystywany w coraz większym stopniu. Czy PGNiG Technologie zamierza włączyć się w proces rozwoju rozwiązań poligeneracyjnych?

Tak. Spółka przygotowuje się do realizacji tego typu zadań. Dotyczą one wykonawstwa części budowlanych, instalacyjnych i technologicznych. Za optymalne rozwiązania dla energetyki gazowej uważamy rozproszenie źródeł energii jako modelu dającego największe bezpieczeństwo energetyczne oraz niegenerującego zwiększonych kosztów inwestycyjnych wyrażonych w relacji cena/MW. Biorąc pod uwagę zapotrzebowanie na energetykę rozproszoną, prowadzimy rozmowy z dostawcami odpowiednich technologii i odpowiedniej techniki (chodzi np. o turbiny gazowe o mocach od 10 do 50 MW) w celu przygotowania kompleksowej oferty wykonawstwa układów kogeneracyjnych. ■

Rozmawiał
Henryk Piekut

Rozmowa z **Kazimierzem Nowakiem**, przewodniczącym Komitetu Standardu Technicznego IGG

Nauczmy się skutecznie wdrażać standardy



Komitet Standardu Technicznego został powołany 5 lat temu. Co udało się przez ten czas zrealizować?

Komitet Standardu Technicznego został powołany bardzo szybko – była jakaś ogólna koncepcja tego, co należy zrobić, w jakim kierunku iść. Mieliśmy świadomość, że przed nami jest bardzo dużo pracy, konieczne było wypracowanie i przyjęcie pewnych procedur, zasad pracy – opracowywania standardów, powoływania zespołów. Odbyła się dyskusja na forum komitetu, a także wśród specjalistów zajmujących się normalizacją. Pamiętam wywiad przeprowadzony z dr. Tomaszem Schweitzerem, zastępcą przewodniczącego PKN-u, który zwrócił uwagę, że te środowiskowe standardy techniczne nie powinny zastępować norm krajowych, a raczej być wkomponowane w krajowy system normalizacji. W każdym środowisku specjalistów pojawia się takie dążenie, aby opierać się na własnych doświadczeniach i rozwiązaniach. I to był podstawowy problem, z którym musieliśmy się zmierzyć – w powołanych zespołach roboczych każdy miał inną wiedzę, inne doświadczenia.

Jak układała się współpraca pomiędzy członkami poszczególnych zespołów, zważywszy że ich członkowie dysponowali różnymi doświadczeniami w swoich rodzimych spółkach. Czy były one pomocne, czy wręcz przeciwnie – utrudniały pracę zespołu?

Początkowo stanowi to zazwyczaj istotny problem. Zwykle najskuteczniejszym rozwiązaniem jest wypracowanie pewnych kompromisów, aby powstałe rozwiązania były spójne. Środowisko dostało informację, że może zgłaszać tematy, które następnie były omawiane i przyjmowane. Skład zespołów roboczych zmieniał się niejednokrotnie, czasem konieczna była zmiana kierownika oraz członków w niektórych zespołach. Po opracowaniu procedur i regulaminów później na każdym etapie pojawiały się kolejne usprawnienia, nowelizacje, a także nowe pomysły. I chyba po tych pięciu latach można powiedzieć, że teraz – mimo trudnych początków – prace przebiegają bardzo sprawnie. Ponieważ około 200 specjalistów pracuje w 26 zespołach – nic dziwnego, że konieczne jest za-

chowanie pewnej dyscypliny. Do tej pory przyjęto 18 standardów, następne są w opracowaniu. W pracach standaryzacyjnych przez 5 lat uczestniczyło ok. 400 osób. Z perspektywy czasu mogę stwierdzić, że pomysł został przychylnie przyjęty przez środowisko. Jakie problemy pojawiały się najczęściej? W końcowym etapie przygotowania projektu pojawiało się wiele uwag. Uwzględnienie wszystkich było po prostu niemożliwe, gdyż wtedy z trudem wypracowane rozwiązania straciłyby spójność. Należało zatem zdecydować, które zostaną wprowadzone. Powstał pomysł organizowania konferencji uzgodnieniowych. W ten sposób wypracowywaliśmy pewną kulturę pracy. Przyjęliśmy zasadę, że uwagi może zgłaszać każdy zainteresowany. Konferencje uzgodnieniowe są zwieńczeniem pewnego etapu prac, stwarzając zarazem pole do dyskusji w gronie specjalistów i służąc wymianie wiedzy. Te dyskusje przenosiły się często do prasy branżowej, np. na łamach „Przeglądu Gazowniczego” toczyła się dyskusja na temat ochrony antykorozyjnej i wykorzystywanych w tym celu standardów. Można zaryzykować stwierdzenie, że standardy techniczne przyczyniły się do tego, iż środowisko zaczęło dyskutować, wymieniać poglądy.

W jaki sposób udało się przekonać przedsiębiorstwa z branży do stosowania kolejnych standardów, które są przecież fakultatywne?

Obecnie toczy się dyskusja na temat różnicy pomiędzy stosowaniem a wdrażaniem standardów. Znakomite pole do dyskusji stworzyły tutaj konferencje z cyklu np. KOR-GAZ-NET. Aby skutecznie stosować standardy, trzeba najpierw zastanowić się nad najlepszą metodą ich wdrożenia. Należy też mieć świadomość, jakie przyniesie to efekty w przyszłości, jakiego typu korzyści pozwoli osiągnąć, jak przełoży się na funkcjonowanie organizacji. Ale takiej analizy każda organizacja musi dokonać już samodzielnie. Oczywiście, efekt naszych prac to nie tylko liczba opracowanych standardów. Liczy się również ich jakość, stanowią one zarazem wartość dodaną dla danej organizacji.

Największe wyzwania, z którymi przyszło się w tym czasie zmierzyć...

Pojawiają się zwykle wtedy, gdy wypracowany już przez zespół standard techniczny wywołuje kontrowersje, wymaga dodatkowych konsultacji i oceny merytorycznej. Największym wyzwaniem było za każdym razem przekonanie kierownika danego zespołu, że to, co on opracował i co było według niego słuszne, powinien zaakceptować zespół reprezentujący zróżnicowane opinie całego środowiska. Dlatego wymagało to od niego pewnej elastyczności, umiejętności liczenia się ze zdaniem innych. Założeniem podstawowym była przecież dobrowolność stosowania standardów. Co do dobrowolności stosowania – to kwestia dyskutowana w środowisku. Osobiście nie wyobrażam sobie, aby, ktoś, kto dysponuje standardem, nie wprowadzał go potem w życie. To, oczywiście, kwestie związane z rozwiązaniami techniczno-technologicznymi, ekonomicznymi (dzisiaj i w przyszłości) oraz z bezpieczeństwem.

Najbardziej nietypowy problem, który należało rozwiązać...

Było ich sporo, natomiast na pewno istotną kwestią było określenie procedur przyjmowania standardów technicznych. Zdania były często podzielone, rozbieżności między specjalistami spore – a musieliśmy wypracować konstruktywne rozwiązania, doprowadzić do konsensusu.

Wyzwania na nadchodzące lata...

Pojawiło się wiele pomysłów na usprawnienie pracy nie tylko w kwestiach merytorycznych, lecz także organizacyjnych i regulaminowych. Mam na myśli nie tylko statut Izby Gospodarczej Gazownictwa, wytyczne techniczne czy regulamin Komitetu Standardu Technicznego, ale także funkcjonowanie sekretariatu. Uporządkowania wymaga również sam proces związany z przyjmowaniem standardów oraz nadzoru merytorycznego nad ich opracowaniem. Chciałbym, aby spośród Komitetu Standardu Technicznego dla każdego przyjętego do opracowania nowego standardu był wyznaczony ktoś merytorycznie za niego odpowiadający, kto miałby kontakt z całym zespołem, składał sprawozdanie z postępu prac itp.

Właściwym, a niezrealizowanym do tej pory działaniem byłoby doprowadzenie do bliższej współpracy z takimi instytucjami jak UDT czy PKN, a także do współpracy z instytucjami i organizacjami o podobnym charakterze, działającymi za granicą. Nowe kierunki działań wyznacza życie i nieustan-

ny rozwój techniki. Z pewnością będą to kwestie związane z LNG. Co jeszcze? Czas pokaże...

Czy opracowano jakiś standard niezwykle dla branży istotny, który nie był do tej pory objęty żadnymi regulacjami?

Myślę, że były to pierwsze dwa standardy, dotyczące ochrony przeciwkorozyjnej i katodowej. Okazało się bowiem, że w Polsce, inaczej niż w innych krajach, chronimy tylko gazociągi wysokiego ciśnienia. Mazowiecka Spółka Gazownictwa jako pierwsza podjęła działania, aby to zmienić. Forum wymiany wiedzy w tym zakresie stała się konferencja KOR-GAZ-NET, którą organizujemy, starając się włączyć w nią całe środowisko. Opracowanie tych standardów przyczyniło się więc do przełamania pewnych stereotypów zakorzenionych w mentalności fachowców i przekonania ich, że można działać inaczej niż do tej pory.

Czy w trakcie prac wyłonili się liderzy, wybitni fachowcy, nieznani wcześniej szerszemu gronu?

Oczywiście, były takie osoby – chociażby Tadeusz Furmański z Karpackiej Spółki Gazownictwa. Połączenia PE-stal nie mają dla niego żadnych tajemnic – nie tylko doprowadził do powstania standardu, ale potrafił go skutecznie obronić i był na tyle zaangażowany, że uczestniczył nawet w naradach spółek gazowniczych, dzieląc się swoją wiedzą z innymi i prezentując opracowany standard. Poza tym Lesław Łukasik z Dolnośląskiej Spółki Gazownictwa, kierownik Zespołu Roboczego nr 15, pracującego nad standardem dotyczącym filtrów gazowych, czy Artur Szelc z Mazowieckiej Spółki Gazownictwa. Oprócz tego pracowali uznani już fachowcy w branży, jak np. Marek Fiedorowicz i Maciej Wittek, którzy podjęli się przewodzenia zespołom opracowującym jedne z najbardziej skomplikowanych i trudnych standardów, i zrobili to bardzo skutecznie.

Niewątpliwie, dzięki pracom przy opracowaniu standardów dali się oni poznać z jak najlepszej strony w gronie różnych firm z naszego sektora. Dlatego warto zmierzać do tego, aby standardy nie były – jak do tej pory – opracowywane anonimowo. Autorom poszczególnych projektów z pewnością przyjemnie będzie podpisać się pod swoimi opracowaniami. ■

Rozmawiał
Adam Cymer



Inteligentne obszary bilansowania

Grzegorz Bartoszewski, Mariusz Mirek

Jedną z istotnych pozycji kosztowych operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD) jest zakup paliwa gazowego niezbędnego do zbilansowania systemu. Szacuje się, że średnia wartość różnicy bilansowej, czyli nierozliczonych ilości paliwa gazowego, wynosi od 1 do 2%.

Wpływ na wysokość różnicy bilansowej mają:

- uloty gazu (spowodowane nieszczelnościami sieci gazowej, instalacji gazowych),
- kradzieże (nielegalny pobór paliwa gazowego – NPG),
- niedokładności metrologiczne (w ramach dopuszczalnych błędów).

Każdy z tych czynników jest ograniczany poprzez działania operatorów. Na bieżąco wykrywane i usuwane są nieszczelności sieci, prowadzone są prewencyjne kontrole odbiorców i stały nadzór metrologiczny (legalizacje, sprawdzenia, wzorcowania).

Elementem w istotny sposób wpływającym na poziom nierozliczonych ilości gazu w systemie jest utrzymywany w sieci gazowej poziom ciśnienia roboczego. Najczęściej wykorzystywaną metodą optymalizacji ciśnienia jest okresowa zmiana ustawień parametrów pracy stacji gazowych. Z reguły zmiana ustawień parametrów pracy wykonywana jest dwukrotnie w roku: wiosną i jesienią, czyli uwzględnia sezonowość poborów. Jednak w celu uzyskania ograniczenia strat gazu konieczne jest znaczne zwiększenie częstotliwości zmiany ciśnienia w sieci, a najlepiej bieżące dostosowanie ciśnienia w sieci do aktualnych warunków.

Oczywiście, istnieją urządzenia i rozwiązania techniczne umożliwiające sterowanie ciśnieniem w sieci gazowej, jednak ocena skuteczności optymalizacji ciśnienia w sieci gazowej w kontekście zmniejszenia poziomu nierozliczonych ilości paliwa gazowego w systemie do tej pory opierała się głównie na szacunkach. Możliwe do uzyskania ograniczenie strat gazu poprzez automatyczną optymalizację ciśnienia w sieci gazowej szacowane jest na około 0,5 pkt. W przypadku Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa (WSG) oznacza to zmniejszenie kosztów o kilka milionów złotych w roku.

WSG zdecydowała się wdrożyć rozwiązania optymalizujące ciśnienie w sieci gazowej. Jednak przed podjęciem decyzji o masowym zastosowaniu systemów regulacji ciśnienia postanowiono pilotażowo w wybranych pięciu strefach dystrybucyjnych zbadać wpływ ich działania na poziom nierozliczonych ilości gazu.

Problemem do rozwiązania było wypracowanie metody, która pozwoliłaby precyzyjnie określić poziom rzeczywistych strat gazu przy wykorzystaniu dostępnych zasobów i technologii.

Kluczowym elementem jest pozyskanie wiarygodnych danych pomiarowych. W przypadku punktów zasilających obszar (stacje wysokiego lub średniego ciśnienia) oraz odbiorców kwalifikowanych do grupy przyłączeniowej B (moc przyłączeniowa powyżej 10 m³/h dla gazu E lub 25 m³/h dla gazów L) pozyskanie danych jest stosunkowo proste, ponieważ układy pomiarowe włączone są do systemu telemetrii. O wiele trudniej jest pozyskać w tym samym czasie, czyli na koniec miesiąca gazowego, dane pomiarowe z układów zamontowanych u odbiorców z grup taryfowych 1–4. Ich liczba oraz utrudnienia związane z dostępem do gazomierzy w praktyce uniemożliwiają wykonanie jednoczesnego odczytu u wszystkich odbiorców na badanym obszarze. Dlatego postanowiono wykorzystać technologie inteligentnych gazomierzy (AMR, AMI).

I tak, poprzez połączenie wdrożenia systemów regulacji ciśnienia oraz inteligentnych gazomierzy powstał projekt „Inteligentne obszary bilansowania”.

BILANS GAZU W STREFIE DYSTRYBUCYJNEJ

Podstawowym narzędziem weryfikującym wpływ systemów regulacji ciśnienia na straty gazu jest prawidłowo wyznaczony bilans gazu. W WSG jest on wyznaczany dla poszczególnych stref dystrybucyjnych, czyli obszarów, na których hydraulicznie połączone sieci gazowe zasilane są z jednej



Zdalny odczyt danych z inteligentnych gazomierzy w Kołobrzegu.



Układ automatycznej optymalizacji ciśnienia w sieci firmy Fiorentini.

lub kilku stacji gazowych w/c. Wykonywany jest dla poszczególnych okresów rozliczeniowych, czyli miesięcy gazowych.

Podstawowy bilans gazu przedstawia równanie:

$$Q_{we} = Q_{wR} + Q_{wS} + Z_{OSD} + Rb$$

gdzie:

Q_{we} – ilość paliwa gazowego dostarczana do strefy dystrybucyjnej (suma ze stacji zasilających)

Q_{wR} – ilość paliwa gazowego dostarczona odbiorcom wyposażonym w rejestrację przepływu

Q_{wS} – ilość paliwa gazowego dostarczona odbiorcom bez rejestracji przepływu (ilość oszacowana na podstawie cyklicznych odczytów, w projekcie odczyty rzeczywiste pozyskane przy wykorzystaniu gazomierzy inteligentnych)

Z_{OSD} – zużycie własne Operatora Systemu Dystrybucyjnego, technologiczne i pozostałe (ilości określone na podstawie rzeczywistych pomiarów)

Rb – różnica bilansowa (nierozliczone ilości paliwa gazowego)

W celu precyzyjnego wyznaczenia różnicy bilansowej konieczne jest pozyskanie rzeczywistych odczytów na koniec okresu rozliczeniowego. Warunek ten jest spełniony dla punktów zasilających strefę (Q_{we}), odbiorców wyposażonych w rejestratory (Q_{wR}) oraz odczytywanych na koniec okresu rozliczeniowego układów pomiarowych wskazujących zużycie własne OSD (Z_{OSD}). Pozostali odbiorcy zostaną wyposażeni w gazomierze inteligentne (transmisja radiowa, rozbudowana funkcja archiwizowania danych), z których oprócz informacji o stanie gazomierza w chwili odczytu zostanie również pozyskana informacja o stanie gazomierza na zakończenie okresu rozliczeniowego (miesiąca gazowego).

ZAŁOŻENIA DO PROJEKTU

Realizując projekt, postanowiono nie ograniczać się do głównego celu, czyli doświadczalnego zbadania wpływu optymalizacji ciśnienia w sieci gazowej na poziom nierozliczonych ilości paliwa gazowego, ale także wykorzystać możliwość testowania różnych

rozwiązań i technologii zarówno w obszarze systemów regulacji ciśnień, jak i urządzeń pomiarowych i transmisji danych. Dlatego zdecydowano, że jednocześnie będzie prowadzonych kilka projektów bazujących na tych samych założeniach, ale korzystających z różnych urządzeń.

Wyboru obszarów (stref dystrybucyjnych), które zostaną objęte projektem, dokonano na podstawie ogólnych założeń:

- strefa zasilana jest jedną stacją w/c (pełne opomiarowanie),
- w strefie jest tylko jedna stacja sieciowa śr/c, która zostanie wyposażona w system regulacji ciśnienia,
- ogólna liczba odbiorców mieści się w przedziale od 500 do 1500,
- większość odbiorców w strefie jest przyłączona do gazociągów n/c.

Projekt dla każdej lokalizacji został podzielony na dwa etapy.

1. Przygotowanie infrastruktury:

- modernizacja stacji redukcyjnej śr/c (II stopnia) polegająca na zabudowie systemu automatycznej regulacji ciśnienia,
- wymiana wszystkich gazomierzy w strefie na gazomierze inteligentne (jeden producent i jedna technologia w strefie),
- przygotowanie komunikacji pomiędzy systemem informatycznym zarządzającym gazomierzami a systemem odczytowo-rozliczeniowym WSG,
- szkolenia pracowników.

2. Część badawcza:

- sterowanie ciśnieniami (różne konfiguracje w poszczególnych okresach rozliczeniowych, np. system aktywny, stałe ciśnienie itp.),
- pozyskiwanie danych z gazomierzy inteligentnych,
- precyzyjne bilansowanie systemu w okresach rozliczeniowych,
- analiza wyników (skuteczność, efektywność ekonomiczna itp.).

ZAKRES PROJEKTU

Wybrano 5 lokalizacji, w których zostanie przeprowadzony projekt Inteligentnych Obszarów Bilansowania: Turek, Poniec, Margonin, Płoty i Kołobrzeg (część miasta).

Zastosowane systemy regulacji ciśnień umożliwiają zaprogramowanie ciśnienia roboczego w zależności od przepływu chwilowego lub w formie zegara sterującego. Przygotowano

Lokalizacja	Liczba odbiorców (gazomierze) [szt.]	Sieć gazowa [km]	System regulacji ciśnienia	Dostawca gazomierzy	System odczytu
Turek	1619	36,1	Tartarini	Intergaz/Aiut	obchodzony/stacjonarny
Poniec	974	17,6	Fiorentini	Metrix	obchodzony
Margonin	887	11,1	Fiorentini	Intergaz/Aiut	obchodzony
Płoty	1004	18,7	Fiorentini	Metrix	obchodzony
Kołobrzeg	599	9,3	Fiorentini	Intergaz/Aiut	obchodzony
Razem	5083	92,8	—	—	—

również rozwiązania umożliwiające zdalne aktualizowanie parametrów sterujących ciśnieniem roboczym.

W pierwszym etapie zaplanowano, że odczyty gazomierzy będą wykonywane w systemie obchodowym (objazdowym) z wykorzystaniem urządzeń mobilnych (odbiorniki, anteny samochodowe). Dodatkowo dla projektu Turek przewiduje się w drugim etapie wdrożenie systemu stacjonarnego opartego na koncentratorach (zwarta zabudowa umożliwi znaczne ograniczenie liczby koncentratorów) odbierających sygnał radiowy z gazomierzy i dalej przesyłający go z wykorzystaniem modemów GSM. W tym celu gazomierze montowane w Turku zostały dodatkowo wyposażone w nadajniki pracujące w paśmie SRD g3 (869,4 MHz – 869,65 MHz), co w znaczny sposób zwiększa zasięg sygnału i ogranicza liczbę koncentratorów.

REALIZACJA

Pierwszy etap realizacji projektu zakończył się 31 grudnia 2011 r. Zmodernizowano stacje gazowe, wyposażając je

w układy regulacji ciśnienia, wymieniono gazomierze, przygotowano systemy informatyczne i przeszkolono pracowników.)

Od stycznia 2012 r. trwa etap 2., czyli metodyczne sterowanie ciśnieniami w systemie, pozyskiwanie danych pomiarowych, pełne bilansowanie systemu i bieżąca analiza wyników. Okres ten trwać będzie co najmniej do końca 2012 roku i po nim nastąpi szczegółowa analiza skuteczności systemów sterowania ciśnieniami, w tym także analiza efektywności ekonomicznej ich zastosowania.

OCZEKIWANE EFEKTY I KORZYŚCI

Oprócz osiągnięcia głównego celu, jakim jest ocena wpływu optymalizacji ciśnienia w sieci gazowej na poziom nierozliczonych ilości paliwa gazowego, istnieje jeszcze wiele dodatkowych korzyści wynikających z realizacji projektu, na przykład:

- umiejętne typowanie obszarów, dla których będą efektywne systemy regulacji ciśnień,

- zdobycie doświadczeń w obszarze gazomierzy inteligentnych (różni producenci i technologie),
- kontrola efektywności procesu pozyskiwania danych odczytowych,
- wskazania co do dalszego doskonalenia w obszarze technologii i współpracy systemów informatycznych,
- pozyskanie danych pomiarowych umożliwiających wyznaczenie profilu poboru gazu dla grup odbiorców,
- ocena wpływu warunków pogodowych na wielkość poborów,
- próby wdrożenia metody energetycznej w rozliczeniach (gazomierze w Poniecu i Płotach dodatkowo umożliwiają pozyskanie informacji o zużyciu gazu przeliczonym na jednostki energii, korekcję temperaturową, posiadają wprowadzone dane dotyczące średniego ciepła spalania gazu i lokalizacji w m n.p.m.).

Planujemy przygotowanie w pierwszym kwartale 2013 roku raportu z wdrożenia Projektu IOB. Umożliwi on podzielenie się doświadczeniami zdobytymi przez WSG z branżą gazowniczą.

Z satysfakcją odebraliśmy zainteresowanie naszym projektem Instytutu Nafty i Gazu w Krakowie i ufamy, że współpraca z INiG może wzbogacić realizowany projekt. ■

Grzegorz Bartoszewski,
członek zarządu,

Mariusz Mirek,
dyrektor Biura Transportu Gazu,
Wielkopolska Spółka Gazownictwa

GSG. Wiedza pokoleń.

185 2012
160 lat gazownictwa na Śląsku

Górnśląska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.
41-800 Zabrze, ul. Szczęść Boże 11
tel. 32 398 50 00, fax 32 271 78 01
e-mail: biuro@gsgaz.pl
www.gsgaz.pl

GÓRNOŚLĄSKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

Dobra legislacja to nie tylko ustawy

dokończenie ze str. 31

nowej, w terminach nieskorelowanych z wprowadzeniem inteligentnych liczników – gazomierzy. Tak poniesione koszty (szacowane na wieśset milionów złotych) byłyby przenoszone na odbiorców energii elektrycznej i gazu ziemnego.

DOZÓR TECHNICZNY NAD GAZOCIĄGAMI

Kolejnym przykładem starań o logikę nowelizacji rozporządzeń wykonawczych są uporczywe zabiegi (od 10 lat) Izby Gospodarczej Gazownictwa o uregulowanie problemu niespójności prawa wynikającego z rozporządzenia Rady Ministrów z 16 lipca 2002 r. w sprawie rodzajów urządzeń technicznych podlegających dozorowi technicznemu. Niespójność wywołały poniższe zapisy z przedmiotowego rozporządzenia:

§ 1. Dozorowi technicznemu podlegają następujące rodzaje urządzeń technicznych:

- 1) urządzenia ciśnieniowe, w których znajdują się ciecze lub gazy pod ciśnieniem różnym od atmosferycznego:
 - j) rurociągi przesyłowe i technologiczne, w części stanowiące urządzenia techniczne w rozumieniu przepisów o dozorze technicznym, do materiałów niebezpiecznych o właściwościach trujących, żrących i palnych pod nadciśnieniem wyższym niż 0,5 bara i średnicy nominalnej większej niż DN 25, wyprodukowane lub przebudowywane po dniu wejścia w życie rozporządzenia, przeznaczone do gazów sprężonych, gazów skroplonych...

Zapisy te zostały zrozumiane i wprowadzone w życie przez Urząd Dozoru Technicznego jako objęcie do-

zorem technicznym gazociągów, powyżej tychże podanych parametrów, co wywołało reakcję negatywną środowiska gazowniczego.

Tymczasem zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 97/23/WE z 29 maja 1997 roku w sprawie zbliżenia przepisów prawnych państw członkowskich dotyczących urządzeń ciśnieniowych, z zakresu jej wyłącza się rurociągi przesyłowe składające się z rurociągu lub układów rurociągowych, przeznaczone do przesyłania dowolnego płynu lub substancji do lub z instalacji (na lądzie lub wodzie), licząc od ostatniego elementu odcinającego w granicach instalacji łącznie z tym elementem, wraz ze wszystkimi przyłączonymi urządzeniami przeznaczonymi specjalnie dla rurociągowych przesyłowych (art. 1 pkt 3.1). Zapis tej dyrektywy został wprowadzony do polskiego prawa rozporządzeniem ministra gospodarki z 21 grudnia 2005 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych (Dz.U. nr 263, poz. 2200), które stwierdza, że „na podstawie art. 9 ustawy z 30 sierpnia 2002 r. o systemie zgodności (Dz.U. z 2004 r. nr 204, poz. 2087 oraz z 2005 r. nr 64, poz. 565) zarządza się, co następuje: § 1. Rozporządzenie określa: 1) zasadnicze wymagania w zakresie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia dotyczące projektowania oraz wytwarzania urządzeń ciśnieniowych i zespołów urządzeń ciśnieniowych, o najwyższym dopuszczalnym ciśnieniu większym od 0,5 bara”. W § 2 tego rozporządzenia stwierdza się, że przepisów rozporządzenia nie stosuje się do: 1) rurociągów przesyłowych – rurociągów lub układów rurociągów... co zgodne jest z dyrektywą 7/23/EWG z 29 maja 1997 r. w sprawie zbliżenia ustawodawstw państw członkowskich

dotyczących urządzeń ciśnieniowych (Dz.Urz. WE L 181 z 09.07.1997, str. 1, L 265 z 27.09.1997, str. 110). Z przytoczonych zapisów jasno wynika, że gazociągi nie mogą być traktowane jako urządzenia ciśnieniowe, a tym samym nie mogą być objęte dozorem technicznym. Od lat sektor gazowniczy walczy o zmianę rozporządzenia z 2002 roku, ale bezskutecznie.

W tym katalogu spraw ważnych jest jeszcze problem najważniejszy. Branża gazownicza od lat nie może się doczekać skutecznego zakończenia prac legislacyjnych i wydania znowelizowanego rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe (obecnie obowiązujące wydane było w 2001 r.). Brak tego rozporządzenia – choć prace nad nim trwają od jesieni 2007 roku – oznacza dla branży gazowniczej blokadę możliwości wprowadzania nowych technologii i najnowszych rozwiązań technicznych, choć IGG wspiera innowacyjne plany firm, ustanawiając standardy techniczne zawierające najnowsze normatywy techniczne, ale one muszą być zgodne z obowiązującymi regulacjami prawnymi. A tych brak. Podobnie jak brak – nawet nie rozpoczęto prac nad projektem – nowego rozporządzenia ministra gospodarki w sprawie warunków technicznych użytkowania sieci gazowych z uwagi na brak wspomnianego rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe. Brak obu wskazanych rozporządzeń uniemożliwia rozwiązanie problemu dozoru technicznego nad gazociągami przesyłowymi. I tak łańcuszek się zamyka – brak jednego ogniwa blokuje funkcjonowanie pozostałych.

Chciałoby się wyrazić nadzieję, że może teraz – gdy Ministerstwo Gospodarki przystąpiło do porządkowania prawa dotyczącego sektora energetycznego (w tym gazowniczego) – zauważone wreszcie zostanie, że nie tylko konieczne są nowe ustawy, ale uporządkowanie również zaniedbanych od lat tematów regulowanych rozporządzeniami. ■

Adam Cymer

Misja

W środowisku pracowników przemysłu naftowego i gazowniczego mówi się, że trudno znaleźć drugiego tak wielkiego znawcę i miłośnika tych zawodów, jak **Stanisław Szafran**.



Awszystko zaczęło się w Odrzykoniu, ma ziemi krośnieńskiej, gdzie od najmłodszych lat Staszka Szafrana budziły dźwięki syren rozpoczynających szychbę w kopalniach ropy naftowej w Turaszówce, w Potoku i innych fabrykach krośnieńskich. Kopalnia ropy naftowej w Turaszówce to było miejsce magiczne, choć o tym mógł się przekonać dopiero po skończeniu „podstawówki”. Miejscowym zwyczajem wszyscy, którzy chcieli zostać lekarzami, szli do krośnieńskiego liceum, a ci, którym marzyło się być inżynierem – do słynnego Technikum Przemysłu Naftowego.

– *To technikum było istnym poligonem doświadczalnym – wspomina dzisiaj. – Nasi wspaniali wychowawcy, profesorem Tomasz Kapała, Franciszek Klatka i inni przekazywali nam wielką wiedzę, ale też wprowadzali nas w tajniki zawodu. Już od pierwszej klasy mieliśmy praktyki w tzw. KWR – Krośnieńskich Warsztatach Remontowych, a następnie na kopalni w Turaszówce i innych kopalniach, gdzie mogliśmy poznać całą złożoność górnictwa naftowego – od wierceń udarowych i obrotowych, poprzez eksploatację ropy, stabilizację ropy, aż po gazolinarnie, nagazywanie i nawadnianie złoża oraz magazynowanie i transport ropy naftowej i gazu ziemnego. Do dzisiaj pamiętam praktyki w tej małej kopalni.*

Edukacja w technikum kończyła się egzaminem, pracą dyplomową i tytułem „technika kopalnictwa naftowego”. Tematem pracy Staszka Szafrana było „Opracowanie projektu szczelinowania hydraulicznego odwiertu WA5 na Kopalni Ropy Naftowej Turaszówka”. A więc już ponad pół wieku temu zajmowano się tematem szczelinowania. Studia na Wydziale Geologiczno-Poszukiwawczym AGH w Krakowie to kolejny etap kształcenia Stanisława Szafrana, ale przede wszystkim początek ponad 40-letniej aktywności w środowisku akademickim, wśród znakomitego grona naukowców. Karierę nauczyciela akademickiego rozpoczęła praca dyplomowa na temat „Bu-

dowa geologiczna i gazoność strefy Przemysł-Kańczuga”, obroniona w 1964 roku.

Stanisław Szafran rozpoczął pracę w Katedrze Złóż Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego u prof. Adama Tokarskiego, gdzie od podstaw zorganizował laboratorium fizycznych własności skał. Młodzi pracownicy nauki – zarówno kiedyś, jak i dzisiaj – nie mają łatwego startu. W tej pierwszej katedrze nie było szans na etat, więc prof. Henryk Świdziński zaproponował młodemu adeptowi nauki stanowisko asystenta w Katedrze Geologii Ogólnej. Ale w tym czasie powstała Katedra Geologii Naftowej, kierowana przez prof. Stanisława Wdowiarza, która stała się później załóżkiem nowego Wydziału Wiertniczo-Naftowego. W tej nowej katedrze Stanisław Szafran pozostał już na długie lata swej pracy w AGH, przechodząc wszystkie szczeble akademickiej kariery – asystenta, starszego asystenta i adiunkta. W 1974 roku na podstawie rozprawy „Gazoność wschodniej części Przedgórze Karpat na tle rozwoju facjalnego utworów miocenu autochtonicznego” uzyskał tytuł doktora nauk technicznych.

Wspominając początki swojej obecności w tej uczelni, podkreśla, że wielkim doświadczeniem była dla niego współpraca ze wspaniałymi profesorami, ale przede wszystkim z podziwem odnosi się do ich kreatywności, ciągłych poszukiwań nowych rozwiązań i otwartości na współpracę. Nie było problemu, gdy – pracując w jednej katedrze – mógł uczestniczyć w badaniach oraz tworzeniu laboratorium fizycznych własności skał i płynów złożowych – w innej.

Stanisław Szafran szczególną uwagę kierował na obszar Karpat i zapadliska przedkarpackiego. Jako pracownik akademicki nie był w żadnym zespole poszukiwań, mógł jedynie coś sugerować, ale kto inny przygotowywał projekty badań i prowadził prace poszukiwawcze. A jednak jego praca przyczyniła się do realnego sukcesu w poszukiwaniach. Po nieudanych próbach wykonania odwiertu na złożach w okolicach Pruchnika,

gdzie wykres karotażu dawał bardzo mało informacji i podjęto decyzję, że odwiert jest do likwidacji, Stanisław Szafran wrócił do tematu podczas pracy nad swoim doktorem. Ponownie wykorelował ten obszar i okazało się, że jest to jednak bardzo dobra struktura do poszukiwań. Poszedł do kolegi z geofizyki z prośbą, by przygotować projekt badań sejsmicznych, bo inaczej nie uda się ostatecznie potwierdzić, czy jest to obszar dobrze rokujący. I tak się stało, dzięki decyzji znakomitego geologa, Czesława Nowotarskiego. W efekcie realizacji zasugerowanego projektu została udokumentowana pułapka, a zaprojektowane i wykonane w jej strefie otwory poszukiwawcze dały dobry wynik – dziesięć horyzontów gazowych, mocnych, od 7 do 10 mld m³. – *Uznałem, że jak na pracownika akademickiego, mogę przyznać sobie część zasług w zakresie praktycznych poszukiwań gazu ziemnego – stwierdza dzisiaj Stanisław Szafran.*

Efektom pracy naukowej dr. inż. Stanisława Szafrana jest prawie dwadzieścia dużych opracowań syntetycznych, w tym kilka przygotowanych pod jego kierownictwem, a także kilkadziesiąt publikacji naukowych w specjalistycznych periodykach krajowych i zagranicznych. W 1981 roku był laureatem prestiżowej nagrody naukowej im. Henryka Świdzińskiego, przyznawanej przez Polskie Towarzystwo Geologiczne.

Praca akademicka to również liczne obowiązki administracyjne i społeczne. Organizatorskie talenty realizował w Kole Młodych Pracowników Nauki, co przyniosło wybór do Rady Wydziału Wiertniczo-Naftowego, a także Senatu AGH. Władze akademickie powierzały mu wiele funkcji doradczych, ale długofalowa okazała się rozpoczęta w 1978 roku funkcja prowadzenia Punktu Konsultacyjnego AGH w Krośnie, którą sprawował przez prawie 25 lat. Przez niemal trzy kadencje był wybierany na prodziekana wydziału ds. studiów zaocznych. Punkt Konsultacyjny AGH w Krośnie to jeden

z najstarszych, systematycznie działających tego typu placówek dydaktycznych w Polsce, który dzięki pracy m.in. Stanisława Szafrana przetrwał wszystkie meandry reorganizacyjne szkolnictwa wyższego i w ub. roku doczekał się jubileuszu 50-lecia.

Z tymi studiami związane są osobiste wspomnienia Stanisława Szafrana. Okazało się bowiem, że wśród swoich studentów spotkał... wielu kolegów z technikum. Gdy on kończył szkołę, na studia poszły może 3–4 osoby z liczącej ponad 30 uczniów klasy. Wiele z nich jednak – już z dużym doświadczeniem zawodowym – postanowiło podnieść poziom wykształcenia i tak po latach spotkali się na zaocznych studiach w Krośnie.

Kariera naukowa Stanisława Szafrana to niejedyna odsłona jego osobowości. Druga – to ujawniona bardzo szybko, już na studiach, pasja społecznikowska. Jak sam twierdzi, jest to zapewne uwarunkowane genetycznie, bo jego ojciec również miał taki instynkt, organizował bowiem Kółko Rolnicze w rodzinnym Odrzykoniu. Być może, to wpływ jego akademickich mentorów, profesorów, którzy nie tylko zajmowali się dydaktyką, ale też chcieli i potrafili znaleźć czas na działalność w organizacjach społecznych, takich jak Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego, od 1981 roku wzbogacone w nazwie o człon „i Gazowniczego”

(SITPGNiG). Ten niezwykle ciekawy mariaż środowiska naukowego i praktyków z przemysłu okazał się doskonałą formułą promowania przemysłu naftowego i gazowniczego, upowszechniania wiedzy o tych branżach i ich historii, często zupełnie zapomnianej. To również znakomite forum integracji środowiskowej, budowania więzi zupełnie unikalnych na tle innych sektorów gospodarki. Tę wartość podkreślają wszyscy. Stanisław Szafran dodaje, że jego kontakty akademickie i zawodowe zostały znakomicie rozbudowane dzięki działalności w stowarzyszeniu, co sprawiło, że – jak z dumą podkreśla – *bez mała całe środowisko górnictwa naftowego i gazowniczego jest mi znane*. Co nie jest zaskakujące o tyle, że zapisał w historii stowarzyszenia swoje mocne karty, przez dwie kadencje pełniąc funkcję szefa Głównej Komisji Rewizyjnej, a od 2000 roku funkcję sekretarza generalnego. Choć nie tylko formalne usytuowanie decyduje o tej pozycji. To coś znacznie ważniejszego – poczucie misji, że taka działalność musi owocować odkrywaniem wspaniałej tradycji tych branż i budowaniem ich przyszłości. Z jednej strony zatem, wykonał wielką pracę na rzecz ochrony dziedzictwa historycznego i kulturowego związanego z Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce, doprowadzając w 2004 roku do powstania fundacji dla muzeum, a ta sprawiła, że Bóbrka to dzisiaj multimedialne cen-

trum wiedzy o tradycjach polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego. Z drugiej strony – nieustannie inwestuje w młode pokolenie, by nabrało poczucia, że praca w branży naftowej i gazowniczej to nie zawód, a swoiste powołanie. „Honorowa Szpada SITPGNiG”, wyróżnienie nadawane najlepszym absolwentom wydziałów szkół wyższych współdziałających ze stowarzyszeniem w dziedzinie naukowej, edukacyjnej i wychowawczej, ma podkreślać, że wszystkie te pola aktywności powinny towarzyszyć pracy zawodowej.

– *Zasługi w dziele promocji historii polskiego przemysłu naftowego i gazowniczego należą się wielu osobom, wystarczy wspomnieć, że prawie 300 z nich otrzymało medal Muzeum w Bóbrce – podkreśla Stanisław Szafran. – Ja tylko przejąłem pałeczkę w sztafecie pokoleń i staram się inspirować i doradzać, by nic z dorobku naszego stowarzyszenia nie uрониć, a budować solidne fundamenty na przyszłość. Jak mówił bowiem mój przyjaciel, dr Ludwik Kossowicz, „jesteśmy, kolego, stowarzyszeniem miłośników przemysłu naftowego i gazowniczego, a to nas zobowiązuje”. Mogę tylko dopowiedzieć, że takie przesłanie jest dzisiaj tym bardziej ważne, że obserwuję z niepokojem nasilające się tendencje komercjalizacji organizacji społecznych i samorządowych, gdzie na misję jest coraz mniej miejsca.* ■

Adam Cymer

Jesteśmy liderem w zakresie kompleksowych projektów inżynierskich oraz prac studialnych dla sektora gazowniczego i paliwowo-energetycznego.

GAZOPROJEKT
GASOPRO NI G

OFERUJEMY NASZYM KLIENTOM:

- Studia wykonalności
- Konceptcje i analizy przedprojektowe
- Projekty podstawowe, budowlane i wykonawcze
- Opracowania specjalistyczne i ekspertyzy inżynierskie
- Obliczenia wytrzymałościowe i analizy ryzyka procesowego
- Raporty i analizy oddziaływania inwestycji na środowisko
- Nadzory autorskie i inwestorskie
- Pełnienie funkcji Inżyniera Kontraktu
- Generalną Realizację Inwestycji

Tętno przyszłości

www.gazoprojekt.pl

Nikt od Polski nie wymaga uwolnienia rynku gazu

dokończenie ze str. 29

surowca, początkowo dla dostaw dla dużych klientów, docelowo zapewne dla wszystkich, przy czym do momentu osiągnięcia pożądanej struktury rynku (np. udział w rynku podmiotów innych niż Grupa PGNiG większy od 20–25%), podmioty z Grupy PGNiG byłyby z tego zwolnienia wyłączone.

Specyfiką polskiego rynku gazowego jest ponad 95-procentowy udział podmiotów z Grupy Kapitałowej PGNiG w dystrybucji paliwa gazowego. Regulacje odnośnie do wydzielenia własnościowego nie obejmują OSD, ale w przypadku, gdy komisja lub krajowy organ regulacyjny uznają, iż jest to element blokujący dostęp do rynku i klientów (np. poprzez odmowę świadczenia usług dystrybucyjnych dla nowych podmiotów, tłumaczoną ograniczonymi mocami dystrybucyjnymi), mogą sięgnąć po rozwiązania, które doprowadzą do zmiany tej sytuacji. Do innych posunięć można niewątpliwie zaliczyć stworzenie i rozwój platformy do giełdowego, ale także pozagiełdowego handlu gazem ziemnym. Aby tego typu działalność miała szansę rozwoju, w polskich warunkach produktem obrotu musi być zarówno surowiec, jak i związane z nim moce przesyłowe. Koncepcja obrotu powinna zatem opierać się na modelu wirtualnego hubu, którym będzie cały system przesyłowy w Polsce (takie „wirtualne” rozwiązanie jest już w Polsce stosowane, w przypadku magazynowania gazu w magazynie Wierzchowice–Husów). W początkowej fazie obrót mógłby być ograniczany do wystandaryzowanych produktów, dla wybranych fragmentów systemu przesyłowego.

Pragnę w tym miejscu przypomnieć i podkreślić, że nikt od Polski nie wymaga uwolnienia rynku, który może być – zgodnie z prawem – zmonopolizowany. Nie wolno natomiast nadużywać pozycji dominującej. Podstawową

przesłanką do podjętych w Polsce działań było postępowanie Komisji Europejskiej w sprawie naruszenia dyrektywy 2009/73/WE w części dotyczącej dalszego utrzymywania cen regulowanych na zmonopolizowanym rynku gazu ziemnego w Polsce oraz konkluzje Rady Europejskiej z 4 lutego 2011 r. w sprawie zakończenia procesu integracji europejskich rynków gazu ziemnego do 2014 r. To jednak nie jest warunkiem koniecznym demonopolizacji rynku.

Tylko decyzja polityczna może otworzyć rynek w Polsce i zmusić państwową firmę zasiedziać do działań rynkowych. Oczywiście, rozwój handlu gazem może przyczynić się do stopniowej redukcji presji regulacyjnej na firmę zasiedziałą (tj. PGNiG), tak jak to nastąpiło w Niemczech. Trudno jednak zakładać, iż samo stworzenie platformy do obrotu pozagiełdowego mogłoby skłonić Komisję Europejską do rezygnacji np. z programu *gas release*, ale związana z utworzeniem tej platformy wiążąca deklaracja PGNiG do oferowania na takim rynku np. 10–30% importowanego gazu może stać się przekonującym argumentem na rzecz bardziej rynkowych, a mniej interwencyjnych działań.

Dlatego zaproponowany niejako w odpowiedzi przez PGNiG 13 lutego br. własny PUG przewiduje między innymi:

- uwolnienie taryf dla klientów instytucjonalnych, przy utrzymaniu taryf dla gospodarstw domowych (decyzja URE, od 2013 r.),
- udostępnianie gazu przez PGNiG w ramach aukcji PUG (dobrowolne) – do 70% wielkości rynku (baza – 2011 r.), czyli do łącznej wysokości 9,4 mld m³/rocznie,
- gaz udostępniany w punkcie wirtualnym (system przesyłowy),
- mogą uczestniczyć spółki zależne PGNiG,

- kontrakty roczne (dostawy w latach 2013, 2014 i 2015), od 1 stycznia. Transze – 10 tys. MWh (~ 1 mln m³). Profil dostawy – stały,
- cena ustalona na podstawie średnich kosztów pozyskania gazu przez PGNiG (import i wydobycie krajowe), zwrot z zaangażowanego kapitału, koszty utrzymywania zapasów obowiązkowych, opłaty pobierane przez OSP i marżę hurtową PGNiG,
- elementy dodatkowe to:
 - wprowadzenie mechanizmów ograniczających możliwość wywozu gazu zakupionego w ramach PUG;
 - możliwość obrotu gazem zakupionym w PUG na rynku wtórnym (giełda);
 - możliwość odstąpienia od PUG w przypadku stwierdzenia zagrożeń dla zbilansowania odbiorców PGNiG, którzy chcą kontynuacji współpracy z PGNiG oraz zagrożeń dla funkcjonowania całości systemu krajowego.

Analizując zapisy PUG z wersji PGNiG, czytamy: „...realizacja PUG wymagać będzie wprowadzenia **modyfikacji do stosowanych obecnie mechanizmów regulacji cen gazu ziemnego w Polsce**. Ma być to zrobione na bazie zawartego «Porozumienia regulacyjnego» pomiędzy PGNiG i prezesem URE rozumianego jako **«dobrowolne zobowiązanie się stron»** w okresie do 31 grudnia 2015 roku do przestrzegania określonych w nim zasad (...)”. W „Porozumieniu regulacyjnym” precyzyjnie zdefiniowane zostaną następujące zagadnienia:

- metodologia kalkulacji ceny gazu oferowanego przez PGNiG w ramach PUG (cena wynikająca z aukcji PUG – obowiązująca w pierwszym kwartale dostaw PUG),
- metoda indeksacji cen gazu oferowanego przez PGNiG w ramach PUG w kolejnych kwartałach dostaw PUG do 31 grudnia 2015 roku,
 - udostępnianie gazu przez PGNiG w ramach aukcji PUG po cenie skalkulowanej zgodnie z metodą określoną w „Porozumieniu regulacyjnym” (cena wynikająca z aukcji PUG, podlegająca indeksacji w kolejnych kwartałach),

- podjęcie przez prezesa URE decyzji o zwolnieniu PGNiG oraz innych sprzedawców paliwa gazowego z obowiązku zatwierdzania taryf dla segmentu klientów niebędących gospodarstwami domowymi (instytucjonalnych),
- utrzymanie obowiązku zatwierdzania taryf dla segmentu gospodarstw domowych, **przy założeniu przeniesienia na odbiorców domowych kosztów pozyskania paliwa gazowego przez PGNiG**,
- zapisy „Porozumienia regulacyjnego” będą w pełni spójne z zapisami szczegółowej koncepcji realizacji PUG.

Oczywiście, alternatywą lub uzupełnieniem dla pozagiełdowego obrotu paliwem gazowym jest zbudowanie i rozwój rynku giełdowego dla handlu gazem ziemnym. A ten element staje się elementem kluczowym i najbardziej kosztownym! Zapominamy, że giełda wiąże się jednak z większym sformalizowaniem obrotu (wystandaryzowane produkty, kwotowania na kilku rynkach – *day ahead*, *week-ahead*, *monthly balance* itp.) oraz wyższymi kosztami. Z drugiej strony, giełda pozwala nie tylko na rozwój obrotu związanego z fizyczną dostawą i rynkiem spot (pojawia się ostatecznie cena referencyjna), ale także na wdrożenie instrumentów terminowych i pochodnych. Dynamiczny w ostatnich latach rozwój giełdowego rynku energii elektrycznej prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii w Warszawie stanowi dowód, iż możliwy jest tego typu projekt również w obszarze gazu ziemnego.

Jak widać, metod i sposobów działania jest wiele, ale metodą wybraną za najskuteczniejszą nie może być dobrowolne oddanie rynku przez dotychczasowego monopolistę – spółkę prawa handlowego notowaną na GPW – gdyż w rozumieniu tego prawa będzie to działanie na szkodę jej właścicieli/akcjonariuszy i żaden rozsądny zarząd tego działania nie podejmie. Nie może być również tak, że ostatnim elementem mapy drogowej będzie decyzja prezesa URE zwolnienia od 1 stycznia 2013 r. sprzedaw-

ców z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorców przemysłowych.

Dlatego na koniec pytam: czy nie jest już najwyższa pora, aby zmienić i ustabilizować politykę energetyczną państwa polskiego? Zarówno w zakresie legislacji, jak i budowania modelu rynku i jego instytucji, a także prognoz jego rozwoju, dostosowanych do trendów światowych. ■

dr Andrzej Sikora

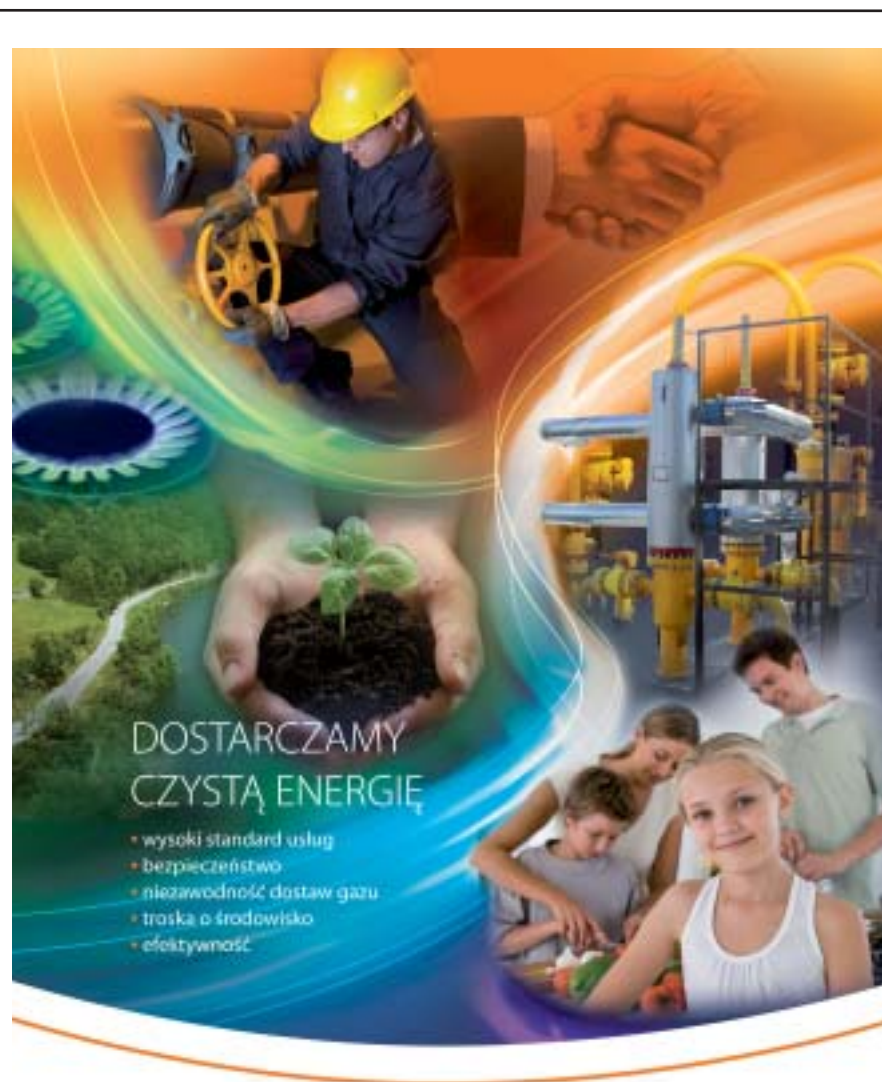
Autor jest dyrektorem Instytutu Studiów Energetycznych.

¹ Ankieta opublikowana została na stronie internetowej URE 4 sierpnia 2011 r.;

GAZ-SYSTEM S.A. jest współorganizatorem X Międzynarodowej Konferencji Gas Infrastructure Europe, która odbędzie się 24–25 maja 2012 roku w Krakowie. Konferencja GIE od lat jest jednym z najważniejszych i najbardziej prestiżowych wydarzeń w europejskim sektorze energetycznym oraz pierwszym wydarzeniem tego typu organizowanym w Polsce. Tematem przewodnim spotkania będzie rola gazu ziemnego jako czystego i ekologicznego źródła energii w przyszłości gospodarek państw UE. Dodatkowe informacje o konferencji znajdują się na stronie: <http://www.gie.eu/index.php/annual-conference-2012-home>

http://www.ure.gov.pl/porta1/pdb/480/4224/Prezes_URE_rozpoczyna_badania_ankieto.html

² Cyt. za: Marek Woszczyk, prezes Urzędu Regulacji Energetyki.



www.mgaz.pl

MAZOWIECKA
SPÓŁKA GAZOWNICTWA

Wykorzystanie technologii LNG w dystrybucji gazu ziemnego

Ryszard Węcowski

Transport gazu ziemnego w postaci LNG (*Liquefied Natural Gas* – skroplony gaz ziemny) od dłuższego czasu cieszy się na świecie dużą popularnością. W technologii tej gaz ziemny jest schładzany do temperatury -162°C , przy której następuje jego skroplenie. Zmiana stanu skupienia na płynny powoduje ponad 600-krotny spadek objętości gazu ziemnego, co skutkuje znaczącym spadkiem kosztów transportu.

Ilość skroplonego gazu ziemnego będącego przedmiotem obrotu międzynarodowego wzrasta bardzo dynamicznie. Zamieszczony wykres pokazuje, iż w minionych 30 latach zwiększyła się ona 10-krotnie. Transport w postaci LNG staje się zatem coraz poważniejszą alternatywą dla przesyłu gazu ziemnego za pomocą gazociągów wysokiego ciśnienia.

W Polsce temat LNG pojawia się głównie w kontekście dywersyfikacji dostaw paliwa gazowego. Budowany obecnie gazoport ma bowiem umożliwić dostarczenie 5 mld m^3 gazu, co stanowi ponad $\frac{1}{3}$ krajowego zużycia. LNG będzie dostarczane do Świnoujścia drogą morską, gdyż jest to najtańszy sposób transportowania dużych ilości LNG na znaczne odległości.

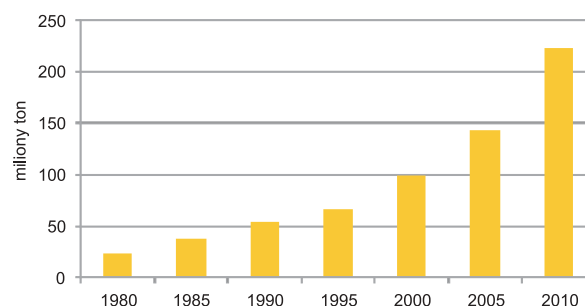
Technologia LNG wykorzystywana jest jednak w Polsce już od dłuższego czasu. Oczywiście, odbywa się to na znacznie mniejszą skalę – LNG transportowane jest drogą lądową za pomocą odpowiednio przystosowanych cystern samochodowych. Trafia ono do lokalnych stacji regazyfikacji, w których po odparowaniu jest włączane do sieci dystrybucyjnych lub dostarczane bezpośrednio do odbiorcy. Rozwiązania takie stosowane są w dwóch przypadkach.

Pierwszy to gazyfikacja miejscowości, które z różnych powodów (ekonomicznych, technicznych czy administracyjnych) nie mogą być połączone z krajowym systemem gazowym. Wykorzystanie gazu skroplonego jako źródła zasilania sieci dystrybucyjnej nie musi mieć charakteru permanentnego. Stacja regazyfikacji LNG może być bowiem rozwiązaniem tymczasowym – do czasu doprowadzenia gazu sieciowego (tzw. pregazyfikacja). Po przyłączeniu danej miejscowości do sieci możliwe jest wykorzystanie części urządzeń z likwidowanej stacji w nowej lokalizacji.

Drugim zastosowaniem jest wykorzystywanie instalacji LNG jako źródła dodatkowego, mającego za zadanie wspomagać pracę sieci zasilanej głównie z systemu sieciowego. Powodem

wykorzystania LNG jako paliwa dodatkowego nie musi być wyłącznie obawa o ciągłość dostaw gazu sieciowego, decydować mogą także względy czysto ekonomiczne. Odbiorcy, których zapotrzebowanie na paliwo gazowe cechuje się dużymi wahaniami, mogą na przykład zamówić moc znacznie niższą od ich maksymalnego zapotrzebowania godzinowego, posiłkując się w okresie zwiększonego zapotrzebowania gazem z regazyfikacji LNG. W Stanach Zjednoczonych jako pomocnicze źródła zasilania funkcjonują duże instalacje mające możliwość zarówno skraplania, jak i regazyfikacji. W okresie letnim gaz ziemny pobierany z sieci ulega w nich skropleniu i trafia do zbiorników, skąd zimą jest pobierany, regazyfikowany i włączany do sieci. W Polsce stosowane są małe stacje, wyposażone jedynie w instalację regazyfikacji. LNG musi być do nich dowożone cysternami. Instalacje gazu skroplonego spisują się bardzo dobrze w roli szczytowych źródeł zasilania, są bowiem zdolne do regazyfikacji i włączenia do sieci dużych ilości gazu w krótkim okresie. Wysokie jednostkowe koszty budowy zbiorników, w których składowane jest LNG, powodują jednak, iż rozwiązania oparte na gazie skroplonym ze względów ekonomicznych nie znajdują zastosowania jako magazyny przeznaczone do utrzymywania rezerw obowiązkowych – wybudowanie w tej technologii zbiorników zdolnych do przechowywania 30-dniowych zapasów gazu byłoby bowiem zbyt kosztowne.

Dynamika światowego handlu LNG



Źródło: IGU World LNG Report – 2010.

Jedną z firm stosujących w Polsce technologię LNG w celu dystrybucji gazu ziemnego jest G.EN. GAZ ENERGIA S.A. Spółka posiada obecnie pięć instalacji tego typu, zlokalizowanych w miejscowościach: Hel, Jastarnia, Miastko, Chociwel i Rozewie. Podstawowe dane dotyczące tych instalacji przedstawiono w zamieszczonej tabeli. Na szczególną uwagę zasługuje instalacja w Rozewiu, która pod względem wydajności regazyfikacji jest obecnie największa w Polsce.



Należąca do G.EN. GAZ ENERGIA S.A. stacja regazyfikacji LNG w miejscowości Miastko i zasada jej działania.

G.EN. GAZ ENERGIA S.A. kupuje LNG od PGNiG SA. Pochodzi ono z odazotowni w Odolanowie i Grodzisku (jest produktem powstającym podczas odazotowania gazu zaazotowanego). Do stacji regazyfikacji dostarczane jest cysternami przez specjalistyczne firmy transportowe. Częstotliwość dostaw zależy od wielkości zużycia gazu przez klientów. Ponieważ G.EN. GAZ ENERGIA S.A. dostarcza paliwo głównie do odbiorców komunalnych, rozbiory gazu charakteryzują się dużymi wahaniami sezonowymi. Dlatego w okresie letnim transport LNG do każdej instalacji odbywa się średnio raz na cztery tygodnie, natomiast w okresie zimowym dowożone jest ono 1–2 razy w tygodniu. Na tym etapie uwidacznia się najistotniejsza różnica między transportem gazu w postaci skroplonej a transportem za pomocą gazociągu. W systemie sieciowym gaz dostarczany jest w sposób ciągły, co jest rozwiązaniem wygodniejszym, gdyż w przypadku dostaw LNG odbiorca musi cały czas monitorować ilość paliwa w zbiornikach i z wyprzedzeniem planować kolejne transporty.

W przypadku instalacji LNG w Miastku i Jastarni, gaz po regazyfikacji wtłaczany jest do sieci gazowych zasilających te miejscowości. Stacje w Chociwlu i Helu pracują obecnie na potrzeby pojedynczych odbiorców – lokalnych ciepłowni. Instalacja w Rozewiu stanowi natomiast rezerwowe źródło zasilania należącej do G.EN. GAZ ENERGIA S.A. sieci gazowej zlokalizowanej na terenie powiatów puckiego i wejherowskiego. Skład chemiczny LNG wykorzystywanego przez G.EN. GAZ ENERGIA S.A. jest zbliżony do składu chemicznego gazu sieciowego wysokometanowego, w związku z tym może on być bez problemu spalany w urządzeniach dostosowanych do gazu E oraz mieszany z gazem systemowym.

Szybki rozwój rynku LNG w Polsce ograniczony jest przez niewielką podaż. W naszym kraju w formie skroplonej oferowa-

Stacje regazyfikacji LNG użytkowane przez G.EN. GAZ ENERGIA S.A.

Lokalizacja	Rok budowy	Robocza zdolność magazynowa (tony)	Maksymalna wydajność (m ³ n/h)
Hel	2001	15	350
Miastko	2006	22	1000
Chociwel	2006	15	500
Jastarnia	2007	27	1000
Rozewie	2011	44	3000

nych jest rocznie jedynie kilkadziesiąt mln m³ gazu ziemnego. Sytuacja powinna ulec zmianie w 2014 r., w związku z zapowiadaniem otwarciem terminalu LNG w Świnoujściu. Co prawda, dostarczany do gazoportu gaz będzie na miejscu regazyfikowany i wtłaczany do systemu przesyłowego, jednak przynajmniej 5% sprowadzanego tą drogą gazu skroplonego będzie mogło być przeładowane na cysterny samochodowe. Biorąc pod uwagę planowaną przepustowość terminalu, do dystrybucji na terenie kraju trafi rocznie dodatkowo 250 mln m³ gazu ziemnego w postaci skroplonej. ■

Autor jest specjalistą ds. prognoz i analiz w G.EN. GAZ ENERGIA S.A.



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

TRACTEBEL Engineering
GDF SUEZ

**OD POMYSŁU DO SUKCESU
DUŻE PROJEKTY GAZOWE I LNG**

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.
(dawniej CITEC S.A.) GDF SUEZ Group
ul. Dułęby 5
40-833 Katowice - POLSKA
tel. +48 32 358 88 88
fax +48 32 358 88 00
e-mail: te.pl@gdfsuez.com
www.tractebel-engineering-gdfsuez.com

CHOOSE EXPERTS, FIND PARTNERS

COMMON

ISO 9001
ISO 14001

Jesteśmy polską firmą inżynierską działającą od 1987 roku.

Jako jedyny polski producent projektujemy i wytworzymy wszystkie komponenty systemów opionierowania przepływu gazów dla rurociągów i technologicznych.

Nasz program produkcji obejmuje m. in.:

- **Gasoturbiny:**
 - turbiny CGT od G40 PNI6 do G4000 PNI 18 (zamykają zgodności z dyrektywą MID)
 - turbiny CGR od G14 do G480 PNI6, zakresowości do 1330 (zamykają zgodności z dyrektywą MID)
 - instalacje CGZ (Mazujny) i CGZW (z wymienną krosą)
 - projektowanie turbinowe OPT do jednostek technologicznych
- **Systemy sterujące:**
 - regulatory angulów CR3-01
 - kontrolory objętości Vp/Fz typu CPK z osiłowaniem termodynamicznym
 - przetworniki ciśnienia DCPNCO (zamykają zgodności z dyrektywą MID)
- **Systemy transmisji dróg:**
 - urządzenia i oprogramowanie do transmisji przewodowej i poprzez sieć GSM
 - konwertery transmisji i niezbędne akcesoria

Oficujemy także regulacje gazometry w zakresie laboratoriom przytłoczonym oraz ekspertyzy techniczne, analizy śluzów procesowych instalacji, dobór optymalnego układu pomiarowego.

Wszystkie nasze urządzenia spełniają lub przewyższają wymagania obowiązujących norm dotyczących bezpieczeństwa i niezawodności. Posiadamy atesty i doposażenie zgodnie z obowiązującymi przepisami.

Nasze wyroby zostały uznane klasami w Polsce i w wielu krajach świata. Eksportujemy do Wielkiej Brytanii, Włoch, Holandii, Niemiec, Czech, Serbii, Chorwacji, Belgii, Mołdawii, Grecji, na Węgry, Litwę, Łotwę, także do Chin, Korei Południowej, Indii i Indonezji.

Najproduktowe przez nas urządzenia udzieliły świadczenia gwarancji.

Zapraszamy do kontaktu z dziełami technicznymi w siedzibie naszej firmy:
71-255 Łódź, ul. Aleksandrowska 87/87

telefon biurowy: 42 351 86 38
komórki: 42 353 44 90
fax: 42 353 88 99
e-mail: common@common.pl
www.common.pl

W pierwszym kwartale 2012 r. do Izby Gospodarczej Gazownictwa przystąpiły następujące firmy:

- Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego Sp. z o.o. z siedzibą w Łędzinach przy ul. Łędzińskiej 8. Firma zatrudnia ponad 250 osób, jej działalność obejmuje m.in. analizy techniczne, raporty i oceny stanu w zakresie maszyn i urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych, skojarzonych zagrożeń naturalnych, w tym metanowych, bezpieczeństwa pracy i środowiska naturalnego, badania rzeczoznawcze maszyn i urządzeń objętych przepisami dozoru technicznego i transportowego, prawa geologicznego i górniczego oraz prawa energetycznego (www.cbidgpp.pl);
- EFAR W. Narożny, E. Pukacka-Mruk, spółka jawna z siedzibą w Poznaniu przy ul. Gołężyckiej 27. Firma zatrudnia 25 osób i prowadzi sprzedaż hurtową armatury instalacyjnej. Wyłączny dystrybutor firmy EFAWA – producenta kurków kulowych do wody, gazu, pary, ropopochodnych i do innych mediów – oraz firmy Junior – producenta kurków kulowych do wody i gazu. EFAR jest również importerem armatury instalacyjnej wodnej i gazowej (www.efar.com.pl).
- ENERGA – OBRÓT SA z siedzibą w Gdańsku przy ul. Grunwaldzkiej 472. Firma zatrudnia ponad 150 osób, prowadzi handel energią elektryczną oraz handel gazem (www.energa.pl);
- GRUPA WEBBA Spółka z o.o., sp.k. z siedzibą w Paczkowie k. Poznania przy ul. Poznańskiej 5. Firma zatrudnia do 50 osób i prowadzi sprzedaż hurtową wyrobów metalowych oraz sprzętu i dodatkowego wyposażenia hydraulicznego i grzejnego (www.weba.com.pl);
- Kaczor Klimczyk Pucher Wypiór Adwokaci Spółka Partnerska z siedzibą w Krakowie przy ul. Dietla 50/12. Firma zatrudnia 24 osoby i prowadzi działalność prawniczą (www.kkpw.pl);
- LARS Andrzej Szymański z siedzibą w Poznaniu przy ul. Człuchowskiej 12. Firma zatrudnia około 50 osób, prowadzi patrole gazociągów śmigłowcem oraz działalność w zakresie automatyki gazowej, sterowników temperatury urządzeń grzewczych oraz zdalny metering LMS (www.lars.pl);

- Przedsiębiorstwo Projektowo-Usługowe „BiproRaf” Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku przy ul. Sadowej 8. Firma zatrudnia ponad 50 osób, prowadzi działalność w zakresie inżynierii i związane z nią doradztwo techniczne (www.biproraf.com.pl);
- „RMA POLSKA” sp. z o.o. jest spółką-córką koncernu RMA GmbH z siedzibą w Niemczech i wiodącym producentem monobloków izolacyjnych oraz podzespołów do armatury gazowej. Od 01.08.2012 RMA Polska zostanie wyłącznym przedstawicielem w Polsce firmy RMA NIEMCY w zakresie dostaw armatury gazowej (kurki kulowe DN25–DN1400, zasuwy, monobloki izolacyjne, słuzki nadawczo-odbiorcze, zawory szybkozamykające, ultradźwiękowe liczniki gazu i inne). Firma świadczy także usługi obróbki toczenia i frezowania, produkuje rury z blach w gat. S, P, L, nietypowe kołnierze, króćce, wykonuje usługi poddostawczego spawania konstrukcji stalowych wraz z odbiorami (TUV Niemcy). Zapraszamy na: www.rma.com.pl;
- ROSA Andrzej Rosłon z siedzibą w Ożarowie Makowieckim przy ul. Kopernika 2C. Firma zatrudnia 7 osób i zajmuje się systemami PE (www.rosa.biz.pl);
- „SICK” Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie przy ul. Nakielskiej 3. Firma zatrudnia do 50 osób, prowadzi sprzedaż, instalację i serwis urządzeń automatyki przemysłowej, w tym urządzeń do pomiaru przepływu gazów (www.sick.pl);
- Talisman Energy Polska Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie przy ul. Emilii Plater 53. Firma zatrudnia 6 osób i prowadzi działalność w zakresie górnictwa ropy naftowej i gazu ziemnego oraz usługi wspomagające eksploatację (www.talisman-energy.com);
- TECHMADEX Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie przy ul. Migdałowej 91. Firma zatrudnia około 30 osób, prowadzi projektowanie i wykonawstwo systemów automatyki przemysłowej, w tym do instalacji gazowych, usługi termowizyjne, działalność handlową w zakresie automatyki przemysłowej, informatyki oraz środków transportu (www.techmadex.com.pl).



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

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

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

GAZ-SYSTEM - system, który łączy



www.gaz-system.pl

Inwestycje pod klucz



Jesteśmy Generalnym Realizatorem Inwestycji w branży naftowo-gazowniczej.
Pracujemy z najlepszymi i korzystamy z doświadczeń zbieranych od prawie 100 lat.
Rozumiemy potrzeby inwestorów i dostarczamy im gotowe rozwiązania w systemie pod klucz.

- GAZOCIĄGI
- PÓDZIEMNE MAGAZYNY GAZU
- KOPALNIE ROPY I GAZU
- TŁOZCZNIKI GAZU
- WĘZŁY RÓZDZIELCZE
- STACJE REDUKCYJNO-POMIAROWE
- PRODUKCJA
- USŁUGI SERWISOWE



Wspólnymi siłami

Neftomat

NAFTOMONITOR

WAGNER

SPRINT

www.technologie.pgnig.pl



PGNiG

TECHNOLOGII